




SEGUNDA EDICIÓN  
CON MATERIALES NUEVOS Y ACTUALIZADOS

# PETROFISICA

TEORIA Y  
PRACTICA DE LA  
MEDICION DE  
LAS  
PROPIEDADES  
DE TRANSPORTE  
DE ROCAS Y  
FLUIDOS DE LOS  
DEPOSITOS

■ebbar Tiab and  
Erle C. Donaldson

G | P  
P | W



Petro física  
segunda edicion



Teoría

y práctica de medir

Roca y fluido de yacimiento

Transporte

Propiedades

# Petro física

segunda

Teoría

y practica

de medir

Reservoir Rock

y fluido

Transporte

Propiedades

Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson

G | P  
P | U



ELSEVIER

AMSTERDAM • BOSTON • HEIDELBERG  
LONDON • NEW YORK • OXFORD • PARIS  
SAN DIEGO • SAN FRANCISCO • SINGAPORE  
SYDNEY • TOKYO

Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier

Publicaciones  
profesionales  
del Golfo

Publicaciones profesionales del Golfo es una  
impresión de Elsevier 200 Wheeler Road,  
Burlington, MA 01803, EE. UU. Linacre  
House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, Reino  
Unido

Copyright © 2004, Elsevier, Inc. Todos los derechos reservados.

Ninguna parte de esta publicación puede reproducirse, almacenarse en  
un sistema de recuperación, o transmitido en cualquier forma o por  
cualquier medio, electrónico, mecánico, fotocopiado, grabación o de  
otro modo, sin el consentimiento escrito del editor.

Los permisos se pueden solicitar directamente a Science de Elsevier &  
Technology Rights Department en Oxford, Reino Unido: teléfono: (+44)  
1865 843830, fax: (+44) 1865 853333,  
e-mail: [permissions@elsevier.com](mailto:permissions@elsevier.com). También puede completar  
su solicitud en línea a través de la página de inicio de Elsevier Science  
(<http://elsevier.com>), seleccionando "Atención al cliente" y luego  
"Obtención de permisos".



Reconociendo la importancia de preservar lo que se ha escrito, Elsevier  
imprime su  
libros sobre ácido libre papel siempre que sea posible.

Catalogación en publicación de la Biblioteca  
del Congreso Datos Tab, Djebbar.

Petro física: teoría y práctica de la medición de yacimiento transporte de  
rocas y fluidos  
propiedades / Djebbar tuba y Earl C. Donaldson. -2do  
ed. d.

p. cm.

Incluye bibliografía y referencias e índice.

ISBN 0750G7711 -2 (todo. papel

1. Petróleo — Geología. 2. Petrología. Donaldson, Carl. II.

.87 .. 2

.2'8-dc22

2003023604

Catalogación en publicación de la biblioteca británica Datos  
Un registro del catálogo de este libro está disponible de la Biblioteca Británica.

ISBN: 0750G7711 -2

**Para obtener información sobre todos** Publicaciones profesionales del Golfo  
visita de publicaciones nuestro sitio web en [www.gulfpp.com](http://www.gulfpp.com)

04 05 Ob 07 08 10 11 9 8 7 6 5 4 3 2 1

Impreso en el Estados Unidos de América

Tuba djebar

Este libro está dedicado a mis difuntos padres, hijos,  
hermanos, hermana y a mi futura esposa, quienes  
contribuyeron a este libro  
en la forma en que ella lo hará nunca se sabe. Por último, pero  
no menos importante, a mis ex esposas: la inteligente Teresa,  
la hermosa Twyla y Salim por  
dándome los mejores años de sus vidas.

**Erle C. Donaldson**

Este libro se dedica a mis hijos, a los difuntos Robert  
T. Johansen, por su estímulo, inspiración y contribuciones al campo de  
la recuperación mejorada de petróleo y al  
más mujer importante en mi vida: mi esposa Grace.

# C O N T E N I D O

Sobre los autores»» •. »»•. . » xviii  
Reconocimiento ••••• xx  
Prefacio a la primera ediciónxxi  
Prefacio a la segunda ediciónxxiii  
**Unidades**

.....  
XXV

## CAPÍTULO1

Introducción a la mineralogía ••••• 1  
    MineralComponentes de las rocas: una  
        revisión  
        Rocas ígneas, 7  
            Rocas metamórficas, 9  
            Rocas sedimentarias, 10  
Propiedades de las partículas sedimentarias, 14  
Desarrollo y uso de la petro física, 20  
Objetivos y organización, 22  
    Problemas, 24  
    Glosario (Capítulo 1), 24  
    Referencias, 26

## C H A P T E R 2

Introducción a la geología del petróleo.....  
.29  
    Revisión de la composición del globo,  
        29 Corteza, 31  
        Tectónica de placas, 32  
        Tiempo geológico, 34  
Geología sedimentaria, 37  
    Lavabos, 37  
    Márgenes continentales  
        divergentes, 38 Márgenes  
        continentales convergentes, 39  
    Márgenes continentales  
        transformados, 39 Ciclos  
        transgresores-regresivos, 39

- Acumulación de sedimentos, 40
- trampas de hidrocarburos, 44
- Origen del petróleo, 46
  - Transformación de kerógeno de laúid orgánico, 47
  - Transformación de kerógeno en petróleo y gas, 48
- Marmion y acumulación de petróleo, 49
  - I \ 4igración primaria, 50
  - Marmion secundario, 5 l
- Propiedades de los fluidos subsuperficiales, 53
  - Gradiente de presión hidrostática, 54
  - Gradiente de presión litostática, 54
  - Gradiente geotérmico, 55
  - Aguas de yacimientos petrolíferos, 58
  - Petróleo, 65
- Química del petróleo, 71
- Problemas, 81
- Nomenclatura, 83
  - Símbolos griegos, 84
  - Subíndices, 84
- Referencias, 85

### **CAPÍTULO 3**

- Porosidad y permeabilidad • • . . . . . • 87
  - Porosidad, 88
    - Factores que martillean la magnitud de la porosidad, 89
    - Clasificación de ingeniería de la porosidad, 91
    - Clasificación geológica de la porosidad, 91
    - Descripción visual de la porosidad en rocas carbonatadas, 94
    - Saturación de líquidos, 96
    - Uso cuantitativo de la porosidad, 97
  - Permeabilidad, 190
    - Clasificación de permeabilidad, 101
    - Factores que afectan la magnitud de la permeabilidad, 102
    - Relaciones permeabilidad-porosidad, 105
      - Correlación de Cozens, 106
      - Concepto de unidades de flujo, 112
      - LA Teoría matemática de unidades de flujo, 1 l4
      - Superficie específica, 1 lb.
      - Factores de caracterización de la unidad de flujo, 120
      - Efecto del estacionamiento sobre la permeabilidad, 130
      - Efecto de la saturación de agua sobre la permeabilidad, 132
      - Permeabilidad por RMN I zig, 134
      - Relaciones de permeabilidad-porosidad en torres de carbonato, 136
      - Permeabilidad direccional, 147
      - Heterogeneidad del yacimiento, 159
      - Distribución de las propiedades de Roku, 162
      - Distribuciones de permeabilidad y porosidad, 163

Permeabilidad a partir de datos de prueba de pozo, 180 Técnica de zonificación estadística, 185  
Problemas, 193  
Nomenclatura, 196  
    Subíndices, 19<sup>o</sup>  
    Superíndices, 198  
    Símbolos griegos, 198  
Referencias, 198

#### Capítulo 4

Resistencia de la formación y saturación de agua ..... 203

Factor de resistividad de formación, 204  
    Medición de resistividad, 204  
    Determinación de la resistividad del agua de formación, 206  
    Correlación entre  $\rho R$  y porosidad, 21<sup>o</sup>  
    Correlaciones entre  $\rho R$  y tortuosidad, 219  
    Correlaciones entre FR y cementación, 221  
    Fórmula teórica para FR. 224  
    Correlación entre FR y  $\rho R$ , 229  
    Correlación entre FR y permeabilidad, 239  
Resistividad de las rocas del yacimiento temblorosas (arcillosas), 242  
    Agua saturación en rocas de yacimiento temblorosas (arcillosas), 243  
    Relación aproximada de lutitas, 249  
    Relación generalizada de lutitas, 250  
unidades de flujo para areniscas temblorosas, 253  
Derivado de laboratorio Evaluación de rocas del yacimiento temblorosas (arcillosas), 25<sup>o</sup>  
Evaluación derivada del registro de rocas del yacimiento temblorosas (arcillosas), Evaluación de formaciones 28ñ, 283  
    Análisis básico, 284  
    Análisis de registros de pozos, 285  
Problemas, 301  
Nomenclatura, 305  
    Subíndices, 308  
    Símbolos griegos, 308  
Referencias, 309

#### CAPÍTULO 5

**Capillary Pressure ..... 313**

Presión capilar, 313  
    Derivación de la ecuación de presión capilar, 314  
    Aumento capilar), 318  
    Función J de presión capilar, 320  
Semipermeable Medición del disco de la presión capilar, 322  
Medición de la presión capilar mediante inyección de mercurio, 324  
Medición de la presión capilar mediante centrifugación, 330  
    Procedimiento de laboratorio, 330  
    Cálculo de datos de presión capilar de centrífuga, 333



Limitación de la velocidad de la centrifuga,	334
Cálculo aproximado de la saturación de entrada,	336
Cálculo teóricamente exacto de la saturación de entrada,	338
Distribución del tamaño de los poros,	342
Perfil de saturación vertical en un yacimiento,	346
Número capilar,	352
Problemas,	355
Nomenclatura,	356
Símbolos griegos,	357
Referencias,) 57	

## C H A P T E R 6

Mojabilidad .....	360
Mojabilidad,) 60	
Tensión interfacial,	361
Ángulo de contacto,) 62	
Medición de ángulos de contacto de gota sésil,	364
Medición de ángulos de contacto con placa Wilhelm,	366
Propiedades químicas de superficie,	367
Evaluación de la	
humectabilidad, 371 Índice	
de humectabilidad Amit, 371	
Índice de humectabilidad	
USBM, 373	
Prueba combinada de humectabilidad	
Amit-USBM, 375 Prueba de humedad de	
imbibición espontánea, 377 Energía de	
desplazamiento de fluido, 378	
Actividad interfacial Water-Oil-Rock, 382	
Efecto de Wettability en nuestra	
recuperación, 384 Efecto de la salinidad	
del deflector en la recuperación de	
petróleo, 389	
Atención de Wettability, 390	
Tratamiento de la roca, 390	
Adición de compuestos solubles en líquido al agua y a	
nuestro, 391 Envejecimiento del sistema aceite-salmuera-	
roca, 394	
Efectos de la temperatura y la presión, 395	
Restoration of Original Wettability, 397	
Efecto de la humectabilidad en las	
propiedades eléctricas, 398 Problemas, 403	
Nomenclatura, 404	
Símbolos griegos, 405	
Subíndices, 406	
Referencias, 406	

## CAPÍTULO 7

Aplicaciones de la ley de Darcy .....	415
Ley de Darcy, 416	
Flujo lineal de fluidos incompresibles, 417	
Flujo lineal de gas, 420	
Leyes de Darcy y Poiseuille, 424	

- Flujo lineal a través de fracturas y canales, 425
  - Flujo a través de hechos, 426
  - Flujo a través de canales de solución, 431
  - Sistemas de flujo radial, 434
    - Flujo en estado estacionario, 435
    - Flujo de estado pseudoestacionario, 437
  - Flujo laminar radial de gas, 447
  - Flujo turbulento de gas, 452
    - Flujo turbulento lineal, 452
    - Factor de fricción de rocas porosas, 459
    - Flujo radial turbulento, 466
  - Rocas de permeabilidad múltiple, 469
    - Reservorios estratificados con flujo cruzado, 469
    - reservorios estratificados sin flujo cruzado, 470
    - reservorios compuestos, 474
  - Problemas, 479
  - Nomenclatura, 483
    - Símbolos de Creek, 484
  - Referencias, 484

## Capítulo 8

### Reservorios naturalmente fracturados. • • 488

- Introducción, 488
- Origen de la permeabilidad en rocas carbonatadas, 490
- Clasificaciones geológicas de fracturas naturales, 490
- Clasificación de ingeniería de reservorios factorizados naturalmente, 492
- Indicadores de fracturas naturales, 495
- Identificación visual de fracturas, 500
- Petrofísica: al
  - Propiedades de las rocas fracturadas Nataly, 500
  - Determinación de la porosidad de la fractura, 502
  - Coefficiente de reparto de porosidad, 506
  - Índice de intensidad de fractura, 511
  - Relaciones de permeabilidad-porosidad en sistemas de doble porosidad, 515
  - Relaciones de porosidad y permeabilidad en reservorios naturalmente afinados tipo 1, 518
  - Fracturas porosidad y apertura de núcleos, 520
  - Área específica de hechos, 524
  - Efecto de la forma de la fractura, 526
  - Radio de hechos hidráulico, 527
  - Reservorios tipo 2 factorizados naturalmente, 529
  - Modelado de flujo de fluido en hechos, 531
    - Área de fractura, 531
    - Capacidad de Fracture Storage, 532
    - Conductividad de la fábrica, 533
  - Caracterización de hechos naturales de Bell Test Data, 534
  - Problemas, 548

Nomenclatura, 550  
Subíndices, 550  
Símbolos griegos, 551  
Referencias, 551

## Capítulo 9

Efecto de la tensión en las propiedades de la roca del yacimiento ••••••••

554

Relación tensión-deformación  
estática, 555 Análisis de  
tensión, 556  
Análisis de deformaciones, 559  
Sistemas bidimensionales de tensión-  
deformación, 560 Deformación de rocas, 561  
Ley de Hooke, 562  
Diagramas de esfuerzo-  
deformación, 571 El  
diagrama de Mohr, 574  
Propiedades elásticas  
dinámicas, 577 Arnés de tobillo Rock  
Strength, 589  
Dureza de la roca, 584  
Compresibilidad de rocas porosas,  
556  
Compresibilidad de poros, 5f16  
Efectividad de la presión de poro para contrarrestar el  
estrés, 591 Efecto de la compresibilidad de poros en los  
cálculos de reservas, 594 Conversión de datos de  
laboratorio en datos de yacimientos, 596  
Efecto de la tensión en los datos  
centrales, 599 Efecto de la  
tensión en la porosidad, 600  
Efecto del estrés sobre la  
permeabilidad, 603 Efecto del estrés  
sobre la resistividad, 604  
Relación porosidad-permeabilidad-estrés,  
606 Efecto del estrés sobre la fracturación,  
621  
Efecto de la relación de Poisson sobre la fractura  
circadiana, 621 FG para pozos costa afuera, 626  
Efecto de la relación de Poisson sobre las dimensiones  
de la fractura, 632 Distribución de esfuerzos in situ, 637  
Efecto del cambio de tensión en Rock Faure, 643  
Cambio en el campo de tensión debido a la despresurización  
del tobillo por agotamiento, 644 Relación de tensión en el  
pozo, 645  
Estimación de la presión crítica del pozo en pozos  
verticales, 646 Presión crítica del pozo en pozos  
horizontales, 647  
Presión de poro crítica, 649  
Ejemplo de un embalse del Mar del Norte, 650  
Prioridad como indicador de resistencia para evaluar la producción de  
arena, 653  
Problemas, 659

Nomenclatura, 664  
Subíndices, 664  
Símbolos griegos, 665  
Referencias, 666

## Capítulo 10

### Interacciones fluido-roca ••••• ••••• 671

- Importancia de la permeabilidad del pozo cercano), 671 Naturaleza del daño por permeabilidad, 674
  - Origen del daño por permeabilidad, 675 Tipos de daño por permeabilidad, 677
- Efecto de la migración de multas sobre la permeabilidad, 685 Tipos y tamaños de multas, 686
  - Multas Marmion, 695
  - Migración de sólidos extraños, 709
- Concepto de velocidad crítica,> 09
  - Arrastre y deposición superficial, 710
  - Arrastre y taponamiento, 714
- Identificación de los mecanismos de daño por permeabilidad, 19
  - Daño de permeabilidad por sólidos extraños, 720
  - Daño de permeabilidad por multas de formación, 726
- Efecto de la calidad del agua sobre la permeabilidad, 731 Acumulación de la torta del filtro externo,> 34
  - Acumulación de la torta del filtro interno, 736
  - Infectividad Deanne por taponamiento de perforaciones,> 40
  - Deterioro del pozo Phillip, 742
  - Pruebas de configuración de miembros,> 44 pruebas de valoración de núcleos, 747
- Problemas, 756
- Nomenclatura, 757
  - Subíndices,> 5b
  - Símbolos, 758
- Referente, 759

## APÉNDICE

### Medición de propiedades de rocas y fluidos 763

#### EXPERIMENTO 1

### Contenido de fluido de las rocas por la retorta I • 1 método »« 764

- Introducción, 764
- Equipos y procedimientos, 765 Eco
  - (dolencia, 765
  - Espécimen de retorta, 765
  - Calibración de retorta, 766
  - Retorciendo,> 66
- Cálculos de muestra,> 66
  - Calibración de retorta, 766
  - Resultados de la muestra de prueba, 767 Cálculos de saturación, 767
- Preguntas y problemas, 767
- Referencias, 768

EXPERIMENT 2

Medida de saturación por Extracción . . . . 769

- Introducción, 769
- Equipos y procedimientos, 770
- Cálculos de muestra, 771
- Preguntas y problemas, 771
- Referencias, 772

EXPERIENCIA Yo \ yo ENT 3

Densidad, gravedad específica y API Gravedad . . . . . 773

- Introducción, 773
- Equipos y procedimientos, 774
- Medición de gravedad API,  
774 West phal Balance, 775
- Preguntas y problemas, 776
- Referencias, 776

EXPERIMENTO 4

\$ Gravedad pacífica de los gases . . + . . . . . 777

- Introducción, 777
- Equipos y procedimientos, 777
- Cálculos de muestra, 779
- Preguntas y problemas, 779
- Referencias, 779

EXPERIMENTE NT 5

**Viscosity . . . . . 780**

- Introduction, 780
- Equipment and Procedures, 780
- Cannon-Fenske Viscometer, 781
- Questions and Problems, 783
- References, 783

EXPERIMENTO 6

Fluorescencia . . » . . . . 784

- Introducción, 784
- Equipo y procedimientos, 785
- Preguntas y problemas, 786
- Referencias, 786

EXPERIMENT 7

**Absolute and Effective Porosity . . . . . 787**

- Introducción, 787
- Equipos y procedimientos, 788
- Porosidad absoluta del volumen de grano,  
788 volúmenes de grano y a granel, 789

Porosidad efectiva, 790  
Resumen, 790  
Medición de la porosidad mediante inyección de mercurio, 790  
Medición de porosidad por compresión / expansión de gas, 791  
Evaluación estadística de datos de porosidad, 794  
Preguntas y problemas, 797 Referencias, 797

## EXPERIMENTO 8

### **Particle Size Distribution . . . . . 798**

Introducción, 798  
Equipo y procedimientos,  
    procedimiento de análisis  
    de tamiz 798, 801  
Preguntas y problemas, 803  
Referencias, 803

## EXPERIMENTO 9

Superficie área de Sediments 804  
Introducción, 804  
Equipo y profesional: aguante, 805  
preguntas y problemas, 811  
referencias, 511

## EXPERIMENTO 10

Permeabilidad absoluta »813  
Introducción, 813  
Equipo y procedimientos, 514  
    Permeabilidad absoluta usando un líquido, 814  
    Permeabilidad absoluta usando un gas, 815  
    Efecto de la presión de sobrecarga sobre la permeabilidad  
absoluta, 817 cálculos de muestra, 817  
    Ejecutar 1, 518  
    Ejecutar 2, 818  
    Ejemplo de cálculo 1, 819  
    Ejemplo de cálculo 2, 820  
preguntas y problemas, 820  
referencias, 821

## EXPERIMENTO 11

Verificación del efecto Klinkenberg . . . . . 822  
Introducción, 822  
Equipos y procedimientos, 822  
    Cálculos de muestra, 823  
    Datos experimentales, 823  
preguntas y problemas, 825  
Referencias, 825

**EXPERIMENTO 12**

Permeabilidad relativa 826  
    Introducción, 826  
    Método de estado estacionario, 827  
    Método de estado inestable,  
    825 E  $\rho_j$ Dolencias y  
    procedimientos, 528 Preguntas  
    y problemas, 833 Referencias,  
    834

**EXPERIMENTO15**

Parámetros físicos básicos del registro de pozos ..... 835  
    Introducción, 835  
    Equipo y procedimientos, 537  
        Resistividad del agua de formación, 837  
        Resistividad de la roca saturada con  
        Bane, 537  
    Cálculos de muestra, 839  
    preguntas y problemas, 840  
    referencias, 840

**EXPERIMENTO 14**

**Surface and Interfacial Tensions ..... 841**

    Introducción, 84 1  
    Equipos y procedimientos, 841  
    Cálculos de muestra, 844  
    Preguntas y problemas, 844  
    Referencias, 845

**EXPERIMENTO 15**

**Cu (icamión PY'ÉSSt1Y'É + ... » + ...» ... »..... + ...» • »+ 846**

    Introducción, 546  
    Equipos y procedimientos, 547  
        Preparación del núcleo para la medición de la presión capilar,  
        847 Método de inyección de mercurio, 548  
        Método de diafragma poroso, 848  
        Método de centrifugación, 850  
    Cálculos de muestra, 856  
    preguntas y problemas, 858  
    referencias, 861

**EXPERIMENTO 16**

**Pore Size Distribution ..... 862**

    Introducción, 862  
    Equipos y procedimientos, 863  
    Cálculos de muestra, 864  
    Preguntas y problemas,  
    Referencias B64, 865



EXPERIMENTO 17

**Determinación de factores I para gases imperfectos . . . . . 866**

- Introducción, 866
- Ecuación de Van Der  
Waals, 868
- Equipo y procedimientos, 569
- Preguntas y problemas, 869
- Referencias. 1370

EXPERIMENTO 18

**Sedimentos básicos y agua (BS6W) . . . . . 871**

- Introducción, 871
- Equipo y procedimientos, 871
- Preguntas y problemas, 872
- Referencias, 872

EXPERIMENTO 19

**Prueba de resistencia de carga puntual 873**

- Introducción, 873
- Equipo y procedimientos, 875
- Cálculos de muestra, 874
- Preguntas y problemas, 875
- Referencias, 875

**Utilidades e . . . . . 87**

- Preservación de núcleos, 876
- Soluciones de salmuera  
sintética, Comprobador de peso  
muerto 87i3, 878
- Procedimiento, 879
- Referencias, 879

**Index . . . . . 881**

## SOBRE LOS AUTORES

Djebbar Tiab es profesor principal de ingeniería petrolera en la Universidad de Oklahoma y consultor de ingeniería petrolera. Recibió su B.Sc. (Mayo de 1974) y M.Sc. (Mayo de 1975) títulos del Instituto de Revestimiento y Tecnología de Nuevo México, y su Ph.D. (julio de 1976) de la Universidad de Oklahoma, todo en ingeniería petrolera. Es el Director del Programa de Posgrado en Ingeniería del Petróleo de la Universidad de Oklahoma en Argelia.

En la Universidad de Oklahoma, enseñó quince cursos diferentes de ingeniería general y de petróleo que incluyen: análisis de pruebas de pozos, petrofísica, ingeniería de yacimientos de petróleo, ingeniería de gas natural y propiedades de los fluidos de yacimientos. El Dr. Tiab ha sido consultor de varias compañías petroleras y ha ofrecido programas de capacitación en ingeniería de petróleo en los EE. UU. Y en el extranjero. Trabajó durante más de dos años en los campos petrolíferos de Argelia para Alcore, SA, una asociación de Sonatrach y Core Laboratories. También trabajó y consultó para Core Laboratories y Western Atlas en Houston, Texas, durante cuatro años como Asesor Senior de Ingenieros de Yacimientos.

Como investigador en la Universidad de Oklahoma, recibió varias subvenciones y contratos de investigación de compañías petroleras y varias agencias estadounidenses. Supervisó 23 Ph.D. y 94 estudiantes de maestría en la Universidad de Oklahoma. Es autor de más de 150 artículos técnicos de conferencias y revistas. En 1975 (tesis M. S.) Y 1976 (Ph.D. disertación) introdujo la técnica de derivada de presión, que revolucionó la interpretación de las pruebas de presión transitoria. Desarrolló dos patentes en el área de caracterización de yacimientos (identificación de unidades de flujo). El Dr. Tiab es miembro del Consejo de Investigación de EE. UU., La Sociedad de Ingenieros de Petróleo, la Sociedad de Análisis de Núcleo, Pi Epsilon Tau, Quién es Quién, y Hombres y mujeres de ciencia estadounidenses. Se desempeñó como editor técnico de varias revistas de SPE, egipcias, kuwaitíes y de los Emiratos Árabes Unidos, y como miembro del Comité de Transacciones de Análisis de Presión de la SPE. Es miembro del SPE Twenty-Five Year Club.

Ha recibido el premio Outstanding Young Men of America, el SUNAward for Education Achievement, el Kerr-McGee Distinguished Lecturer Award, el College of Engineering Faculty Fellowship of Excellence, el Halliburton Premio Conferencista, Cátedra Centenario UNOCAL y Profesor Distinguido P&GE. El Dr. Tiab fue elegido en octubre de 2002 para la Academia Rusa de Ciencias Naturales como miembro extranjero debido a "su destacada labor en ingeniería petrolera". También fue galardonado en octubre de 2002 con el

Medalla de honor de oro Kapista por "sus contribuciones sobresalientes al campo de la ingeniería". Recibió el prestigioso Premio al Logro Distinguido de la SPE 1995 para la Facultad de Ingeniería Petrolera. La cita decía: "Es reconocido por su papel en el desarrollo de los estudiantes y su excelencia" en la instrucción en el aula. Fue pionero en la técnica derivada de la presión de las pruebas de pozos y ha contribuido a una comprensión considerable de la petrofísica y la ingeniería de yacimientos a través de su investigación y redacción ". También recibió el Premio de Evaluación de Formaciones de la SPE 2003 "Por contribuciones distinguidas a la ingeniería petrolera en el área de evaluación de formaciones".

Erle C. Donaldson comenzó su carrera como gerente de proyecto de planta piloto para Signal Oiland Gas Research en Houston, Texas. Posteriormente se unió al Centro de Investigación de Petróleo de la Oficina de EE.UU. de Mincs en Bartlesville, Oklahoma, como gerente de proyecto de disposición subterránea y desechos industriales y características de yacimientos; cuando el laboratorio fue transferido al Departamento de Energía de los Estados Unidos, el Dr. Donaldson continuó como jefe de caracterización de yacimientos de petróleo. Cuando el

laboratorio pasó a la industria privada para las operaciones, se unió a la facultad de la Escuela de Ingeniería Geológica y del Petróleo de la Universidad de Oklahoma como profesor asociado. Desde que se retiró de la universidad en 1990, ha sido consultor de varias compañías petroleras, universidades y agencias estadounidenses, entre ellas: la Agencia de Protección Ambiental, el Centro de Ordenanzas de la Marina de los Estados Unidos,

El Dr. Donaldson ha obtenido cuatro títulos: un Ph.D. en ingeniería química de la Universidad de Tulsa, una maestría en química orgánica de la Universidad de Carolina del Sur, un B.Sc. en Ingeniería Química de la Universidad de Houston, y un B.Sc. en química de The Citadel. Se ha desempeñado como presidente de comités y sesiones de la Society of Petroleum Engineers y la American Chemical Society, así como de otras conferencias nacionales e internacionales. Es miembro del club de veinticinco años de la SPE y actualmente es el editor gerente de la *Journal de Ciencias e Ingeniería del Petróleo*.

## RECONOCIMIENTO

Los autores están especialmente en deuda con el académico George V. Chilingar, profesor de Ingeniería Civil y Petrolera en la Universidad del Sur de California, Los Ángeles, quien actuó como editor técnico, científico y consultor.

Nunca podremos agradecerle lo suficiente por su pronta y sistemática edición de este libro.

Él es por siempre nuestro amigo.

## PREFACIO A LA PRIMERA EDICIÓN

Este libro presenta los conceptos, teorías y procedimientos de laboratorio desarrollados en relación con las propiedades de las rocas porosas y sus interacciones con los fluidos (gases, líquidos de hidrocarburos y soluciones acuosas). Las propiedades de las rocas subterráneas porosas y los fluidos que contienen gobiernan las tasas de flujo de fluidos y las cantidades de fluidos residuales que permanecen en las rocas después de que se hayan agotado todos los medios económicos de producción de hidrocarburos. Se estima que los hidrocarburos residuales encerrados en el lugar de la producción primaria y secundaria, a escala mundial, es de aproximadamente 40% del volumen original en el lugar. Este es un enorme objetivo de recursos de hidrocarburos para la caracterización de yacimientos refinados (utilizando las teorías y procedimientos de la petrofísica) para canalizar la recuperación secundaria o implementar la recuperación terciaria (EOR). El uso de métodos modernos para la caracterización de yacimientos con una combinación de modelos petrofísicos y matemáticos está dando nueva vida a muchos yacimientos antiguos que están cerca del punto de abandono. Este libro reúne las teorías y procedimientos de las fuentes dispersas en la literatura.

Con el fin de establecer las bases para el estudio de las propiedades de las rocas y las interacciones roca-fluido, los dos primeros capítulos están dedicados a una revisión de la mineralogía, petrología y geología. A continuación, las dos propiedades de la roca que son quizás las más importantes para la ingeniería del petróleo, es decir, la porosidad y la permeabilidad, se presentan en detalle en el Capítulo 3. Finalmente, se ha resuelto el problema de la correlación entre porosidad y permeabilidad. Los temas del Capítulo 4 son la resistividad eléctrica y la saturación de agua de las rocas, que son la base de las técnicas de registro de pozos. El siguiente capítulo aborda las teorías y aplicaciones de la presión capilar y la humectabilidad a diversos fenómenos asociados con las rocas saturadas de líquido, como las saturaciones residuales debidas al atrapamiento de líquidos, las variaciones de las permeabilidades relativas, los efectos sobre la producción y las mediciones y el uso de la presión capilar para la determinación de las distribuciones del tamaño de los poros y la estabilidad. El capítulo 6 está dedicado exclusivamente a las aplicaciones de la ley de Darcy a los

El capítulo presenta una introducción al importante tema de la mecánica de rocas al considerar la deformación, la compresibilidad y los efectos de la tensión en la porosidad y permeabilidad de la roca. El libro finaliza con una discusión de las interacciones entre rocas y fluidos asociadas con varios tipos de daños a la formación. Finalmente, un conjunto de 19 procedimientos de laboratorio para la determinación de las propiedades de las rocas y los fluidos,

y las interacciones roca-fluido, que se presentan en los ocho capítulos del libro, se incluyen en un Apéndice.

Además de los procedimientos experimentales detallados, los autores han incluido ejemplos para cada experimento. Aunque este libro se organizó y preparó principalmente para su uso como libro de texto y manual de oratoria, también servirá como libro de referencia para ingenieros y geólogos del petróleo, y se puede utilizar en laboratorios de ensayo petrofísico. Es el primer libro completo publicado sobre el tema desde 1960 (J. W. Amyx, D.M. Bass, Jr. y R.L. Whiting, Ingeniería de yacimientos de petróleo, McGraw-Hill, Nueva York, NY). El libro también puede servir como base para el avance de las teorías y aplicaciones de la petrofísica a medida que la tecnología de la ingeniería petrolera continúa mejorando y evolucionando. Este libro único pertenece a la estantería de todos los ingenieros y geólogos del petróleo.

*Djebbat diab*  
*Erle C. Donaldson*  
*George V. Chilingar*

## PREFACIO A LA SEGUNDA EDICIÓN

Esta segunda edición de Petrofísica ha sido diseñada para ampliar el primer volumen (de 8 a 10 capítulos) y cumplir con las sugerencias de colegas y numerosos lectores que fueron generosos en tomarse el tiempo para transmitir su consejo.

Lectores Descubrirá que el primer capítulo, una introducción a la mineralogía, se ha ampliado considerablemente para ayudar a reconocer mejor la diversidad de minerales y rocas. No hubo cambios notables en el Capítulo 2 (Introducción a la geología del petróleo), Capítulo 7 (Aplicaciones de la ley de Darcy) o Capítulo 10 (Interacciones fluido-roca).

Capítulo 5 (Porosidad y permeabilidad) sufrió cambios importantes. Se agregaron los siguientes temas: concepto de unidades de flujo, permeabilidad direccional, correlaciones entre permeabilidad horizontal y vertical, técnicas de promediado, coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons, permeabilidad efectiva de núcleos y datos de prueba de pozos, y varios ejemplos más. Se amplió el Capítulo 4 (Resistividad de las formaciones y saturación de agua), principalmente para incluir la caracterización e identificación de unidades de flujo en formaciones de lutitas, y más ejemplos. El Capítulo 5 de la primera edición se dividió en dos nuevos capítulos: Capítulo 5 (Presión capilar) y Capítulo 6 (Mojabilidad), debido a la gran cantidad de trabajo que se ha realizado sobre mojabilidad desde la publicación de la primera edición. La presión capilar y la humectabilidad son, sin embargo, unidos entre sí debido a que gran parte de la base de varias pruebas y teorías de humectabilidad y su impacto en la recuperación de petróleo se basa en el comportamiento de la presión capilar en función de la saturación del fluido. Por lo tanto, parece natural que sea necesario un conocimiento profundo de la presión capilar para el estudio de la mojabilidad.

Capítulo 8 (Reservorios estructurados naturalmente) es un capítulo nuevo. Prácticamente todos los lectores que nos contactaron sugirieron que incluyéramos una discusión más detallada de los aspectos petrofísicos de las rocas naturalmente fracturadas. Los principales temas cubiertos en este capítulo son: clasificaciones geológicas y de ingeniería de fracturas naturales, indicadores de fracturas naturales, determinación de la porosidad y permeabilidad de la fractura, índice de intensidad de la fractura, coeficiente de partición de la porosidad y efecto de la forma de la fractura en la permeabilidad. En este capítulo se presenta un nuevo concepto de medio hidráulico de fractura. Se analizan brevemente los métodos para determinar la capacidad de almacenamiento de fracturas y la interporosidad a partir de los datos de las pruebas de pozos.

Varios Se agregaron temas importantes al Capítulo 9 (El efecto del estrés en las propiedades de la roca del yacimiento): el efecto del cambio en el esfuerzo debido a

agotamiento y represurización, estrés y presión crítica de pozo en pozos verticales y horizontales, presión de poro crítica y estimación de la resistencia de la roca compresiva no confinada a partir de datos de porosidad.

El Apéndice, que cubre experimentos de laboratorio de petrofísica, es esencialmente el mismo porque los métodos básicos para el estudio experimental de petrofísica no han cambiado mucho. Sin embargo, en el Experimento 12 se incluyó un método general desarrollado recientemente para el cálculo de la permeabilidad relativa. El procedimiento es aplicable tanto al desplazamiento en estado inestable de velocidad constante como a presión constante.

*Djebbar Tiab*  
*Erle C. Donaldson*



# UNITS

## Unidades de área

acre = 43,540 pies <sup>2</sup> = 4046.9 m<sup>2</sup>  
pies <sup>2</sup> = 0.0929 m<sup>2</sup>  
hectárea = 10,000 m<sup>2</sup>

## Constantes

Darcy = 0.9869 mm<sup>2</sup>  
Constante de gas = 52.05 (atm x cm<sup>3</sup>) / (g mol x K)  
= 10.732 (psi x ft<sup>3</sup>) / (lb mol x °R)  
= 0.729 (atm x ft<sup>3</sup>) / (lb mol x °R)  
Mol. peso de aire = 28.97

## Unidades de longitud

Angstrom = 1 x 10<sup>-10</sup> m =  
0.3937 pulg.  
pies = 30.481 cm  
pulg. = 2.540 cm  
km = 0.6214 millas  
m = 39,370 pulg. = 3,280 pies

## Unidades de presión

atm = 760 mm Hg (0 ° C) = 29,921 pulg. Hg = 14,696  
psi atm = 33,899 pies de agua a 4°C  
bar = 14.5033 psi = 0.987 atm = 0.1 MPa dina / cm<sup>2</sup>  
= 6.895 kPa (kilopascal)  
pies de agua =  
0.4912 psi kg (forcc) / cm<sup>2</sup>  
= 14.223 psi  
psi = 2.036 pulg. Hg (0 ° C) = 6.595 kPa

## Units of Temperature

Degrees Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ) =  $1.8^{\circ}\text{C} + 32$

Grados Rankine ( $^{\circ}\text{R}$ ) -  $459.67 - 1^{\circ}\text{F}$

Grados Kelvin ( $\text{K}$ ) -  $273.15 - 1^{\circ}\text{C}$

Unidades de Yotume

acre-pie -  $43,569\text{ft}^2 = 7.758,4\text{ bbl} - 1.2335 \times 10^3\text{ m}^2$

C ( 7,48 .78 bb .287  
C . ( .387

bbl = 42 galones estadounidenses -  $5,6145\text{ pies}^3 = 0.1590\text{ m}^3$

cu m ( $\text{m}^3$ ) = 6.2898 bbl

gal = 231 pulg<sup>3</sup> = 3785,43 cm<sup>3</sup>

molaridad = masa de soluto igual al peso molecular por  
1,000 gramos de solvente

normalidad = peso equivalente de soluto por 1,000 gramos  
de solvente (masa de soluto igual al peso molecular  
dividido por la valencia por 1000 g de solvente)

## INTRUCCIÓN A LA MINERALOGÍA

La petrofísica es el estudio de las propiedades de las rocas y sus interacciones con fluidos (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas). El material geológico que forma un reservorio para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo debe contener una red tridimensional de poros interconectados para almacenar los fluidos y permitir su movimiento dentro del reservorio. Así, la porosidad de las rocas del yacimiento y su permeabilidad son las propiedades físicas más fundamentales con respecto al estomago y la transmisión de fluidos. Se requiere un conocimiento preciso de estas dos propiedades para cualquier yacimiento de hidrocarburos, junto con las propiedades de los fluidos, para un desarrollo, manejo y predicción eficientes del desempeño futuro del campo petrolífero.

El propósito de este texto es proporcionar una comprensión básica de las propiedades físicas de los materiales geológicos porosos, y las interacciones de varios fluidos con las superficies intersticiales y la distribución de poros de varios tamaños dentro del medio poroso. Los procedimientos para la medición de propiedades petrofísicas se incluyen como parte necesaria de este texto. Las aplicaciones de las propiedades fundamentales a los estratos geológicos subsuperficiales deben realizarse mediante análisis de las variaciones de las propiedades petrofísicas en el yacimiento subsuperficial.

Se pone énfasis en el análisis de muestras pequeñas de rocas para descubrir sus propiedades físicas y sus interacciones con varios fluidos. Se ha obtenido un considerable conocimiento de las rocas y sus propiedades de flujo de fluidos a partir de estudios de sistemas artificiales como redes de poros grabados en placas de vidrio, columnas empaquetadas de perlas de vidrio y muestras de afloramientos de arenas no consolidadas, areniscas y calizas. Estos estudios se han utilizado para desarrollar una comprensión

## 2 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

del petro físico y propiedades de transporte de fluidos de las muestras subterráneas más complejas de rocas asociadas con yacimientos de petróleo. Este conjunto de datos experimentales y análisis de producción de sistemas artificiales, rocas superficiales y rocas subterráneas constituyen el conocimiento acumulado de la petro física.

Aunque el énfasis de este texto se pone en los análisis de muestras pequeñas, los datos están correlacionados con el comportamiento macroscópico de los yacimientos de petróleo cuando corresponda. Al considerar un yacimiento como un todo, uno se enfrenta al problema de la distribución de estas propiedades dentro del yacimiento y su estratigrafía. La distribución direccional del espesor, la porosidad, la permeabilidad y las características geológicas que contribuyen a la heterogeneidad gobiernan el patrón natural del flujo de fluidos. Se busca el conocimiento de este patrón natural para diseñar el sistema de inyección-producción más eficiente para la economía de energía y maximización de la producción de hidrocarburos [todos.

La petro física es intrínsecamente ligada a la mineralogía y la geología porque la mayor parte del petróleo del mundo se encuentra en rocas sedimentarias porosas. Las rocas sedimentarias están compuestas por fragmentos de otras rocas derivadas del deterioro mecánico y químico de rocas ígneas, metamórficas y otras rocas sedimentarias, que ocurre constantemente. Las partículas de erosión son frecuentemente transportadas a otros lugares por los vientos y corrientes superficiales y depositadas para formar nuevas estructuras de rocas sedimentarias. Las propiedades petrofísicas de las rocas dependen en gran medida de las condiciones ambientales depositacionales que controlan la composición mineral, el tamaño del grano, la orientación o el empaque, la cantidad de cementación y la compactación.

### CONSTITUYENTES MINERALES OF Rocks: UNA REVISIÓN

Las propiedades físicas de las rocas son consecuencia de su composición mineral. Los minerales se definen aquí como elementos químicos naturales o compuestos formados como resultado de procesos inorgánicos. El análisis químico de seis areniscas por espectrógrafo de emisión y microscopía electrónica de barrido dispersivo de rayos X [2] mostró que las rocas están compuestas de unos pocos elementos químicos. El análisis de las rocas por espectroscopia de emisión arrojó la composición química de la matriz ya que las rocas se pescaron con litio para hacer que todos los Clements fueran solubles en agua, y luego se analizó el espectrógrafo de emisión total. Sin embargo, la radiografía del microscopio electrónico de barrido solo pudo analizar puntos microscópicos en la superficie rota de las rocas. La diferencia entre el análisis químico de la muestra total y el análisis de la superficie del punto es significativa para considerar las interacciones roca-fluido. La presencia de  $d$  de los metales de transición en la superficie de las rocas induce

## COMPONENTES MINERALES DE LAS ROCAS: UNA REVISIÓN 3

humectación preferencial de la superficie por el aceite a través de reacciones de tipo ácido-base de Lewis entre los compuestos orgánicos polares en los petróleos crudos y los metales de transición expuestos en los poros [3]. La alta concentración superficial de aluminio informada en la Tabla I. Probablemente se deba a la presencia ubicua de minerales arcillosos en las areniscas.

La lista de elementos que son los principales constituyentes de las rocas sedimentarias (Tabla I. L) es confirmada por los promedios de miles de muestras de la corteza reportados por Foster [4] capaz I .2). Sólo ocho elementos componen 999o '(en peso) de los minerales que forman la corteza sólida de la tierra; Estos son los elementos, incluido el oxígeno, enumerados en las primeras siete filas de

TABLA 1 .1  
EJE DE LAS COMPOSICIONES DE SEIS rocas de piedra arenisca  
(notificadas como óxidos de cationes) obtenidas por espectroscopia de  
emisiones y escaneo  
MICROSCOPIO ELECTRÓNICO [2]

---

Óxido de silicio (SiO<sub>2</sub>)  
Óxido de aluminio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)  
Óxido de sodio (Na<sub>2</sub>O)  
Óxido de hierro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)  
Óxido de potasio (K<sub>2</sub>O)  
Óxido de calcio (CaO)  
Óxido de magnesio (MgO)  
Óxido de titanio (TiO<sub>2</sub>)  
Óxido de estroncio (SrO)  
Óxido de manganeso (MnO)

TABLA 1 .2  
PESO Y VOLUMEN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA  
CONFIANZA DE LA TIERRA

---

Elemento	Porcentaje de peso	Porcentaje de volumen
Oxígeno	46,40	94.05
<b>Silicio</b>	<b>28.1</b>	<b>0,88</b>
Aluminio	8.2	0.48
Planchar	5.6	0.48
Calcio	4.15	1,19
Sodio	2,3	<b>1,11</b>
Magnesio	2. 3	0,32
Potasio	2,09	1,49

(Cortesía de CE Merrill Publishing Co., Columbus, OH.)

#### 4 PFTROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

Cuadro 1. I del análisis de seis areniscas. Aunque la corteza parece ser muy heterogénea con respecto a los minerales y tipos de rocas, la mayoría de los minerales formadores de rocas están compuestos de silicio y oxígeno junto con aluminio y uno o más de los otros elementos enumerados en la Tabla 1.2.

Las composiciones químicas y descripciones cuantitativas de algunos minerales se enumeran en las Tablas 13 y 1.4. Algunos de los minerales son muy

Mecanismo

Desgaste mecánico

MESAMI. Ü

SIST DEL PRINCIPAL 5EDII<sup>a</sup>IENTAR ›Rocas

---

### Rocas sedimentarias

---

Composición de la formación

---

Cuarzos de arenisca: granos de cuarzo, de origen deltaico  
 Ar1kosc — 209'c  
 + gramos de feldespato  
 Greywacke: gramos mal clasificados de otros rocas con feldespato y arcilla  
 Calcáreas: fragmentos de piedra caliza  
 Arena friable  
 Arena no consolidada  
 Limolita  
 Clástico: granos sueltos de otras rocas cementados  
 Clástico: ganancias de arena sueltas de otras rocas  
 Clástico: compactado, cementado, fino  
 clásicos granulados con tamaño de grano inferior a

Biológico  
 Conglomerado  
 Deberá  
 Se evapora  
 Diatomite  
 Caña / s de piedra caliza de dolomita  
 Grava y cantos rodados cementados con barro y arena fina  
 Arcilla: partículas compactadas de grano fino con un tamaño de grano inferior a 1/256 mm. Generalmente laminado en planos de cama horizontales definidos. Como esquisto bituminoso, contiene materia orgánica (kerógeno).  
 Sales y algo de piedra caliza  
 —Yeso (Caso 2H  $\phi$  O)  
 —Anhidrita (estuche)  
 —Gráfico (Silo  $\phi$ )  
 —Halite (Nalco)  
 —Piedra caliza (CaCO<sub>3</sub>)  
 Carbonato: reacción química con piedra caliza (CA Mg (CO,)  $\phi$ )  
 Carbonato: extracción biológica de calcio y precipitación de Capcom

Químico

meteorización

Carbonato: restos fósiles de organismos

Silicatos: restos de silicato de

TABLA 1.4

Ü0I'4POSITIONS Y DESCRIPCIONES MINERALES. 8'ARENTESIS EN LAS Ü0kl'1tiLAS SEAN  
 QUE LOS ELEI'4ENTES ENCERRADOS I • PUEDO ESTAR Á9ESENTES EN ÑA9YING  
 ANUNCIOS.

- Ágata (Calcedonia) — Silo  $\text{SiO}_2$ : dióxido de silicio; colores variables; brillo ceroso;  $H = 7$  \* Anhidrita — Barril: sulfato de calcio; blanco grisáceo  $H = 2$ .
- Apatito —  $\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3\text{F}$ : apatito de flúor;  $H = 4$ .
- Asbesto (serpentina) —  $\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_2$  (m: silicato de magnesio hidratado; verde claro a gris oscuro; grasoso o ceroso;  $H = \text{ñ}$ .
- Augita (grupo piroxeno) - (Ca, Na) (Al, Fe<sup>+</sup>, Fe<sup>3+</sup>, Mg) (Si, Al)  $\text{O}_6$ , Alkali, Ferro-magnesio, cincatos de aluminio; verde oscuro a negro; exhibe cleava5e; grupo grande y complejo de minerales;  $H = 5$ .
- Barita — Bassos: sulfato de labio; blanco, azul claro, amarillo o rojo; brillo nacarado,  $H = 3$ .
- Berilo — De  $3\text{AlSi}_2\text{O}_5$  ;\$: el berilo claro forma las gemas verde azulado, aguamarina y verde esmeralda; exhibe hendidura. El berilo es un mineral del elemento berilio;  $H = 7-8$ .
- Biotita (Mica) -K (Fe, Mg)  $3(\text{AlSi}_3\text{O}_{10})_2$  (Antiguo-I): potasio hidratado, ferromagnesio, silicato de aluminio; verde oscuro a negro (micas negras); vítreo; exhibe escisión; mínima formación de rocas;  $H = 3$ .
- Calcita —  $\text{CaCO}_3$ : carbonato de calcio; incoloro o de blanco a marrón oscuro, vítreo; efervescias en HC diluido;  $H = 3$ .
- Celestina — Sarsen: sulfato de estroncio; incoloro;  $H = 3$ .
- Tiza —  $\text{CaCO}_3$ : calcita; blanco; piedra caliza suave de grano fino formada a partir de conchas microscópicas; efervescias con Hall diluido;  $H = 2-3$ .
- Clorita— (Al, Fe, Mg)  $2(\text{Al, Si})_2(\text{OH})_2$ : ferro-magnesio hidratado, aluminosilicato; tonos de verde (mica verde); exhibe escisión; Mineral formador de rocas:  $H = 3$ .
- Cinabrio — Brujas: sulfuro de mercurio: rojo a rojo pardusco; el lustre es opaco. Único mineral importante de mercurio;  $H = 2,5$ .
- Cordierita —  $\text{Al}_2(\text{Fe, Mg})_2\text{SiO}_5$  ;\$: silicato de ferro-magnesio y aluminio; azul: vítreo;  $H = 7$ .
- ¿F? corindón:  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , las variedades rojas son rubíes y otros colores se conocen como zafiro;  $H = 9$ .
- Diatomita — Silo: sílice; blanco; firme a partir de conchas microscópicas compuestas desílice; se distingue de la tiza por la falta de efervescencia con Hall diluido:  $H = 1-2$ .
- Dolomita —  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ : carbonato de calcio y magnesio; rosa o marrón claro, vítreo-nacarado; efervescencia en Hall si se pulveriza;  $H =$ .
- Feldespató (ortoclasa, feldespató potásico) —  $\text{KAlSi}_3\text{O}_8$  ;\$: blanco a rosa; vítreo: cristales grandes con venas irregulares; exhibe escisión; mineral formador de rocas;  $H = 6$ .
- feldespató (plagioclasa) —  $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$  y  $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$  (Albita): llamado ' : goma y silicato de aluminio y sodio; blanco a verde; vítreo; exhibe escisión; mineral formador de rocas;  $H = 6$ .
- Fluorita — Café: fluorita cálcica;  $H = 4$ .
- Cadena — Pubs: sulfuro de plomo; gris plomo; lustre metálico brillante; mineral de plomo;  $H = 2,5$ .

'H = dureza; definido en el Glosario.

Confintie /f



reactions that are responsible for rock degradation. One of the processes that takes place is leaching, which is the transfer of chemical constituents from the rock to the water solution. Some minerals react directly with the water molecules to form hydrates. Carbonic acid, formed from biogenic and atmospheric carbon dioxide dissolved in water, plays an important role in the chemical weathering process by reacting with the minerals to form carbonates and other minerals such as clays. The feldspars react with carbonic acid and water forming various clays, silica, and carbonates, as illustrated in the reaction below for potassium feldspar:



The sedimentary deposits that make up the large variety of rocks are continually altered by tectonic activity, resulting in deep burial of sediments in zones that are undergoing subsidence. Uplift of other areas forms mountains. The continual movement and collisions of continental plates cause folding and faulting of large blocks of sedimentary deposits. This activity forms natural traps that in many cases have accumulated hydrocarbons migrating from the source rocks in which they were formed. The geologic processes of sedimentation, subsidence, compaction, cementation, uplift, and other structural changes occur continuously on a gradual scale and are intrinsically associated with the physical properties of the rocks as well as the migration and accumulation of hydrocarbon reserves. The physical properties of rocks, such as density, rate of sound transmission, compressibility, and the wetting properties of fluids, are the consequence of the mineral composition of the rocks. Thus the basic materials that make up the rocks and their chemistry are associated with the petrophysical characteristics of rocks.

#### **Siltstones (mud-rocks)**

Quartz grains (originating from weathering of igneous and meta-morphic rocks) are very hard; they resist further breakdown, but are winnowed by currents of winds and water and distributed according to size. Larger grains accumulate as sandstones, and grains having an average size of 15  $\mu\text{m}$  mix with clays and organic materials in turbulent aqueous suspensions that are transported and later deposited in quiet, low energy, valleys from flooding rivers, lakes, and the continental shelves. Tidal currents on the continental shelves effectively sort the grains of sand, silt, and clay once more until they settle in quiet regions, forming very uniform thick beds. Bottom-dwelling organisms burrow through the mud, kneading and mixing it until the depth of burial is too great for this to happen. The material then undergoes compaction and diagenesis, with the clay minerals changing composition as they react with chemicals

in the contacting water. The compacted mud forms the siltstones and beds of shale that are encountered throughout the stratigraphic column, making up two-thirds of the sedimentary deposits. Where they overlie hydrocarbon reservoirs, the compacted layers of mud provide seals for the petroleum traps.

Beds of mud containing organic materials that are deposited in anaerobic environments, such as swamps, form siltstones and shales that are gray to black in color. Many of these are the source rocks of petroleum hydrocarbons. Red deposits of mud were exposed to oxygen during burial and the organic material was lost to oxidation while iron compounds formed ferric oxide ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) that produced the bright red coloration. Brown muds underwent partial oxidation with iron constituents, forming the hydroxide goethite [ $\text{FeO}(\text{OH})$ ]. If the mud does not contain iron, it will exhibit the coloration of the clays (biotite, chlorite, illite, etc.) that range in color from beige to green.

### **Sandstones**

The quartz grains and mixed rock fragments resulting from mechanical and chemical degradation of igneous, metamorphic, and sedimentary rocks may be transported to other areas and later transformed into sandstones.

After the loose sediments of sand, clay, carbonates, etc., are accumulated in a basin area they undergo burial by other sediments forming on top. The vertical stress of the overlying sediments causes compaction of the grains. Transformation into sedimentary rocks occurs by lithification, or cementation, from minerals deposited between the grains by interstitial water. The main cementing materials are silica, calcite, oxides of iron, and clay. The composition of sandstones is dependent on the source of the minerals (igneous, metamorphic, sedimentary) and the nature of the depositional environment.

Theodorovich [11] used the three most general constituents of sandstones to establish a scheme of classification which is useful in petroleum engineering because it encompasses the majority of the clastic petroleum reservoirs (Figure 1.2). Only the three most important classifications are shown; many other subdivisions of these were developed by Theodorovich and other investigators, and are summarized by Chilingarian and Wolf [12].

A distinctive feature of sandstones is the bedding planes, which are visible as dark horizontal lines. The bedding planes are the consequence of layered deposition occurring during changing environmental conditions over long periods of deposition in the region. Layering introduces a considerable difference between the vertical (cross-bedding plane direction) and horizontal (parallel to the bedding planes) flow



Figure 1.2. The major classifications of sandstones, based on composition [11].

of fluids. The vertical permeability can be 50-75% less than the horizontal permeability; therefore, any fluid flow experiments, or numerical simulations, must account for the directional permeability.

Sandstones that originate from the cementation of wind-blown sand dunes have bedding planes that are oriented at various angles (cross-bedding). Cross-bedding also can be produced by ripples and swirling currents in water while it is transporting the grains.

Clastic sediments transported to continental shelves by rivers are subjected to wave action and currents that sort and transport the grains over large distances. The sediments tend to form rocks that are quite uniform in properties and texture over large regions. The deposits can be several kilometers in thickness due to contemporaneous subsidence of the zone during the period of deposition.

### Carbonates

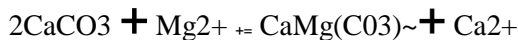
Carbonate rocks form in shallow marine environments. Many small lime (CaO) secreting animals, plants, and bacterid live in the shallow water. Their secretions and shells form many of the carbonate rocks. In addition, calcite can precipitate chemically: calcite is soluble in water containing carbon dioxide; however, if the amount of dissolved carbon dioxide is decreased by changes of environmental conditions, or uplift, the dissolved calcite will precipitate because it is only slightly soluble in water free of carbon dioxide.

There are three major classifications of limestone (which is generally biogenic in origin): oolitic limestone is composed of small spherical grains of calcite (encapsulated fossils and shell fragments); chalk

## 14 PETROPHYSICS:RESERVOIR ROCK PROPERTIES

is composed of accumulated deposits of skeletal or shell remains of microscopic animals; and coquina is fossiliferous limestone composed almost entirely of fossil fragments cemented by a calcareous mud.

Dolomite forms in areas where sea water has been restricted, or trapped, by land enclosure where the concentration of salts increases due to evaporation. As the concentration of magnesium increases it reacts with the calcite that has already been deposited to form dolomite by the following reaction:



In some cases the limestone formations are changed to dolomite by reaction with magnesium which is dissolved in water percolating through pores and fractures in the limestone. Porous carbonate rocks derived from chemical and biogenic precipitation of calcium carbonate **form** a large portion of the petroleum reservoirs [ 13J .

### Evaporites

Evaporites are salts that are deposited in isolated marine basins by evaporation of the water and subsequent precipitation of salts from the concentrated solutions. Salt Lake in Utah, United States, and the Dead Sea in the Middle East, are examples of lakes that are gradually forming **beds** of evaporites as the water evaporates. Anhydrite ( $\text{CaSO}_4$ ), sodium halite ( $\text{NaCl}$ ), sylvite ( $\text{KCl}$ ), and other salts are associated with evaporites.

Table **1.5** contains a general description of the rocks that have been discussed. The principal rock-forming minerals are feldspars, olivine, pyroxene, amphibole, mica, and quartz. Almost **all** coarse-grained rocks contain feldspars. There are three feldspars: calcium-, potassium-, and sodium-aluminum silicates. Other descriptive names that **are** used for them are placed in parentheses.

## PROPERTIES OF SEDIMENTARY PARTICLES

There are a large number of tests that can be made to obtain quantitative and qualitative data for characterization of sedimentary rocks. **All** of the methods listed in Table 1.6 are discussed in various locations in the book and can be found by reference to the Index. The loose particle analyses are made on disaggregated rock particles that are obtained using a crushing apparatus, or by carefully breaking the rock with a hammer. The other analyses are obtained from core samples of rock which are oriented parallel to the bedding planes. Tests of the vertical fluid flow properties can be useful for analyses of gravity drainage of **oil**, vertical diffusion of gas released from solution, and transport

**TABLE 1.5**  
**GENERAL DESCRIPTIONS OF ROCKS DISCUSSED IN CHAPTER 1**

- Andesite: fine-grained extrusive igneous rock; intermediate color between rhyolite and basalt.
- Basalt: fine-grained extrusive igneous rock; dark colored.
- Coquina: a form of limestone that is composed of shells and shell fragments.
- Diotrite: coarse-grained intrusive igneous rock intermediate in color between granite and gabbro; composed principally of potassium feldspar (-- 25%), sodium plagioclase (- 35%), biotite (- 20%), and hornblende (- 20%).
- Evaporite: sedimentary rock originating from the evaporation of water.
- Gabbro: coarse-grained intrusive igneous rock; dark colored with an approximate composition of calcium plagioclase (- 40%), augite (- 50%), and olivine (-- 10%).
- Gneiss: coarse-grained, foliated metamorphic rock. Contains feldspar and is generally banded. The rock has recrystallized under pressure and temperature with growth of new crystals in bands.
- Granite: coarse-grained intrusive, quartz-bearing rock. The coarse texture implies that it came from a large, slowly cooled, intrusive body and has been exposed by uplift and deep erosion (light-colored to dark). Granite is generally composed of a mixture of quartz (- 35%), potassium feldspar (- 45%), biotite (- 15%), and hornblende (- 5%).
- Marble: originates from metamorphosis of limestone or dolomite; the fine crystals of limestone grow bigger and develop an interlocking texture to yield marble.
- Rhyolite (felsite): fine-grained, extrusive igneous rock; light colored.
- Schist: coarse-grained, foliated, metamorphic rock containing mica; derived from high temperature and pressure metamorphosis of shale.
- Shale: fine-grained, sedimentary rock composed of clay and silt.
- Slate: fine-grained, metamorphic rock derived from shale.

properties using mathematical simulation. More recent microgeometry analyses are discussed by Ceripi et al. [14] and Talukdar and Torsaeter [15].

A simplifying theme resulting from the analysis of the sources of sedimentary rocks is that they are composed of materials from two different sources: (1) detrital sediments are composed of discrete particles, having a wide range of sizes, that are derived from weathering of pre-existing rocks; (2) chemical sediments are inorganic compounds precipitated from aqueous solutions, and may be subdivided into carbonates and evaporites as shown in Figure 1.2. The detrital sediments form beds of unconsolidated sands, sandstones, and shales. In the process of being transported from the source to a depositional basin, the grains are reduced in size and rounded, and as a result they cannot pack together without having pore spaces between the grains.

**TABLE 1.6**  
**LIST OF TESTS FOR ROCK CHARACTERIZATION**

### **Disaggregated Rock Particles**

1. Particle size distribution by sieve analysis
2. Sphericity and roundness of the grains by microscopic analyses
3. Chemical composition of the fraction by instrumental analyses
4. Type of grains (quartz, feldspar, older rock fragments, etc.)
5. Clay mineral analyses
6. Organic content of the particle size fractions

### **Core Samples**

1. Geologic setting and origin of the rock
2. Bedding plane orientation
3. Fluid content by retort analysis
4. Capillary pressure curves
5. Pore size distribution
6. Surface area
7. Porosity
8. Absolute permeability
9. Irreducible water saturation
10. Oil-water wettability
11. Residual oil saturation
12. Cation exchange capacity
13. Point-load strength
14. Surface mineral analyses by scanning electron microscope
15. Formation resistivity factor

Chemical sediments originate from soluble cations, particularly sodium, potassium, magnesium, calcium, and silicon. They form beds of evaporites with very low to zero porosity because they have a granular, interlocking texture. Chemical sediments also serve as most of the cementing agents for sandstones by forming thin deposits between the rock grains.

Sedimentary particles range in size from less than one micrometer to large boulders of several meters diameter (Table 1.7). The classification of sizes, from boulders to clay, is indicative of their source, mode of transportation, and hardness. Angular particles remain close to their source of origin whereas spherical, smooth particles indicate transportation by streams. Sand, silt, and clay may be transported long distances by water and winds. Soft carbonates will rapidly pulverize in the process of transport, eventually being dissolved and later precipitated from a concentrated solution.

**TABLE 1.7**  
**STANDARD SIZE CLASSES OF SEDIMENTS**

Limiting Particle Diameter (mm)	Particle Diameter ( $\phi$ units)	Size Class		
2048	-11	V. Large	Boulders	GRAVEL 1m
1024	-10	Large		
512	-9	Medium		
256	-8	Small		
128	-7	Large	Cobbles	10 <sup>-1</sup>
64	-6	Small		
32	-5	V. Coarse	Pebbles	10 <sup>-2</sup>
16	-4	Coarse		
8	-3	Medium		
4	-2	Fine		
2	-1	V. Fine	Sand	10 <sup>-3</sup>
1	0	V. Coarse		
		Coarse		
1/2	+1	Medium		
1/4	+2	Fine		
1/8	+3	V. Fine		
1/16	+4	V. Coarse		
1/32	+5	Coarse		
1/64	+6	Medium		
1/128	+7	Fine		
1/256	+8	V. Fine	Silt	10 <sup>-4</sup>
1/512	+9	V. Fine		
		Clay		
			MUD	10 <sup>-5</sup>

The phi-size classification of Table 1.7 is based on a geometric scale in which the size of adjacent orders differs by a multiple of two. The phi-scale is used as a convenient scale for graphical presentations of particle size distributions since it allows plotting on standard arithmetic graph paper. It is based on the negative base-2 logarithm of the particle diameter (**d**):

The size distribution may be represented as the cumulative curve of grains that are retained on a given sieve size “percent larger,” or the grains that pass through a given sieve, “percent finer.” The cumulative curve is often represented as a histogram, which is more amenable to visual inspection. Figures 1.3 and 1.4 compare the cumulative curves and histograms of the Berea sandstone outcrop from Amherst, Ohio, to the coarse-grained

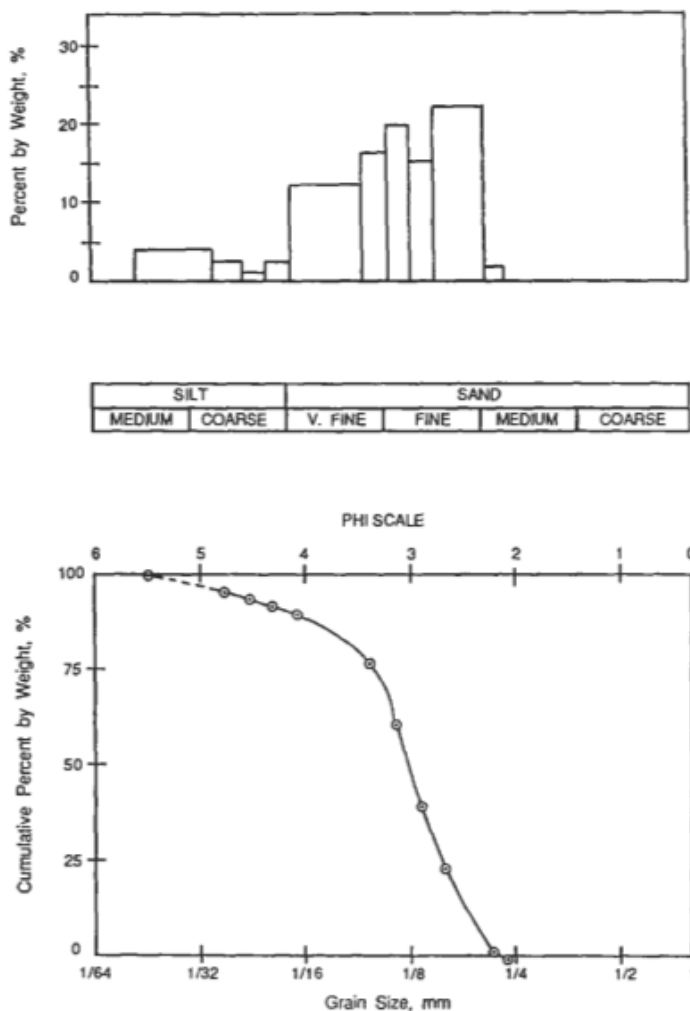


Figure 1.3. Histogram and cumulative size curves showing textural parameters for the Berea sandstone, Amherst, Ohio. Porosity = 0.219; permeability = 363 mD.

Elgin sandstone outcrop from Cleveland, Oklahoma [ 161. Although the porosities of these two sandstones are not very different (0.219 and 0.240, respectively) the permeability of the Elgin sandstone is about 10 times greater because it is composed of a relatively large amount of coarse grains, which produces a network of large pores.

The sphericity and roundness of particles are two important attributes that affect the petrophysical properties of the rocks and consequently may be used to explain differences between rocks and their properties. For example, these **two** attributes control the degree of compaction and thus can explain the differences between rocks that have the same sedimentary history but differ in porosity and permeability.



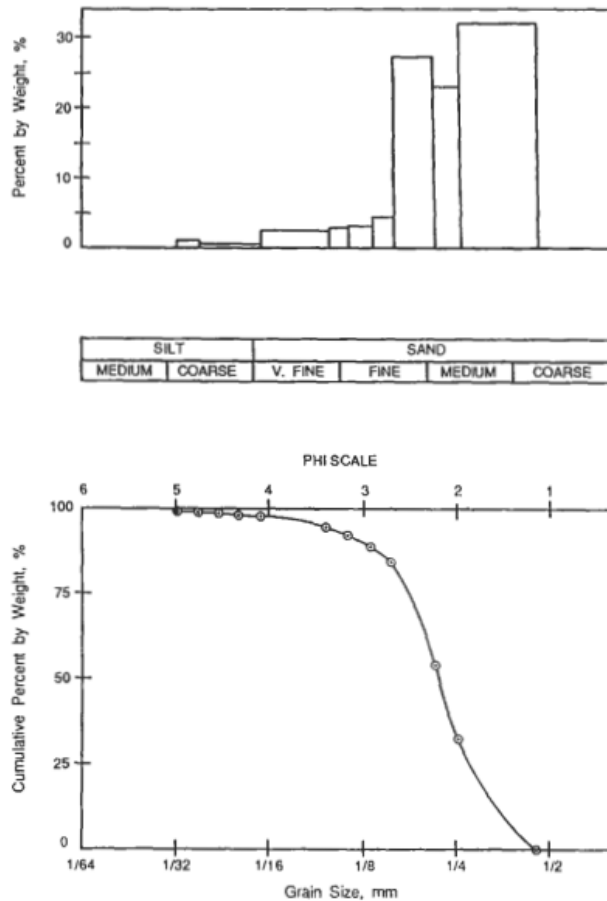


Figure 1. 4. Histogram and cumulative size curves showing textural parameters for the Elgin sandstone, Cleveland, Oklahoma. Porosity = 0.240; permeability = 3,484 mD.

Sphericity is a measure of how closely a particle approximates the shape of a sphere. It is a measure of how nearly equal are the three mutually perpendicular diameters of the particle, and is expressed as the ratio of the surface area of the particle to the surface area of a sphere of equal volume 117, 181.

Roundness is a measure of the curvature, or sharpness, of the particle. The accepted method for computing the roundness of a particle is to view the particle as a two-dimensional object and obtain the ratio of the average radius of all the edges to the radius of the maximum inscribed circle.

Krumbein [19] established a set of images for visually estimating roundness, ranging from a roundness of 0.1 to 0.9. Later, Pettijohn [20] defined five grades of roundness as: (1) angular, (2) subangular, (3) subrounded, (4) rounded, and (5) well rounded. The degree of roundness is a function of the maturity of the particle. The particles are more angular near their source just after genesis and acquire greater roundness from abrasion during transportation to a depositional basin.

The texture of clastic rocks is determined by the sphericity, roundness, and sorting of the detrital sediments from which they are composed. The sphericity and roundness are functions of the transport energy, distance of transport from the source, and age of the particles. Young grains, or grains near the source, are angular in shape while those that have been transported long distances, or reworked from preexisting sedimentary rocks, have higher sphericity and roundness.

## DEVELOPMENT AND USE OF PETROPHYSICS

The study of fluid flow in rocks and rock properties had its beginnings in 1927 when Kozeny [21] solved the Navier-Stokes equations for fluid flow by considering a porous medium as an assembly of pores of the same length. He obtained a relationship between permeability, porosity, and surface area.

At about the same time the Schlumberger brothers introduced the first well logs [22]. These early developments led to rapid improvements of equipment, production operations, formation evaluation, and recovery efficiency. In the decades following, the study of rock properties and fluid flow was intensified and became a part of the research endeavors of all major oil companies. In 1950 Archie [23] suggested that this specialized research effort should be recognized as a separate discipline under the name of petrophysics. Archie reviewed an earlier paper and discussed the relationships between the types of rocks, sedimentary environment, and petrophysical properties. Earlier, in 1942, Archie [24] discussed the relationships between electrical resistance of fluids in porous media and porosity. Archie proposed the equations that changed well log interpretation from a qualitative analysis of subsurface formations to the quantitative determination of in situ fluid saturations. These and subsequent developments led to improvements in formation evaluation, subsurface mapping, and optimization of petroleum recovery.

The Hagen-Poiseuille equation [25], which applies to a single, straight capillary tube, is the simplest flow equation. By adding a tortuosity factor, however, Ewell [25] used pore size distributions to calculate the permeability of sandstone rocks. The calculated values matched the

experimentally determined permeability within 10%. She was then able to show the relative amount of fluid flowing through pores of selected pore sizes. Thus the Hagen-Poiseuille equation, with modification to account for the tortuous flow path in a rock, may be used for non-rigorous analysis of fluid flow characteristics.

The general expression for fluid flow in porous media was developed by Darcy in 1856 from investigations of the flow of water through sand filter beds [26]. Darcy developed this expression from interpretation of the various parameters involved in the flow of water through sand filters to yield the expression known as Darcy's law.

Although Darcy's law was developed for the single-phase flow of a fluid through a porous medium, it applied also to multiphase flow. In 1936, Hassler et al. [27] discussed procedures and apparatus for the determination of multiphase flow properties in rocks. Morse et al.

[28] introduced a dynamic steady-state method for simultaneous flow of fluids in rocks, using a small piece of rock at the face of the core to evenly distribute the fluids entering the test sample. They showed that consistent values of the relative permeabilities of **two** flowing fluids could be obtained as a function of the wetting phase saturation. In 1952 Welge [29] developed a method for calculating the ratio of the relative permeabilities as a function of the wetting phase saturation for unsteady-state displacement of oil from rocks, using either gas or water as the displacing phase. Then in 1959 Johnson et al. [30] extended Welge's work, enabling the calculation of individual relative permeabilities for unsteady-state displacements. This method is the most consistently used method because it can be run in a short time and the results are consistent with other methods that require several days for complete analysis.

In 1978, Jones and Roszelle [31] presented a graphical method for the evaluation of relative permeabilities by the unsteady-state method.

Applications of the concept of relative permeability to analysis of reservoir performance and prediction of recovery were introduced by Buckley and Leveret [32], who developed **two** equations that are known as the fractional flow equation and the frontal advance equation. These **two** equations enabled the calculation of oil recovery resulting from displacement by an immiscible fluid (gas or water).

Research in petrophysics reached a plateau in the 1960s but received increased emphasis in the following decades with the advent of efforts to improve ultimate recovery by new chemical and thermal methods; this has generally been recognized as enhanced oil recovery [33]. Enhanced oil recovery techniques are new and developing technologies and only a few processes (thermal and miscible phase displacement) have been proven on a large scale. Research on the displacement mechanisms of chemical solutions, trapping of residual oil, measurement of residual oil

saturation, phase relationships of multiple fluids in porous media, and other complex characteristics of fluid behavior in rocks have become the new areas of petrophysical research. More emphasis is now placed on the origin of rocks and petroleum, since the mineral composition of the rocks and the chemical characteristics of crude oils are involved in the fluid flow properties and the amount of residual oil saturation.

The evaluation of any petroleum reservoir, new or old, for maximum rate of production and maximum recovery of the hydrocarbons requires a thorough knowledge of the fluid transport properties of rocks and the fluid-rock interactions that influence the flow of the fluids. General knowledge of fluid flow phenomena can be gained through the study of quarried outcrop samples of rocks. The behavior of a specific reservoir, however, can only be predicted from analyses of the petrophysical properties of the reservoir and fluid-rock interactions obtained from core samples of the reservoir. Analyses of the cores only yields data at point locations within the reservoir; therefore, the petrophysical analyses must be examined with respect to the geological, mineralogical, and well-log correlations of the reservoir to develop a meaningful overall performance estimate.

## OBJECTIVES AND ORGANIZATION

This text is a presentation of the theories and methods of analyses of rock properties, and of single, multiple, and miscible phase transport of fluids in porous geologic materials. The presentation is oriented to petroleum engineering and is designed to provide the engineer with the required theory, together with methods of analyses and testing, for measurement of petrophysical and fluid flow properties for application to reservoir evaluation, reservoir production engineering, and the diagnosis of formation damage.

The physical and fluid transport properties of rocks are a consequence of their pore structure, degrees of grain cementation, and electrolytic properties. Chapter 1 therefore begins the text with a brief review of mineralogy and the origin of sedimentary rocks. Chapter 2 is a general discussion of the origin and composition of hydrocarbons and water solutions of salts and gases that form an integral part of petroleum reservoirs. Chapter 3 follows naturally from this by describing specific rock properties, and procedures for measurement, that are important to petroleum engineering. Porosity, permeability, surface area, etc. are all considered in the development and prediction of the fluid transport behavior of petroleum reservoirs. Some of these properties are more important than others at various stages of petroleum production. During initial development porosity, permeability, and wettability,

together with hydrocarbon saturation, are important; but at later stages of development, especially if enhanced recovery techniques (EOR) are being considered, pore size distribution, surface area, and capillary pressure become very important petrophysical properties in the planning and design of continued reservoir development.

Chapter 4 presents various fundamental theories establishing quantitative and qualitative relationships among porosity, electrical resistivity, and hydrocarbon saturation of reservoir rocks. A brief discussion of core analysis, well logging, and well testing is included. Laboratory techniques for measuring core properties are presented in the Appendix. Well logging techniques are presented solely for the purpose of explaining the applications of the Archie and Waxman and Smits [34] equations. A discussion is included on how well logs provide data not directly accessible by means other than coring; and how well logs can be used to extend core analysis data to wells from which only logs are available. Several field examples are included in this chapter.

Capillary pressure and its measurement by several methods are presented in Chapter 5. Laboratory techniques (semi-permeable disk, mercury injection, and centrifuge) are presented for measuring capillary pressure. Chapter 6 is in many ways an extension of the capillary phenomena to the measurement and determination of the influence of wettability on oil recovery, pore size distribution, and relative permeability. Methods for determining the wettability index are also included in this chapter.

The flow of fluids (oil and gas) through porous rocks is presented in Chapter 7. The analysis of linear, laminar flow is followed by a discussion of radial and turbulent flow. Equations for calculating the average permeability of naturally fractured rocks and stratified formations are derived in this chapter. This chapter concludes with a discussion of rocks of multiple porosity.

Chapter 8 is a discussion of naturally fractured rocks and their properties.

The effect of stress on reservoir rock properties, including permeability, porosity, compressibility, and resistivity, is the subject of Chapter 9. The mechanical properties of rocks are very important when designing drilling, well completion, production, and field development programs. Laboratory techniques for measuring elastic properties of formation rocks are discussed. Also, a number of correlations used to predict the behavior of these elastic properties are included.

Chapter 10 presents a discussion of the transport properties of discrete particles in porous geologic materials. Fine rock particles and precipitated particles from fluids tend to migrate to production wells where they decrease production by plugging the rock pores.

Also discrete particles injected into a formation with water for secondary recovery of EOR fluids can cause serious formation damage. Methods for diagnosing formation damage are included in this chapter.

## PROBLEMS

1. What are the principal natural processes that affect the petrophysical properties of sedimentary rocks?
2. As shown in Table 1.1, the total bulk chemical analysis of rock samples is clearly different from the surface analysis. What effect does this have on the rock properties?
3. Since all rocks have a single source (molten magma from below the crust), what general processes produce the differentiation into many different recognizable rocks?
4. List three natural processes that are constantly operating to produce sedimentary rocks.
5. The average particle sizes from a sieve analysis are, in millimeters, 2.00, 0.050, 0.10, and 0.06. What are the respective phi-sizes?

## GLOSSARY(CHAPTER1)

**Aphanitic:** refers to rock texture that contains minerals that are too small to see.

**Arkose:** sandstone that contains a large amount of feldspar.

**Batholith:** large intrusive body of rock, generally granite.

**Breccia:** similar to tuff, but contains large angular fragments (>2 mm) within the fine matrix.

**Cleavage:** a separation along a plane of weakness that produces a smooth plane which reflects light when broken. A fracture is an irregular break of the rock.

**Conglomerate:** rock composed of fragments of pre-existing rocks greater than 2 mm and inclusion of other rocks (pebbles, cobbles, and boulders; see Table 1.7)

**Continental shelf** the gently inclined, flat portions of the continent below sea level, extending from the shore to the continental slope where it slopes into the deep ocean platform. The shelf is generally covered with clastic sediments and the slope with fine sediments.

**Diagenesis:** the chemical and physical changes that a sediment undergoes after deposition. Most of the diagenesis occurs after burial of the sediment. In deep burial (>3,000 m) the principal diagenetic changes are compaction and lithification.

**Fissility:** the property of breaking along thinly spaced sheets, or planes, parallel to the depositional bedding orientation.

**Foliation:** directional property of metamorphic rocks caused by layered deposition of minerals.

**Lithification:** the process of changing accumulated unconsolidated sediments into a rock. The grains are compacted by the overburden sediments and cemented by deposition (from interstitial water) of silica, calcite, clays, iron oxide, and other minerals, between the grains.

**Hardness  $0$ :** an arbitrary scale of approximately equal steps between numerical hardness numbers, except for **9** to **10**, which is a very large step (the hardness value is followed by a mineral that represents that value): **1** - Talc, **2**-Gypsum, **3**-Calcite, **4**--Fluorite, **5**--Apatite, **6**-Orthoclase, **7**-Quartz, **8**-Topaz, **9**- Corundum, **10**- Diamond. The minerals **1-3** can be scored by a fingernail, **4-5** by a copper penny, **5-6** by a knife or piece of glass, **6-8** by a piece of quartz, but **9 - 10** cannot be scored by any of the above.

**Igneous rocks** solidify from a melt, or magma. They are classified according to texture and mineralogy; however, they are not uniform in either composition or texture. A homogenous magma produces a variety of chemically different rocks by the process of fractional crystallization, or differentiation. Igneous rocks that are rich in light-colored mineral are generally referred to as felsic because they contain a relatively large amount of feldspar. Composition and texture (grain size) are used for classification. The common groups of rocks fall into various steps in the differentiation of a basaltic magma according to the Bowen series. Igneous rocks occur in two ways: intrusive (below the surface) and extrusive (on the surface). The source is magma from the upper part of the mantle.

**Luster:** reflection of light by a clean surface.

**Metamorphic rocks** form as a result of a new set of physical and chemical conditions being imposed on pre-existing rocks. Metamorphic rocks differ significantly in mineralogy and texture. Most are regional and related to orogenic events. The naming of metamorphic rock is based principally on textural features, but some names are based on composition. Most have distinct anisotropic features: foliation, lineation, and rock cleavage.

**Obsidian:** a dark-colored, or black, essentially non-vesicular volcanic glass. It usually has the composition of rhyolite.

**Pegmatic:** having crystals greater than **1** cm.

**Porphyritic:** named for the texture of the matrix. Porphyritic basalt is fine-grained dark rock, with inclusions of large crystals. Porphyritic granite is coarse-grained granite with much larger crystals imbedded in it.

**Porphyroblasts:** crystals created during metamorphism that are larger than the mineral grains in the rock.

**Pyroclasts:** viscous magma containing gas erupting at the surface; the gas expands rapidly, blowing the plastic magma into fragments high in the air. Pyroclasts less than 2 mm in size are called ash, between 2 mm and 64 mm it is lapilli, and when the size is greater than 64 mm pyroclasts are known as blocks or bombs.

**Pumice:** formed from a froth of small bubbles in magma which has erupted suddenly. It is light, glassy, and floats on water.

**Sedimentary rocks:** composed of the weathered fragments of older rocks that are deposited in layers near the earth's surface by water, wind, and ice.

**Shale:** composed of clay particles less than 1/256 mm. Not gritty when tested by biting. Exhibits fissility.

**Siltstone (mudstone):** composed of particles between 1/256 and 1/16 mm in size. Noticeably gritty to the teeth.

**Tuff** a deposit of volcanic ash that may contain as much as 50% sedimentary material.

**Vitreous (glassy):** variously described as greasy, waxy, pearly, or *silky*.

## REFERENCES

1. Allen, T. O. and Roberts, A. P. *Production Operations, Vol. I*. Oil & Gas Consultants International, Inc., Tulsa, OK, 1982, 290 pp.
2. Crocker, M. E., Donaldson, E. C. and Marchin, L. M. "Comparison and Analysis of Reservoir Rocks and Related Clays." DEO/BETC/RI-S3/7, Oct. 1983. National Technical Information Service, US Department of Commerce, Springfield, VA, 25 pp.
3. Donaldson, E. C. and Crocker, M. E. "Characterization of the Crude Oil Polar Compound Extract." DOE/BETC/RI-80/5, Oct. 1980. National Technical Information Service, US Department of Commerce, Springfield, VA, 27 pp.
4. Foster, R. J. *Physical Geology* (3rd ed.). C. E. Merrill Publ. Co., Columbus, OH, 1971, 550 pp.
5. Ehlers, E. G. and Blat, H. *Petrology: Igneous, Sedimentary and Metamorphic*. W. H. Freeman, San Francisco, 1982, 731 pp.
6. Bowen, N. L. *The Evolution of Igneous Rocks*. Princeton University Press, Princeton, NJ, 1956, 333 pp.
7. George, R. D. *Minerals and Rocks*. D. Appleton-Century Co., New York, 1943, 595 pp.
8. Correns, C. W. *Introduction to Mineralogy*. Springer-Verlag, New York, 1969, 484 pp.



## REFERENCES

9. Dickey, P. A. *Petroleum Development Geology*. Penn Well Books, Tulsa, OK, 1986, 530 pp.
10. Chilingarian, G. V. and Wolf, K. H. *Diagenesis*. Elsevier Science, Amsterdam, 1988, 591 pp.
  11. Theodorovich, G. I. "Expanded Classification of Sandstones Based upon Composition." *Zzv. Akad. Nauk, USSR, Ser. Geol.*, Vol. 6, 1965, pp. 75-95.
12. Chilingarian, G. V. and Wolf, K. H. (Eds.). *Compaction of Coarse-grained Sediments, I*. Elsevier Scientific Publ. Co., New York, 1975, 808 pp.
13. Chilingarian, G. V., Mazzullo, S. J. and Rieke, H. H. *Carbonate Reservoir Characterization, Part Z*. Elsevier Science, Amsterdam, 1992, 639 pp; *Part ZZ*, 1996, 994 pp.
14. Ceripi, A., Durand, C. and Brosse, E. "Pore Microgeometry Analysis in Low-Resistivity Sandstone Reservoirs." *J Petrol. Sci. C Eng.*, Vol. 35, August 2002, pp. 205-235.
15. Talukdar, M. S. and Torsaeter, O. "Reconstruction of Chalk Pore Networks from 2D Backscatter Electron Micrographs Using a Simulated Annealing Technique." *J. Petrol. Sci. & Eng.*, Vol. 33, May 2002, pp. 265-282.
16. Nguyen, D. D. *Capillary Pressure and Wettability Phenomena in Sandstones for a Wide Range of API Gravity Oils*. M.S. Thesis, University of Oklahoma, School of Petroleum & Geological Engineering, 1985.
17. Carman, P. C. Some physical aspects of water flow in porous media. *Discussions of Faraday SOC.*, Vol. 72, No. 3, 1948, p. 72.
18. Donaldson, E. C., Kendall, R. F., Baker, B. A. and Mannhg, F. S. "Surface-Area Measurement of Geologic Materials." *SOC. Petrol. Eng. J.*, April 1975, pp. 111-116.
19. Krumbein, W. C. "Measurement and Geologic Significance of Shape and Roundness of Sedimentary Particles." *J Sedimentary Petrol.*, Vol. 11, 1941, pp. 64-72.
20. Pettijohn, F. J. *Sedimentary Rocks* (3rd ed.). Harper & Row, New York, 1975, 628 pp.
21. Kozeny, J. *Sitzungsber. Akad. Wiss. Wien. Math-Naturwiss. Kl*, Abt, Vol. 136, 2A, 1927, pp. 271-306.
22. Schlumberger, C., Schlumberger, M. and Leonardon, E. "Electric Coring; a Method of Determining Bottom-Hole Data by Electrical Measurements." *Trans. AIME*, Vol. 110, 1936, pp. 237-272.
23. Archie, G. E. "Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks." *Am. Assoc. Pet. Geol. Bul.*, Vol. 34, No. 5, May 1950, pp. 943-961.
24. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics." *Trans. AZME*, Vol. 146, 1942, pp. 54-62.
25. Ewall, N. R. *Relationship of Pore Size Distribution to Fluid Flow*. M.S. Thesis, University of Oklahoma, School of Petroleum and Geological Engineering, 1985.

26. Darcy, H. *Les fontaines publiques de la ville de Dijon*. Victor Dalmont, 1856.
27. Hassler, G. L., Rice, R. R., and Leeman, E. H. "Investigation on the Recovery of Oil from Sandstones by Gas Drive." *Trans. AIME*, Vol. 118, 1936, pp. 116-137.
28. Morse, R. A., Terwilliger, P. L. and Yuster, S. T. "Relative Permeability Measurements on Small Core Samples." *Oil and Gas J.*, Vol. 23, Aug. 1947, pp. 109-125.
29. Welge, H. J. "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive." *Trans. AIME*, Vol. 195, 1952, pp. 91-98.
30. Johnson, E. F., Bossler, D. P. and Naumann, V. O. "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments." *Trans. AIME*, Vol. 216, 1959, pp. 370-372.
31. Jones, S. C. and Roszelle, W. O. "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments." *J Petrol. Technol.*, May 1978, pp. 801-817.
32. Buckley, S. E. and Leverett, M. C. "Mechanism of Fluid Displacement in Sands." *Trans. AIME*, Vol. 146, 1941, pp. 107-116.
33. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. and Yen, T. F. (Eds.). *Enhanced Oil Recovery, I-Fundamentals and Analyses*. Elsevier, New York, 1985, 357 pp.
34. Waxman, M. H. and Smits, L. J. H. "Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands." *SOC. Petrol. Eng.*, June 1968, pp. 107-122; *Trans. AIME*, Vol. 243.

# INTRODUCTION TO PETROLEUM GEOLOGY

## REVIEW OF COMPOSITION OF THE GLOBE

Geology is the study of the earth, which is a dynamic system covered by crustal plates that are constantly moving and changing in structure. The crustal plates are driven by deeplying forces that are not yet completely understood. New crustal plates are being formed by magma rising from molten regions deep in the earth at mid-ocean *rifts*. Other crustal plates are being consumed as they are drawn downward into the mantle at subduction zones at the edges of some continents, such as the Pacific coasts of North and South America.

Detailed analyses of earthquake wave seismograms, waves that travel on the earth's surface, gravity and magnetic differences, heat flow from the interior, and electrical conductivity have been used to develop a composite picture of the globe. Four distinct zones have been identified:

- (1) the lithosphere, which includes the continental and ocean crusts;
- (2) the mantle underlying the lithosphere, which is readily recognized because the seismic (earthquake) waves increase in velocity at the boundary known as the Mohorovicic discontinuity in honor of its discoverer (generally called the Moho discontinuity);
- (3) a liquid outer core composed principally of nickel and iron; and
- (4) the solid inner core.

More than 100,000 detectable earthquakes occur each year around the globe, and most of these originate at specific focal points (a point of maximum intensity within the crust) [ 1-31. Two types of waves emanate from the focal point of the earthquake: compression and shear waves. Compression waves travel through all materials by moving particles forward and backward. Shear waves, however, can propagate only through solids by moving the particles back and forth perpendicular to the direction of travel. A worldwide network of seismographs records the paths and velocities of these waves, making it possible to locate the focal point of any earthquake and to infer the composition of the interior of the earth.

Compression waves (P waves) travel at a velocity approximately two times the velocity of the shear waves (S waves). The velocities are functions of the elastic properties and density of the materials through which they travel:

$$V_p = \sqrt{\frac{(K + 4G/3)}{\rho}}$$

and

- where:  $V_c$  = velocity of the compression wave, *m/s* .
- $V_s$  = velocity of the shear wave, *m/s*.
- $K$  = bulk modulus, Pa.
- $G$  = shear modulus, Pa.
- $\rho$  = density of material, kg/m<sup>3</sup>.

**EXAMPLE**

Calculate the velocities of the compression and shear waves through limestone:  $K = 7.0336 \times 10^{11}$  Pa,  $G = 3.1026 \times 10^{11}$  Pa,  $\rho = 2,710.6$  kg/m<sup>3</sup>.

**SOLUTION**

$$V_c = \sqrt{\frac{[7.0336 + (4/3)(3.1026)] \times 10^{11}}{2,710.6}} = 6,419.5 \text{ m/s}$$

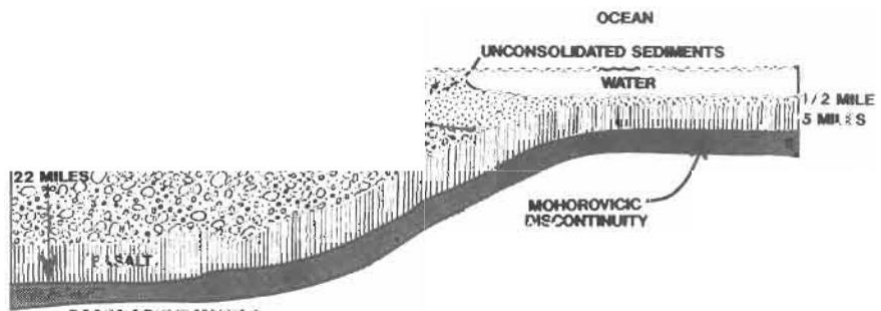
$$V_s = \sqrt{\frac{3.1026 \times 10^{11}}{2,710.6}} = 3,383.2 \text{ m/s}$$

In the crustal plates, the P-wave velocity ranges from about 6.4 to 7 km/s. At the Moho discontinuity, where the P waves enter the mantle, the velocity increases to about 8 km/s. The velocity ranges from 9 to 10 km/s in the upper mantle, 12 to 13 in the middle mantle, and peaks at 13.7 km/s at 2,800 km depth. When the P and S waves encounter the liquid core, the P-wave velocity decreases sharply to about 8 km/s and the S waves disappear, because a liquid cannot support a shear wave. At the inner solid core of the earth, the P-wave velocity increases once more to about 11.3 km/s.

## CRUST

Crust is the term that originated for the outer solid shell of the earth when it was generally believed that the interior was completely molten, and it is still used to designate the outer shell, which has different properties than the underlying mantle. The crust varies in thickness and composition. The continental masses are composed of a veneer of sediments over a layer of light-colored granitic rocks. The granite-type layer is called the SIAL layer because its most abundant components are silicon and aluminum, with an average density of 2.7 g/cm<sup>3</sup>. Below the SIAL layer, there is a layer of dark rocks resembling basalt and gabbro, which is known as the SIMA layer because its principal constituents are silicon and magnesium. The density of SIMA is slightly higher than the SIAL layer, about 2.9 g/cm<sup>3</sup>. Under the oceans, the SIMA layer is covered only by a thin layer of soft sediments (Figure 2.1).

The mantle is a shell, which is apparently a plastic-like solid, that extends about 2,900 km deep from the Moho discontinuity to the outer liquid core. The movement of crustal plates and continents on top of the mantle is partially explained by the theory of convective currents within



**Figure 2.1.** Cross-section of the crust at a continental shelf showing the relationship between the SIAL (granite rocks) and SIMA (basalt) layers under the continents and oceans [2].

the mantle. Theoretically, the mantle responds to the continuous stress created by heat rising from the interior of the globe by developing current cells of very slowly ascending and descending material. Continental masses accumulate over the descending zones, and the ocean basins lie over the ascending zones. Thus, the slow movement of the mantle, **as** a plastic material, could be the mechanism causing the drift of the continental masses and the spreading of the Ocean floor at mid-ocean rifts around the globe. Continuous drifting motion of the crustal plates also may be influenced by body forces generated by gravitational earth tides and by the rotation of the earth.

Rocks and magma at volcanic eruptions that have apparently come from the upper mantle are basic in composition, and are rich in magnesium and iron. The density of the mantle is greater than the lithosphere, approximately 3.3 g/cm<sup>3</sup>.

The boundary at the base of the mantle, where the S waves disappear and the P-wave velocity decreases, marks the beginning of the outer liquid core. The fact that the P waves increase in velocity once more at a depth of 5,000 **km** suggests that the inner core is a solid. It is believed to be composed principally of nickel and iron with a density of about 10.7 g/cm<sup>3</sup>, which is more than twice as dense as the mantle. The Earth's magnetic field is assumed to be created by an electric field resulting from circulation of currents within the liquid core [ 1-53.

## PLATE TECTONICS

Theories of plate tectonics are based on spreading of the sea floor at mid-ocean **rifts** and the motion, or drift, of the continents. The **Earth's** lithosphere is composed of six major plates whose boundaries are outlined by zones of high seismic activity [4] .The continents appear to be moved by the convection currents within the mantle at rates of **two** to three inches (5.1-7.6 cm) per year. The convection cells apparently occur in pairs and thus provide the kinetic energy for movement of the continental masses.

Mid-ocean ridges form a network of about **65,000 km** of steep mountains with branches circling the globe. Some of the mountains are as **high** as **5,500** meters above the ocean floor, and some emerge above the ocean as islands.

The crustal plates are manufactured from magma rising to the surface through rifts at the sites of the mid-ocean ridges. Material from the mantle apparently liquifies **as** it nears the surface and is relieved of a great part of its pressure. The liquid, or magma, rises to the crust and adds to the mass of the plate. **As** the plate moves across the ocean

floor, it accumulates a layer of sediments that were eroded from the continents. The sedimentary layer that accumulates on the ocean floor is thin in comparison to the sedimentary layers on the continents because the ocean floor is very young. Driven by convective, rotational, and gravitational forces, the plates move around until they are eventually drawn into the mantle at subduction zones before sedimentation has time to form thick layers [1, 2, 61].

If two ocean plates of equal density collide, they will slowly deform at the edges and become a range of mountains. If the colliding forces remain active long enough, the range of mountains will rise above sea level. The Alp Mountains in Switzerland constitute an example of this process due to a collision between Eurasia and Africa that began about 80 million years ago when the region was covered by a sea. Marine sediments can be found high in the Alpine regions.

India was once a separate continent riding on a plate moving in a northerly direction. The plate carrying the Indian continent was diving under the Asian continental plate. Eventually, India collided with Asia and pushed up the massive Himalayan Mountains range [3, 41].

Island arcs, such as those that have developed in the Pacific Ocean east of Asia, also occur as a result of plate collisions. The Asian plate is more or less stationary with respect to the Pacific Ocean plate, which is slipping under the large land mass and forming a range of offshore islands. As the more dense ocean plate returns to the high-temperature mantle, selective melting of some of its material takes place, and the lighter materials are squeezed upward as rising columns called diapirs. Diapirs are pushed through the overriding plate and form chains of offshore volcanoes that eventually rise above sea level to form islands. Lavas from the island arc volcanoes are generally intermediate in composition between granitic continental rocks and basaltic rocks. Deep-focused earthquakes occur along the arcs, indicating deep fracture zones between the continent and ocean plates.

The plates also may slip laterally with respect to each other, forming transform faults. These faults may be very long (hundreds of miles) such as the San Andreas Fault of California, where the Pacific plate abuts the North American continental plate. The Pacific plate is moving in a northwest direction with respect to the American plate, which is moving west. The difference in the relative motions of the plates produces a shear-type phenomena at the junction and results in a transform fault, many thrust faults parallel to the Earth's surface, and devastating earthquakes.

The ancient supercontinent known as Pangaea was formed by the union of a number of other continents. North America apparently moved east about 500 million years ago to collide into Pangaea, and the

collision brought about the formation of the Appalachian Mountains. This movement of North America apparently crushed a chain of ancient island arcs and welded them onto the continent, because layers that appear to be crushed island arcs have been located east of the Appalachian Mountains. The junction between Pangaea and North America was apparently weak, leading to the development of a line of rising magma between them with the formation of spreading ocean plates on both sides that gradually pushed the two continental masses apart and formed the Atlantic Ocean [ 1, 2,6, 71.

The convolutions of old crustal plates and sedimentary rocks at continental margins provide conditions for entrapment of hydrocarbons in porous sedimentary rocks under impermeable layers that seal the oil in place. Continental margins bordering a sea with restricted circulation permits the collection of sediments and salt deposits, which are associated with the genesis, migration, and trapping of oil. Margins that are separating from one another also are zones where oil is formed and trapped. Usually if oil is formed on one side of a continental margin, it also will be found across the gulf, or ocean, on the margin of the other continent. Divergent, convergent, and transform continental margins provide the necessary conditions for sedimentation and accumulation of hydrocarbon deposits [ 1, 8- 101.

## GEOLOGICTIME

Geologic time scales in use today were developed by numerous geologists working independently. Different methods for subdividing the records of flora, fauna, minerals, and radioactive decay found in sedimentary rocks were suggested; some were repeatedly used and have been generally accepted. Table 2.1 shows the subdivisions of geologic time, approximate dates in millions of years, and recognized physical events that took place during the long record of geologic history. The Earth is estimated to be about 4.6 billion years. The Paleozoic Era began 580 million years ago; therefore, approximately 87% of the Earth's history occurred during the Precambrian age. The approximate dates of most of the boundaries in the geologic time column are established from extensive analyses of radioactive isotopes and the flora and fauna records in sedimentary rocks. Isotopic dating also allows estimates of the rates of mountain building and sea-level changes [5].

Geologic age dating using radioisotopes is carried out by determining the amount of the specific daughter isotope present with the radioactive element and then multiplying by the rate of decay of the parent element (Table 2.2). The rate of radioactive element decay is exponential and is



**TABLE 2.1**  
**SUBDIVISIONS OF THE THREE GEOLOGIC ERAS AND THE ESTIMATED TIMES**  
**OF MAJOR EVENTS [SI]**

Subdivisions Based on Stratigraphy		Radiometric	
Systems		Dates (millions	In Physical
Periods	Epochs	of years ago)	History
Quaternary	Recent or	0	Several glacial ages
	Holocene		
	Pleistocene	2	
	Pliocene	6	Colorado River begins
Tertiary	Miocene	22	Mountains and basins in Nevada
		36	
	Oligocene		Yellowstone Park volcanism
Eocene		58	
	Paleocene	63	Rocky Mountains begin
			Lower Mississippi River begins
Cretaceous		145	Atlantic Ocean begins
Jurassic		210	Appalachian Mountains climax
Triassic		255	
Permian	n	280	
Pennsylvanian	h	320	
(upper Carboniferous)			
Mississippian		360	
(Lower Carboniferous)			
Devonian		415	Appalachian Mountains begin
Silurian		465	
Ordovician		520	
Cambrian		580	
Precambrian (Mainly igneous and metamorphic rocks, no worldwide subdivisions)		1000	
		2000	

**TABLE 2.2**  
**RADIOACTIVE ELEMENTS, THEIR HALF-LIVES AND RADIOACTIVE DECAY**  
**“DAUGHTER” ELEMENTS [3]**

<b>Element</b>	<b>Half-life</b>	<b>Stable Daughter</b>
<b>Carbon-14</b>	<b>5,710 years</b>	<b>Nitrogen-14</b>
<b>Potassium-40</b>	<b>1.3 billion years</b>	<b>Argon-40</b>
<b>ThO/U-232</b>	<b>13.9 billion years</b>	<b>Lead-208</b>
<b>Uranium-235</b>	<b>0.71 billion years</b>	<b>Lead-207</b>
<b>Uranium-238</b>	<b>4.5 billion years</b>	<b>Lead-206</b>

characterized by the following equations:

$$C_t = \ln(N_0/N_t)$$

$$C_{t1p} = \ln(1.0/0.5) = 0.693 \quad (2.3)$$

$$t_{1/2} = 0.693/C$$

where: C = radioactive decay constant.

$N_0$  = original amount of parent element.

$N_t$  = amount of daughter isotope currently present.

$t_{1p}$  = half-life of the parent element.

t = age, years

Dating early events from the decay of carbon-14 is possible because the radiocarbon is formed in the atmosphere by collision of cosmic rays with nitrogen. The carbon dioxide in the atmosphere thus contains a small amount of radiocarbon and, therefore, all plants and animals contain carbon-14 along with the stable carbon-12. When the plant or animal dies, the accumulation of carbon-14 stops and its content of radiocarbon decays steadily. The carbon dating is then made possible by measuring the ratio of  $^{14}\text{C}$  to  $^{12}\text{C}$  in the remains of organism and comparing it to the ratio of these isotopes in current living plants or animals; for example, if the relative radiocarbon content of a specimen of bone

$[(^{14}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{dead}} / (^{14}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{living}}]$  is one-fourth that of the modern specimen, the age of the specimen is 11,420 years. This is because  $1/4 = 1/2 \times 1/2$  of **two** half-lives (2 half-lives  $\times$  5,710 years/half-life = 11,420 years).

### EXAMPLE

If 0.35 grams of N-14 per 1.0 grams of C-14 is found in a sediment, determine the age of the sediment.

**SOLUTION**

$$t = -1 \ln \left( \frac{C}{C_0} \right) = (8.3 \times 10^5)(1.051)$$

$C$

Age = 8,723 years

(refer to Equation 2.3 and U-238 in Table 2.2).

Several important events in the geologic history of the Earth already have been mentioned, and others are shown in the geologic column of Table 2.1. The Appalachian Mountains were formed by collision of North America with Pangaea about 500 million years ago, and the climax of their growth coincides with the birth of the Atlantic Ocean at the beginning of the Mesozoic Era about 255 million years ago. The Mississippi River and the Rocky Mountains originated at about the same time (63-65 million years ago), and Yellowstone Park volcanism is estimated to have begun about 40 million years ago. Several ice ages occurred in the Recent or Holocene Epoch that began about 2 million years ago [3, 51].

**SEDIMENTARY GEOLOGY**

Sedimentary geology is fundamental to the exploration and development of petroleum reservoirs. It establishes the criteria for petroleum exploration by providing the geologic evidence for prediction of the location of new petroleum provinces. Petroleum is found in many areas in a variety of sedimentary basins. Hydrocarbons may occur at shallow depths along the edges of the basin, the deep central areas, and in the far edges where tectonic motion may have provided sealed traps for oil and gas [1-101].

**BASINS**

Sedimentary basins differ in origin and lithology. Each is individually unique, but all share several common characteristics. Basins represent accumulations of clastic and evaporite materials in a geologically depressed area (an area that has undergone subsidence with respect to the surrounding land mass) or an off-shore slope. They have thick sedimentary layers in the center that thin toward the edges. The layers represent successive sedimentary episodes.

Dynamic sedimentary basins exist when sediment accumulation occurs simultaneously with subsidence of the basin area. The forces producing localized subsidence are not fully understood, but they have been related to isostatic adjustment of unbalanced gravitational forces. The theory of isostatic equilibrium is that the outer, lighter **SUI.** crust of the earth is essentially floating on a plastic-type mantle in a state of equilibrium. Therefore, part of the Earth's crust can gradually subside into the plastic mantle while an adjacent area is slowly uplifted.

No earthquake foci have been recorded deeper than about 1,600 km, where the pressure and temperature are probably great enough to transform the mantle into a plastic-type material that can develop slow convective currents and gradually move to adjust for changing gravitational loads on the crust. The Great Lakes area of the United States, Canada, and the Scandinavian peninsula are still gradually rising in response to the melting of Pleistocene glaciers.

Continental masses have stable interiors known as cratons, or shields, which are composed of ancient metamorphosed rocks. Examples are the Canadian, Brazilian, Fenno-Scandian, and Indian shields that form the nuclei of their respective continents. Sedimentary deposits from the cratons have accumulated to form much of the dry land of the earth's surface, filling depressions and accumulating on the shelves of continental margins.

## **DIVERGENTCONTINENTALMARGINS**

Sediments accumulated on the shelves at the margins of the continents form several types of geologic structures that are the result of the direction and stress imposed on them by motion of the drifting crustal plates. Divergent continental margins develop on the sides of continents that are moving away from the spreading ocean rifts. Examples are the east coasts of North and South America and the west coasts of Europe and Africa, which were originally joined together at the mid-ocean rift. The continents are extending, leaving wide, shallow, subsea continental shelves where carbonate sediments originate from the reefs in shallow areas and clastic sediments result from the washing down of clastics from the land surface.

In considering sedimentation and the attributes of a sedimentary basin, one must include the entire region that has furnished the detrital materials that have accumulated in the basin as sediments, and the environmental conditions of the various episodes of sedimentation. Chapman defined this as the physiographic basin, an area undergoing erosion which will furnish material for the sediments accumulating in a depositional basin or depression on the surface of the land or sea floor [9]. Thus the nature

## SEDIMENTARY GEOLOGY

of the sediments is determined by the geology of the peripheral areas of weathering and erosion, and by the physiography and climate of the entire interacting area.

### CONVERGENT CONTINENTAL MARGINS

Convergent continental margins develop when two crustal plates collide. When an ocean plate collides with a less dense continental plate, a marginal basin forms between the island arc and the continent. This basin fills with carbonate deposits from marine animals and clastics from the land mass, forming large areas for accumulation of hydrocarbons such as the oilfields of Southeast Asia.

Continual movement of the plates against each other will result in the formation of a long, narrow trough (several hundreds of miles long) called a geosyncline. The resulting trough is filled with great thicknesses of sediments that may become uplifted and folded as mountain building (orogeny) begins, accompanied by volcanic activity. The Appalachian Mountains in the eastern United States and the Ural Mountains in Russia are the result of convergent continental margins where sediments accumulated. Subsequently, they were uplifted during the orogenic period to form the stable mountains that are eroding today and furnishing sediments to the lowland areas on both sides of the mountains.

Some of the petroleum that may have accumulated in the sediments is lost during the orogenic period, because the seals (caprocks) holding the oil in geologic traps are destroyed, allowing the hydrocarbons to migrate to the surface. Folding and faulting of the sediments, however, also produce structural traps in other areas of the region.

### TRANSFORM CONTINENTAL MARGINS

When two crustal plates slide past each other, they create a long transform fault with branches at 30° to the main fault, creating fault blocks at the edge of the transform fault. Numerous sealed reservoirs occur along such faults where clastic sediments have accumulated. An example is the San Andreas Fault in California and its associated oilfields. Transform faults on the ocean floor are sites of sea mounts, some of which project above the ocean floor and are accompanied by volcanic activity [ 9 ].

### TRANSGRESSIVE-REGRESSIVE CYCLES

A transgressive phase occurs when the sea level is rising or the basin is subsiding. During this period, the volume created by subsidence

generally exceeds the volume of sediments entering the basin, and hence the depth of the sea increases. As the sea advances over the land surface, the depositional facies also migrate inland, creating a shallow, low-energy environment along the shore that tends to accumulate fine-grained particles. The fine-grained sediments have low permeability and are potential petroleum source rocks rather than reservoirs [9].

During a regressive phase in the formation of a basin, the basin becomes shallower and the depositional facies migrate seaward into a high-energy environment. A regressive sequence may develop because the supply of sediments is greater than the amount accumulating in the basin that can be removed by the available energy. This occurs in river deltas where the delta is growing because the supply of sediments to the delta is greater than the amount of sediments being removed from the area by sea currents and waves. Thus, one of two elements may be active: (1) the sea level may be decreasing, or (2) the sediment supply may exceed the capacity for removal and redistribution. The sediments accumulating during the regressive phase tend to be coarse-grained because of the higher energy level in the depositional basin during this period. The rocks of this sequence, therefore, have relatively high permeabilities and are potential reservoirs laid down on top of potential source rocks deposited during the transgressive phase.

The transgressive-regressive stages tend to accumulate sequences of sediments that are either shale and or **shale/carbonate-evaporite**. The carbonate-evaporite sequences are associated with some, but not all, of the transgressive phases resulting in periodic accumulations of carbonate-evaporite lithologies. The low-energy environment of the shallow shelves provides opportunities for development of abundant shellfish whose shells become beds of limestone. Calcium and magnesium tend to precipitate from the shallow seas resulting in depositions of limestone ( $\text{CaCO}_3$ ) and dolomite [ $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ]. Porosity is developed by dolomitization, chemical leaching by percolating waters (solution porosity), and mechanical fissuring from structural movements leading to jointing and vertical cracks. Carbonates also are deposited as reefs at the edge of continental shelves and along the continental slope.

## ACCUMULATION OF SEDIMENTS

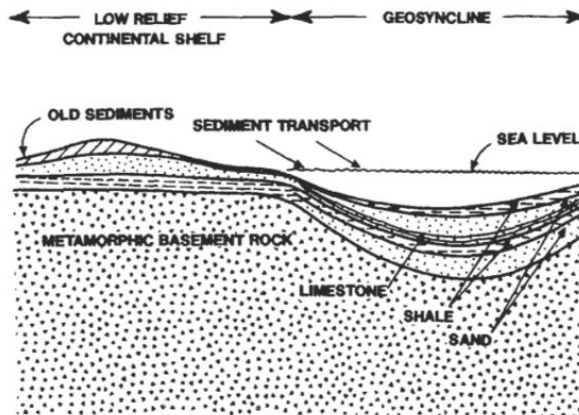
The accumulation of sediments in a given area depends on equilibrium between the energy of the environment and the inertia of sedimentary particles. For example, sediments transported to the mouth of a river may be moved by waves and currents to another location where the environmental energy is not high enough to move the particles. This is the concept of base level [9]. Sediments of a given size and density

will accumulate in an area at their base level of energy, but finer grades of the material cannot accumulate in that location and are carried in suspension to an area of lower energy equivalent to their base level. This is the process that leads to sorting with accumulation of sand grains in one area and silt and clay in another area. The base level of a given area fluctuates with time; thus, during one period of accumulation sand particles are deposited, whereas later, finer particles of silt and clay are deposited on top of the sand. This sequence may be repeated many times, leading to alternate deposition of sand and shale, and formation of sand-shale sequences.

Pirson identified three types of physiographic areas that lead to the accumulation of either quartzose, graywacke, or arkose sands in basins [III]. Each depends on the relief of the land mass and thus the time available for chemical weathering of the rocks and particles prior to accumulation in the sedimentary basin. This is a simplification of the sedimentary process, which is a complex interplay of the numerous depositional situations including those idealized by Pirson. Nevertheless, the simplifications present a clear explanation of sedimentary accumulations that lead to different lithologies.

During periods of negligible orogenic activity in flat plains bordered by shallow seas, erosion of the land mass is at a minimum, whereas chemical weathering is occurring at a rapid rate because the residence time of interstitial fluids at and near the surface is relatively long. Under these conditions, weathering processes go to completion, furnishing stable components from igneous and metamorphic rocks, such as quartz and zircon, for clastic sediments. These materials are carried into the depression forming the sea and are accumulated as clean, well-sorted sediments with uniform composition and texture. The sediments may remain as unconsolidated sand formations, or the grains may be cemented by carbonate, siliceous, clayey, and ferruginous compounds precipitated from the seawater, interstitial solution, or ferruginous waters percolating gradually through the deposits at some later stage (Figure 2.2). Changes of the climatic conditions of the physiographic area can change the type of sediments accumulating in the basin, from clean granular material to mixtures of silt, clay, and organic materials. These become shale beds that can serve as source rocks for hydrocarbons as well as impermeable caprocks.

Well-sorted, granular, quartzose reservoirs exhibit relatively high vertical permeability ( $k_v$ ) with respect to the horizontal permeability ( $k_h$ ); however,  $k_h$  is still higher than  $k_v$ . Therefore, primary oil recovery will be relatively high, whereas secondary recovery will be very low due to severe fingering and early water breakthrough. Pirson lists the Oriskany Sandstone in Pennsylvania, St. Peter Sandstone in Illinois,



**Figure 2.2.** *Accumulation of quartzose-type sediments in a basin from a low-relief continental shelf: On a low-relief land surface, erosion is at a minimum and chemical degradation of rocks to quartz is at a maximum [11].*

Wilcox Sandstone in Oklahoma, and Tensleep Sandstone in Wyoming as examples of quartzose-type reservoirs [ 111].

In conditions where the uplifted land areas bordering seas are steep enough to prevent total chemical weathering of the exposed rocks to stable minerals such as quartz, the detrital material accumulating in the basin will be composed of mixed rock fragments, or graywacke-type sediments. The sedimentary particles are irregular in shape and are poorly sorted, with variable amounts of intergranular clay particles. Changes of the climatic conditions of the physiographic area result in variable episodes of fine clastic deposition on top of the coarse particles forming the layers that become the caprocks of the reservoirs (Figure 2.3). The permeabilities of these reservoirs vary considerably over short distances, and the vertical permeability is usually much lower than the horizontal permeability. The permeability variation is one reason why graywacke-type reservoirs do not produce as well during **primary** production as the quartzose-type reservoirs, but exhibit excellent secondary recovery. Due to the mixed sediments containing clay minerals, the reservoirs are generally subject to water sensitivity problems (clay swelling and clay particle movement). The Bradford Sandstone in Pennsylvania and the Bartlesville Sandstone in Oklahoma are examples of graywacke sandstone formations.

A third general class of clastics, arkose-type sediments, will accumulate in basins or dendritic canyons adjacent to land areas of steep relief. Due to the steep relief, chemical weathering of the sediments is incomplete, resulting in deposition of angular grains with considerable



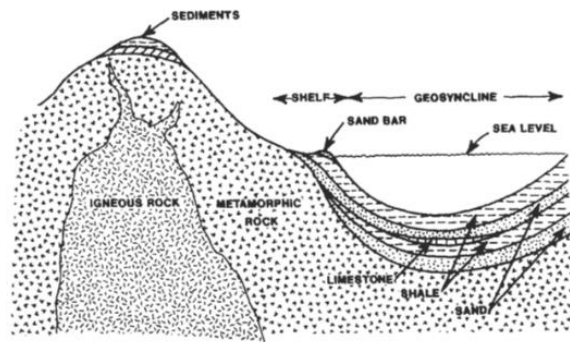


Figure 2.3. Accumulation of graywacke-type sediments in a geosyncline adjacent to a land mass of moderate relief [11].

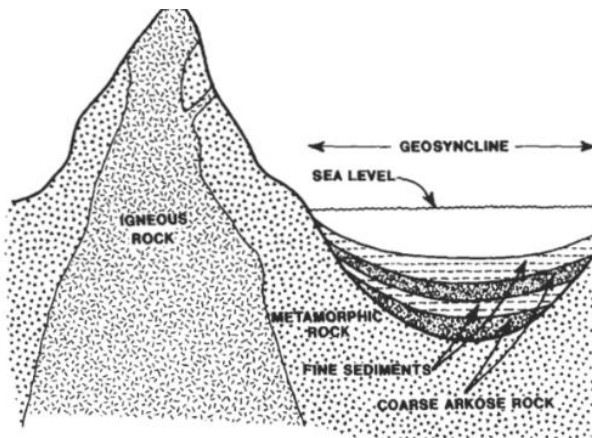


Figure 2.4. Idealized conditions that lead to deposition of arkose-type sediments. Steep land relief results in incomplete chemical weathering that yields arkose-type sediments [11].

size variation. Reactive clays and unstable minerals such as feldspars are mixed with other grains and also make up a large portion of the cementing agents. Variable climatic conditions of the physiographic area result in periods of deposition of coarse clastics followed by fine sediments that eventually become the caprocks of reservoirs (Figure 2.4).

Se forman depósitos gruesos, pero la permeabilidad es extremadamente variable, tanto vertical como horizontalmente. En consecuencia, tanto la producción primaria como la secundaria pueden ser deficientes y las arcillas reactivas producen una gran sensibilidad al agua. Ejemplos de formaciones de tipo arco son la formación del río Kern en California y el Granite Wash en el área de la península de Oklahoma-Texas .

### TRAMPAS DE HIDROCARBUROS

trampas de hidrocarburos se pueden ilustrar considerando una formación porosa y permeable que ha sido plegada en una trampa anticlinal por diastrofismo y está encerrado entre rocas impermeables (Figura 2.5). El cierre de la trampa es la distancia entre la cresta y el punto de derrame (punto más bajo de la trampa que puede contener hidrocarburos). En la mayoría de los casos, la trampa de hidrocarburos no se llena hasta el punto de derrame. Puede contener un tapón de gas si el petróleo contiene hidrocarburos ligeros y la relación presión-temperatura de la zona permite la existencia de una zona de gas distinta en la parte superior del yacimiento. Si existe un tapón de gas, el contacto gas-petróleo es el nivel más profundo de gas producible. Asimismo, el contacto aceite-agua es el nivel más bajo de aceite producible. Existen zonas de transición entre varias zonas que van desde una alta saturación de petróleo hasta agua libre de hidrocarburos. Por ejemplo, la zona de agua inmediatamente debajo del contacto agua-aceite es el agua del fondo, mientras que el agua del borde es lateralmente adyacente a la zona de aceite. Los contactos de gas-petróleo y agua<sup>41</sup> son generalmente planos, pero pueden estar inclinados debido al flujo hidrodinámico de fluidos, un gran contraste de permeabilidad entre lados opuestos del yacimiento o una producción desigual del yacimiento.

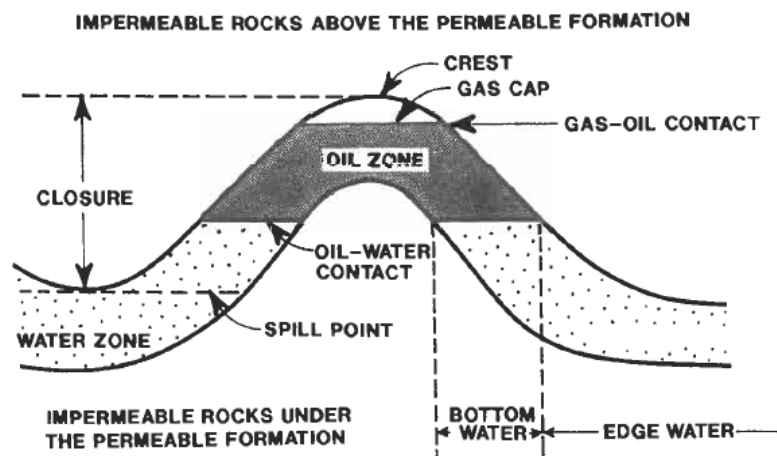


Figura 2.5. Sección transversal idealizada a través de una trampa anticlinal formada por una formación porosa y permeable rodeada de rocas impermeables. El petróleo y el gas están atrapados en la parte superior del anticlinal.

Una estructura anticlinal puede contener varias petróleo trampas de, una encima de la otra, separadas por rocas impermeables. Además, la litología de las trampas individuales puede variar desde arenas hasta piedra caliza y dolomita [9, 1 11]. Las trampas de hidrocarburos se clasifican generalmente como estructurales o estratigráficas, dependiendo de su origen. Las trampas estructurales se formaron por procesos tectónicos que actúan sobre los lechos sedimentarios después de su deposición. En general, pueden considerarse como estructuras geológicas distintas formadas por plegamiento y fallas de lechos sedimentarios. Las trampas estructurales pueden clasificarse como: (1) trampas de pliegue formadas por anticlinales de compresión o compactación, (2) trampas de fallas formadas por el desplazamiento de bloques de rocas debido a una presión tectónica desigual, o (3) trampas diapíricas producidas por intrusión de sal o diapiros de barro (Figura 2.6).

Las trampas estratigráficas son producidas por cambios de facies alrededor de la formación porosa y permeable, tales como pellizcos y cuerpos de arena lenticulares rodeados de lutitas impermeables. Las trampas estratigráficas pueden desarrollarse a partir de bancos de arena, arrecifes o canales de ríos en alta mar. Los procesos de formación son más complejos que los de las trampas estructurales porque involucran cambios del ambiente depositacional que conducen al aislamiento de zonas permeables por diferentes litologías. Se hacen distinciones entre aquellas que están asociadas con inconformidades y aquellas que no lo están [6].

Muchas acumulaciones de hidrocarburos están asociadas con inconformidades. Una discordancia se forma cuando un sitio de sedimentación es levantado, erosionado y enterrado nuevamente bajo una nueva capa de sedimentos que puede delinear los límites de una petróleo trampa de, porque las discordancias generalmente separan.

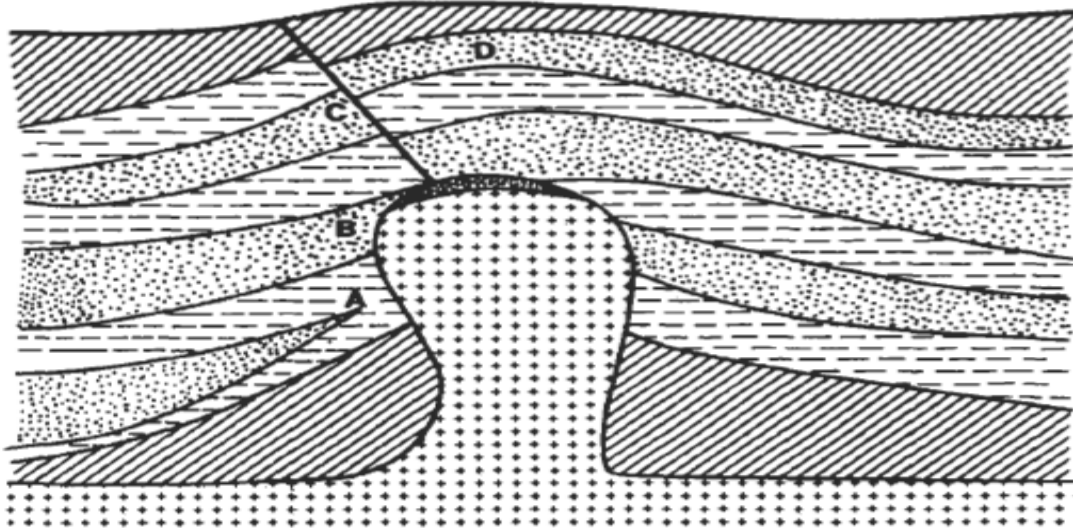


Figura 2.6. Ilustración de varios tipos de trampas: (A) estratigráfica de pellizco.

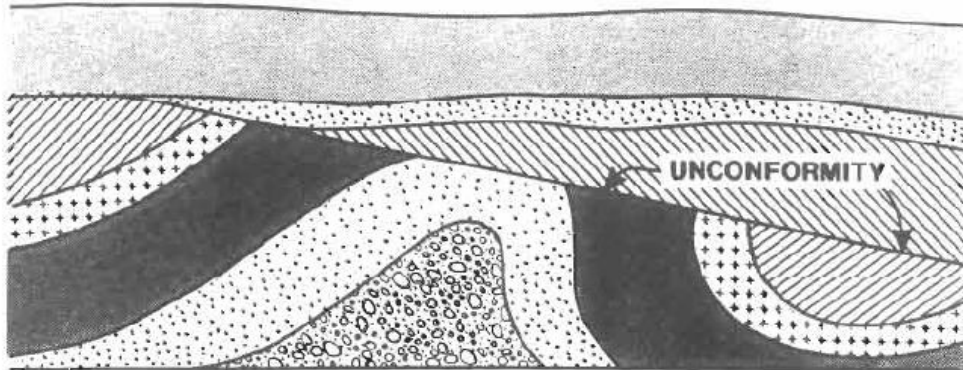


Figura 2.7. Inconformidad, mostrando los estratos erosionados superpuestos en una patrón desconfigurado por sedimentos más jóvenes.

formaciones que se desarrollaron bajo condiciones ambientales muy diferentes (Figura 2.7). Es probable que las rocas inmediatamente debajo de una disconformidad sean porosas y permeables porque una disconformidad es una zona de erosión que se encuentra en la parte superior de una zona de meteorización donde el agua se filtra a través de las rocas y provoca la disolución de algunos minerales y la precipitación de otros como agentes cementantes. Esto es especialmente cierto en el caso de las formaciones carbonatadas subyacentes a las discordancias. Además, los desechos mixtos depositados sobre una discordancia pueden formar conductos permeables para la migración de petróleo desde las rocas generadoras hasta las trampas geológicas [12].

## ORIGEN DEL PETRÓLEO

El origen biogénico del petróleo está ampliamente aceptado sobre la base de estudios geoquímicos. El petróleo contiene compuestos que tienen estructuras químicas características relacionadas con plantas y animales, como porfirinas, isoprenoides, esteranos y muchos otros. Además, las rocas generadoras donde se depositaron originalmente los precursores del petróleo son los sedimentos de grano fino que se depositan en ambientes marinos poco profundos durante las fases transgresivas de baja energía de la formación de cuencas geológicas. La materia orgánica particulada no es mucho más densa que el agua y, por lo tanto, la sedimentación junto con la arcilla y los precipitados finos de carbonato se producirán lentamente en un ambiente de baja energía. El agotamiento de oxígeno tiene lugar en aguas tranquilas, lo que conduce a una condición anaeróbica y a la preservación de la materia orgánica. Las bacterias anaeróbicas tienden a reducir los compuestos orgánicos eliminando el oxígeno de las moléculas en algunos casos, pero no atacan el enlace carbono-carbono de los hidrocarburos. La evidencia del origen del petróleo en ambientes anaeróbicos de baja energía está respaldada por el hecho de que en la condición opuesta (ambientes aeróbicos de alta energía) las bacterias aeróbicas descomponen la materia orgánica en dióxido de carbono y agua [9, 13, 14].

## TRANSFORMACIÓN DE ORGÁNICOS EN KERÓGENO

Los materiales orgánicos de plantas y animales muertos son consumidos por organismos vivos o se dejan descomponer por bacterias. Si el material orgánico permanece en un ambiente aeróbico rico en oxígeno, las bacterias aeróbicas lo descompondrán en dióxido de carbono y agua. Si el ambiente es anaeróbico, los productos de descomposición serán esencialmente compuestos de carbono, hidrógeno y oxígeno. Los hidrocarburos de los crudos pueden originarse a partir de las moléculas biológicas fundamentales: proteínas (aminoácidos), lípidos (grasas, ceras y aceites), carbohidratos (azúcares y almidones) y ligninas (hidrocarburos poliméricos relacionados con la celulosa) de las plantas. Si estos se conservan en un entorno de baja energía libre de oxígeno, se pueden mezclar con las arcillas y precipitados que forman los sedimentos de grano fino característicos de la fase transgresora de baja energía de la formación de la cuenca. Por lo tanto, para ser preservada, esta materia orgánica debe ser enterrada ya que se suministra con sedimentos de grano fino. Las rocas generadoras de petróleo son, por tanto, aquellas rocas formadas a partir de sedimentos de grano fino mezclados con materiales orgánicos. No todos los sedimentos de grano fino son rocas generadoras de petróleo, lo que implica que un criterio necesario es la disponibilidad de materia orgánica abundante en un área de deposición de grano fino. Esto implica una cuenca sedimentaria a lo largo de un suave talud continental y la presencia de vida acuática (plancton, algas, etc.), además de abundante vegetación terrestre. Los vertebrados terrestres no son una fuente muy probable de materia orgánica en sedimentos marinos poco profundos.

Las plantas terrestres de orden superior contienen abundantes cantidades de celulosa y lignina, produciendo compuestos de tipo aromático con una baja proporción de hidrógeno a carbono (1.0-1.5). Las algas marinas contienen proteínas, lípidos y carbohidratos; estos son de carácter alifático con una alta relación de hidrógeno a carbono de 1,7 a 1,9. (Las proporciones de hidrógeno a carbono de compuestos específicos son: benceno-1.0, ciclohexano-2.0 y n-pentano-2.4.)

Los materiales orgánicos, los sedimentos de grano fino y las bacterias que se mezclan y se depositan en los ambientes tranquilos y de baja energía no están en equilibrio termodinámico. El sistema se acerca al equilibrio termodinámico durante el entierro inicial mientras se somete a transformaciones diagenéticas. Dado que el entierro es poco profundo durante esta etapa, la temperatura del ambiente es baja y el sedimento sufre cambios diagenéticos lentamente en condiciones suaves. Los primeros 10 pies de sedimento representan una interfaz donde la biosfera pasa a la geosfera. El tiempo de residencia en este sedimento poco profundo, antes de un entierro más profundo, puede oscilar entre 1.000 y 10.000 años. Durante este tiempo, la materia orgánica está sometida a una acción tanto microbiana como química que la transforma a partir de los biopolímeros (proteínas, etc.) a compuestos policondensados más estables que son los precursores del kerógeno.

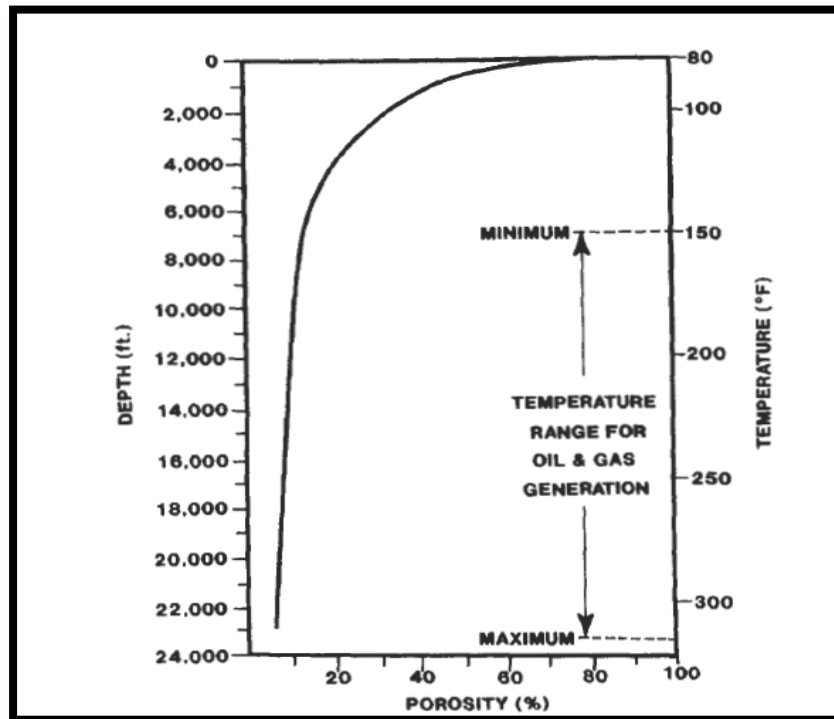
A tiempo los sedimentos se entierran más profundamente, donde prevalece el ambiente anaeróbico y donde la materia orgánica continúa transformándose en polímeros de alto peso molecular más insolubles debido principalmente al aumento de la presión y temperatura del fluido de poro.

Las bacterias anaeróbicas reducen los sulfatos a sulfuro de hidrógeno y pueden eliminar el oxígeno de algunos compuestos orgánicos de bajo peso molecular, pero por lo demás se agregan a la biomasa total en lugar de agotarla, lo que ocurre en las regiones aeróbicas. Algunos compuestos de calcio y sílice producidos orgánicamente se disuelven en el agua y luego se precipitan con la mezcla de minerales arcillosos y orgánicos a medida que alcanzan la saturación en la capa acuosa. La materia orgánica se transforma gradualmente en nuevos compuestos orgánicos poliméricos que eventualmente se convierten en kerógeno. Se forma y libera una cantidad considerable de metano, mezclado con sulfuro de hidrógeno, como gas de los pantanos. Los compuestos solubles en agua de bajo peso molecular que se forman durante la diagénesis probablemente se pierden en el agua intersticial que se filtra hacia arriba, dejando una masa orgánica sólida compactada en finas partículas de kerógeno.

## **TRANSFORMACIÓN DE KERÓGENO EN PETRÓLEO Y GAS**

La deposición consecutiva de sedimentos en la cuenca conduce a un entierro más profundo que alcanza varios miles de pies de profundidad, lo que impone un aumento de temperatura y presión sobre el kerógeno mezclado con los sedimentos de grano fino. El aumento de temperatura con el enterramiento coloca a los materiales una vez más fuera del equilibrio termodinámico, lo que induce nuevas reacciones y transformaciones (etapa cagenética). Durante la catagénesis, las reacciones son catalizadas en cierta medida por la matriz inorgánica. Mientras que la materia orgánica sufre importantes transformaciones, los sedimentos se compactan con expulsión de agua y disminución de porosidad y permeabilidad. El kerógeno evoluciona a través de un betún líquido a petróleo líquido. Si el petróleo permanece en la roca madre compactada sometándose a un entierro más profundo con calentamiento continuo,

La estabilidad termodinámica de la materia orgánica nunca se alcanza debido al aumento gradual de la temperatura a medida que avanza el entierro. Chilingarian y Yen describen las profundidades aproximadas de los diversos cambios diagenéticos y cagenéticos: 10-20 pies es la zona de cambio a materiales húmicos; 20-1,500 pies es donde ocurren los cambios diagenéticos; 1,500-6,000 pies es la zona de cambios cagenéticos y formación de aceite a partir del kerógeno; y por debajo de los 6.000 pies hay una zona de metagénesis donde el petróleo cambia a grafito y metano (Figura 2.8) [15].



**Figura 2.8.** Relación media entre la porosidad y la profundidad de enterramiento de las lutitas, y las temperaturas y profundidades para la génesis del petróleo y el gas [15].

## MIGRACIÓN Y ACUMULACIÓN DE PETRÓLEO

La génesis del petróleo ocurre en lechos de arcilla y lutita compactados, que son esencialmente impermeables al flujo de fluidos. Por lo tanto, los procesos mediante los cuales los hidrocarburos migran desde la roca madre a un yacimiento poroso y permeable (llamado migración primaria) no se comprenden completamente. Se han propuesto numerosas teorías para explicar los procesos. Posiblemente, varios mecanismos diferentes pueden estar operativos bajo diferentes condiciones ambientales y geológicas. Algunos de estos son:

- A. Transporte en soluciones coloidales como micelas.
- B. transporte como fase hidrocarbonada continua.
- C. Movimiento flotante de gotitas individuales.
- D. Solución de hidrocarburos en agua que sale de la roca madre.
- E. Transporte por fuerzas mecánicas durante la diagénesis de la arcilla.
- F. Movimiento a través de microfracturas en la roca madre.

Después de dejar la roca fuente, los hidrocarburos migran hacia arriba a través de lechos permeables hasta que llegan a una trampa de hidrocarburos sellada donde se produce la acumulación formando un depósito de hidrocarburos. Este proceso se ha denominado migración secundaria, que se rige principalmente por la flotabilidad y el flujo hidrodinámico [9].

### **MIGRACIÓN PRIMARIA.**

La evidencia geoquímica de la generación de petróleo muestra que los hidrocarburos generalmente no se originan en las trampas estructurales y estratigráficas en las que se encuentran. Los yacimientos de petróleo son estructuras geológicas porosas y permeables, mientras que las rocas generadoras se han identificado como lutitas compactas e impermeables. Dado que las rocas generadoras son impermeables, el método de expulsión del petróleo de las lutitas donde se genera no es obvio. Numerosos datos sobre la expulsión de agua de la lutita durante la compactación muestran que la mayor parte del agua de los poros se exprime durante el entierro antes de que se alcance la temperatura requerida para la generación de petróleo (Figura 2.8).

La compactación de sedimentos comienza tan pronto como los sedimentos comienzan a acumularse. Durante la acumulación original, los sedimentos sueltos de grano fino contienen más del 50% de agua. A medida que se entierran más profundamente, debido a la subsidencia y la continua deposición de sedimentos en la parte superior, el agua intersticial de los sedimentos más profundos se expulsa, lo que resulta en una disminución de la porosidad y un aumento de la densidad. El material adquiere fuerza cohesiva a medida que los granos se presionan con fuerza. Los cambios químicos que ocurren en los fluidos intersticiales producen precipitados que cementan los granos en una formación aún más cohesiva.

La principal generación de petróleo se produce muy por debajo de la profundidad a la que la compactación de la lutita está casi completa. En consecuencia, el desplazamiento de petróleo de la mayoría de las rocas generadoras no pudo haber tenido lugar cuando las lutitas estaban siendo compactadas [6]. La expulsión de hidrocarburos durante la compactación puede haber tenido lugar en unos pocos casos aislados en los que un entierro rápido dio como resultado el desarrollo de presiones de poro anormalmente altas o zonas de temperaturas anormalmente altas a poca profundidad. Barker sostiene que el petróleo puede ser expulsado de la parte superior e inferior de las rocas generadoras debido al gradiente de presión que se desarrolla durante el entierro profundo [16]. Después de la expulsión del agua de los poros, el petróleo formado en la lutita rica en materia orgánica puede formar una fase continua y moverse a lo largo de una red de canales finos en forma de hilos bajo la tensión física aplicada [13].

Algunos minerales arcillosos (esmectitas en general) contienen agua unida dentro de la estructura reticular de las partículas de arcilla. Esta agua ligada se expulsa cuando las esmectitas se transforman en illita, que comienza a una temperatura de aproximadamente 200 ° F. Esta temperatura está dentro del rango de temperatura para la generación de



petróleo y, por lo tanto, puede ayudar en la migración primaria de petróleo cuando hay esmectitas presentes en el cuerpo de lutita [6].

### MIGRACIÓN SECUNDARIA

Dado que los reservorios de petróleo existen en un ambiente acuático, la migración de hidrocarburos desde el punto de liberación desde una roca madre hasta la parte superior de la trampa está íntimamente asociada con los fenómenos de presión capilar y la hidrología. Las distribuciones del tamaño de los poros, la tortuosidad de los canales continuos, la porosidad, la permeabilidad y las características químicas de las rocas yacimiento y sus fluidos intersticiales difieren ampliamente. Sin embargo, debido a la presencia ubicua de agua, la capilaridad, la flotabilidad y la hidrología se aplican en todos los casos [14].

La migración de petróleo como gotitas distintas en una roca saturada de agua se opone a las fuerzas capilares, que están relacionadas funcionalmente con el tamaño de los poros, la tensión interfacial entre el petróleo y el agua y la adhesión del petróleo a las superficies minerales (humectabilidad). Esto se expresa mediante un ángulo de contacto para un capilar de tamaño uniforme como:

$$P_c = \frac{2\alpha \cos \beta}{R_c}$$

Donde:  $P_c$  = presión capilar, Pa.

$\alpha$  = tensión interfacial, (N x 10<sup>-3</sup>) / m.

$\beta$  = ángulo de contacto.

$R_c$  = radio del capilar, m.

El caso más habitual es aquel en el que la gota de aceite se encuentra dentro de los confines de un poro grande que contiene varias gargantas de poros de menor tamaño. salidas (Figura 2.9). En estas condiciones, la presión necesaria para desplazar la gota del poro grande a través de la constricción de una garganta de poros (la presión de desplazamiento) es la diferencia entre las presiones capilares de los poros inicial (1) y final (t) [6]:

$$P_d = 2\sigma \left( \frac{\cos \theta_1}{r_1} - \frac{\cos \theta_t}{r_t} \right)$$

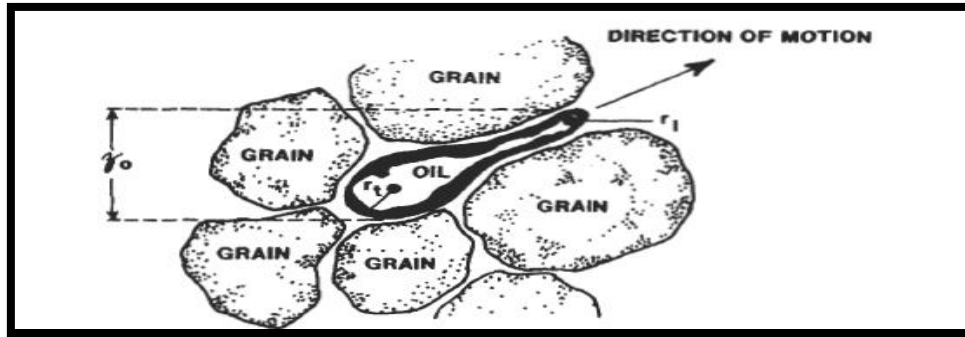
dónde:  $P_d$  = presión de desplazamiento, Pa.

$\theta_1$  = ángulo de contacto del borde de ataque.

$\theta_2$  = ángulo de contacto del borde de fuga.

$r_1$  = radio del poro principal, m.

$r_t$  = radio del poro final, m.



**Figura 2.9.** Desplazamiento de una gota de aceite a través de una garganta porosa en una roca mojada por agua

Las dos fuerzas en un reservorio que es más probable que estén operando sobre la gota son la flotabilidad y la presión hidrodinámica, ninguna de las cuales es normalmente suficiente para desalojar una gota aislada de aceite.

La presión de desplazamiento debida a la flotabilidad se expresa como:

$$P_d = Z \rho_g c (\rho_w - \rho_o)$$

Donde:

$Z_o$  = altura de la columna de aceite.

$g_c$  = constante gravitacional,  $9,81 \text{ m / s}^2$ .

$\rho_w$  = densidad del agua,  $\text{kg / m}^3$ .

$\rho_o$  = densidad del aceite,  $\text{kg / m}^3$ .

$P_d$  = presión de desplazamiento, Pa.

Dado que la presión combinada de flotación e hidrodinámica que actúa sobre una gota aislada es insuficiente para exceder la presión de desplazamiento requerida por las fuerzas capilares, las gotas de aceite aisladas no pueden migrar bajo la influencia de estas fuerzas solamente [14].

A medida que el petróleo sale de la roca madre bajo las fuerzas de compactación, se desarrollan grandes saturaciones en la entrada a la roca del yacimiento. Luego, el aceite comienza a migrar hacia arriba como una fase continua en largos filamentos dentro de los poros. En estas circunstancias, pueden desarrollarse fuerzas hidrodinámicas y de flotación suficientes para provocar la migración del aceite.

También se ha sugerido que la migración de aceite puede ocurrir por solución molecular de aceite en agua que está en movimiento, o por solución coloidal provocada por tensioactivos presentes en el petróleo. Ambas teorías han sido cuestionadas porque la solubilidad de las moléculas de aceite en agua es extremadamente baja y la concentración real de moléculas de tipo surfactante en los petróleos crudos es muy pequeña [9, 17]. Lixiviación de arena que contiene gotitas discretas.

de aceite es posible, sin embargo, si la arena se lava con grandes cantidades de agua caliente. Este proceso puede ayudar a explicar la arena libre de aceite que se encuentra debajo de muchos reservorios saturados de hidrocarburos, dada la enorme cantidad de tiempo geológico acompañado de cambios de temperatura y diastrofismo.

La migración secundaria de petróleo termina en la acumulación en una trampa estructural o estratigráfica y, a veces, en una trampa que es una combinación compleja de las dos. Levorsen observó que se ha encontrado petróleo en trampas que no se desarrollaron hasta la época del Pleistoceno, lo que implica que el tiempo mínimo de migración y acumulación es de aproximadamente un millón de años [18]. Los hidrocarburos se acumulan en el punto más alto de la trampa y los fluidos se estratifican de acuerdo con sus densidades, lo que muestra que las moléculas de hidrocarburos individuales pueden moverse libremente dentro del yacimiento. Dado que las rocas sedimentarias pueden haberse formado durante el Período Cretácico o antes, es muy posible que la acumulación de petróleo haya sido perturbada por el diastrofismo y muchos cambios de temperatura y presión.

(2) se elevan y se erosionan para formar un pozo de alquitrán. Además, el petróleo puede transportarse a otra secuencia sedimentaria como resultado de la rápida erosión y el transporte clástico. Levorsen identifica este tipo de acumulación secundaria como aceite reciclado, que debería tener un bajo contenido de parafinas debido al ataque de bacterias aeróbicas [18]. Por lo tanto, la historia geológica de un yacimiento de petróleo puede haber sido bastante variada, y el conocimiento de la historia sedimentaria, el origen, la migración y la acumulación es valioso para la comprensión general de los procesos de recuperación de petróleo y los daños a la formación que pueden desarrollarse durante la producción del petróleo.

La roca de fondo, o sello de trampa de aceite, puede no ser absolutamente impermeable a los hidrocarburos ligeros. La relación de presión capilar de las rocas que recubren la trampa de aceite puede formar un sello vertical efectivo para los componentes líquidos del petróleo (hidrocarburos C<sub>5</sub> +), pero el sello puede no ser completamente efectivo para retener hidrocarburos más ligeros.

## **PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS SUBSUPERFICIALES**

Un conocimiento básico de la física y la química de las aguas subterráneas y el petróleo es esencial para los ingenieros petroleros porque muchos problemas asociados con la exploración, daños a la formación o problemas de producción, recuperación mejorada de petróleo, humectabilidad y otros están directamente asociados con el comportamiento físico y químico del subsuelo. aguas y petróleo en su conjunto, o como grupos de constituyentes como parafinas, asfaltenos, etc.

**GRADIENTE DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA**

Una propiedad física importante de los fluidos del yacimiento es la densidad y su relación con el gradiente hidrostático (el aumento de la presión del fluido al aumentar la profundidad debido al peso creciente del fluido suprayacente). Las medidas de densidad se realizan en relación con la densidad máxima del agua, que es de  $1,0 \text{ g / cm}^3$  a  $15^\circ \text{ C}$  ( $60^\circ \text{ F}$ ) y una atmósfera de presión. Cuando el peso específico (o masa) de cualquier sustancia se divide por el peso específico (o masa) de un volumen igual de agua a  $15^\circ \text{ C}$  y una atmósfera de presión, el valor adimensional resultante se describe como la gravedad específica (SG) relativo al agua. El gradiente de presión ( $G_0$ ) de cualquier fluido se determina a partir de la gravedad específica de la siguiente manera:

$$G_p = 1.000 \text{ kg / m}^3 \times 9,81 \text{ m / s}^2 \times Y_w$$

$$= 9,810 y_w, \text{ Pa / m (0.4337 } y_w \text{ psi / ft) } \quad (2,7)$$

donde:  $y_w$  = peso específico del agua en  $\text{kg / m}^3$  ( $\text{lb / ft}^3$ ).

El gradiente hidrostático de las aguas subterráneas es superior a  $9,81 \text{ kPa}$  por metro de profundidad ( $0,433 \text{ psi / pie}$ ) porque las salmueras contienen sólidos disueltos que aumentan la densidad de los fluidos. El gradiente también se ve afectado por la temperatura y en algunas áreas por el gas disuelto, los cuales disminuyen el gradiente de presión hidrostática. En la literatura se utiliza generalmente un gradiente hidrostático promedio de  $10,53 \text{ kPa / m}$  ( $0,465 \text{ psi / pie}$ ) para las salmueras subterráneas. Este valor corresponde a aproximadamente  $80.000 \text{ ppm}$  de sólidos disueltos a  $25^\circ \text{ C}$  ( $SG = 1,074$ ).

**GRADIENTE DE PRESIÓN LITOSTÁTICA**

El gradiente de presión litostática es causado por la densidad de las rocas y se transmite a través de los contactos de grano a grano de sucesivas capas de rocas. Sin embargo, el peso litostático está soportado por la presión de los fluidos subsuperficiales en los espacios porosos. Por lo tanto, la presión de sobrecarga es igual a la presión litostática de grano a grano más la presión del fluido de la formación porosa, lo que produce un gradiente de presión de sobrecarga promedio de  $22,7 \text{ kPa}$  por metro de profundidad ( $1,0 \text{ psi / pie}$ ), que corresponde a un total de Gravedad específica aparente de las rocas más los fluidos intersticiales igual a  $2,31$  (Figura 2.10):

$$P_{ob} = p_I + P_f \quad (2,8)$$

dónde:  $p_{ob}$  = presión de sobrecarga.

$p_I$  = presión litostática.

$p_f$  = presión de fluido.

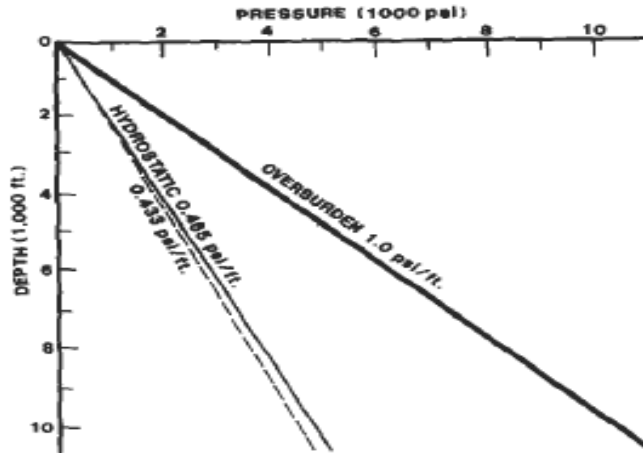


Figure 2.10. Subsurface pressure gradients.

Cuando el gradiente de presión hidrostática para cualquier región es aproximadamente 10,53 kPa por metro, se conoce como gradiente de presión normal. Los gradientes de presión anormales pueden ser anormalmente bajos o anormalmente altos. Se han encontrado gradientes de presión hidrostática anormalmente altos de 21,5 kPa por metro (0,95 psi / pie), por ejemplo, en las zonas geopresurizadas / geotérmicas (1) a lo largo de la costa del Golfo de los Estados Unidos que se extiende desde Nueva Orleans hasta México (2) el delta del Níger y (3) el Mar del Norte [6, 18]. Se han encontrado presiones anormalmente bajas, por ejemplo, en algunos campos de gas de Pensilvania y la Formación Morrow en el noroeste de Oklahoma.

### GRADIENTE GEOTÉRMICO

El calor que se eleva desde el manto produce un flujo de calor en las regiones del continente medio que varía de 0,8 a 1,2 ilcal / cm<sup>2</sup>-s (3,0 a 4,4 p, BTU / pie<sup>2</sup>-s) medido en la superficie, lo que da como resultado un gradiente geotérmico, Gt [5] . El gradiente geotérmico varía en diferentes áreas del globo dependiendo de la temperatura media anual de la superficie y la conductividad térmica de las formaciones subterráneas, pero un gradiente de temperatura promedio general Gt de 18.2 ° C / km (1.0 ° F / 100 pies) de profundidad ha se ha registrado en todo el mundo. Usando este valor promedio y la superficie media anual de la región temperatura Ts, se puede obtener una estimación de las temperaturas de formación del subsuelo de la siguiente manera:

$$T_f = T_s + G_t D \quad (2,9)$$

When the bottomhole temperature  $T_f$  of a well is accurately measured, the local geothermal gradient  $G_t$  may be obtained from Equation 2.9

y se utiliza para estimar la temperatura de las formaciones a cualquier otra profundidad D.

#### EJEMPLO

La temperatura de fondo de pozo a 2,2 km resultó ser 70 ° C. La temperatura superficial media de la región es de 24 ° C. Determine el gradiente geotérmico Gt y la temperatura de la formación a una profundidad de 1.700 metros.

#### SOLUCIÓN

Resolviendo Gt de la Ecuación 2.9:

$$Gt = (Tf - Ts) / re$$

$$\begin{aligned} & (70 - 24) / 2.2 \\ & = 20,9 \text{ } ^\circ \text{C} / \text{km} \end{aligned}$$

La temperatura de formación en D = 1,7 km se obtienen de la ecuación 2.9:

$$Tf = 24 \pm 20,9 \times 1,7 = 59,5 \text{ } ^\circ \text{C}$$

Hay zonas en varios lugares del mundo donde los gradientes geotérmicos y de geopresión son anormalmente altos. Algunas áreas en los Estados Unidos donde se han reportado presiones y temperaturas anormalmente altas son: sedimentos post-Cretácico de la Cuenca de la Costa del Golfo, sedimentos del Período de Pensilvania en la Cuenca de Anadarko en Oklahoma, zona Devónica en la Cuenca de Williston en Dakota del Norte, y el área de Ventura de California. Fuera de los Estados Unidos, se han reportado zonas de geopresión / geotermia en muchas áreas, por ejemplo, las islas árticas, África (Argelia, Marruecos, Mozambique y Nigeria), Europa (Austria, los Cárpatos, los Montes Urales, Azerbaiyán y Rusia). ), Lejano Oriente (Birmania, China, India, Indonesia, Japón, Malasia y Nueva Guinea), Oriente Medio (Irán, Irak y Pakistán) y Sudamérica (Argentina, Colombia, Trinidad y Venezuela) [19, 20]. Los gradientes de presión y temperatura varían hasta 20 kPa / m (0,9 psi / pie) y 30 ° C / km (1,7 ° F / 100 pies), respectivamente, como se muestra en las Figuras 2.11 y 2.12.

En la literatura se presentan muchas causas posibles de las zonas geopresionadas. Fertl y Timko discutieron 17 causas [21]. Entre estos se encuentran la sedimentación rápida acompañada de fallas contemporáneas, que aparentemente es la principal causa que contribuye a la anomalía

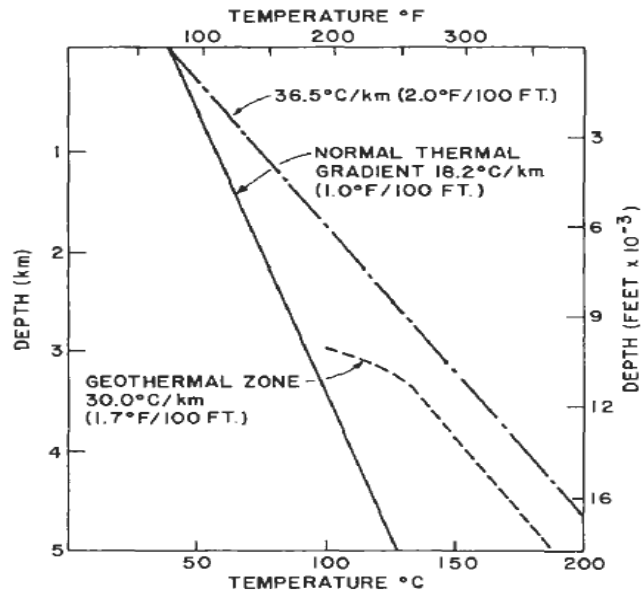


Figura 2.11. Gradiente de temperatura del subsuelo que muestra el cambio dentro de la zona geopresionada. El gradiente de 36,5 °C / km se incluyó solo como referencia.

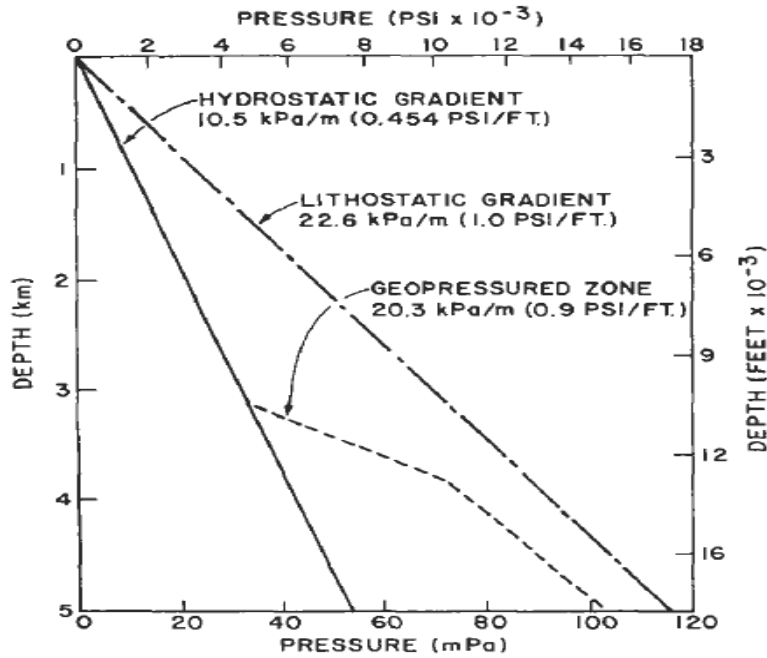


Figura 2.12. Gradientes de presión del subsuelo que muestran el cambio en el gradiente de presión hidrostática dentro de la zona geopresurizada.

altas presiones encontradas en la Cuenca de la Costa del Golfo de los Estados Unidos. La compactación insuficiente de los sedimentos puede ocurrir durante la sedimentación rápida y el entierro de sedimentos que contienen una gran cantidad de minerales arcillosos. La expulsión completa de agua no ocurre, dejando los sedimentos como un sistema suelto de partículas de arcilla hinchadas con agua entre capas. La deposición sedimentaria continua provocó el desarrollo de una zona de cizallamiento al sobrecargar la lutita poco compactada. La expulsión del agua fue acompañada por el hundimiento de bloques de sedimentos. Así, la zona de falla contemporánea de la Cuenca del Golfo se caracteriza por el ciclo de deposición, aumento de temperatura, expulsión de agua y hundimiento de bloques de sedimentos. Mientras continuaba la profundidad del entierro, el aumento de temperatura indujo la deshidratación de las arcillas dentro de la zona enterrada y contribuyó a las tensiones de cizallamiento. La transformación de montmorillonita en illita durante la diagénesis y catagénesis ocurre entre 150 ° y 250 ° F, liberando una cantidad de agua equivalente a aproximadamente la mitad del volumen original, lo que lleva a una subcompactación en la zona geopresurizada. Cuando la presión del fluido excede la presión total de sobrecarga, las fallas actúan como "válvulas" para la descarga de agua hacia arriba en los acuíferos hidropresurizados que cubren la zona. A medida que la presión disminuye, la Cuando la presión del fluido excede la presión total de sobrecarga, las fallas actúan como "válvulas" para la descarga de agua hacia arriba en los acuíferos hidropresurizados que cubren la zona. A medida que la presión disminuye, la Cuando la presión del fluido excede la presión total de sobrecarga, las fallas actúan como "válvulas" para la descarga de agua hacia arriba en los acuíferos hidropresurizados que cubren la zona. A medida que la presión disminuye.

Las "válvulas" se cierran hasta que la presión supera una vez más la presión total de sobrecarga [22, 23].

Otro factor que contribuye a la sobrepresión del fluido es el aumento de temperatura que se produce dentro de la zona geopresurizada. Los sedimentos superpuestos, normalmente presurizados que están bien compactados, poseen una conductividad térmica más baja y actúan como una "manta", disminuyendo la transferencia de calor desde el manto. El calor atrapado por el manto sobre la zona geopresionada produce una temperatura anormalmente alta en la formación, lo que contribuye a otro incremento de presión incremental en el fluido [24].

Las zonas geopresionadas a lo largo de la costa del Golfo generalmente ocurren a profundidades por debajo de los 8,000 pies y requieren una tecnología de perforación cuidadosa y costosa cada vez que se penetran las zonas. Las zonas suelen contener sobre 3,6 cm<sup>3</sup> de metano por m<sup>2</sup> de salmuera (20 SCF / bbl).

### **AGUAS PETROLERAS**

La génesis del petróleo está íntimamente asociada con los ambientes marinos poco profundos; por tanto, no es sorprendente que el agua que se encuentra asociada con el aceite generalmente contenga sales disueltas, especialmente cloruros de sodio y calcio. Las rocas generadoras de petróleo se formaron originalmente en lagos o arroyos, y los sedimentos porosos que se convirtieron en los reservorios de petróleo actuales podrían haber adquirido aguas salinas por exposición posterior a aguas marinas. Así, las aguas originales presentes en los sedimentos cuando fueron



desarrollado puede haber sido agua dulce o agua marina salina. Sin embargo, después de la deposición original, las formaciones sedimentarias del campo petrolífero tienen antecedentes de hundimiento, levantamiento, enterramiento, erosión, etc. Por lo tanto, la química del agua original puede haber sido alterada por agua meteórica, infiltración de agua marina en un momento posterior, cambios de tipos y concentraciones de sal debido a la solución de minerales a medida que las aguas subterráneas se mueven en respuesta a eventos tectónicos y la precipitación de algunas sales que pueden haber excedido los límites de concentración de equilibrio [25]. El origen de las aguas subterráneas salinas profundas no se ha explicado completamente. La explicación más plausible es que originalmente se derivaron del agua de mar. Si el agua de mar queda atrapada en una cuenca cerrada, se evaporará, lo que provocará la precipitación de las sales disueltas. Las sales menos solubles precipitarán primero, dejando una salmuera concentrada deficiente en algunos cationes y aniones en comparación con el agua de mar. El orden común de deposición por evaporación del agua de mar en un recipiente cerrado es: carbonato de calcio (piedra caliza) > carbonato de calcio y magnesio (dolomita) > sulfato de calcio (yeso) > cloruro de sodio (halita) > cloruro de potasio (silvita). La dolomita comienza a precipitar cuando la eliminación de calcio de la solución aumenta la relación Mg / Ca. Las salmueras residuales (que contienen sales no precipitadas en cualquier período) pueden migrar lejos de la cuenca y dejar atrás las evaporitas, o pueden convertirse en el agua intersticial de los sedimentos que están llenando rápidamente la cuenca [19]. Al acumular sedimentos clásticos marinos, las bacterias aeróbicas consumen el oxígeno libre en las aguas intersticiales y crean un entorno anaeróbico en el que los anaerobios se activan y atacan el ion sulfato, que es el segundo anión más importante del agua de mar. Las bacterias reducen el sulfato a sulfuro, que se libera como sulfuro de hidrógeno (gas de los pantanos) [19]. Por lo tanto, la composición de las aguas salinas de los yacimientos petrolíferos, o salmueras, es bastante diferente de la composición promedio del agua de mar (Tabla 2.3). Con la excepción del sulfato, todos los iones en la salmuera de la Formación Smackover (carbonato) están enriquecidos con respecto al agua de mar. Son posibles varios mecanismos de enriquecimiento: (1) el agua de mar original puede haberse evaporado si estaba atrapada en una cuenca cerrada; (2) el movimiento de las aguas a través de lechos de arcilla puede tener cationes concentrados al actuar como una membrana semipermeable que permite el paso del agua, pero excluye o retarda el paso de las sales disueltas; y (3) mezclar con otras aguas subterráneas que contienen altas concentraciones de sal. El contenido de cationes alcalinos es muchas veces mayor en las salmueras de los yacimientos petrolíferos que en el agua que debe su salinidad a la disolución de las sales de la tierra o a la infiltración de aguas de alta salinidad de otras fuentes. (1) el agua de mar original puede haberse evaporado si estuviera atrapada en una cuenca cerrada; (2) el movimiento de las aguas a través de lechos de arcilla puede tener cationes concentrados al actuar como una membrana semipermeable que permite el paso del agua, pero excluye o retarda el paso de las sales disueltas; y (3) mezclar con otras aguas subterráneas que contienen altas concentraciones de sal. El contenido de cationes alcalinos es muchas veces mayor en las salmueras de los yacimientos petrolíferos que en el agua que debe su salinidad a la disolución de las sales de la tierra o a la infiltración de aguas de alta salinidad de otras fuentes. (1) el agua de mar original puede haberse evaporado si estuviera atrapada en una cuenca cerrada; (2) el movimiento de las aguas a través de lechos de arcilla puede tener cationes concentrados al actuar como una membrana semipermeable que permite el paso del agua, pero excluye o retarda el paso de las sales disueltas; y (3) mezclar con otras aguas subterráneas que contienen altas concentraciones de sal. El contenido de cationes alcalinos es muchas veces mayor en las salmueras de los yacimientos petrolíferos que en el agua que debe su salinidad a la disolución de las sales de la tierra o a la infiltración de aguas de alta salinidad de otras fuentes. y (3) mezclar con otras aguas subterráneas que contienen altas concentraciones de sal. El contenido de cationes alcalinos es muchas veces mayor en las salmueras de los yacimientos petrolíferos que en el agua que debe su salinidad a la disolución de las sales de la tierra o a la infiltración de aguas de alta salinidad de otras fuentes. y (3) mezclar con otras aguas subterráneas que contienen altas concentraciones de sal. El contenido de cationes alcalinos es muchas veces mayor en las salmueras de los yacimientos petrolíferos que en el agua que debe su salinidad a la disolución de las sales de la tierra o a la infiltración de aguas de alta salinidad de otras fuentes. Hay muchas reacciones entre los iones que pueden ocurrir cuando las condiciones ambientales cambian con el entierro. En consecuencia, la composición de las aguas de los campos petrolíferos varía mucho de un depósito.

**TABLA 2.3**  
**COMPOSICIÓN PROMEDIO DEL AGUA DE MAR EN COMPARACIÓN CON SMACKOVER,**  
**ARKANSAS,**

**SALMUERA DE CAMPOS PETROLEROS [19]**

<b>Smackover Constitucion</b>	<b>Agua de mar (mg / L)</b>	<b>Salmuera (mg / L)</b>
Litio	0,2	174
Sodio	10,600	67.000
Potasio	380	2.800
Calcio	400	35.000
Magnesio	1300	3500
Estroncio	8	1.900
Bario	0,03	23
Boro	5	130
Cobre	0,003	1
Planchar	0,01	41
Manganeso	0,002	30
Cloruro	19.000	172 000
Bromuro	sesenta y cinco	3,100
Yoduro	0,05	25
Sulfato	2,690	45

a otro. Comúnmente, la salinidad (cantidad total de sales disueltas o TDS) de las aguas asociadas al petróleo aumenta con la profundidad (hay un pocas excepciones a esto). Los principales aniones cambian en una característica manera a medida que aumenta la profundidad: (1) el sulfato es el anión principal en el aguas cercanas a la superficie; (2) a continuación sobre 500 metros, bicarbonato puede convertirse en el anión principal; y(3) en las salmueras de formaciones más profundas, el cloruro es el anión principal. Las proporciones de los cationes también cambian con respecto a la profundidad. La relación Ca / Na aumenta, mientras que la relación Mg / Na disminuye [19]. Las concentraciones de sales en las aguas de formación se expresan como porcentaje en peso (% en peso): miligramos por litro (mg / L) o partes por millón (ppm). Las cantidades se relacionan de la siguiente manera: 1% = 10,000 ppm y mg / L = ppm / densidad.

Cuando intervienen reacciones iónicas, el contenido de iones se expresa como miliequivalentes por litro (meq / L). Un meq de un catión reacciona cuantitativamente con exactamente un meq de un anión:

$$\text{meq / L} = (\text{mg / L}) \times (\text{valencia/peso molecular}) \quad (2,10)$$

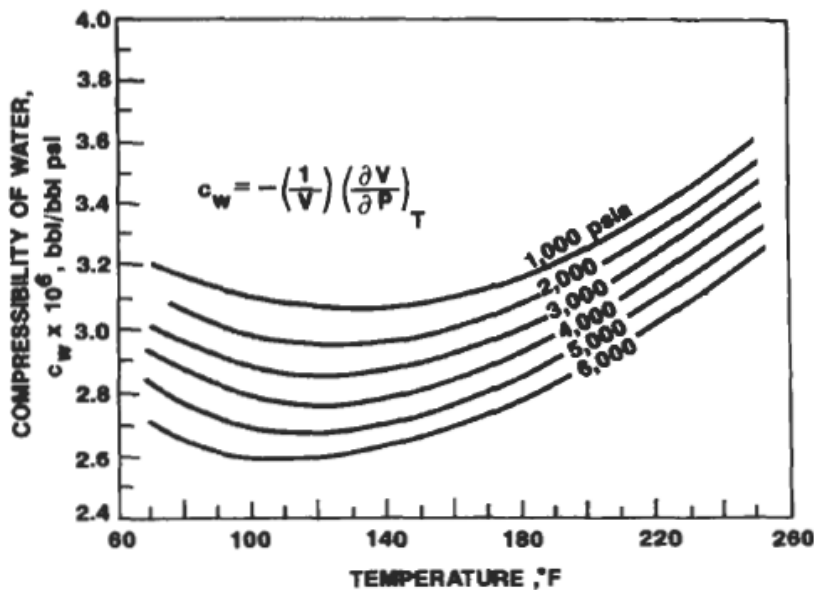
Las concentraciones de cationes de calcio y magnesio de las aguas subterráneas son probablemente funciones del origen del campo petrolífero específico.

agua, así como su historial de contacto con las aguas infiltradas. Estos cationes experimentan reacciones formando dolomita y entran en reacciones de intercambio iónico; en consecuencia, normalmente se encuentran en concentraciones más bajas que los cationes de sodio. Otros cationes están presentes en concentraciones inferiores a 100 mg / L [13].

Las aguas de los campos petrolíferos se denominan con frecuencia agua intersticial o connata, que se encuentra en los poros pequeños y entre los granos finos de las rocas mojadas por agua. Según la definición de Collins, los términos son sinónimos y no se pueden distinguir como se usan en la literatura petrolera [26]. "Connate" implica que el agua es el agua fósil original presente en las rocas desde el momento de la deposición original. No se puede estar seguro de esto porque el agua original puede haber sido desplazada o mezclada con otras aguas durante la historia geológica de la formación sedimentaria. Collins considera que el agua connata es agua fósil que no ha estado en contacto con agua de otras fuentes durante gran parte de su historia geológica.

**Compresibilidad.**

La compresibilidad del agua es función de la presión y temperatura ambientales, como se muestra en la Figura 2.13 [27]. A cualquier presión dada, la compresibilidad disminuye a medida que aumenta la temperatura desde la ambiente, alcanzando una compresibilidad mínima a aproximadamente 55 ° C. Entonces, la compresibilidad aumenta continuamente con el aumento de temperatura. A cualquier temperatura dada, la compresibilidad disminuye a medida que aumenta la presión. La compresibilidad isotérmica ( $c_w$ ) se expresa.



**Figura 2.13.** Compresibilidad del agua en función de la temperatura y la presión / 271.

como sigue:

$$c_w = -\frac{1}{V_1} \left( \frac{dV}{dp} \right)_T = \left( 1 - \frac{V_2}{V_1} \right) \frac{1}{p_2 - p_1}$$

(2,11)

donde  $V_1$  y  $V_2$  son los volúmenes a las presiones  $p_1$  y  $p_2$ . La relación  $V_2 / V_1$  es equivalente a la cantidad de expansión del agua cuando la presión cae de 132 a pl.

#### EJEMPLO

La temperatura de fondo de pozo de un yacimiento de gas es  $140^\circ \text{ F}$ . Calcule la cantidad de expansión de agua, por unidad de volumen, que se producirá cuando la presión se reduzca de 4000 a 3270 psi.

De la Figura 2.13, la compresibilidad estimada del agua en las condiciones del yacimiento dadas (es decir, a 4,000 psi) es  $2.8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ .

$$V_2 / V_1 = [1 - (2.8 \times 10^{-6}) (3270 - 4000)] = 1.02$$

La compresibilidad del agua disminuye cuando el agua contiene gases de hidrocarburos en solución de acuerdo con la siguiente ecuación empírica [26, 27]:

$$c_{sw} = c_w (1.0 - 0.0088 \times R_{sw}) \quad (2,12)$$

donde:  $c_{sw}$  = compresibilidad del agua que contiene gas de solución  
(1 / kPa o 1 / psi).

$c_w$  = compresibilidad del agua.

$R_{sw}$  = solubilidad del gas en agua,  $\text{m}^3 \text{ gas} / \text{m}^3 \text{ agua}$  ( $\text{ft}^3 / \text{bbl}$ ).

#### Solubilidad de gas.

La solubilidad de los gases de hidrocarburos en agua a cualquier presión dada no cambia mucho a medida que aumenta la temperatura. El comportamiento es similar a la compresibilidad porque la solubilidad disminuye levemente a medida que aumenta la temperatura desde la temperatura ambiente alcanzando una solubilidad mínima de aproximadamente ( $66^\circ \text{ C}$ )  $150^\circ \text{ F}$  y luego aumentando continuamente a medida que aumenta la temperatura (Figura 2.14). Por otro lado, la presión tiene una gran influencia. De acuerdo con la Figura 2.14, la solubilidad del gas natural en agua a 500 psi y  $150^\circ \text{ F}$  es aproximadamente  $4.1 \text{ pies}^3 / \text{bbl}$  y a 2000 psi y  $150^\circ \text{ F}$  la solubilidad aumenta a aproximadamente  $11.9 \text{ pies}^3 / \text{bbl}$  ( $2.1 \text{ m}^3 \text{ gas} / \text{m}^3$ ). La solubilidad del gas en agua también está influenciada por la cantidad de sales disueltas. El aumento de la salinidad disminuye la solubilidad de los gases de hidrocarburos en el agua de acuerdo con la siguiente relación empírica:

$$R_B = R_{wp} [1 - X_c \times (\text{ppm de sales}) (10^{-7})] \quad (2,13)$$

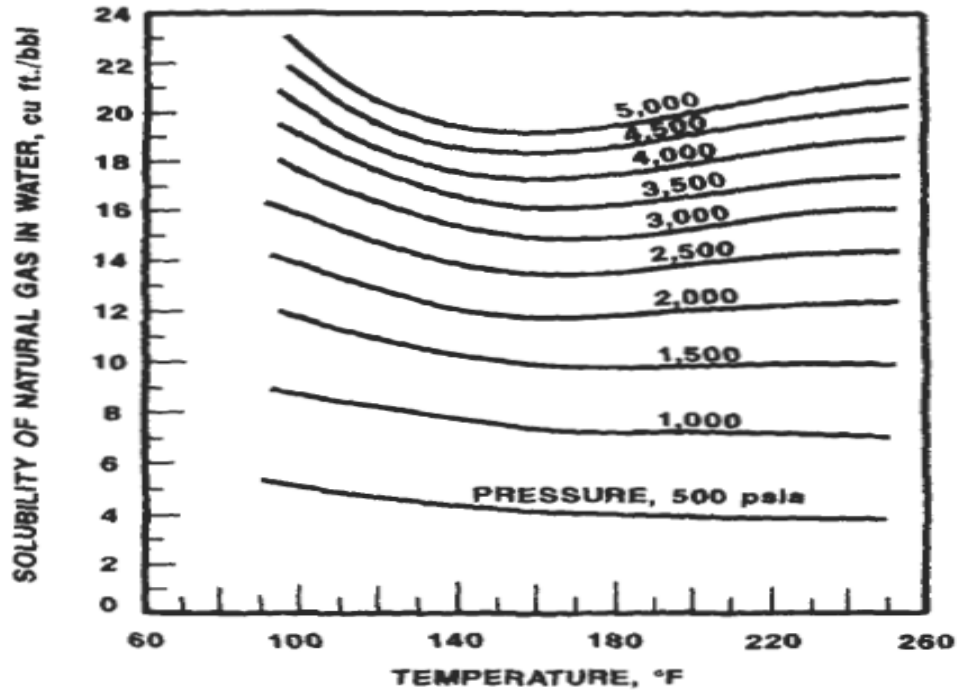


Figura 2.14. Solubilidad del gas natural en agua en función de la temperatura y la presión [271].

TABLA 2.4  
 FACTOR DE CORRECCIÓN DE SALINIDAD PARA ESTIMACIÓN  
 DE LA SOLUBILIDAD DE GASES DE HIDROCARBURO EN SALMUERA [22]

$X_c$ (salinity correction factor)	T (°F)
75	100
50	150
44	200
33	250

dónde:  $R_{wp}$  = solubilidad del gas en agua pura,  $m^3 / m^3$  (SCF / bbl).

$R_B$  = solubilidad del gas en salmuera,  $m^3 / m^3$  (SCF / bbl).

$X_c$  = factor de corrección de salinidad (Cuadro 2.4).

EJEMPLO

Salmuera de un embalse de 7.000 pies de profundidad en Kansas, donde la media anual superficie temperatura es de 70 ° F contiene 80,000 ppm de total.

sales disueltas (TDS). Si la presión del yacimiento es de 3300 psi, calcule la solubilidad del gas hidrocarburo en la salmuera del campo petrolífero en las condiciones del yacimiento.

Suponga un gradiente geotérmico de  $1^\circ \text{F} / 100$  pies de profundidad y use la Ecuación 2.11 para estimar la temperatura del yacimiento ( $T_f$ ):

$$T_f = 70 + 1.0 (7,000 / 100) = 140^\circ \text{F}$$

Utilice la Figura 2.14 para obtener la solubilidad del gas en agua pura ( $R_{wp}$  16 pies<sup>3</sup> / bbl). Luego, extrapole el factor de corrección de salinidad ( $X$ ) a  $140^\circ \text{F}$  usando la Tabla 2.4 ( $X = 55$ ).

$$RB = 16 [1 - 55 (80\,000 \times 10^{-711})] = 8,96 \text{ SCF} / \text{bbl}$$

## Viscosidad

Todos los fluidos resisten un cambio de forma y muchos sólidos exhiben un rendimiento gradual en respuesta a una fuerza aplicada. La fuerza que actúa sobre un fluido entre dos superficies se llama fuerza de cizallamiento porque tiende a deformar el fluido. La fuerza cortante por unidad de área es el esfuerzo cortante ( $\tau$ ). La viscosidad absoluta está definida por:

$$\tau = \mu \cdot T \left( \frac{dv}{dx} \right) \quad (2,14)$$

$\tau$  = esfuerzo cortante.

$\mu$  = viscosidad absoluta.

$v$  = velocidad del fluido.

$x$  = distancia.

La viscosidad se expresa en términos de varias unidades diferentes: Poise (unidad cgs de viscosidad absoluta) =  $\text{g} / \text{cm} \cdot \text{s} = 14,88 \text{ lbf} / \text{ft} \cdot \text{s}$ ; Centipoise =  $0.01 \text{ Poise}$ ; Stoke (viscosidad cinemática cgs) =  $\text{g} / [(\text{cm} \cdot \text{s}) (\text{g} / \text{cm}^3)]$ ; Centistoke =

$0,01 \text{ Stoke}$ ; y Pascal-segundos (unidades SI) =  $0,1 \text{ Poise}$ .

La Figura 2.15 se puede utilizar para estimar la viscosidad de las aguas de los campos petrolíferos en función de la salinidad, la temperatura y la presión. Se utiliza una tabla separada (inserto en la Figura 2.15) para obtener un factor que relaciona la viscosidad con la presión.

## EJEMPLO

Estime la viscosidad de una salmuera que contiene 12% de sales que se obtuvo de un depósito con una presión de fluido de 6,000 psi y una temperatura de  $180^\circ \text{F}$ .

Obtenga el factor de corrección de presión de la tabla de la Figura 2.15 (factor de corrección de presión = 1.018).

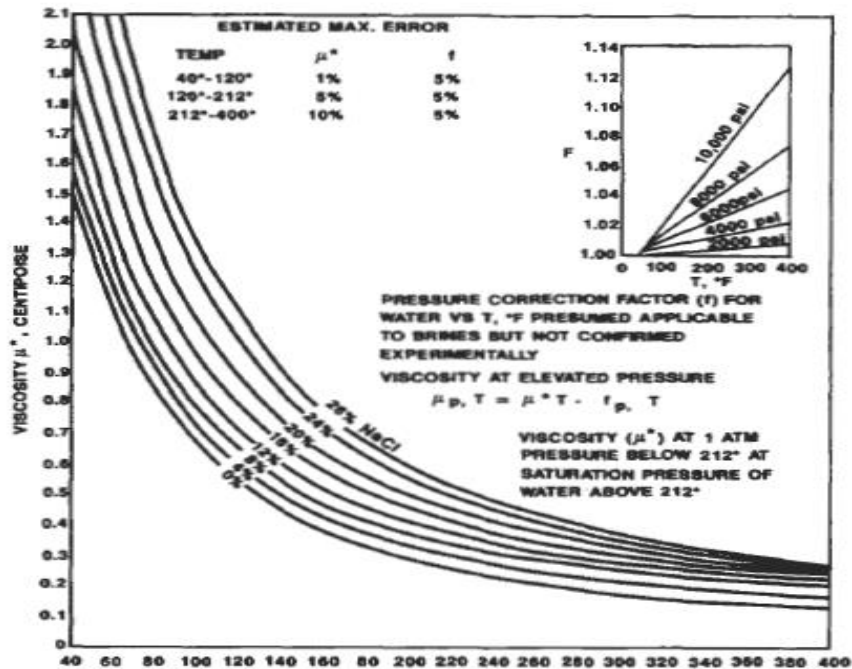


Figura 2.15. Viscosidad del agua en función de la temperatura, la salinidad y la presión [22].

Viscosidad de salmuera al 12% a 180 ° F y 14,7 psia = 0,48 cP.

Viscosidad a 180 ° F y 6000 psia = (0,48) (1,018) = 0,49 cP.

## PETRÓLEO

El petróleo es una mezcla compleja que contiene miles de compuestos diferentes, la mayoría de los cuales están compuestos exclusivamente por hidrógeno y carbono (hidrocarburos). Se incluyen en la mezcla compuestos que contienen compuestos de nitrógeno, azufre, oxígeno y metales. En 1927, el American Petroleum Institute (API) inició el Proyecto de investigación 6, "La separación, identificación y determinación de los constituyentes químicos de las fracciones comerciales del petróleo", que fue diseñado para dilucidar la estructura de los compuestos en el petróleo crudo del campo petrolífero de la ciudad de Ponca. , Oklahoma. Para 1953, se habían identificado 130 hidrocarburos. El número de compuestos claramente identificados ha aumentado considerablemente desde entonces tras la introducción de la cromatografía de gases y la espectroscopia de masas [131]

La densidad y viscosidad de los gases y líquidos de hidrocarburos son cantidades físicas muy importantes. Se utilizan para caracterizar puros y

hidrocarburos mixtos y evaluar su comportamiento de flujo de fluidos en el yacimiento.

### Densidad de gas

La densidad de los gases puede calcularse a partir de la ecuación de estado para gases reales (Ecuación 2.15), que se corrige para el comportamiento no ideal mediante un factor de compresibilidad  $Z$ . El factor  $Z$  es la relación entre el volumen real ocupado por un gas real y el volumen que ocuparía si se comportara como un gas ideal donde  $Z = 1.0$ :

$$pV = ZmRT / M \quad (2,15)$$

$$o \quad p = m / V = pM / ZRT \quad (2,16)$$

donde:  $p$  = presión, psi.

$v$  = volumen, ft<sup>3</sup>.

$Z$  = factor de desviación de gas real.

$m$  = masa de gas, lb.

$R$  = constante de gas (10,73 psi-pie<sup>3</sup> / lbmol- °R).

$T$  = temperatura, OR.

$M$  = peso molecular del gas.

Se utilizan unidades gravitacionales porque, hasta la fecha, los gráficos de ingeniería en los Estados Unidos no se han convertido a unidades SI. El factor de compresibilidad, o factor de desviación de gas real, se obtiene a partir de las temperaturas y presiones reducidas y las tablas de compresibilidad para gases puros y mezclados (Figura 2.16). La temperatura y la presión reducidas se calculan a partir de las temperaturas y presiones pseudocríticas del gas de la siguiente manera:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} ; \quad P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (2,17)$$

ordenador personal     $P_c$

dónde:  $T_{pr}$  y  $p_{pr}$  = temperatura y presión pseudoreducidas,  
respectivamente.

$T_{pc}$  y  $p_{pc}$  = temperatura y presión críticas, respectivamente

(Cuadro 2.5).

### Viscosidad de gases

La viscosidad del gas varía con respecto a la temperatura, la presión y el peso molecular. No se han desarrollado las relaciones matemáticas exactas; sin embargo, Carr et al. desarrolló dos gráficos que se pueden utilizar.



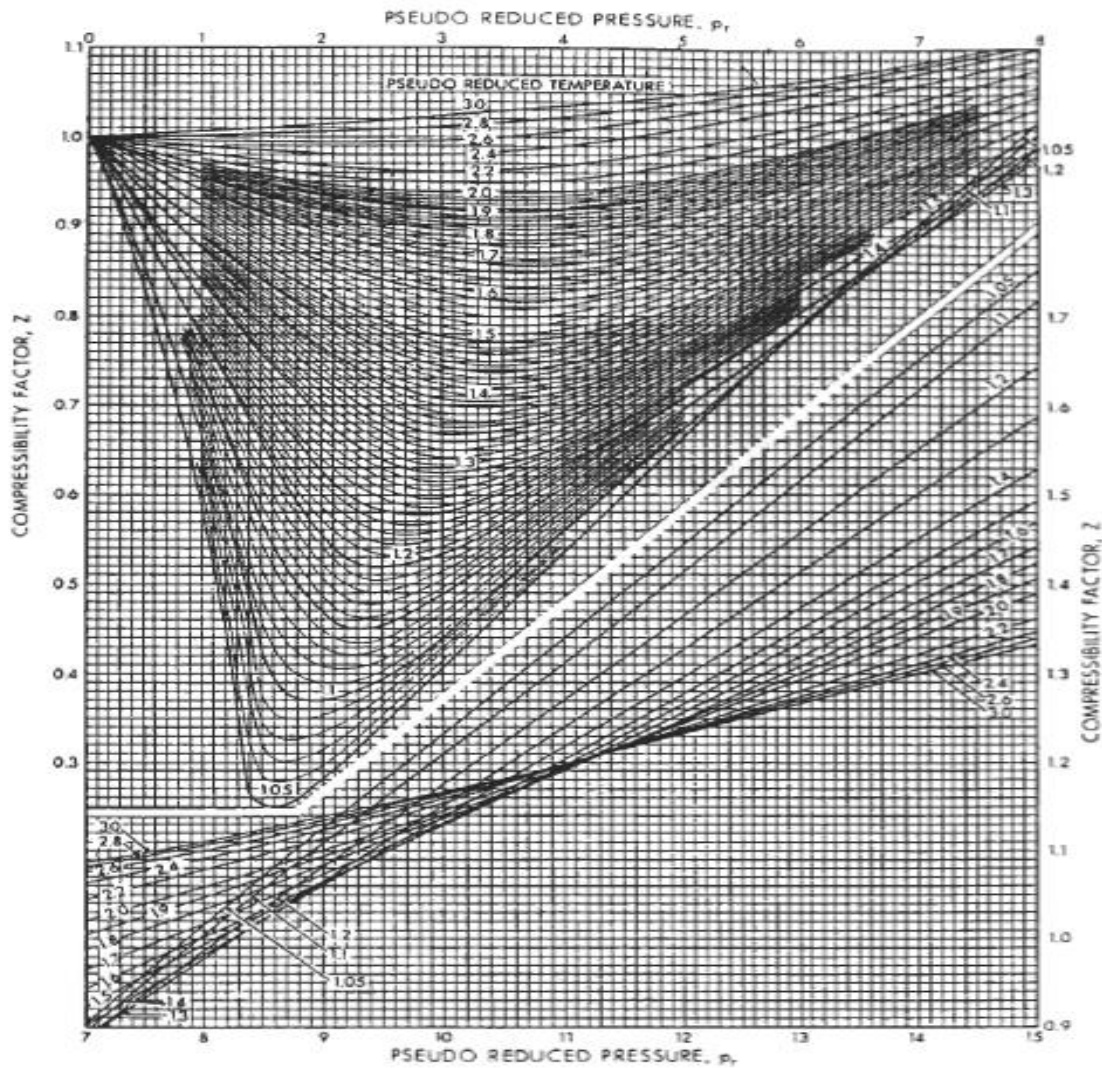


Figura 2.16. Factor de desviación del gas real en función de  $p_r$  y  $T_{pr}$ .

para estimar las viscosidades del gas a diversas temperaturas y presiones (Figuras 2.17 y 2.18) [30].

### Densidad de aceite

La propiedad física más comúnmente medida de los petróleos crudos y sus fracciones es la gravedad API. Es una escala arbitraria adoptada para simplificar medición por hidrómetros, porque permite una escala lineal para la gravedad medición. La "gravedad MI está directamente relacionada con la gravedad específica como sigue:

**TABLE 2.5**  
**PHYSICAL PROPERTIES OF VARIOUS HYDROCARBONS AND ASSOCIATED COMPOUNDS [31]**

Constituent	Molecular Weight	Normal Boiling Point		Liquid Density (lb <sub>m</sub> /cu ft)	Gas Density at 60°F, 1 atm (lb <sub>m</sub> /cu ft)	Critical Temperature (°R)	Critical Pressure (psia)
		°F	°R				
Methane, CH <sub>4</sub>	16.04	-258.7	201	18.72*	0.04235	344	673
Ethane, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.07	-127.5	332	23.34*	0.07986	550	712
Propane, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.09	-43.8	416	31.68**	0.1180	666	617
iso-butane, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.12	10.9	471	35.14**	0.1577	735	528
n-butane, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.12	31.1	491	36.47**	0.1581	766	551
iso-pentane, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.15	82.1	542	38.99	—	830	483
n-pentane, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.15	96.9	557	39.39	—	847	485
n-hexane, C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.17	155.7	615	41.43	—	914	435
n-heptane, C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.20	209.2	669	42.94	—	972	397
n-octane, C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114.22	258.1	718	44.10	—	1,025	362
n-nonane, C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128.25	303.3	763	45.03	—	1,073	335
n-decane, C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142.28	345.2	805	45.81	—	1,115	313
Nitrogen, N <sub>2</sub>	28.02	-320.4	140	—	0.0739	227	492
Air (O <sub>2</sub> + N <sub>2</sub> )	29	-317.7	142	—	0.0764	239	547
Carbon dioxide, CO <sub>2</sub>	44.01	-109.3	351	68.70	0.117	548	1,073
Hydrogen sulfide, H <sub>2</sub> S	34.08	-76.5	383	87.73	0.0904	673	1,306
Water	18.02	212	672	62.40	—	1,365	3,206

\*Apparent density in liquid phase.

\*\*Density at saturation pressure.

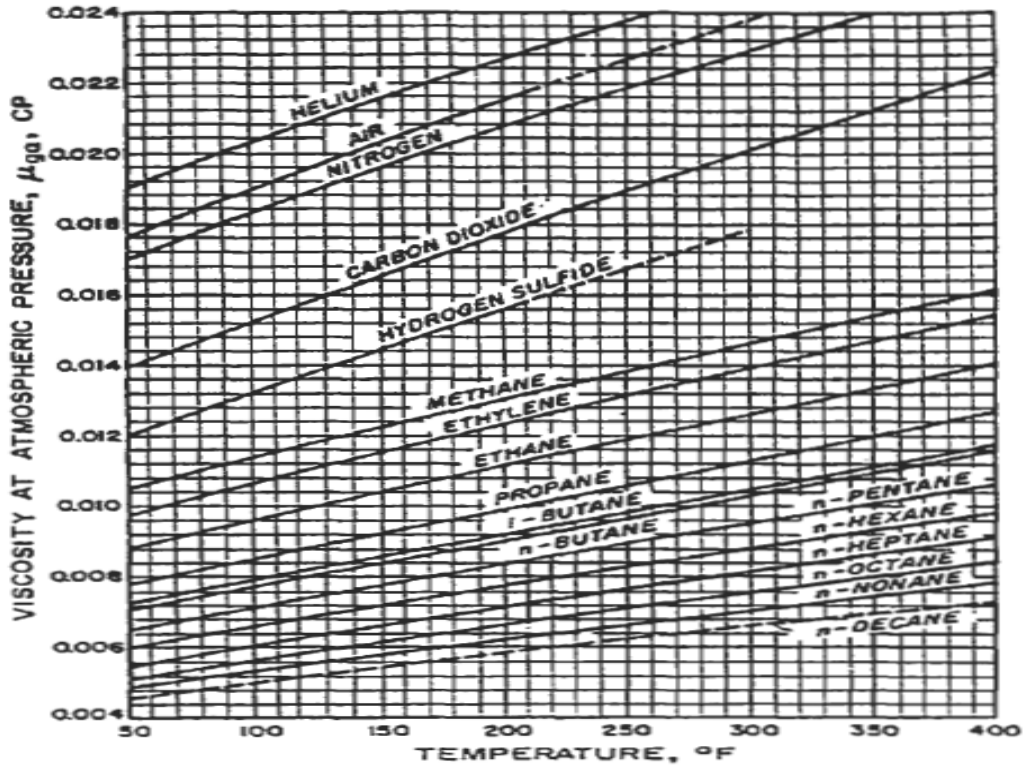


Figura 2.17. Viscosidad de los gases a una atmósfera en función de la temperatura (301)].

La "gravedad API no tiene una relación lineal con la física propiedades del petróleo o sus fracciones; por tanto, no es una medida de la calidad del petróleo. Las medidas son importantes, sin embargo, porque la "gravedad MI se utiliza con otros parámetros para la correlación de propiedades físicas. Además, el precio del petróleo se basa comúnmente en su gravedad API.

En la Tabla 2.6 se muestra una comparación de la gravedad API y la gravedad específica. La gravedad específica (SG) es la densidad del fluido a cualquier temperatura y presión dividida por la densidad del agua a GOOF y 14,7 psia (62,34 lbm / ft<sup>3</sup>; donde lbm = libras de masa). Tenga en cuenta que la gravedad API es inversamente proporcional a la gravedad específica y una gravedad OAPI de 10 grados corresponde a la gravedad específica del agua a GOOF (SG = 1 .0).

**Viscosidad del aceite**

Dos métodos para medir la viscosidad de los petróleos crudos y su Las fracciones que han recibido aceptación universal son: (1) la cinemática medición de la viscosidad, que se obtiene cronometrando el flujo de

70 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

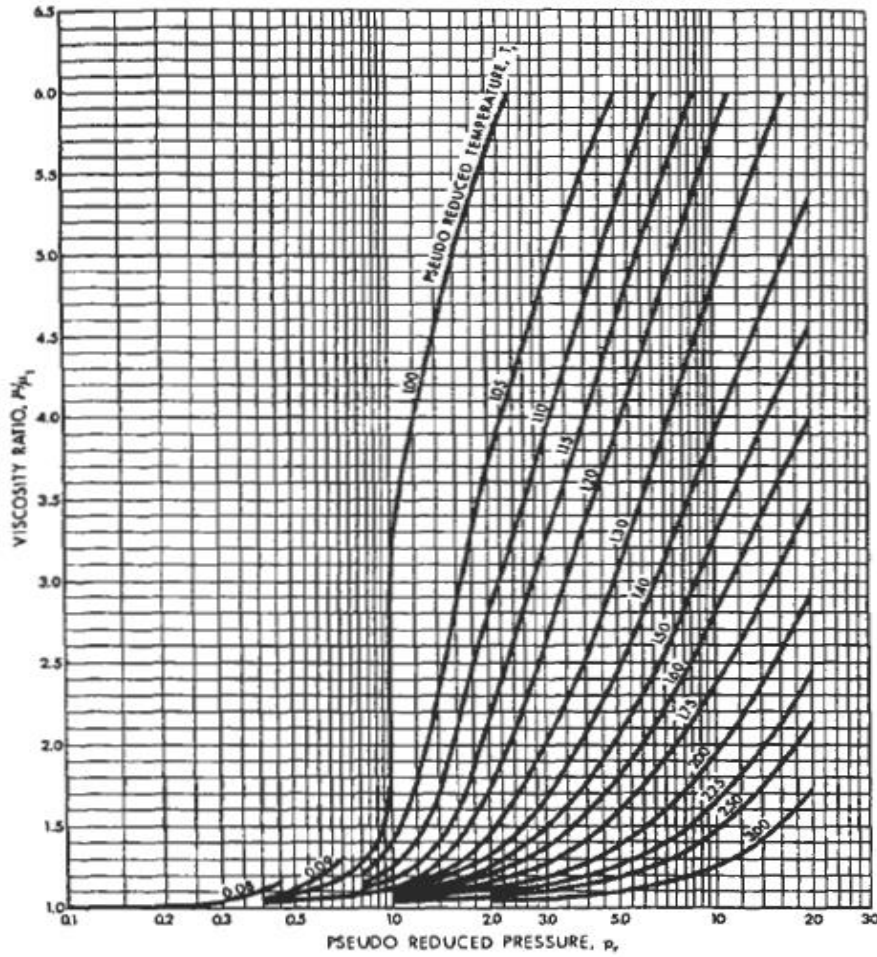


Figura 2.18. Relación de viscosidad en función de la presión pseudoreducida (30).

**TABLE 2.6**  
**COMPARISON OF API GRAVITY AND SPECIFIC GRAVITY AT 60°F**  
**AND 1 ATMOSPHERE PRESSURE [13]**

API Gravity	Fluid Type	Specific Gravity
-8	Heavy oil and brine	1.1460
-4	Heavy oil and brine	1.1098
0	Heavy oil and brine	1.0760
5	Heavy oil and brine	1.0366
10	Heavy oil and fresh water	1.000
15	Heavy oil	0.9659
20	Heavy oil	0.9340
30	Light oil	0.8762
40	Light oil	0.8251
50	Condensate fluids	0.7796

**TABLA 2.7**  
**CONVERSIÓN DE VISCOSIDAD MEDIDA COMO SAYBOLT UNIVERSAL SEGUNDOS A Dos**  
**TEMPERATURAS A CENTISTOKES [32]**

Centistokes	Segundos de Saybolt en		Centistokes	Segundos de Saybolt en	
	100 ° F	210 ° F		100 ° F	210 ° F
2	32,6	32,8	28	132,1	133,0
3	36,0	36,3	30	140,9	141,9
4	39,1	39,4	32	149,7	150,8
5	42,3	42,6	34	158,7	159,8
6	45,5	45,8	36	167,7	168,9
7	48,7	49,0	38	176,7	177,9
8	52,0	52,4	40	185,7	187,0
9	55,4	55,8	42	194,7	196,1
10	58,8	59,2	44	203,8	205,2
12	65,9	66,4	46	213,0	214,5
14	73,4	73,9	48	222,2	223,8
dieciséis	81,1	81,7	50	231,4	233,0
18	89,2	89,8	60	277,4	279,3
20	97,5	98,2	70	323,4	325,7
22	106,0	106,7	80	369,6	372,2
24	114,6	115,4	90	415,8	418,7
26	123,3	124,2	100	462,9	465,2

una cantidad medida de aceite a través de un capilar de vidrio, produce la viscosidad en centistokes, y (2) la medición de la viscosidad Saybolt que es el tiempo (segundos) requerido para que una muestra estándar de aceite fluya a través de un orificio estándar (ASTM Test D-88 ). El viscosímetro Saybolt Universal se utiliza para fracciones de aceite refinado y aceites lubricantes, y el viscosímetro Saybolt Furol ("combustible y aceite para carreteras") se utiliza para fracciones y aceites crudos de alta viscosidad. (El viscosímetro Furol tiene un orificio de mayor diámetro). Los resultados de la prueba se expresan en segundos Saybolt o Furol a una temperatura especificada.

Mesas 2,7 y 2.8 se utilizan para convertir de segundos Saybolt a centistokes. La viscosidad absoluta (centipoises) se obtiene multiplicando centistokes por la densidad del aceite [32].

## QUÍMICA DEL PETRÓLEO

Los petróleos se caracterizan con frecuencia por las cantidades relativas de cuatro series de compuestos. Los miembros de cada serie son similares en estructura química y propiedades. Las cuatro series (o clases de compuestos) que se encuentran en los petróleos son: (1) la serie de alcanos normal y ramificada

72 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

**TABLE 2.8**  
**CONVERSION OF VISCOSITY MEASURED AS FUROL SECONDS AT 122°F**  
**TO CENTISTOKES [32]**

Centistokes	Furol Seconds at 122°F	Centistokes	Furol Seconds at 122°F
48	25.3	140	67.0
50	26.1	145	69.4
52	27.0	150	71.7
54	27.9	155	74.0
56	28.8	160	76.3
58	29.7	165	78.7
60	30.6	170	81.0
62	31.5	175	83.3
64	32.4	180	85.6
66	33.3	185	88.0
68	34.2	190	90.3
70	35.1	195	92.6
72	36.0	200	95.0
74	36.9	210	99.7
76	37.8	220	104.3
78	38.7	230	109.0
80	39.6	240	113.7
82	40.5	250	118.4
84	41.4	260	123.0
86	42.3	270	127.7
88	43.2	280	132.4
90	44.1	290	137.1
92	45.0	300	141.8
94	45.9	310	146.5
96	46.8	320	151.2
98	47.7	330	155.9
100	48.6	340	160.6
105	50.9	350	165.3
110	53.2	360	170.0
115	55.5	370	174.7
120	57.8	380	179.4
125	60.1	390	184.1
130	62.4	400	188.8
135	64.7		

(parafinas), (2) cicloalcanos (naftenos), (3) la serie aromática, y (4) asfaltos, asfaltenos y resinas (compuestos policíclicos complejos de alto peso molecular que contienen átomos de nitrógeno, azufre y oxígeno en sus estructuras: los compuestos NSO). Los petróleos se clasifican generalmente en parafínicos, nafténicos, aromáticos y asfálticos según las cantidades relativas de cualquiera de las series [14].

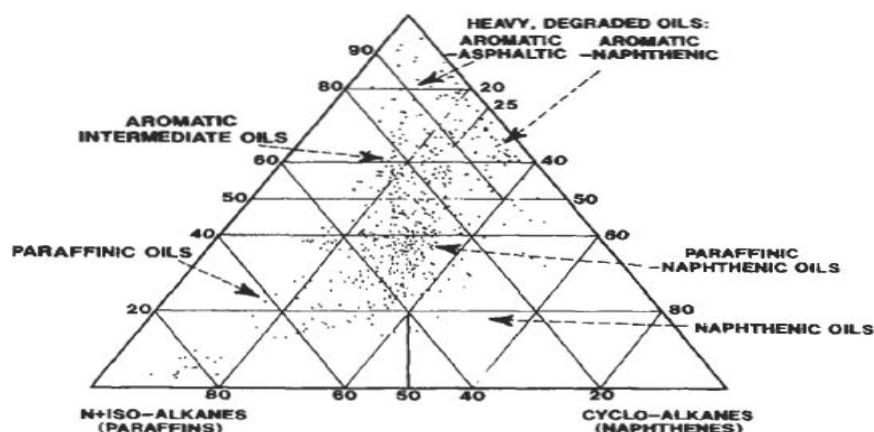


Figura 2.19. Diagrama ternario para la clasificación de los crudos como parafínicos, nafténicos o aromáticos [14].

Tissot y Welte refinaron aún más esta clasificación en seis grupos agregando tipos intermedios de aceites usando un diagrama ternario (Figura 2.19) [14]. Según esta clasificación, un aceite se considera aromático si el contenido total de aromáticos, asfaltenos y resinas es del 50% o más. Los aceites parafínicos contienen al menos 50% de compuestos saturados, 40% de que son parafinas. Asimismo, los aceites nafténicos son aquellos compuestos por 50% o más de compuestos saturados, de los cuales 40% o más son naftenos. Los gases y las fracciones de petróleo de bajo punto de ebullición contienen mayores cantidades de alcanos de bajo peso molecular. Las fracciones de ebullición intermedias contienen mayores cantidades de alcanos cíclicos y aromáticos, donde las fracciones de punto de ebullición más alto ( $> 750^{\circ}\text{F}$ - $399^{\circ}\text{C}$ ) están compuestas predominantemente de naftenoaromáticos. Hunt presentó la composición de un petróleo crudo, que se clasifica como nafténico de acuerdo con la Figura 2.19, porque el aceite contiene 49% de naftenos y la cantidad total de hidrocarburos saturados (parafinas y naftenos) es de 79% (Tabla 2.9) [33].

También se enumeran en la tabla los rangos de tamaño molecular (número de átomos de carbono por molécula) de las fracciones promedio de refinería de este petróleo crudo y los porcentajes en peso aproximados de cada fracción que se puede obtener del petróleo crudo nafténico descrito anteriormente. El Centro de Investigación de la Oficina de Minas de los Estados Unidos en Bartlesville, Oklahoma, estandarizó la clasificación de los petróleos crudos por destilación y caracterizó una gran cantidad de petróleos de yacimientos petrolíferos de todo el mundo. La destilación de un petróleo crudo del campo petrolífero de la ciudad de Oklahoma se muestra en la Tabla 2.10. Se coloca un litro de aceite en el matraz y se sube la temperatura gradualmente

**TABLE 2.9**  
**COMPOSITION AND REFINERY FRACTIONS OF A NAPHTHENIC CRUDE OIL [33]**

Molecular Type	Wt%	Molecular Size	Wt%
Naphthenes	49	Gasoline (C <sub>4</sub> – C <sub>10</sub> )	31
Paraffins	30	Kerosene (C <sub>11</sub> – C <sub>12</sub> )	10
Aromatics	15	Gas Oil (C <sub>13</sub> – C <sub>20</sub> )	15
Asphalts/Resins	6	Lubricating oil (C <sub>20</sub> – C <sub>49</sub> )	20
		Residuum (C <sub>40</sub> +)	

**TABLE 2.10**  
**U.S. BUREAU OF MINES DISTILLATION METHOD FOR ANALYSIS OF CRUDE OIL,**  
**PAUL-KUNE NO. 1**

Oklahoma City Field				Oklahoma				
Prue Sand				Oklahoma County				
6,511-6,646 feet	Sample 38005			11N-3N-Indian				
<b>General Characteristics</b>								
Specific gravity, 0.844				A.P.I. gravity, 36.2°				
Sulfur, percent, 0.16				Color, brownish green				
Saybolt Universal viscosity at 77°F, 62 sec., at 100°F, 50 sec.								
<b>Distillation, Bureau of Mines Hempel Method</b>								
Distillation at atmospheric pressure, 752 mm				First drop 86°F				
Fraction No.	At °F	Percent	Sum Percent	SP. Gr. 60/60°F	°A.P.I. 60°F	C.I.	S.U. visc. 100°F	Cloud test °F
1	122	-	-	-	-	-		
2	167	1.7	1.7	0.672	79.1	-		
3	212	3.0	4.7	.702	70.1	13		
4	257	4.9	9.6	.734	61.3	19		
5	302	4.7	14.3	.755	55.9	21		
6	347	4.7	19.0	.772	51.8	23		
7	392	4.7	23.7	.787	48.3	23		
8	437	5.0	28.7	.801	45.2	24		
9	482	5.3	34.0	.815	42.1	26		
10	527	6.7	40.7	.829	39.2	28		

*Continued*



**TABLA 2.10**  
**(Continuado)**

**La destilación continuó a 40 mm.**

11	392	3.6	44,3	0,844	36,2	31	41	10
12	437	6,7	51,0	.851	34,8	30	47	25
13	482	5.9	56,9	.866	31,9	34	61	45
14	527	6.3	63,2	.876	30,0	36	87	sesenta y cinco
15	572	5.6	68,8	.884	28,6	37	150	80
Residuo		28,6	97,4	.925	21,5			

Residuo de carbono de residuum-4.2%; residuo de carbono de crudo-1,2%.

**Estudio aproximado**

<b>Gasolina ligera</b>	<b>Porcentaje 4,7 Sp.</b>	<b>Gramo. 0,691</b>	<b>° API 73.3</b>	<b>Viscosidad</b>
Gasolina total y nafta	23,7	0,748	57,7	
Destilado de queroseno	10,3	.808	43,6	
Gasoil	15,0	.838	37,4	
No viscoso	12,4	.854-.878	34,2-29,7	50-100
destilado lubricante				
Lubricante medio	7,4	.878-.888	29,7-27,9	100-200
destilar				
Lubricante viscoso				+100
destilar				
Residuo	28,6	.925	21,5	
Pérdida por destilación	2,6			

mientras que se registran los porcentajes en volumen de vapores condensados recogidos a temperaturas específicas. Después de alcanzar los 275 ° C, el matraz se coloca bajo un vacío de 40 mm Hg y se continúa la destilación como se muestra en la Tabla 2.10.

Los alcanos también se conocen como hidrocarburos saturados porque la valencia (o capacidad de enlace) de todos los átomos de carbono se satisface con los átomos de hidrógeno (Figura 2.20). Cada átomo de carbono está conectado a otro átomo de carbono mediante un enlace covalente simple, y la capacidad de enlace restante está ocupada por átomos de hidrógeno, como se ilustra para el etano, propano, butano y pentano en la figura 2.20. Los isómeros son compuestos que tienen la misma composición atómica pero difieren en estructura molecular y propiedades. Hay tres pentanos estructuralmente diferentes, aunque todos tienen el mismo número de átomos de carbono e hidrógeno: n-pentano, isopentano y 2,2-dimetilpropano (Figura 2.21). La diferencia estructural da como resultado ligeras diferencias en la reactividad química y las propiedades físicas, como lo indica la diferencia de los puntos de ebullición de los tres pentanos.

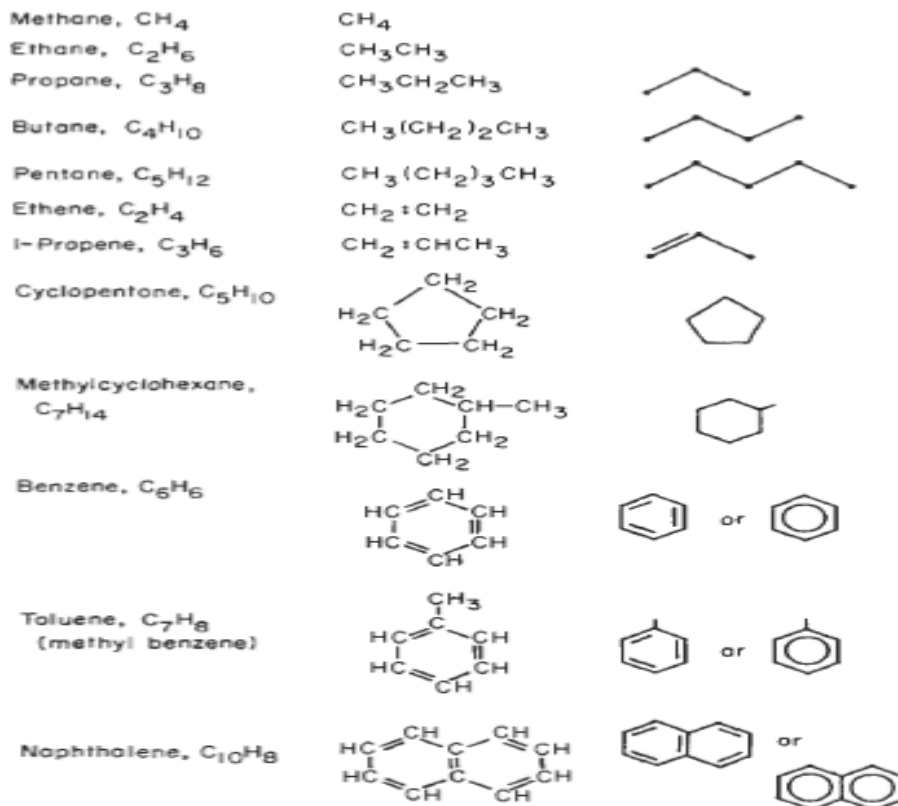


Figura 2.20. Estructura química de algunos hidrocarburos importantes que se encuentran en muchos petróleos crudos.

los átomos aumentan en una serie homóloga, el número de posibles isómeros también aumenta; por ejemplo, hay 18 isómeros de octano (ocho átomos de carbono) y 75 isómeros de decano (10 átomos de carbono). Por tanto, una sola serie homóloga de compuestos presenta una enorme complejidad. Aunque los petróleos crudos de diferentes ubicaciones pueden tener la misma gravedad y viscosidad de  $^\circ$  API, pueden variar ampliamente con respecto a la composición química.

Los alcanos con veinticinco o más átomos de carbono son sólidos a temperatura ambiente y se extraen de los aceites crudos para hacer ceras de parafina industriales. Los aceites crudos que contienen estos alcanos se vuelven turbios cuando se enfrían. La temperatura a la que esto ocurre se denomina punto de enturbiamiento y se utiliza en las refinerías como una indicación general de la abundancia de ceras de parafina. La formación alrededor del pozo y la tubería de producción deben limpiarse periódicamente para eliminar los alcanos precipitados de alto peso molecular que reducen la tasa de producción [34].

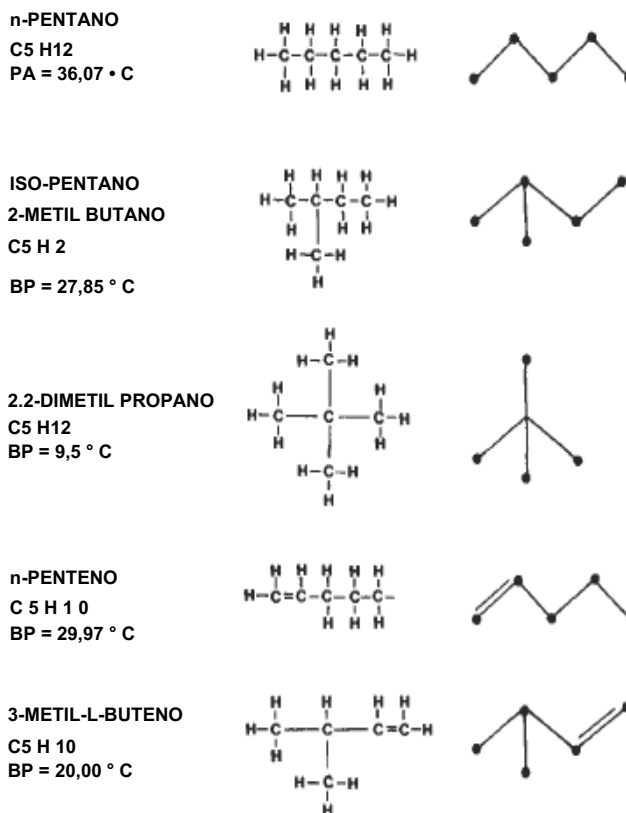


Figura 2.21. Estructura química de los hidrocarburos que se encuentran en los petróleos crudos.

Los aceites crudos derivados principalmente de material orgánico vegetal terrestre contienen altas cantidades de alcanos, mientras que los aceites generados a partir de materiales orgánicos marinos generalmente contienen mayores cantidades de compuestos cíclicos saturados e insaturados. Si, después de haber migrado de la roca madre a una trampa de aceite, un aceite parafínico se expone a la percolación de agua meteórica debido al diastrofismo, las bacterias aeróbicas eliminarán las parafinas por degradación gradual a ácidos carboxílicos y dióxido de carbono [14]. Un petróleo crudo que ha estado expuesto a la degradación bacteriana aeróbica estará compuesto principalmente de aromáticos, asfaltos y resinas.

Los cicloalcanos (naftenos) están compuestos de átomos de carbono unidos en una cadena cíclica con la valencia restante satisfecha por átomos de hidrógeno. La figura 2.22 muestra la estructura del ciclohexano y la decalina, que, junto con los derivados metálicos, son componentes importantes del petróleo. Los tri-, tetra y pentacicloalcanos están presentes en los petróleos crudos en cantidades más pequeñas que los mono y diciticloalcanos. Los naftenos son componentes importantes de los disolventes comerciales derivados del petróleo.

La serie de compuestos conocidos como aromáticos se compone de múltiplos de benceno, un anillo de carbono de seis miembros enlazado con enlaces dobles y sencillos alternos (Figura 2.23). Se producen compuestos aromáticos

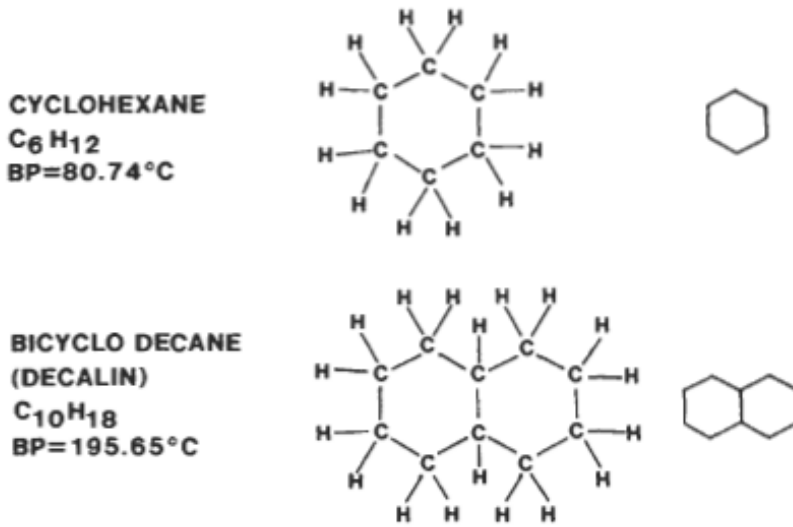


Figura 2.22. Estructura química del ciclohexano y decalina.

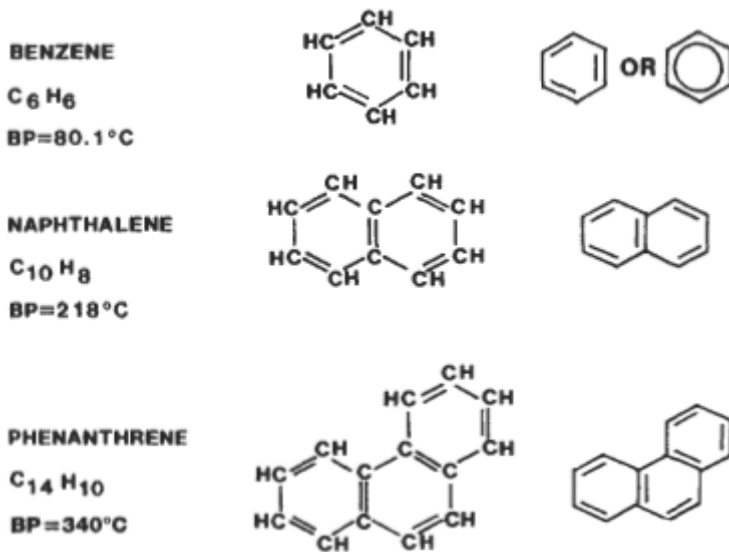
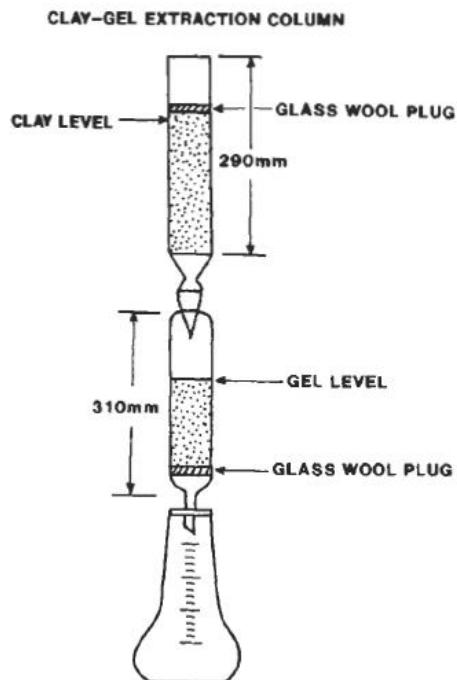


Figura 2.23. Estructura química de varios compuestos aromáticos que se encuentran en los petróleos crudos,

en el petróleo contienen cadenas laterales de varias longitudes. Los asfaltos y resinas se componen de estructuras de anillo condensado de alto peso molecular que contienen compuestos aromáticos, compuestos de anillo saturados y cadenas laterales de alcanos y se intercalan con compuestos de nitrógeno, azufre y oxígeno [15].

## COLUMNA DE EXTRACCIÓN DE GEL DE ARCILLA



**Figura 2.24.** Columna de gel de arcilla utilizada para la separación de resinas, aromáticos y parafinas de aceites crudos 1351.

Las diversas series homólogas discutidas anteriormente pueden separarse fácilmente diluyendo primero una muestra de petróleo crudo con pentano y luego filtrando. Los asfaltenos son insolubles en pentano y, por tanto, pueden eliminarse y pesarse. La muestra diluida se puede filtrar luego a través de una doble columna de mineral de arcilla activa en la parte superior de una columna de gel de sílice, como se muestra en la Figura 2.24, y eluir con pentano. Las resinas son adsorbidas por la arcilla, mientras que las parafinas y los aromáticos pasan a través de la columna de arcilla. Los aromáticos son adsorbidos por la columna de gel de sílice y las parafinas no adsorbentes se recogen en el matraz de fondo. Las resinas y aromáticos se eliminan de la arcilla y el gel de sílice con una mezcla de partes iguales de benceno y acetona, y se pueden obtener cuantitativamente por evaporación del solvente [35] (Figura 2.25). También se puede usar un cromatógrafo de líquidos de alta presión (HPLC) para obtener las mismas fracciones usando menos de un mililitro de muestra. La respuesta de la HPLC se muestra en la Figura 2.26.

Los compuestos organometálicos suelen estar asociados con las resinas debido a sus características polares. Se han aislado derivados de alquilo de porfirinas de níquel y vanadio de petróleos crudos, especialmente el petróleo pesado Boscan de Venezuela. Las porfirinas se caracterizan por

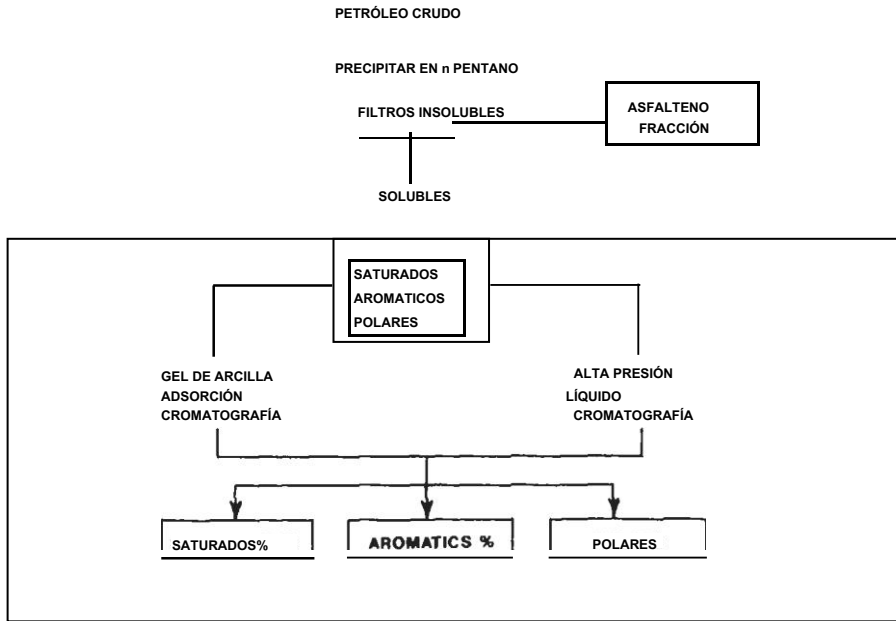


Figura 2.25. Diagrama esquemático de los procedimientos de separación cromatográfica utilizados para la extracción de resinas, aromáticos y parafinas de petróleos crudos. 1351.

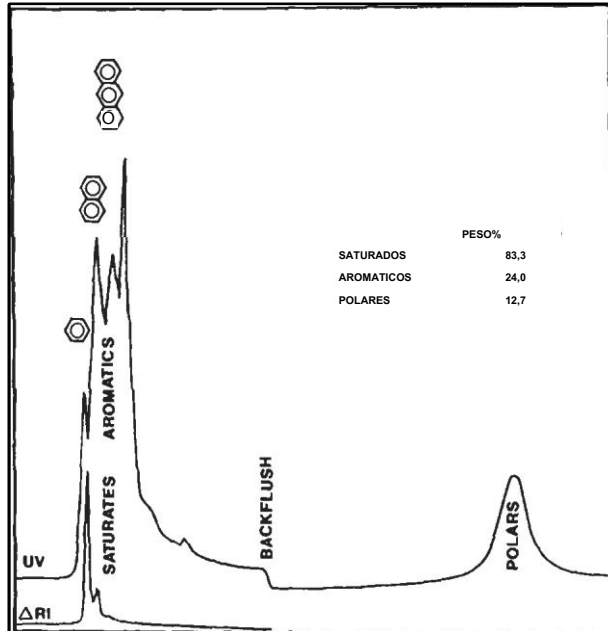


Figura 2.26. Picos de respuesta típicos para la separación cromatográfica líquida de alta presión de parafinas, aromáticos y compuestos orgánicos polares del crudo 1351.

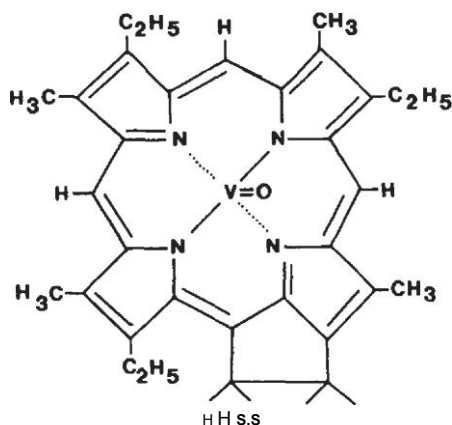


Figura 2.27. Estructura química de la desoxofloeritroporfirina (porfirina de vanadilo).

un núcleo tetrapirólico, que también es la estructura base de la clorofila en las plantas y de la hemina en la sangre (Figura 2.27). La transformación de los compuestos naturales en porfirinas tiene lugar probablemente sólo durante la sedimentación con sustitución del magnesio en la clorofila y el hierro en la hemina por vanadio o níquel. Esto estabiliza la molécula asegurando su conservación. Blumer y Snyder sugirieron que los precursores de las porfirinas se incorporan al kerógeno y luego se transforman en porfirinas durante los diversos cambios que tienen lugar a medida que los compuestos orgánicos de tipo kerógeno se transforman en petróleo crudo [171].

Los alquenos son hidrocarburos insaturados que contienen dobles enlaces entre los carbonos. Por tanto, el equilibrio de los átomos de carbono no se satisface completamente con los átomos de hidrógeno. Un ejemplo de esto es el 1-propeno, en el que el segundo y tercer átomos de carbono están unidos por un doble enlace y el resto por un enlace simple (Figura 2.20).

El asfalto es una solución coloidal negra compuesta de compuestos aromáticos polinucleares de alto peso molecular, compuestos insaturados de alto peso molecular e hidrocarburos heterogéneos que contienen nitrógeno, azufre, oxígeno y metales en su estructura. Los petróleos pesados y los betunes generalmente contienen más nitrógeno, azufre, oxígeno y compuestos metálicos que los petróleos ligeros, y muchos petróleos contienen gas sulfuro de hidrógeno libre.

## PROBLEMAS

1. Las corrientes de convección en el manto son aparentemente responsables de los movimientos de los continentes. Explique la ubicación (acumulación)

de continentes y cuencas en respuesta a corrientes de convección ascendentes y descendentes en el manto.

2. Calcule las velocidades sísmicas a través de la piedra arenisca a partir de los siguientes datos y compárelas con las velocidades en la piedra caliza. ¿Por qué son diferentes las velocidades?

$$B = 3,4 \times 10^{10} \text{ Pensilvania}; S = 3,1 \times 10^{10} \text{ Pensilvania}; p = 2,64 \text{ g/cm}^3$$

3. Explica la formación inicial de la cordillera de los Apalaches. ¿Cuáles fueron los períodos geológicos y el tiempo estimado cuando esto comenzó y alcanzó su clímax?
4. Si el contenido relativo de radiocarbono de los restos de una planta es  $1/7$ , ¿cuánto tiempo vivía la planta? a ¿Que periodo y época geológica fue este?
5. Defina "craton". ¿Dónde se encuentran los cratones?
6. Discutir los períodos transgresivos y regresivos de deposición sedimentaria. ¿Qué período conduce principalmente a la formación de rocas generadoras de hidrocarburos? ¿Por qué?
7. ¿Qué son "clásticos", "lavado de granito", "arcosis" y "grauvaca"? ¿Cuáles son algunas ubicaciones generales de este tipo de rocas?
8. Los registros de pozos de un área muestran que la temperatura en la parte inferior de un Pozo de 3140 metros de profundidad a  $92 \text{ }^\circ\text{C}$ . Si la temperatura media de la superficie es de  $27 \text{ }^\circ\text{C}$ , ¿cuál es el gradiente geotermico?
9. La composición de una muestra de salmuera de una zona geopresionada 2.929 metros de profundidad se enumeran a continuación. Compare el análisis de la muestra de salmuera con el del agua de mar (Tabla 2.3) y dar una explicación razonable de las diferencias. ¿Cuál es el TDS de la salmuera?

Ion	Concentración, ppm
$\text{Na}^+$	29,400
$\text{Ca}^{2+}$	2,662
$\text{Mg}^{2+}$	1,011
$\text{K}^+$	172
$\text{Ba}^{2+}$	5
$\text{Cl}^-$	46,618
$\text{HCO}^-$	714
$\text{SO}^-$	60
$\text{Br}^-$	40
$\text{I}^-$	23

- 10 La viscosidad Saybolt de un aceite es de 117 segundos a  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ . ¿Cuál es la viscosidad en centipoises si la densidad del aceite es  $0.885 \text{ g/cm}^3$ ?



11. Muestre las estructuras químicas de los siguientes compuestos: isopropano, 1-metil-2-etil ciclohexano, para-xileno y antraceno.

## NOMENCLATURA

Bw	agua FVF
cw	compresibilidad del agua
csw	compresibilidad del agua con constante de desintegración
C	radiactiva del gas en solución
D	profundidad
Fe	factor de corrección de salinidad
gc	constante gravitacional
Gr	gradiente geotermal
Gp	gradiente de presión
G	módulo de corte
ho	altura de la columna de aceite
k	permeabilidad
K	módulo de volumen
m	masa de gas (gramos o lbm)
M	peso molecular
N	lunares
No	cantidad original de elemento padre
Nt	cantidad de isótopo hijo actualmente presente
NSO	nitrógeno, azufre y oxígeno
P	presión
Pd	presión de desplazamiento
Pf	presión de fluido
Pob	presión de sobrecarga
Pi	presión litostática
Ppc	presión pseudocrítica
Ppr	presión pseudorreducida
Pc	presión capilar
r	radio
rc	radio de una constante de gas
R	universal capilar
Rb	solubilidad del gas en salmuera
R <sub>wp</sub>	solubilidad del gas en agua pura
R <sub>sw</sub>	solubilidad del gas en agua
SG	Gravedad específica
SCF	pies cúbicos estándar
t	hora

$t_{1/2}$	vida media de elemento padre
T	Temperatura
$T_f$	temperatura de formación
$T_{pc}$	temperatura pseudocrítica
$T_{pr}$	temperatura pseudo-reducida
$T_R$	temperatura del yacimiento
$T_s$	temperatura de la superficie
TDS	total de sólidos disueltos
v	velocidad
V	volumen
x	Coordenada de distancia cartesiana
z	valencia
Z	factor de desviación real del gas
$Z_o$	altura de una columna de petróleo

### SÍMBOLOS GRIEGOS

$\gamma$	peso específico, lb / ft <sup>3</sup>
$\theta$	Angulo de contacto
$\mu$	viscosidad
$\mu_{ga}$	viscosidad del gas a presión atmosférica
$\mu_T^*$	viscosidad a temperatura del yacimiento y densidad de presión atmosférica
$\rho$	densidad
$\rho_o$	densidad del aceite
$\rho_w$	densidad del agua
$\sigma$	tensión interfacial
$\tau$	Esfuerzo cortante

### SUSCRIPCIONES

C	onda compresiva
d	desplazamiento
F	líquido
h	horizontal
l	poros o bordes principales
o	aceite
ob	sobrecargar
s	onda cortante
t	poro posterior o borde
v	vertical
w	agua
1,2	zonas de embalse

## REFERENCIAS

1. Enlace, PK *Geología básica del petróleo*, Consultores Internacionales de Petróleo y Gas, Inc., Tulsa, OK, 1982, 235 págs.
2. Stokes, WL *Fundamentos de la historia de la Tierra*. Pub Prentice-Hall. Co., Englewood Cliffs, Nueva Jersey, 1966, 468 págs.
3. Dott, RH, Jr. y Batten, RL *Evolución de la Tierra*. McGraw-Hill Book Co., Nueva York, 1976, 504 págs.
4. LePichon. "Extensión del fondo marino y deriva continental". *J. Geophys. Investigación*, Vol. 73, núm. 12, 1968, págs. 3661-3697.
5. Flint, RF y Skinner, FJ *Geología física*. John Wiley & Sons, Nueva York, 1974, 407 págs.
6. Selley, R. C. *Elementos de la geología del petróleo. Cap. 4*. W. H. Freeman & Co., Nueva York, 1985, 449 págs.
7. Lowell, JD *Estilos estructurales en la exploración petrolera*. Oil & Gas Consultants International, Inc., Tulsa, OK, 1985, 460 págs.
8. Hobson, GD *Desarrollos en geología del petróleo-1*. Pub de Ciencias Aplicadas. Ltd., Londres, 1977, 335 págs.
9. Chapman, RE *Geología del petróleo — I*. Elsevier Science Pub., Nueva York, Amsterdam, 1986, 328 págs.
10. Magara, K. *Modelos geológicos de atrapamiento de petróleo*. Ciencia Elsevier Pub., Nueva York, Amsterdam, 1986, 328 págs.
11. Pirson, SJ *Elementos de la ingeniería de yacimientos de petróleo*, 2ª ed. McGraw-Hill Book Co., Nueva York, 1958, 441 págs.
12. Hobson, GD y Tiratsoo, EN *Introducción a la geología del petróleo*. Pub del Golfo. Co., Houston, TX, 1985, 352 págs.
13. Dickey, PE *Geología del desarrollo petrolero*, 2ª ed. PennWell Books, Tulsa, OK, 1979, 424 págs.
14. Tissot, BP y Welte, DH *Formación y presencia de petróleo*. Springer-Verlag Pub. Co., Heidelberg, 1978, 538 págs.
15. Chilingarian, GV y Yen, TE (Eds.). *Betunes, asfaltos y arenas bituminosas*. Elsevier Science Pub., Nueva York, Amsterdam, 1978, 331 págs.
16. Barker, C. "Origen, composición y propiedades del petróleo". Cap. 2 en: Donaldson, EC, Chilingarian, GV y Yen, TF *Recuperación mejorada de petróleo*. Elsevier Science Pub., Nueva York, Amsterdam, 1985, págs. 11-42.
17. Blumer, M. y Snyder, WD "Porfirinas de alto peso molecular en una lutita bituminosa del Triásico". *Chem. Geol.*, Vol. 2, 1967, págs. 35-45.
18. Levorsen, AI *Geología del Petróleo*, 2ª ed. WH Freeman & Co., San Francisco, 1967, 724 págs.
19. Collins, AG *Geoquímica de algunas aguas asociadas al petróleo de Luisiana*. Oficina de Minas de EE. UU. RI 7326, Natl. Tech Inf. Sv. Departamento de Comercio, Springfield, VA, 1970, 31 págs.

20. Rieke, HH, III y Chilingarian, GV (Eds.). *Sedimentos Argiláceos*. Elsevier Science Pub., Nueva York, Amsterdam, 1974, 424 págs.
21. Fertl, WH y Timko, DJ "Prepressured Formations". *Petróleo y gas J.*, Vol. 68, No. 1, 5 de enero de 1970, págs. 97-105.
22. Bebout, DG "Técnicas subsuperficiales para localizar y evaluar reservorios geotermales / geopresurizados a lo largo de la costa del Golfo de Texas". *Proc. 2a Conf. De Energía Geopresurizada / Geotérmica*, Vol. II, U. de Texas, Austin, TX, 23-25 de febrero de 1976, págs. 1-12.
23. Jones, PH "Regímenes de Geotermia e Hidrocarburos, Cuenca del Norte del Golfo de México". *Proc. 1a Conf. Energía Geopresurizada / Geotérmica*, U. of Texas, Austin, TX, 2-4 de junio de 1975, págs. 15-22.
24. Kreitler, CW y Gustayson, TC "Recursos geotérmicos de la costa del golfo de Texas: preocupaciones ambientales que surgen de la producción y eliminación de aguas geotérmicas". *Proc. Segunda Conferencia de Energía Geopresurizada / Geotérmica*, Vol. V, Parte 3, U. de Texas, Austin, TX, 23-25 de febrero de 1976, págs. 1-9.
25. Collins, AG y Wright, CC "Enhanced Oil Recovery Injection Waters". Cap. 6 en: Donaldson, EC, Chilingarian, GV y Yen, TF (Eds.) *Recuperación mejorada de petróleo*. Elsevier Science Pub., Nueva York, Ámsterdam, 1985, págs. 151-217.
26. Collins, AG *Geoquímica de las aguas de los yacimientos petrolíferos*. Elsevier Science Pub., Nueva York, Amsterdam, 1975, 496 págs.
27. Dodson, CR y Standing, MB "Relaciones presión-volumen-temperatura y solubilidad para mezclas de agua-gas natural". *Ejercicio API. y Prod. Prac*, 1944, págs. 173-179.
28. Mathews, CS y Russell, DG *Pruebas de acumulación de presión y flujo en pozos*. Soc. Gasolina. Ing. Monograma, vol. Yo, Richardson, TX, 1967, 167 págs.
29. Standing, MB y Katz, DL "Density of Natural Gases". *Trans. AIME*, Vol. 146, 1942, págs. 140-149.
30. Carr, NL, Kobayashi, R. y Burrows, DB "Viscosity of Hydrocarbon Gases under Pressure". *Trans. AIME*, Vol. 201, 1954, págs. 264-272.
31. Amyx, JW, Bass, DM, Jr. y Whiting, RL *Yacimiento de petróleo Ingeniería*. McGraw-Hill Book Co., Nueva York, 1960, 610 págs.
32. Fisher Scientific Co. *Manual de Fisher / Tag para inspectores de petróleo*, 28ª ed., Fisher Scientific Co., Nueva York, 1954, 218 págs.
33. Hunt, JM *Geoquímica y Geología del Petróleo*. W. H. Freeman Co., San Francisco, 1979, 617 págs.
34. Donaldson, EC, Chilingarian, GV y Yen, TF (Eds.). *Mejorado Recuperación de petróleo, 1 — Fundamentos y análisis*. Elsevier Science Pub., Nueva York, Amsterdam, 1985, 357 págs.
35. Donaldson, EC y Crocker, ME "Caracterización del extracto de compuesto polar de petróleo crudo". *DOE / BETC / RI-80/5, Natl. Tech. Inf. Sv.*, Springfield, VA, 1980, 27 págs.

# POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

La naturaleza de las rocas del yacimiento que contienen petróleo y gas dicta las cantidades de fluidos atrapados dentro del espacio vacío de estas rocas, la capacidad de estos fluidos para fluir a través de las rocas y otras propiedades físicas relacionadas. La medida del espacio vacío se define como la porosidad de la roca y la medida de la capacidad de la roca para transmitir fluidos se llama permeabilidad. El conocimiento de estas dos propiedades es esencial antes de responder a preguntas sobre tipos de fluidos, cantidad de fluidos, tasas de flujo de fluidos y estimaciones de recuperación de fluidos. Los métodos para medir la porosidad y la permeabilidad han constituido gran parte de la literatura técnica de la industria petrolera. Otras propiedades importantes del yacimiento incluyen la textura, la resistividad de la roca y sus fluidos contenidos a la corriente eléctrica,

La textura de las rocas sedimentarias está determinada en gran medida por la forma y redondez del grano, el tamaño y clasificación del grano, la orientación y el empaquetado del grano y la composición química. Una combinación específica de estas variables puede revelar información sobre los procesos y mecanismos diagenéticos y cagenéticos que operan durante el transporte, la deposición y la compactación y deformación de los materiales sedimentarios. En algunos casos, la textura puede proporcionar información sobre la permeabilidad y la porosidad de la formación. Por ejemplo, las areniscas de grano fino con granos angulares mal clasificados generalmente tendrán una porosidad más baja que las areniscas compuestas de granos gruesos y bien clasificados. La variación en la permeabilidad puede ser

predicho a partir de la variación en el tamaño y la forma del grano, y de la distribución de los canales de poros en la roca.

La resistividad de cualquier formación al flujo de corriente eléctrica es función de la cantidad de agua en esa formación y la resistividad del agua misma. Los granos de roca y los hidrocarburos son normalmente aislantes. Los cambios en la saturación de agua combinados con los cambios en la resistividad de los fluidos que llenan los poros crean perfiles de resistividad en los registros de pozos. Estos perfiles ayudan a localizar las formaciones que contienen hidrocarburos.

## POROSIDAD

Los granos de arena y las partículas de materiales carbonatados que forman los reservorios de arenisca y piedra caliza generalmente nunca encajan perfectamente debido al alto grado de irregularidad en la forma. El espacio vacío creado a lo largo de los lechos entre granos, llamado espacio poroso o intersticio, está ocupado por fluidos (líquidos y / o gases). La porosidad de una roca de yacimiento se define como la fracción del volumen total del yacimiento que no está ocupada por la estructura sólida del yacimiento. Esto se puede expresar en forma matemática como:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (3.1)$$

dónde:

$\phi$  porosidad, fracción.

$V_b$  = volumen a granel de la roca del yacimiento.

$V_{gr}$  = volumen de grano.

$V_p$  = volumen de poros.

Según esta definición, la porosidad de los materiales porosos podría tener cualquier valor, pero la porosidad de la mayoría de las rocas sedimentarias es generalmente inferior al 50%.

## EJEMPLO

Una muestra de núcleo limpia y seca que pesaba 425 g estaba 100% saturada con un 1,07 salmuera de gravedad específica ( $\gamma$ ). El nuevo peso es de 453 g. La muestra del núcleo tiene 12 cm de largo y 4 cm de diámetro. Calcule la porosidad de la muestra de roca.

## SOLUCIÓN

El volumen total de la muestra de núcleo es:

$$V_b = 7 (2) (12) = 150,80 \text{ cm}^3$$

El volumen de los poros es:

$$V_p = \frac{1}{\gamma} (V_{\text{wet}} - V_{\text{dry}}) = \frac{453 - 425}{1.07} = 26.17 \text{ cm}^3$$

Usando la Ecuación 3.1, la porosidad del núcleo es:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{26.17}{150.80} = 0.173 \text{ or } 17.3\%$$

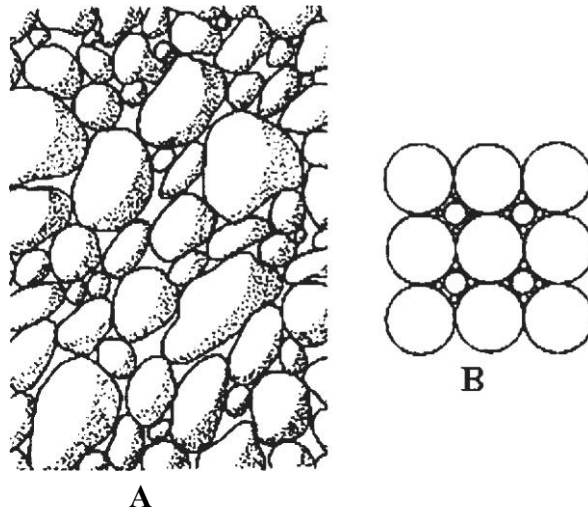
## FACTORES QUE RIGEN LA MAGNITUD DE LA POROSIDAD

En un esfuerzo por determinar los límites aproximados de los valores de porosidad, Fraser y Gratton determinaron la porosidad de varios arreglos de empaquetamiento de esferas uniformes [1]. Han demostrado que el sistema cúbico o de empaquetadura ancha tiene una porosidad del 47,6% y el sistema romboédrico o de empaquetadura compacta tiene una porosidad del 25,9%. La porosidad de dicho sistema es independiente del tamaño del grano (diámetro de la esfera). Sin embargo, si se mezclan esferas más pequeñas entre las esferas de cualquiera de los sistemas, la relación entre el espacio poroso y la estructura sólida se reduce y la porosidad se reduce [2]. La Figura 3.1 muestra un empaque cúbico de tamaño de tres granos. La porosidad de este empaque cúbico es ahora de aproximadamente 26,5%.

Las porosidades de los yacimientos de petróleo oscilan entre el 5% y el 40%, pero con mayor frecuencia se encuentran entre el 10% y el 20%. Los factores que gobiernan la magnitud de la porosidad en sedimentos elásticos son:

**(a) Uniformidad del tamaño de grano:** La uniformidad o clasificación es la gradación de los granos. Si se mezclan pequeñas partículas de limo o arcilla con granos de arena más grandes, la porosidad efectiva (intercomunicadora) se reducirá considerablemente como se muestra en la Figura 3.1. Estos depósitos se denominan sucios o arcillosos. La clasificación depende de al menos cuatro factores principales: rango de tamaño del material, tipo de depósito, características de la corriente y duración del proceso sedimentario.

**(b) Grado de cementación o consolidación:** La arena altamente cementada las piedras tienen porosidades bajas, mientras que las rocas blandas no consolidadas tienen porosidades altas. La cementación tiene lugar tanto en el momento de



**Figura 3.1.** Colección de (a) granos de arena de diferentes tamaños y formas y (b) esferas que ilustran un empaque cúbico de tres tamaños de grano.

litificación y durante la alteración de la roca por la circulación de agua subterránea. El proceso es esencialmente el de llenar los espacios vacíos con material mineral, que reduce la porosidad. Los materiales de cementación incluyen: carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, sulfuros de hierro, limonita, hematita, sulfato de calcio de dolomita, arcillas y muchos otros materiales, incluida cualquier combinación de estos materiales.

(c) *Cantidad de compactación durante y después de la deposición:* La compactación tiende para perder huecos y exprimir el fluido para acercar las partículas minerales, especialmente las rocas sedimentarias de grano más fino. Esta expulsión de fluidos por compactación a una temperatura elevada es el mecanismo básico para la migración primaria de petróleo desde la fuente hasta las rocas del yacimiento. Mientras que la compactación es un proceso de litificación importante en arcillas, lutitas y rocas carbonatadas de grano fino, es insignificante en areniscas o conglomerados muy compactos. Generalmente, la porosidad es menor en rocas más profundas y antiguas, pero son comunes los iones a este desgarró básico. Muchas rocas carbonatadas muestran poca evidencia de compactación física.

(d) *Métodos de embalaje:* Con el aumento de la presión de la sobrecarga, los granos de arena angulares mal clasificados muestran un cambio progresivo de un empaque aleatorio a un empaque más cercano. Ocurre algo de aplastamiento y deformación plástica de las partículas de arena.



## INGENIERÍA CLASIFICACIÓN DE POROSIDAD

Durante la sedimentación y la litificación, algunos de los espacios porosos desarrollados inicialmente se aislaron de los otros espacios porosos mediante varios procesos diagenéticos y cagenéticos como la cementación y la compactación. Por lo tanto, muchos de los poros estarán interconectados, mientras que otros estarán completamente aislados. Esto conduce a dos categorías distintas de porosidad, a saber, total (absoluta) y efectiva, dependiendo de qué espacios porosos se midan para determinar el volumen de estos espacios porosos. La diferencia entre las porosidades total y efectiva es la porosidad aislada o no efectiva. Las porosidades absolutas son la relación entre el espacio vacío total en la muestra y el volumen total de esa muestra, independientemente de si esos espacios vacíos están interconectados o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y, sin embargo, no tener conductividad de fluido por falta de interconexiones de poros. Ejemplos de esto son lava, piedra pómez y otras rocas con porosidad vesicular.

La porosidad efectiva se ve afectada por una serie de factores litológicos que incluyen el tipo, contenido e hidratación de las arcillas presentes en la roca, la heterogeneidad de los tamaños de grano, el empaque y cementación de los granos, y cualquier meteorización y lixiviación que pueda haber afectado la roca. Muchos de los poros pueden ser callejones sin salida con una sola entrada al sistema de canales de poros principales. Dependiendo de la humectabilidad, estos poros sin salida pueden llenarse con agua o aceite, que son fluidos irreducibles. Las técnicas experimentales para medir la porosidad deben tener en cuenta estos hechos.

Para recuperar petróleo y gas de los yacimientos, los hidrocarburos deben fluir varios cientos de pies a través de los canales de poros en la roca antes de llegar al pozo productor. Si el petróleo ocupa espacios vacíos no conectados, no se puede producir y es de poco interés para el ingeniero de petróleo. Por lo tanto, la porosidad efectiva es el valor utilizado en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos.

## CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA DE LA POROSIDAD

A medida que los sedimentos se depositaron en mares geológicamente antiguos, el primer fluido que llenó los espacios porosos en los lechos de arena fue el agua de mar, generalmente conocida como agua connada. Un método común para clasificar la porosidad de los yacimientos de petróleo se basa en si los espacios porosos en los que se encuentran el petróleo y el gas se originaron cuando se colocaron los lechos de arena (porosidad primaria o matriz), o si se formaron a través de la diagénesis posterior (p. Ej., Dolomitización en rocas carbonatadas), catagénesis, tensiones terrestres y solución por el agua que fluye a través de la roca (porosidad secundaria o inducida). La siguiente clasificación general de porosidad, adaptada de

Ellison, se basa en el tiempo de origen, modo de origen y relaciones de distribución de los espacios porosos [3].

### Porosidad primaria

**1. intercrystalino:** vacíos entre los planos de escisión de los cristales, vacíos entre los cristales individuales y vacíos en los lazos cristalinos. Muchos de estos vacíos son subcapilares, i. mi. , poros de menos de 0,002 mm de diámetro. Pittman ha llamado "microporosidad" a la porosidad encontrada en las redes cristalinas y entre partículas del tamaño de lodo, como se muestra en la Figura 3.2 [4]. La recuperación de agua inusualmente alta en algunos reservorios de carbonato productivos puede deberse a la presencia de grandes cantidades de microporosidad.

**2. Intergranular o interpartícula:** huecos entre granos, es decir, huecos intersticiales de todos los tipos en todo tipo de rocas. Estas aberturas varían desde el tamaño subcapilar hasta el súper capilar (huecos de más de 0,5 mm de diámetro).

**3. Planos de cama:** los vacíos de muchas variedades se concentran paralelos a los planos de cama. La geometría más grande de muchos yacimientos de petróleo está controlada por tales planos de cama. Las diferencias de los sedimentos depositados, de los tamaños y disposiciones de las partículas, y de los entornos de deposición son las causas de los vacíos en el plano de los estratos.

**4. Vacíos sedimentarios diversos:** ( 1) huecos resultantes de la acumulación de fragmentos detríticos de fósiles, (2) huecos resultantes del empaque de oolitos, (3) huecos vuggy y cavernosos de tamaños irregulares y variables para el momento de la deposición, y (4) huecos creados por organismos vivos en el momento de declaración.

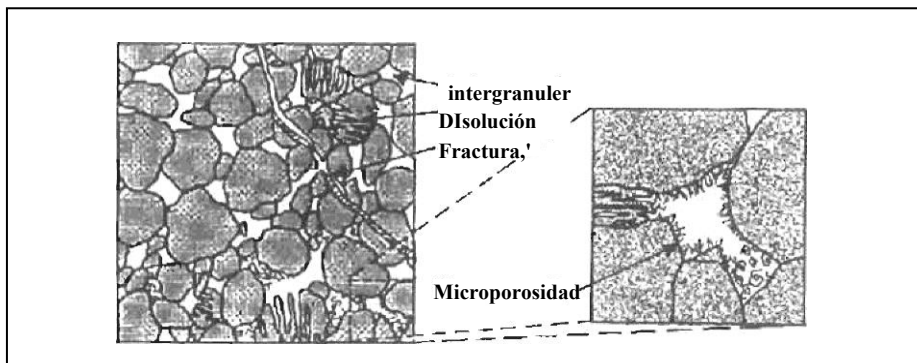


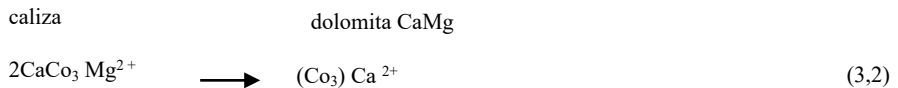
Figura 3.2. Tipos o / porosidad ' encontrado en reservorios de arenisca (cortesía de Core Laboratories).

### Porosidad secundaria

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos (diagénesis y catagénesis) después de la deposición de sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros pueden no tener relación directa con la forma de las partículas sedimentarias originales. La porosidad inducida se puede subdividir en tres grupos según el proceso geológico más dominante:

**1. Porosidad de la solución:** canales debidos a la disolución de rocas por la circulación de soluciones tibias o calientes; aberturas causadas por la intemperie, como juntas agrandadas y cavernas de solución; y vacíos causados por organismos y luego agrandados por la solución.

**2. Dolomitización:** un proceso por el cual la piedra caliza se transforma en dolomita de acuerdo con la siguiente reacción química:



Algunos carbonatos son calizas casi puras, y si el agua de los poros circulantes contiene cantidades significativas de catión magnesio, el calcio de la roca puede intercambiarse por magnesio en la solución. Debido a que el volumen iónico del magnesio es considerablemente menor que el del calcio, al que reemplaza, la dolomita resultante tendrá una mayor porosidad. La sustitución completa de calcio por magnesio puede dar lugar a un aumento de la porosidad del 12 al 13% [5,6].

**3. Porosidad de fractura:** Aberturas creadas por fallas estructurales de las rocas del yacimiento bajo tensión causadas por actividades tectónicas como plegamientos y fallas. Estas aberturas incluyen articulaciones, fisuras y fracturas. En algunas rocas de yacimiento, como los campos de carbonato de Ellenburger en el oeste de Texas, la porosidad de la fractura es importante. La porosidad debida únicamente a las fracturas en los carbonatos no suele superar el 1% [7].

**4. Vacíos secundarios varios:** ( 1) arrecifes de silla de montar, que son aberturas en las crestas de anticlinales estrechos y muy plegados; (2) parcelas y llanuras, que son aberturas formadas por la separación de las camas bajo un hundimiento suave; y (3) huecos causados por brechas y conglomerados de deslizamientos submarinos que resultan del movimiento por gravedad del material del fondo marino después de la litificación parcial.

Encargados de los bona tereser vo irs, la porosidad secundaria es mucho más importante que la porosidad primaria: las dolomías comprenden cerca de 80C / de los yacimientos de hidrocarburos de América del Norte [6]. La porosidad primaria es dominante en rocas clásticas, también llamadas detríticas o fragmentarias, sedimentarias.

tales como areniscas, conglomerados y ciertas calizas oolíticas [7]. Sin embargo, es importante enfatizar que ambos tipos de porosidad ocurren a menudo en la misma roca de yacimiento.

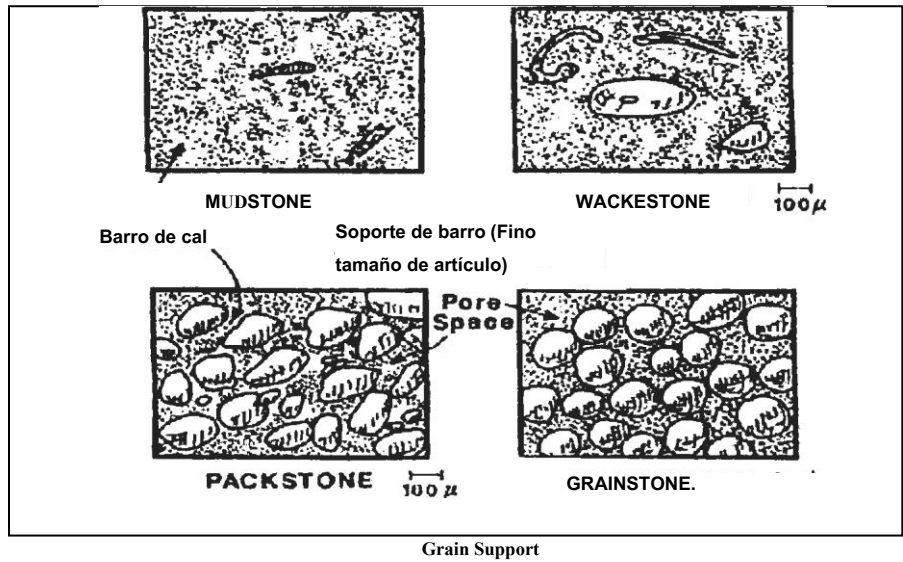
## DESCRIPCIÓN VISUAL DE LA POROSIDAD EN ROCAS DE CARBONATO

El papel desempeñado por la descripción visual del espacio poroso en las rocas carbonatadas ha cambiado considerablemente desde que Archie desarrolló un método para clasificar las rocas carbonatadas de yacimiento en 1952 [8]. El desarrollo de la tecnología de adquisición de registros de pozos ha proporcionado a la industria del petróleo métodos efectivos y directos para medir la porosidad in situ de una formación. La descripción visual de la geometría de los poros, sin embargo, aún es necesaria para estimar los efectos de (1) el grano

Talla; (2) la cantidad de porosidad entre partículas; (3) la cantidad de vugs no conectados; (4) la presencia de fracturas y cavidades; y (5) el presencia o ausencia de cavidades conectadas en la relación porosidad-permeabilidad y otros parámetros petrofísicos de yacimientos naturalmente fracturados. Lucía presentó la clasificación de campo del espacio poroso de la roca carbonatada basada en la descripción visual de los parámetros petrofísicos de un gran número de muestras [9]. También discutió las características geológicas básicas necesarias para la estimación visual del tamaño de partícula y el reconocimiento del espacio poroso entre partículas y cavidades conectadas y no conectadas.

La Figura 3.3 muestra dos tipos comunes de tamaños de partículas basados en muestras preparadas artificialmente que contienen varios tipos de partículas de carbonato: partículas grandes del tamaño de la arena, como las que se encuentran en los depósitos de piedra empaquetada o granulosa, partículas pequeñas del tamaño de limo a arcilla como lutita o piedra arenisca [9]. El tamaño de partícula de interés principal es el de la estructura de soporte porque la porosidad entre partículas de la roca matriz está controlada por el tamaño de las partículas. El concepto de soporte en la definición del tamaño de partícula en dolomitas se ilustra en la Figura 3.4 [9]. Si los cristales de dolomita forman una red de soporte continua, su tamaño controla el tamaño de los poros conectados. El tamaño del cristal de dolomita es de interés principal cuando es igual o mayor que el tamaño de las partículas del sedimento, como se observa en las rocas calizas dolomitizadas o wackestone. Sin embargo, el tamaño de las partículas del sedimento se vuelve de interés principal si el tamaño de las partículas del sedimento es mayor que el tamaño del cristal de dolomita, como suele ser el caso de las piedras granuladas dolomitizadas o las piedras de empaque [9].

El reconocimiento de la porosidad intergranular depende del tamaño y la forma de los granos en la matriz de la roca. En rocas de grano grueso, el espacio poroso intergranular puede identificarse a simple vista. En calizas o dolomitas de grano fino, por ejemplo, los poros intergranulares son más difíciles



(Tamaño del artículo de P grande)

Figura 3.3. Soporte de barro y grano en tejido depositacional De

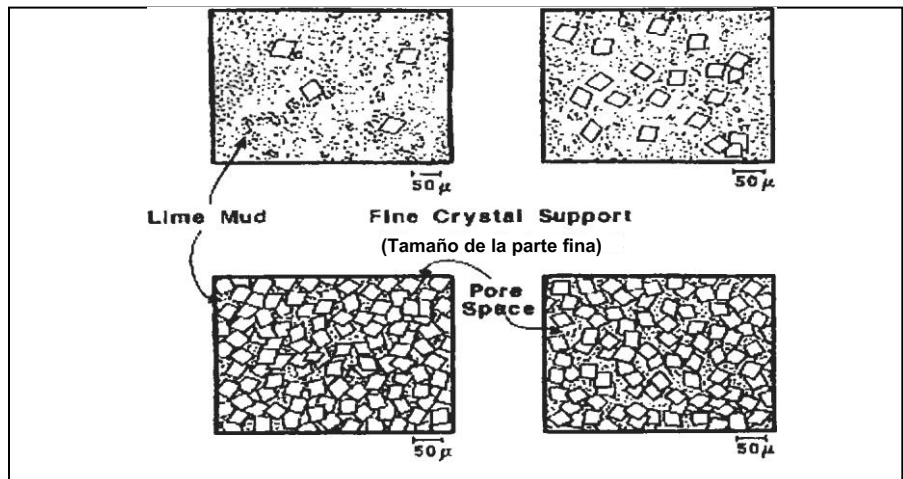


Figura 3.4. Soporte de cristal fino y medio en dolomitas / 91.

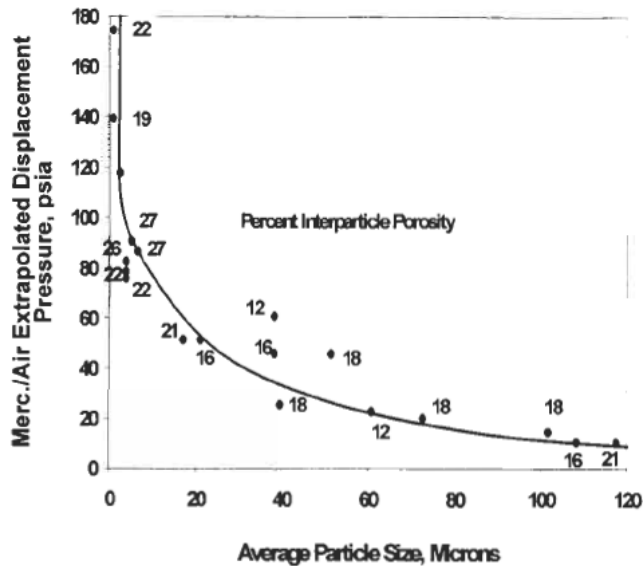
para identificar, y la Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) y técnicas petrográficas son necesarias para observar esta porosidad.

El reconocimiento visual de la porosidad de las cavidades no conectadas depende de la textura granular de la roca y del origen de las cavidades. Intrafossil, refugio,

y la porosidad fenestral, así como los granos lixiviados y los cristales de anhidrita lixiviados, son tipos de cavidades no conectadas. Las cavidades y cavidades pueden estar conectadas por canales de poros intergranulares o por fracturas. La evaluación visual de las porosidades conectadas a fracturas en muestras de testigos se complica por la posibilidad de fracturas inducidas por las operaciones de extracción de testigos [10]. Con base en estas observaciones, Lucía propuso una clasificación de campo de carbonato porosidad como sigue [9]: (1) para partículas finas ( $d$  gramo menos de 20  $\mu\text{m}$ ), la presión de desplazamiento, PD, es superior a 70 psia; (2) para medio tamaño de partícula ( $20 < d$  gramo  $r < 100$   $\mu\text{m}$ ), el PD está en el rango de 15 a 70 psia; (3) para granos grandes ( $d$  g, $>$  100  $\mu\text{m}$ ), la presión de desplazamiento es inferior a 15 psia. El termino PD es el desplazamiento extrapolado presión, que se determina a partir de las curvas de presión capilar de mercurio discutidas en el Capítulo 5. La Figura 3.5 muestra la relación entre PD y el tamaño de grano promedio en función de la porosidad intergranular para rocas no rugosas con permeabilidad superior a 0,1 ma. Esta relación es la base para dividir el tamaño de partícula en los tres grupos.

## SATURACION DE FLUIDOS

La porosidad de una roca yacimiento es muy importante porque es una medida de la capacidad de esa roca para almacenar fluidos (petróleo, gas y agua).



**Figura 3.5.** Relación entre la presión de desplazamiento y el tamaño de partícula para roca no rugosa, con  $k > 0.1$  mD [9,1]

Es igualmente importante el grado relativo en que los poros de la roca están llenos de fluidos específicos. Esta propiedad se llama saturación de fluido y se expresa como la fracción, o porcentaje, del volumen total de poros ocupado por el petróleo, el gas o el agua. Así, por ejemplo, la saturación de aceite  $S_o$  es igual a:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo en la roca, } V_o}{\text{Volumen total de poros de la roca, } V_{pags}}$$

Se pueden escribir expresiones similares para gas y agua. Es evidente que:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \tag{3,3}$$

y:

$$V_o + V_g + V_w = V_p \tag{3.4}$$

Idealmente, debido a la diferencia en las densidades de los fluidos, se forma un depósito de petróleo de tal manera que, de arriba a abajo del lecho de arena, habrá gas, petróleo y agua. Sin embargo, el agua connata casi siempre se encuentra en todo el depósito de petróleo. El agua connata es el agua de mar atrapada en los espacios porosos de los sedimentos durante su deposición y litificación, mucho antes de que el petróleo migrara a la roca del yacimiento. Además de la densidad, la humectabilidad y la tensión interfacial se combinan para alterar la manera en que los tres fluidos se distribuyen en el depósito.

La cantidad de agua connada presente en el espacio poroso varía desde el 100% por debajo de la zona de petróleo hasta teóricamente cero en alturas por encima del nivel del agua libre. Sin embargo, en casos prácticos una cantidad de agua connada irreducible ( $S_{iw}$ , „) Existe por encima de la zona de transición. La magnitud de  $S_{iw}$  y la altura de la zona de transición dependen del tamaño y la textura de los poros. Si alto  $w$  los valores son indicativos de tamaños de poro pequeños. La zona de transición corresponde a la zona de saturación de agua variable. Los pozos terminados dentro de esta zona producirán hidrocarburos y agua, y los pozos terminados por encima de esta zona, es decir, dentro de la zona de saturación de agua irreducible, producirán solo hidrocarburos [11].

## USO CUANTITATIVO DE POROSIDAD

Uno de los métodos más simples para calcular el contenido de aceite del yacimiento se llama método volumétrico. La expresión matemática para el

El aceite en el lugar inicial (N en bbl) por este método es:

$$N = 7,758 A_s h \phi S_{oi} \quad (3.5)$$

**dónde:**

$A_s$  = Superficie del embalse, acres.

$h$  = espesor de la formación, pies.

$\phi$  = porosidad, fracción.

$S_{oi}$  = saturación de aceite inicial, fracción.

La ecuación 3.5 da el volumen de petróleo contenido en la roca porosa en condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Sin embargo, el petróleo de superficie o "tanque de almacenamiento" tal como finalmente lo vende el productor es diferente del volumen de líquido que existía bajo tierra. La diferencia se debe a los cambios en las propiedades del aceite a medida que la presión disminuye desde la alta presión y temperatura subterránea hasta la presión y temperatura de la superficie. Esta reducción en  $p$  y  $T$  hace que algunos de los componentes volátiles salgan de la solución (se evaporen), lo que hace que el volumen del líquido se contraiga. Esta reducción de volumen es expresada por el factor de volumen de formación,  $B_{oi}$ . Por lo tanto, el aceite del tanque de reserva inicialmente en su lugar es:

$$N = 7,758 \frac{A_s h \phi (1 - S_{iw})}{B_{oi}} \quad (3.6)$$

donde  $B_{oi}$  está en barriles de depósito por barril de tanque de reserva o bbl / STB. En esta ecuación,  $S_{oi}$  se reemplaza por  $(1 - S_{iw})$ , donde  $S_{iw}$  es la saturación de agua irreducible o connata. Esto implica que no hay gas libre presente en el espacio poroso. Dado que ningún depósito de petróleo es homogéneo, los factores  $A_s$ ,  $h$ ,  $\phi$  y  $S_{iw}$  debe promediarse. La constante 7,758 se convierte en 10,000 si  $A_s$ ,  $h$  se expresan en hectáreas (1 hectárea = 10,000 m<sup>2</sup>) y  $m$ , respectivamente, y  $N$  en m<sup>3</sup>.

### EJEMPLO

Calcule el petróleo en el lugar inicial (N) de un depósito de petróleo si  $A = 1,600$  acres,  $h = 32$  pies,

$\phi = 22\%$ ,  $S_{iw} = 20\%$  y  $B_{oi} = 1,23$  bbl / STB.

### SOLUCIÓN

Usando la Ecuación 3.6, tenemos:

$$N = 7.758 (1.600) (32) (0,22) (1 - 0,20) / 1,23 = 56,8 \times 10^6 \text{ STB}$$



Puede derivarse una expresión similar a la Ecuación 3.6 para estimar el gas in situ inicial. En este caso conviene expresar el volumen de gas en pies cúbicos. En condiciones estándar, es decir,  $P_{SC} = 14,7$  psia y  $T_{sc} = 60^\circ F$ , el gas en el lugar inicial en un depósito volumétrico viene dado por:

$$G = 43,560 \frac{Ah\phi(1 - S_{iw})}{B_{gi}} \tag{3.7}$$

donde B soldado americano, el factor de volumen de formación de gas inicial en pies 3 / SCF, se calcula a partir de:

$$B_{gi} = 0.02829 \left( \frac{z_i T}{P_i} \right) \tag{3.8}$$

El factor de desviación inicial del gas (también llamado compresibilidad),  $z_i$ , se calcula a la presión inicial  $p_i$  del depósito de gas. Este factor explica la diferencia entre los volúmenes de gas real e ideal. La temperatura del depósito T está en grados Rankin ( $^\circ R$ ).

**EJEMPLO**

Un depósito volumétrico de gas tiene las siguientes características:

- |                 |               |
|-----------------|---------------|
| A = 1,320 acres | T = 200 ° F   |
| h = 45 pies     | Pi= 4000 psia |
| $\phi = 0,175$  | $z_i = 0,916$ |
| $S_{iw} = 0,23$ |               |

**SOLUCIÓN**

El factor de volumen de formación de gas inicial es:

$$B_{gi} = 0.02829 \frac{0.916(460 + 200)}{4,000} = 0.004276 \frac{ft^3}{SCF}$$

El gas inicial en su lugar es:

$$G = 43,560 \frac{(1,320)(45)(0.175)(1 - 0.23)}{0.004276} = 81.539 \times 10^9 \text{ SCF}$$

## PERMEABILIDAD

Además de ser porosa, una roca de yacimiento debe tener la capacidad de permitir que los fluidos de petróleo fluyan a través de sus poros interconectados. La capacidad de la roca para conducir fluidos se denomina permeabilidad. Esto indica que las rocas no porosas no tienen permeabilidad. La permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva, en consecuencia, se ve afectada por el tamaño del grano de la roca, la forma del grano, la distribución del tamaño del grano (clasificación), el empaque de grano y el grado de consolidación y cementación. El tipo de arcilla o material cementante entre los granos de arena también afecta la permeabilidad, especialmente cuando hay agua dulce. Algunas arcillas, en particular las esmectitas (bentonitas) y las montmorillonitas, se hinchan en agua dulce y tienen tendencia a bloquear parcial o completamente los espacios porosos.

El ingeniero francés Henry Darcy desarrolló una ecuación de flujo de fluidos que desde entonces se ha convertido en una de las herramientas matemáticas estándar del ingeniero petrolero [12]. Esta ecuación se expresa en forma diferencial como sigue:

$$u = \frac{q}{A_c} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (3.9)$$

**dónde:**

$u$  = velocidad del fluido, cm / s.

$q$  = caudal cm<sup>3</sup> / s.

$k$  = permeabilidad de la roca porosa, Darcy (0.986923 gm<sup>2</sup>). UN

$A_c$  = área de la sección transversal de la roca, cm<sup>2</sup>.

$\mu$  = viscosidad del fluido, centipoises (cP).

$l$  = longitud de la muestra de roca, cm.

$Dp / dl$  = gradiente de presión en la dirección del flujo, atm / cm. dl

Un Darcy tiene una permeabilidad relativamente alta. La permeabilidad de la mayoría de las rocas de yacimientos de petróleo es menor que un Darcy. Por lo tanto, una unidad más pequeña de permeabilidad, la milidarcia (mD), se usa ampliamente en la industria del petróleo y el gas. En unidades SI, el micrómetro cuadrado (pm<sup>2</sup>) se usa en lugar de m<sup>2</sup>.

La permeabilidad,  $k$ , en la ecuación 3.9 Se denomina permeabilidad "absoluta" si la roca está 100% saturada con un solo fluido (o fase), como petróleo, gas o agua. En presencia de más de un fluido, permeabilidad se llama la permeabilidad "efectiva" ( $k_o$ ,  $k_{gr}$  o  $k_w$  siendo la permeabilidad efectiva de petróleo, gas o agua respectivamente). Los fluidos del yacimiento interactúan con cada otros durante su movimiento por los canales porosos de la roca;

en consecuencia, la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases será siempre menor que la permeabilidad absoluta.

En presencia de más de un fluido en la roca, la relación entre la permeabilidad efectiva de cualquier fase y la permeabilidad absoluta de la roca es conocida como la permeabilidad "relativa" ( $k_r$ ) de esa fase. Por ejemplo, la permeabilidad relativa del petróleo, el gas y el agua sería  $k_{ro} = k_o / k$ ,  $k_{rg} = k_{\text{gas}} / k$ ,  $k_{rw} = k_w / k$  respectivamente.

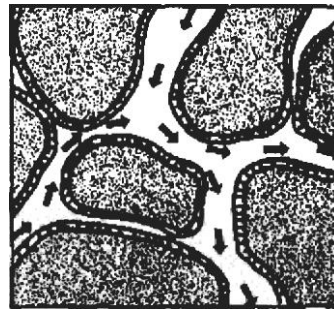
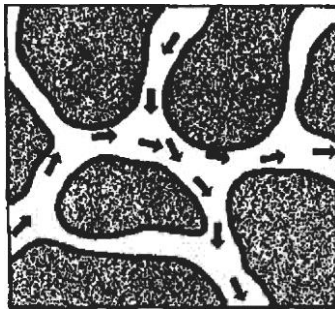
**CLASIFICACIÓN DE PERMEABILIDAD**

Los yacimientos de petróleo pueden tener permeabilidad primaria, que también se conoce como permeabilidad de la matriz, y permeabilidad secundaria. La permeabilidad de la matriz se originó en el momento de la deposición y litificación (endurecimiento) de las rocas sedimentarias. La permeabilidad secundaria resultó de la alteración de la matriz de la roca por compactación, cementación, fractura y solución.

Mientras que los iones compactos y cementantes generalmente reducen la permeabilidad, como se muestra en la Figura 3.6, la fracturación y la solución tienden a aumentarla [13]. En algunas rocas yacimiento, particularmente carbonatos de baja porosidad, la permeabilidad secundaria proporciona el conducto de flujo principal para la migración de fluidos, p. Ej. , en Ellenburger Field, Texas.

Porosidad = 36%  
 Permeabilidad horizontal,  
 KH = 1000 mD  
 Permeabilidad vertical,  
 Kv = 600 mD

Porosidad = 36%  
 Horizontal permeabilidad  
 KH = 100 mD  
 Permeabilidad vertical,  
 Kv = 25 mD



Granos de arena sin arcilla  
 Material de cementación

Granos de arena sin arcilla  
 Material de cementación

**Figura 3.6.** Efectos del material cementante de arcilla sobre la porosidad y la permeabilidad [13].

**FACTORES QUE AFECTAN LA MAGNITUD DE PERMEABILIDAD**

La permeabilidad de las rocas del yacimiento de petróleo puede variar de 0,1 a 1.000 o más milidarcies, como se muestra en la Tabla 3.1. La calidad de un yacimiento determinada por la permeabilidad, en mD, puede juzgarse como: mala si  $k < 1$ , regular si  $1 < k < 10$ , moderada si  $10 < k < 50$ , buena si  $50 < k < 250$  y muy bueno si  $k > 250$  mD. En los campos del este de Texas, la permeabilidad puede alcanzar los 4.600 mD. Los yacimientos que tienen una permeabilidad inferior a 1 mD se consideran "estancos". Estos valores bajos de permeabilidad se encuentran generalmente en matrices de piedra caliza y en arenas de gas compactas del oeste de los Estados Unidos. Las técnicas de estimulación como la fracturación hidráulica y la acidificación aumentan la permeabilidad de tales rocas y permiten la explotación de reservorios de baja permeabilidad, que alguna vez se consideraron antieconómicos. Hace solo 50 años, las rocas con una permeabilidad de 50 mD o menos se consideraban compactas.

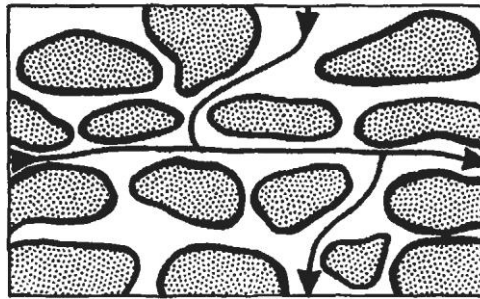
**TABLA 3.1****PERMEABILIDAD Y POROSIDAD DE LOS ACEITES Y ARENAS****SELECCIONADAS**

Nombre de arena	Porosidad%	Permeabilidad ( Maryland)
"Second Wilcox" (Ordovícico) Oklahoma Co., OK	12,0	100,0
Clinch (siliriano) Lee Co., VA	9,6	0,9
Strawn (Pensilvania) Cook Co., TX	22,0	81,5
Bartlesville (Pensilvania) Anderson Co., KS	17,5	25
Olímpico (Pensilvania) Hughes Co., OK	20,5	35,0
Pepita (jurásico) Fremont Co., WY	24,9	147,5
Cut Bank (Cretácico) Glacier Co., MT	15,4	111,5
Woodbine (Cretácico) Tyler Co., TX	22,1	3, 390,0
Eutaw (Cretácico) Choctaw Co., AL	30,0	100,0
O'Hern (Eoceno) Dual Co., TX	28,4	130,0

Los factores que afectan la magnitud de la permeabilidad en los sedimentos son:

**(a) Forma y tamaño de los granos de arena:** Si la roca está compuesta de granos grandes y planos dispuestos uniformemente con la dimensión horizontal más larga, como se ilustra en la Figura 3.7, su permeabilidad horizontal ( $k_H$ ) será muy alta, mientras que la permeabilidad vertical ( $k_v$ ) será de mediana a grande. Si la roca está compuesta principalmente de granos grandes y redondeados, su permeabilidad será considerablemente alta y de la misma magnitud en ambas direcciones, como se muestra en la Figura 3.8. La permeabilidad de las rocas del yacimiento es generalmente menor, especialmente en la dirección vertical, si los granos de arena son pequeños y de forma irregular (Figura 3.9). La mayoría de los yacimientos de petróleo caen en

Large, Flat Grains



Permeabilidad horizontal,  $k_H = 2000$  mD

Permeabilidad vertical,  $k_v = 800$  mD

**Figura 3.7.** Efectos de los granos planos grandes sobre la permeabilidad 1131.

Granos grandes y redondeados

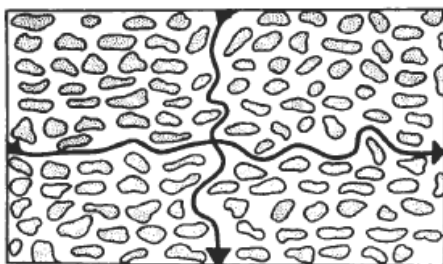


Permeabilidad horizontal,  $k_H = 2000$  mD

Permeabilidad vertical,  $k_v = 1,500$  Md

**Figura 3.8.** Efectos de los granos grandes redondeados sobre la permeabilidad 1131 •

Granos irregulares muy pequeños



Permeabilidad horizontal,  $k_H = 150 \text{ mD}$

Permeabilidad vertical,  $k_V = 15 \text{ mD}$

**Figura 3.9.** Efectos de los granos pequeños e irregulares sobre la permeabilidad [131]

esta categoría. Los reservorios con permeabilidad direccional se denominan anisotrópicos. La anisotropía afecta en gran medida las características de flujo de fluidos de la roca. La diferencia de permeabilidad medida paralela y vertical al plano del lecho es consecuencia del origen del sedimento, porque los granos se depositan en el agua con sus lados más largos y planos en posición horizontal. La posterior compactación del sedimento aumenta el orden de los granos de arena de modo que generalmente se encuentran en la misma dirección [13].

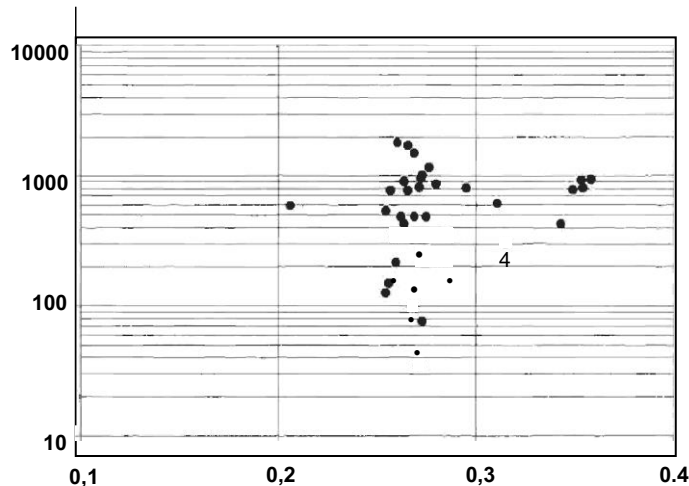
**(b) Laminación:** Los minerales laminados, como la moscovita y las laminaciones de esquistos, actúan como barreras a la permeabilidad vertical. En este caso el  $k_H / k_V$  la proporción generalmente varía de 1.5 a 3 y puede exceder 10 para algunas rocas reservorios. A veces, sin embargo,  $k_V$  es más alto que  $k_H$  debido a fracturas o juntas verticales y canales de solución verticales. Las juntas actúan como barreras a la permeabilidad horizontal solo si están rellenas de arcilla u otros minerales. La importancia de los minerales arcillosos como determinante de la permeabilidad a menudo está relacionada no solo con su abundancia sino también con su composición mineral y la composición de los fluidos porosos. Si los minerales de arcilla, que recubren las superficies de los granos, se expanden y / o se desprenden debido a cambios en la química de los fluidos de los poros o la invasión del filtrado de lodo, como se explica en el Capítulo 10, la permeabilidad se reducirá considerablemente.

**(c) Cementación:** La Figura 3.6 muestra que tanto la permeabilidad como la porosidad de las rocas sedimentarias están influenciadas por la extensión de la cementación y la ubicación del material cementante dentro del espacio poroso.

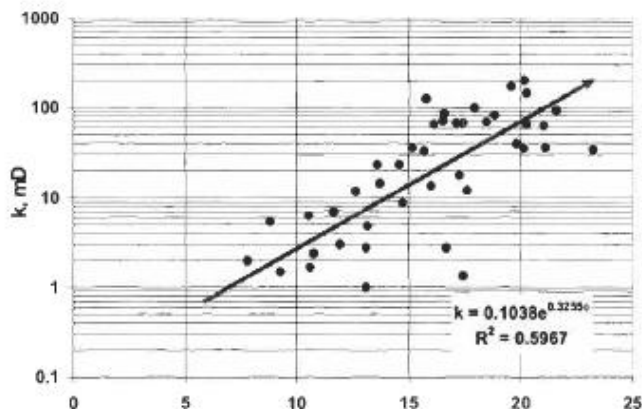
(d) **Fracturamiento y solución:** En las rocas areniscas, la fracturación no es una causa importante de la permeabilidad secundaria, excepto cuando las areniscas están intercaladas con lutitas, calizas y dolomitas. En los carbonatos, la solución de minerales al percolar las aguas ácidas superficiales y subsuperficiales a medida que pasan a lo largo de los poros primarios, fisuras, fracturas y planos de estratificación, aumenta la permeabilidad de la roca del yacimiento. Como muestran Chilingarian et al. [7], las permeabilidades horizontales y verticales son iguales en muchos yacimientos carbonatados.

## RELACIONES DE PERMEABILIDAD-POROSIDAD

La Figura 3.10 muestra un gráfico de datos de permeabilidad versus porosidad obtenidos de una gran cantidad de muestras de una formación de arenisca. Aunque esta formación se considera generalmente muy uniforme y homogénea, no existe una línea de tendencia específicamente definida entre los valores de permeabilidad y porosidad. En este caso, la relación entre permeabilidad y porosidad es cualitativa y no es directa o indirectamente cuantitativa de ninguna manera. Es posible tener una porosidad muy alta sin tener ninguna permeabilidad, como en el caso de la piedra pómez (donde la porosidad efectiva es casi nula), arcillas y lutitas. Lo contrario de la alta permeabilidad con una baja porosidad también podría ser cierto, como en los carbonatos microfracturados. A pesar de esta falta fundamental de correspondencia entre estas dos propiedades,



Porosidad, fracción Figura 3.10. *Relación permeabilidad-porosidad,*



**Porosidad, fracción** **Figura 3.11. Relación permeabilidad-porosidad.**

Chilingarian demostró que la composición granulométrica de las areniscas influye en la relación entre permeabilidad y porosidad [14]. La Figura 3.12 es una gráfica semilogarítmica de permeabilidad versus porosidad para (1) areniscas de grano muy grueso, (2) de grano grueso y medio, (3) de grano fino, (4) limosas y (5) arcillosas. La Figura 3.13 muestra las tendencias típicas de permeabilidad y porosidad para varios tipos de rocas. Esta relación es muy útil para comprender el flujo de fluidos a través de medios porosos. Se han realizado muchas correlaciones relacionadas con la permeabilidad, la porosidad, el tamaño de los poros, el área superficial específica, la saturación de fluido irreducible y otras variables. Algunas de estas relaciones se presentan aquí con el único propósito de permitir al lector formarse una comprensión razonable de la interrelación de las propiedades de las rocas en los yacimientos de petróleo.

## CORRELACIÓN KOZENIC

Kozeny derivó una de las correlaciones más fundamentales y populares que expresa la permeabilidad en función de la porosidad y el área de superficie específica [15]. Considere una muestra de roca porosa de área transversal A y longitud L como formada por un número, n, de tubos capilares rectos en paralelo, con los espacios entre los tubos sellados por un material cementante. Si los tubos capilares tienen todos el mismo radio r (cm) y longitud L (cm), el caudal q (cm<sup>3</sup> / s) a través de este haz de tubos, según la ecuación de Poiseuille, es:

$$q = \left( \frac{n\pi r^4}{8\mu} \right) \frac{\Delta p}{L} \tag{3.10}$$

donde la pérdida de presión AP sobre la longitud L se expresa en dinas / cm<sup>2</sup>.



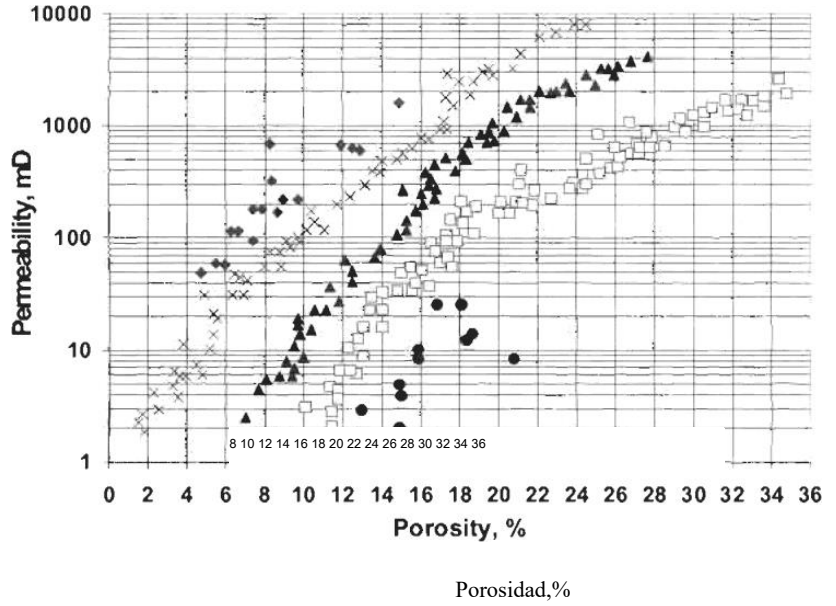


Figura 3.12. Influencia del tamaño de grano en la relación entre permeabilidad y porosidad.

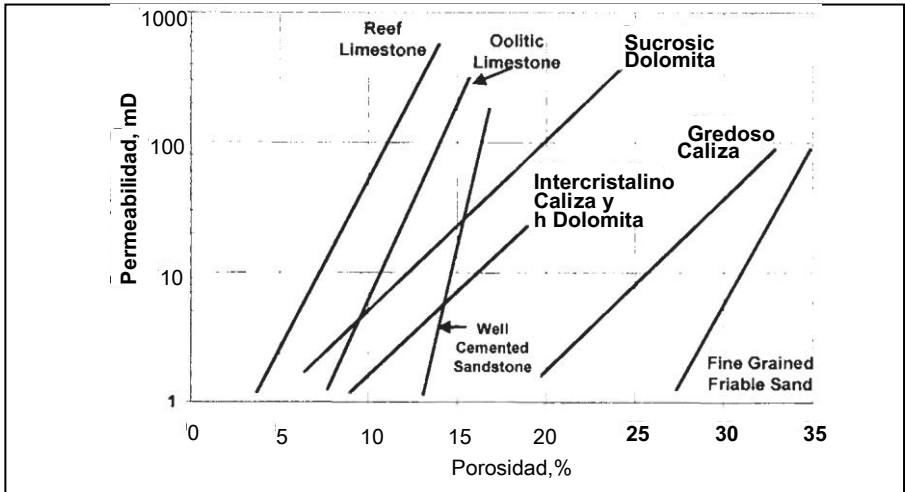


Figura 3.3 Relación típica permeabilidad-porosidad para varios tipos de rocas (cortesía de Core Laboratories).

La ley de Darcy también puede aproximarse al flujo de fluidos a través de estos n capilares:

$$q = \left( \frac{kA_c}{\mu} \right) \frac{\Delta P}{L} \tag{3.11}$$

donde A, es el área de la sección transversal total, incluidas las zonas cementadas, de este haz de tubos capilares.

La ecuación de las ecuaciones 3.10 y 3.11 y la resolución de k da:

$$k = \left( \frac{n\pi r^4}{8A_c} \right) \quad (3.12)$$

Por definición, la porosidad es

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{n\pi r^2}{A_c} \quad (3.13)$$

Sustituyendo  $A_c = n\pi r^2 / 4$  de la Ecuación 3.13 a la Ecuación 3.12, se obtiene una relación más simple entre la permeabilidad y la porosidad para poros del mismo tamaño y radios iguales a r:

$$k = \frac{\phi r^2}{8} \quad (3.14)$$

dónde k está en  $\text{cm}^2$  ( $1 \text{ cm}^2 = 1.013 \times 10^8$  darcys) o en  $\text{pm}^2$  ( $1 \text{ mD} = 9,871 \times 10^4 \text{ pm}^2$ ) y  $\phi$  es una fracción.

Deje  $s_{vp}$  ser el área de superficie interna por unidad de volumen de poro, donde el área de superficie  $A_s$  para n tubos capilares es  $n(2\pi rL)$  y el volumen de poro  $V_p$  es  $n(\pi r^2 L)$ :

$$s_{vp} = \frac{A_s}{V_p} = \frac{n(2\pi rL)}{n(\pi r^2 L)} = \frac{2}{r} \quad (3.15)$$

Deje  $s_{vgr}$  sea el área superficial específica de un material poroso o el área total expuesta dentro del espacio poroso por unidad de volumen de grano. Por un paquete de tubos capilares, el área total expuesta,  $A_t$ , es equivalente a la superficie interna  $A_s$ ; y el volumen de grano,  $V_{gr}$ , es igual a  $A_c L$  (1-4). Así

$$s_{vgr} = \frac{n(2\pi rL)}{A_c L(1 - \phi)} = \frac{2\pi nr}{A_c(1 - \phi)} = \frac{\pi nr^2}{A_c} \left( \frac{2}{r} \right) \frac{1}{(1 - \phi)} \quad (3.16)$$

La combinación de las ecuaciones 3.15 y 3.16 da:

$$s_{vgr} = s_{vp} \left( \frac{\phi}{1 - \phi} \right) \quad (3.17)$$

La ecuación 3.14 se puede escribir como:

$$k = \left(\frac{\phi}{2}\right) \frac{1}{(2/r)^2} = \left(\frac{1}{2s_{vp}}\right) \phi \quad (3.18)$$

Sustituyendo por  $s_{vp}$  de la Ecuación 3.18 se obtiene:

$$k = \left(\frac{1}{2s_{vgr}^2}\right) \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (3.19)$$

Después del área de superficie específica por unidad de volumen de poro,  $s_{vpg}$ , se determina a partir de datos capilares o análisis de imágenes petrográficas (PIA), luego la Ecuación 3.17 se utiliza para obtener  $s_{vgr}$ .

### EJEMPLO

Una muestra de núcleo de una formación uniforme de arenisca tiene una permeabilidad de 480 mD y una porosidad de 0,17. Estimar:

- (a) el radio medio de la garganta de los poros del núcleo;
- (b) áreas de superficie específicas  $s_{vp}$  y  $s_{vg}$ .

### SOLUCIÓN

(a) Suponiendo que los canales de flujo en la muestra central pueden estar representados mediante un haz de tubos capilares, el radio de la garganta de los poros se puede estimar a partir de la ecuación 3.14. Primero, la permeabilidad se convierte de mD a  $\mu\text{m}^2$ :

$$k = (480)(9.8717 \times 10^{-4}) = 0.4738 \mu\text{m}^2$$

Resolviendo la ecuación 3.14 para  $r$ :

$$k = \frac{\phi r^2}{8}$$

$$r = \left(\frac{\phi}{8k}\right)^{0.5}$$

$$r = \left(\frac{8(0.4738)}{0.17}\right)^{0.5} = 4.72 \mu\text{m} \text{ or } 4.72 \times 10^{-4} \text{ cm}$$

b) El área de superficie específica por unidad de porovolumen viene dada por la Ecuación 3.15:

$$s_{vp} = \frac{2}{r}$$

$$s_{vp} = \frac{2}{4.72 \times 10^{-4}} = 4,237 \text{ cm}^{-1}$$

El área de superficie específica por unidad de volumen de grano se puede estimar usando Ecuación 3.17:

$$s_{vgr} = s_{vp} \left( \frac{\phi}{1 - \phi} \right)$$

$$s_{vgr} = 4,237 \left( \frac{0.17}{1 - 0.17} \right) = 868 \text{ cm}^{-1}$$

Todas las ecuaciones anteriores utilizadas para derivar relación entre la permeabilidad y la porosidad (Ecuación 3.19) se basan en el supuesto de que la roca porosa puede representado por un paquete de recta capilar tubos. Sin embargo, la longitud de trayectoria promedio que debe tener una partícula de fluidoviaje es realmente mayor que la longitud  $L$  del núcleo muestra. La salida de un medio poroso de estar compuesto por un paquete de Los tubos capilares rectos se pueden medir por el coeficiente de tortuosidad,  $\tau$ , que se expresa como [16,171]:

$$\tau = \left( \frac{L_a}{L} \right)^2 \tag{3.20}$$

donde es la ruta de flujo real y  $L$  es la longitud del núcleo. Tenga en cuenta que en la literatura la tortuosidad a veces se define como  $L / L$ . La ecuación 3.20 es privilegiado aquí porque en la mayoría de los experimentos de laboratorio, el producto del factor de resistividad de la formación ( $F$ ) y la porosidad está relacionado con la relación  $L / L$  mediante la siguiente correlación [171]:

$$F\phi = \left( \frac{L_a}{L} \right)^C \tag{3,21}$$

El exponente  $C$  es la constante de correlación, que varía de 1.7 a 2. Nótese que este rangos es bastante similar al del factor de cementación  $m$ .

Por lo tanto, para un haz de tubos capilares tortuosos, la ley de Poiseuille se convierte en:

$$q = \left( \frac{n\pi r^4}{2\mu} \right) \frac{\Delta p}{L\sqrt{\pi}} \quad (22)$$

Combinando la Ecuación 3.22 con la Ecuación norte.11 y utilizando el mismo enfoque anterior, se puede demostrar que las ecuaciones 5.14, 5.18 y 3.19, respectivamente, se convierten en:

$$k = \left( \frac{r^2}{8\tau} \right) \phi \quad (3.23)$$

$$k = \left( \frac{1}{2\tau s_{vp}^2} \right) \phi \quad (3.24)$$

$$k = \left( \frac{1}{2\tau s_{vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (3.25)$$

Wyllie y Spangler sugirieron que el factor 2 sea reemplazado por un parámetro más general, a saber, el factor de forma de poro  $K_{ps}$  [8]. Carman informó que el producto  $K_{ps}$  puede aproximarse a 3 para la mayoría de los materiales (YO Entonces, la ecuación 5.25 para rocas porosas se puede escribir de la siguiente manera:

$$k = \left( \frac{1}{5s_{vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (3.26)$$

La ecuación 3.26 es la forma más popular de la ecuación de Kozeny, aunque en la roca porosa real,  $K_{ps}$  es variable y mucho mayor que 5.

### EJEMPLO

UN paquete de arena de granos finos uniformes tiene una porosidad efectiva de 0,2. El diámetro medio del tamaño de grano es de aproximadamente 1/8 mm. Calcule la permeabilidad de este paquete de arena no consolidado.

### SOLUCIÓN

La superficie específica de los granos se puede estimar, asumiendo que los granos son esféricos, de la siguiente manera:

$$s_{vgr} = \frac{6}{d_{gr}}$$

donde  $d_{gr}$  está en cm.  $1/8 \text{ mm} = 0,0125 \text{ cm}$ .

$$S_{Vgr} = \frac{6}{(0.0125)} = 480 \text{ cm}^{-1}$$

$$\frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} = \frac{(0.2)^3}{(1 - 0.2)^2} = 0.0125$$

Ahora, usando la ecuación de Kozeny, 3.19, se puede estimar la permeabilidad:

$$k = \left( \frac{1}{2s_{Vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$$

$$k = \left( \frac{1}{2(0.0125)^2} \right) (0.0125) = 2.71 \times 10^{-8} \text{ cm or } 2750 \text{ mD.}$$

El

Carman-Kozeny ecuación también se puede utilizar para estimar la permeabilidad:

$$k = \left( \frac{1}{5s_{Vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$$

$$k = \left( \frac{1}{5(0.0125)^2} \right) (0.0125) = 1.085 \times 10^{-8} \text{ cm or } 1100 \text{ mD.}$$

Cambiar la constante de 2 a 5 produce un cambio del 40% en la valor de k.

## CONCEPTO DE UNIDADES DE FLUIDO

Geólogos del petróleo, ingenieros, y Los hidrólogos han reconocido desde hace mucho tiempo la necesidad de definir unidades cuasi geológicas / de ingeniería para dar forma a la descripción de las zonas de depósito como almacenamiento. contenedores y conductos de depósito para el flujo de fluido. Varios autores tienen varias definiciones de flujounidades, que son resultantes del ambiente depositacional y del proceso diagenético. Bear definió la unidad hidráulica (geométrica de poros) como el volumen elemental representativo de la roca del yacimiento total dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas del volumen de la roca son las mismas [20]. Ebanks definió las unidades de flujo hidráulico como una porción mapeable del reservorio dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluido son consistentes y predeciblemente diferentes frente a las propiedades de otro volumen de roca del yacimiento [21]. Escuche et al. definió

unidad de flujo como: i zona de embalse que es lateral y verticalmente continuo <> us, y tiene una permeabilidad, porosiH y características de lecho similares 1 22]. Gunter et al. Unidad de flujo definida como: intervalo estratigráficamente continuo de proceso similar de yacimiento: honra el marco geológico y mantiene la característica de la roca o, pe [2J].

A partir de estas definiciones, las unidades de flujo tienen las siguientes características:

1. Una unidad de flujo es un sr e volumen específico del yacimiento, composición de una o más litologías de calidad del yacimiento.
2. Una unidad de flujo es correlativa y mapeable en el intervalo sc: ilc.
- J. La zonificación de una unidad de flujo es reconocible en el registro de cableado.
4. Una unidad de flujo puede estar en comunicación con otras unidades de flujo.

Giinter y col. introdujo un método gráfico para cuantificar las unidades de flujo del yacimiento basado en el marco geológico, tipos petrofísicos de roca / poros. capacidad de almacenamiento: icidad, flujo c: opacidad,: proceso de yacimiento ind speed. Según ellos, los cinco pasos para identificar y caracterizar las unidades de flujo son [2J]:

1. Identifique la roca o, pe e ilustre el diagrama cruzado de porosidad-perineabilio de Withland (Figura 3.14).
2. Construya la gráfica de Lorenz modificada estratigráfica (SMLP) calculando sobre una base de pie-pie el porcentaje de capacidad de flujo (espesor de capacidad) y el almacenamiento de flujo porcentual (espesor de porosidad) (Figura ñ.15).
3. Select intervalos de unidades de flujo basados en inflectio nl ° \* yOFIt\* \* •OlTl SMLP. Las unidades de flujo preliminares de These deben ser verificadas usando thc SFP geologic marco R35 (radio de garganta de poro calculado ({tm) a ñ5% mrcrcuo saturación) curva y relación K / e.

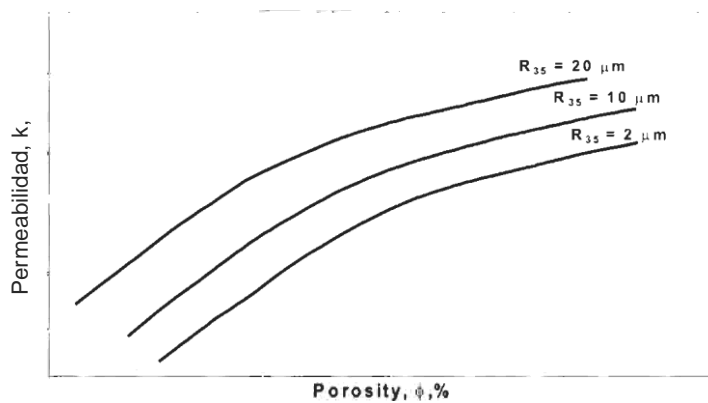
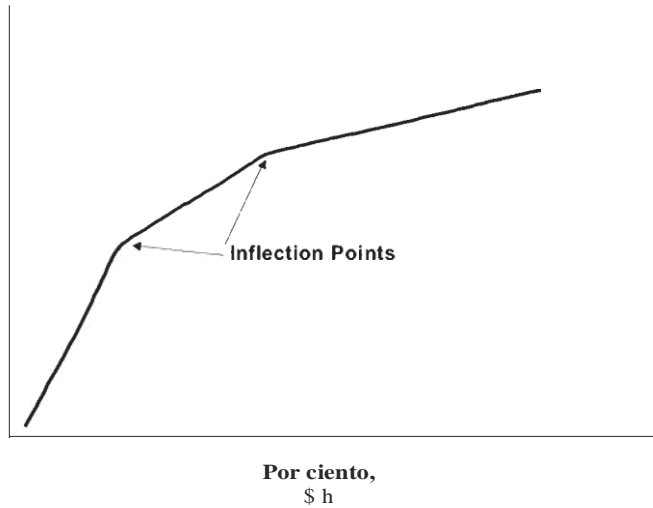


Figure 3.14. Sketch of K-phi Withland plot [23].



**Figure 3.15.** Sketch of stratigraphic modified Lorenz plot (SMLP) [23].

4. Repare el perfil de flujo estratigráfico final (SFP) con la curva de correlación  $\phi$  n, relación porosiq-permeabilidad  $k / e$ , R35, porcentaje de almacenamiento, ancl porcentaje de capacidad.
5. Constrict: en MLP (gráfica de Lorenz modificada) ordenando las unidades de flujo final en unidades de velocidad creciente (FUS).

### TEORÍA NATENÁTICA DE LAS UNIDADES DE FLUJO

T según Tiab [24]. una unidad de flujo hidráulico es un cuerpo continuo sobre un volumen de yacimiento específico que prácticamente posee propiedades petrofísicas y fluidas consistentes, que caracterizan de manera única su comunicación estática y dinámica con el pozo. Tiab, Tiab et al. Y Amaefule et al. desarrolló una técnica para identificar y caracterizar una formación que tiene características hidráulicas similares, o unidades de flujo, basada en las mediciones microscópicas de muestras de núcleos de roca [25-27]. Esta técnica se basa en una ecuación de Kozeny-Carman modificada y la combinación del radio hidráulico medio. La forma general de la Ecuación n. 26 es:

$$k = \left( \frac{1}{K_T S_{Vgr}^2} \right) \left( \frac{\phi_c^3}{(1 - \phi_c)^2} \right) \tag{3.27}$$

dónde:

- k = permeabiliq, Atm. mi
- = efectivo porosidad,
- \* = \*área de superficie específica por volumen de grano de tinte,



$z$  = tortuosidad de la trayectoria del flujo,  
 $K_T = K_{ps}' =$  Zonificación efectiva

La ecuación ñ.27 se puede escribir como:

$$k = \frac{\phi_R}{K_T S_{Vgr}^2} \quad (3.28)$$

where  $\phi_R$  is:

$$\phi_R = \frac{\phi_c^3}{(1 - \phi_c)^2} \quad (3.29)$$

el parámetro  $K_z$ , llamado aquí el factor de zonificación efectivo a nivel de poro, es una función del tamaño y la forma de los poros, el tamaño y la forma del grano, el poro y distribución de grano, tortuosidad, cementación y tipo de sistema de poros, por ejemplo, intergranular, intercrystalino, vuggy,ofracturado. Este parámetro varía entre las unidades de flujo, pero es constante dentro de una unidad dada.

El parámetro  $K_T$  para una formación de arenisca homogénea se puede estimar a partir de [25]:

$$K_T = \frac{1}{J_1^2} \quad (3.30)$$

El índice de litología  $J$ ; se determina a partir de los datos de presión capilar. Los datos experimentales muestran que la gráfica de la función  $J$  de Leverett,  $J(S_q)$ , contranormalizado La saturación de agua  $S_q$  en un gráfico log-log produce una línea recta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\log J(S_w^*) = -\lambda \log(S_w^*) + \log(J_t) \quad (3.31)$$

donde  $J_t$  es la intersección de la línea recta (extrapolado IF necesario) en  $S_q = 1$ , como se muestra en la figura 3.16. La saturación de agua normalizada se define como:

$$S_w^* = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi}) \quad (3.32)$$

í

Índice de litología  $J_t$  oscila entre 0,44 para un gmin esférico no consolidado a **0,20** para una formación de arenisca limpia consolidada con distribución homogénea del tamaño de los poros. La Tabla 3.2 muestra valores típicos de  $i$  y  $K_z$  para diferentes formaciones. Los valores altos de  $J_t$  se encuentran generalmente en reservorios de alta permeabilidad, mientras que los valores bajos de  $J$ ; corresponden a reservorios de baja permeabilidad.

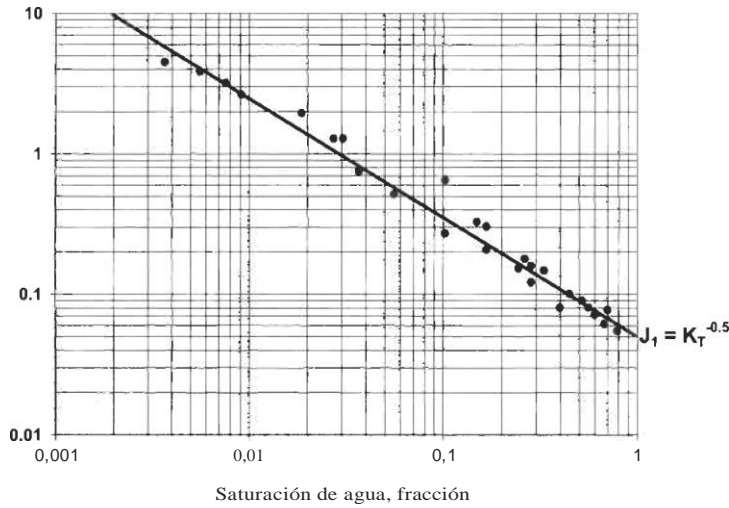


Figura 3.16. Determinación de  $K_T$  a partir de la gráfica de  $J$  versus  $S_w^q$

TABLA 3.1  
VALORES TÍPICOS DE  $J$  Y  $K_T$  PARA FORMACIONES OCULARES

Reservorio	Formación	$J$	$K_T$
Hawkins	Madreselva	0.347	8.3
Rangely	Weber	0,131	43.9
El Robie	Yiorenense	0,15	30.?
Esquisto Kinselia	Vikingo	0.15	a. 1
Katia	Deese	0,11	74.3
Leduc	devoniano	0,114	76,9

Valores bajos de  $Z$  ( $<1$ ) y  $J$  ( $<0,10$ ) típicamente indican que la formación tiene una distribución de tamaño de poro heterogénea y poros mal conectados, que es el caso del yacimiento representado en Figuras 3.16 y 3.17, donde  $J = 0.05$  y por lo tanto  $K_T =$

## ÁREA SUPERFICIAL ESPECÍFICA

El área de superficie específica se puede estimar mediante al menos tres técnicas: el método de adsorción de gas, el análisis de imágenes petrográficas (PIA) y la resonancia magnética nuclear (RMN). El método básico para medir el área de la superficie de la técnica de adsorción de gas implica determinar la

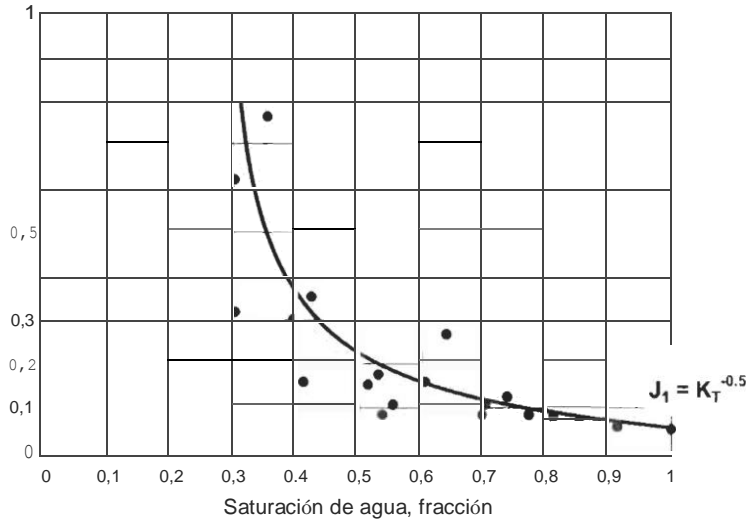


Figura 3.17. Determinando  $K_T$  de  $J_1 = K_T^{-0.5}$  vs.  $S_w$

cantidad de gas inerte, típicamente si nitrógeno, argón o criptón, se requiere para formar una capa de una molécula de espesor en la superficie de una muestra a temperatura criogénica. A continuación, el área de la muestra se calcula utilizando el área conocida, de otras consideraciones, ser ocupado por cada molécula de gas en estas condiciones. El método de adsorción de gas se usa ampliamente en la determinación del área de superficie específica de materiales porosos. Sin embargo, debería limitarse a los medios porosos que no tienen grandes superficies específicas, y donde los granos de la matriz son singularmente lisos y regulares, es decir, esfericidad > 0,7 y redondez > 0,5, como se muestra en la figura 3.18.

El método de adsorción, como se practica actualmente, no mide el mismo superficie área como esa involucrado en fluido experimentos de flujo de la mayoría de las rocas porosas, especialmente cuando las muestras de roca se trituran. Sin embargo, para sistemas porosos consolidados, la superficie específica obtenida por esta técnica es muy adecuada. Una gráfica logarítmica de

$\log(s_{vgr})$  versus el diámetro medio del grano  $d_{gr}$  (Cm) produjo el siguiente correlación:

$$s_{vgr} = \frac{4.27}{d_{gr}} \tag{3.33}$$

l

numerador es en realidad el factor de forma de grano Kim. como se indica en la Ecuación 3.34. El diámetro medio de  $d_{gr}$  puede obtenerse de varios métodos: análisis de tamices, PIA, compactador y micrómetro. Esta correlación es aplicable a granos con esfericidad > 0.7 y

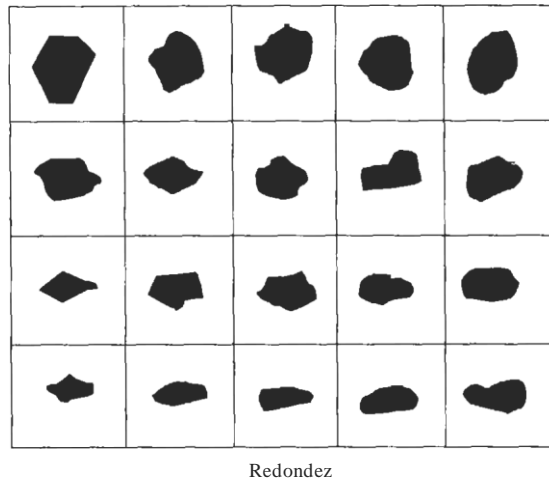


Figure 3.18. Redondez y esfericidad de diferentes formas.

redondez > 0,5. La forma general de la Ecuación 3.33 es:

$$s_{Vgr} = \frac{K_{gs}}{d_{gr}} \tag{3.34}$$

Tenga en cuenta que, a medida que la esfericidad y la redondez se acercan a la unidad,  $K_g$ , se acerca a 6 (que es válido solo para granos de arena perfectamente esféricos). El análisis de imágenes petrográficas o el método PIA se puede utilizar para caracterizar la roca porosa si se dispone de muestras bien preparadas, es decir, muestras con un buen contraste óptico entre los poros y granos, y la finaseccionese obtienen ensobrecargar condiciones. La superficie de poro específica se puede determinar






$$s_{pv} = \frac{4L_p}{\pi A_p} \tag{3.35}$$

o  
nde  $L_p$  y  $A_p$  son el perímetro de los poros y la sección transversal de los poros, respectivamente. Usando PIA, un factor de forma de poro plano  $f_{ps}$ , se puede determinar como:

$$f_{ps} = \frac{L_p^2}{4\pi A_p} \tag{3.36}$$

factor  $f_{ps}$  que se muestra en la tabla 3.3 indica cuál sería el perímetro si la característica plana o 2D fuera un círculo. El rango de es 3,75 (esfericidad de 0,5 o menos y redondez de 0,3 o menos) a 5,84 (esfericidad de 0,5 o menos y redondez mayor de 0,5). No hay

**TABLE 3.3**  
**2D PIA PORE SHAPE FACTORS**

Pore Shape	$f_{ps}$ (2D)
	1
	1.27
	1.65
	3.75
	5.84

relación práctica entre el factor de forma de poro 2D y el factor de forma de poro 3D  $K_{ps}$ - Para un ajuste de poro esférico ideal =  $IQ K_p$  -.

La resonancia magnética nuclear o RMN El método parece ser actualmente la técnica más precisa para estimar el área de superficie específica. En este caso, el específico superficie areas  $S_{gr}$  y  $s_{pv}$  se obtienen de:

$$s_{Vgr} = A_{NMR} \rho_m \quad (3.37)$$

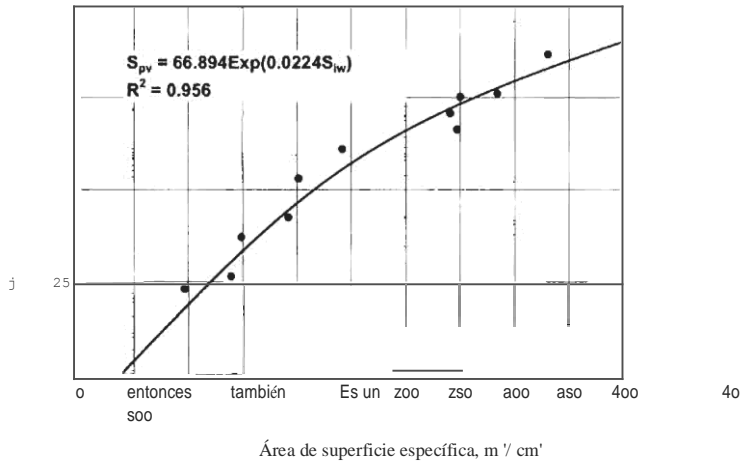
$$s_{pv} = \left( \frac{1 - \phi}{\phi} \right) A_{NMR} \rho_m \quad (3.38)$$

dónde:

$UNNSIR$  = Área de superficie de RMN del material seco,  $m^2 / gp$  ,, = densidad de matriz de grano,  $g / cm^*$

$s_{vpr}$  = área de superficie específica por unidad de volumen de grano,  $m^2 / cm^*$ .

Los valores de  $s_{py}$  y  $s_{vq}$ , obtenidos por RMN, son generalmente más altos que los obtenidos por PIA o la técnica de adsorción de gas. Varios estudios han encontrado que el área de superficie específica, medida con cualquiera de estos



**Figura 3.19.** Irreducible water saturation in function of the area of ice surface ( $s_w$ ) in sandstone. • formritioti / \* 8J.

tres métodos, se relaciona con la saturación de agua irreducible o simplemente la saturación de agua por una relación de la forma general:

$$s_{pV} = a e^{b s_w} \tag{3.39}$$

donde  $a$  y  $b$  son constantes de correlación. Zemanek investigó los yacimientos de arenisca de baja resistividad y las áreas superficiales encontradas medidas con la técnica NNiR fueron  $\bullet$  i  $\bullet$  antitativamente consistentes con las saturaciones de agua irreducibles de los datos de la curva de presión capilar [28]. Las figuras  $\tilde{n}.19$  y  $\tilde{n}.20$  demuestran una buena correlación entre  $s_{pV}$  y  $s_w$ , y  $s_w$  ,, respectivamente:

$$s_{pV} = 66.894 e^{0.0224 s_w} \tag{3.40}$$

$$s_{pV} = 66.493 e^{0.0339 s_w} \tag{3.41}$$

donde  $s_w$  y  $s_w$ , se expresan en porcentaje y  $s_w$  ,, en  $m^2/cm^3$ . Los valores de  $s_{pV}$  utilizados en las Figuras  $\tilde{n}.19$  y  $\tilde{n}.20$  se obtuvieron de la Ecuación  $\tilde{n}.8$ .

### FACTORES DE CARACTERIZACIÓN DE LA UNIDAD DE FLUJO

(a) **Iteservoir índice de calidad (RQI).** Amac fulc ct al. también introdujo el concepto de índice de calidad del yacimiento (RQI),  $(k / S) ' ^ 2$ , considerando la distribución de garganta, poros y granos, y otros

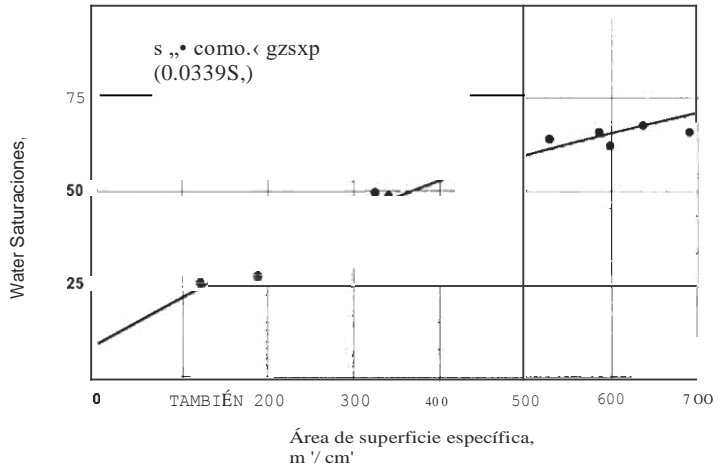


Figura 3.20. Saturación de agua en función del área de superficie sp,) en satu: tstone fotvnation {ñ8J.

parámetros [27]. Dividiendo ambos lados de la Ecuación 3.27 por porosidad y tomando la raíz cuadrada de ambos lados se obtiene:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \frac{1}{s_{Vgr} \sqrt{K_T}} \left( \frac{\phi_c}{1 - \phi_c} \right) \tag{3.42}$$

La permeabilidad  $k$  se expresa en milidarcies y la porosidad como fracción, la. El lado izquierdo de la Ecuación 3.33 se convierte en:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_c}} \tag{3.43}$$

donde RQI se expresa en micrómetros o [tm (1 [tm = 10 \* ni).

{b} flujo indicador de zona {FZI}. El indicador de zona de flujo se define a partir de la Ecuación 3.42 como:

$$FZI = \frac{1}{s_{Vgr} \sqrt{K_T}} \tag{3.44}$$

Por tanto, la ecuación 3.42 se puede escribir como:

$$RQI = FZI(\phi_z) \tag{3.45}$$

donde  $\phi_z$ , es la relación entre el volumen de poros y el volumen de grano:

$$\phi_z = \frac{\phi_c}{1 - \phi_c} \tag{3.46}$$

Tomando el logaritmo de la ecuación 3.45 en ambos lados rinde:

$$\log(\text{RQI}) = \log(\$) + \log(\text{FZI}) \quad (3.47)$$

La ecuación 3.47 produce una línea recta en una gráfica log-log de RQI

versus

\$, con una unidad Pendiente. La intersección de esta línea recta en \$, = 1 es el indicador de zona de flujo. Las muestras con diferentes valores de FZI estarán en otras líneas paralelas. Muestras que se encuentran en la misma línea recta tener características de garganta de poros similares y, por lo tanto, constituyen una unidad de flujo. Se deben esperar líneas rectas de pendientes iguales a la unidad principalmente en formaciones limpias de arenisca. Las pendientes superiores a uno indican una formación arcillosa.

El indicador de zona de flujo (FZI) es un parámetro único que incluye los atributos geológicos de la textura y la mineralogía en la estructura de distintas facies geométricas de poros. En general, las rocas que contienen revestimiento de poros autógeno, relleno de poros y arcilla de puente de poros, así como arenas de grano fino y pobremente clasificadas, tienden a exhibir un área de superficie alta y una alta porosidad, por lo tanto, un FZI bajo. Por el contrario, menos cutre, de grano grueso, y arena bien clasificada exhiben una menor superficie área, factor de forma bajo, menor tortuosidad y mayor FZI. Diferentes ambientes deposicionales y procesos diagenéticos controlan la geometría del reservorio y consecuentemente el índice de la zona de flujo.

{C} marcar pocas unidades factor de churocterizotion (ffr). Sneider y King demostraron que la mayoría de las propiedades petrofísicas de las areniscas y conglomerados pueden estar relacionadas con el tamaño y clasificación de los granos, el grado de consolidación de la roca, la cementación, el tamaño de los poros y las interconexiones de los poros [29]. También mostraron que hay un número finito de tipos de rocas y las correspondientes geometrías de poros que caracterizan las unidades geológicas. Sin embargo, las unidades geológicas pueden coincidir o no con las unidades de flujo hidráulico. También es posible que una unidad geológica mayo contienen varias unidades de flujo. La ecuación 3.27 se puede escribir como:

$$H_T = K_T \tau_{svq_{gr}}^2 = \frac{1}{k} \left( \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \right) \quad (3.48)$$

..

¿ se denomina factor de caracterización de la unidad de flujo Tiab. Sustituyendo Kr- fK p y svq- (Ecuación 3.34), HT se convierte en:

$$H_T = K_{ps} \tau \left( \frac{K_{gs}}{d_{gr}} \right)^2 \quad (3.49)$$



La tortuosidad se puede estimar a partir de:

$$\tau = \phi^{1-m} \quad (3.50)$$

Al sustituir  $i$  en la ecuación 3.49 se obtiene una expresión general para el factor de caracterización de la unidad de flujo de  $Tiab$ :

$$H_T = K_{ps} \phi^{1-m} \left( \frac{K_{gs}}{d_{gr}} \right)^2 \quad (3.51)$$

El factor de caracterización de la unidad de flujo  $Tiab$   $H_T$  combina claramente todas las propiedades petrofísicas y geológicas mencionadas anteriormente por Snyder y King [29]. Tenga en cuenta que  $H_3$  y  $FZI$  están relacionados por la siguiente ecuación:

$$H_T = \frac{1}{FZI^2} \quad (5.52)$$

El lado derecho de la ecuación 3.48 también es, por supuesto,  $H_{Corbata}$ :

$$H_T = \frac{\phi_R}{k} \quad (3.53)$$

donde  $G_g$  viene dado por la Ecuación 3.29. Sin embargo, el  $H_2$  obtenido de la Ecuación 3.51 refleja las propiedades petrofísicas microscópicas, mientras que el  $H_T$  calculado usando la Ecuación 3.33 refleja la unidad de flujo en la escala macroscópica. Si los parámetros petrofísicos de la Ecuación 3.31 se pueden medir con precisión, entonces se puede usar una gráfica logarítmica de los dos parámetros de  $H_T$  para normalizar los datos. Sustituyendo  $H_T$  (ecuación 3.31) en la Ecuación 3.48 y despejando la permeabilidad se obtiene:

$$k = \frac{1}{K_{ps} \phi^{1-m} (K_{gs}/d_{gr})^2} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (3.54)$$

Esta

es la ecuación generalizada de permeabilidad-porosidad, donde la el diámetro medio del grano  $d_{gr}$  y la permeabilidad  $k$  se expresan en  $\mu m$  y  $cm^2$ , respectivamente. El término de porosidad  $G$  es una fracción.

**(d) índice de Juid libre (fff).** El volumen de agua a granel se usa comúnmente para indicar si un depósito está o no en su saturación de agua irreducible,  $w_{ir}$  es igual al producto de la porosidad total y la saturación de agua,  $S_q$  .:

$$BVW = \phi S_w \quad (3.55)$$

Los reservorios con saturación de agua igual a la saturación de agua irreducible o connata producen hidrocarburos libres de agua ya que el agua ocupa pequeños

poros y se mantiene por la tensión superficial y capilar alto presión. En tal caso, el volumen de agua a granel se denomina volumen de agua a granel irreducible (BVI) y se estima como:

$$BVI = \phi S_{wir} \tag{3,56}$$

Se puede considerar que el volumen total de saturación de agua irreducible (BVI) está representado por el valor mínimo constante de la curva BVW. El concepto BVW generalmente proporciona una buena estimación de la saturación de agua irreducible si la porosidad es intergranular, no secundaria, y si la roca contiene poca arcilla en las gargantas de los poros. Swi, no puede ser determinado con seguridad a partir de registros de resistividad cuando el yacimiento no está en condiciones irreductibles y cuando la zona productiva produce agua. En este caso, la experiencia local es considerada la mejor guía para el porcentaje de agua saturación probablemente sea irreducible.

El índice de fluido libre (FFI) se define como el producto de la saturación de hidrocarburos y la porosidad. Es una medida de líquidos móviles, aceite y / o agua, y por lo tanto está conectada a la unidad de flujo. Se obtiene de la herramienta MNL. Matemáticamente, se expresa como:

$$FFI = \phi(1 - S_{wir}) \tag{3.57}$$

Coates y Denoo [30] relacionaron la permeabilidad a FFI de la siguiente manera:

$$k = (10\phi)^4 \left( \frac{FFI}{\phi - FFI} \right)^2 \tag{3.58}$$

La constante de correlación 10 limita esta ecuación a los yacimientos en los que

(a) la saturación de agua irreducible está bien definida, (b) la porosidad es intergranular, y (c) la roca contiene poca arcilla en las gargantas de los poros. La combinación de esta ecuación y la definición de RQI produce una relación útil entre RQI y FFI:

$$RQI = 3.14 \left( \frac{FFI}{\phi - FFI} \right) \sqrt{\phi^3} \tag{3.59}$$

donde FFI y porosidad se expresan como una fracción, permeabilidad en mD y RQI en pm.

Tomando el logaritmo de ambos lados de la ecuación 3.59 se obtiene:

$$\text{Log RQI} = \text{Log} \left( \sqrt{\phi^3} \right) + \text{Log} \left( 3.14 \frac{FFI}{\phi - FFI} \right) \tag{3.59a}$$

Por lo tanto, una gráfica logarítmica del índice de calidad del yacimiento frente a la porosidad debería producir una línea recta de unidad de pendiente, asumiendo que el yacimiento es un limpio homogéneo

formación de arenisca. La intersección en  $= 1$  puede ser usado para calcular el índice de líquido libre, que a su vez se puede utilizar para estimar un valor promedio de irreducible saturación de agua para los unidad de flujo completa o depósito. Una gráfica log-log de RQI versus  $e$  también debería producir una línea recta con el mismo interceptar, pero con una pendiente de 1,5.

### EJEMPLO

- Estimar la permeabilidad (mD) de un yacimiento rock que tiene una porosidad del 15% y una saturación de agua irreducible  $v_f$  24to.
- Suponiendo que esta permeabilidad es representativa de la unidad de flujo, calcula el reservorio índice de calidad RQI (pm).
- Calcule el indicador de zona de flujo FZI.
- Calcule el factor de caracterización de la unidad de flujo Tiab HT

### SOLUCION

- El índice de fluido libre se calcula a partir de la Ecuación 3.57:

$$FFI = (1 - S_{wi})\phi = (1 - 0.24)(0.15) = 0.111$$

La permeabilidad se estima a partir de la Ecuación 3.58:

$$\begin{aligned} k &= (10\phi)^4 \left( \frac{FFI}{\phi - FFI} \right)^2 \\ &= (10 \times 0.15)^4 \left( \frac{0.111}{0.15 - 0.111} \right)^2 = 41 \text{ mD} \end{aligned}$$

- El índice de calidad del yacimiento RQI se calcula a partir de Ecuación 3.59:

$$\begin{aligned} RQI &= 3.14 \left( \frac{FFI}{\phi - FFI} \right) \sqrt{\phi^3} \\ &= 3.14 \left( \frac{0.111}{0.15 - 0.111} \right) \sqrt{0.15^3} = 0.519 \mu\text{m} \end{aligned}$$

La ecuación 3.43 también arroja el mismo valor:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.0314 \sqrt{\frac{41}{0.15}} = 0.519 \mu\text{m}$$

- (c) Calcule el indicador de zona de flujo (FZI) de la Ecuación 3.43:

$$\phi_z = \frac{\phi_c}{1 - \phi_c} = \frac{0.15}{1 - 0.15} = 0.176$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} = \frac{0.519}{0.176} = 2.95 \mu\text{m}$$

- (d) El factor de caracterización de la unidad de flujo Tiab HT es:

$$H_T = \frac{1}{FZI^2} = \frac{1}{2.95^2} = 0.115 \mu\text{m}^{-2}$$

Estimaciones precisas del yacimiento rock los parámetros no deben basarse únicamente en datos de registro. Se requiere una combinación juiciosa de análisis de núcleo y datos de registro para vincular estas parámetros para lograr una aplicabilidad más global de las ecuaciones y relaciones aquí presentadas. Se requiere un enfoque consistente y sistemático para integrar tales datos petrofísicos con el fin de desarrollar relaciones significativas entre microscópicas y macroscópicas mediciones. El diagrama de flujo de la Figura 3.21 proporciona este enfoque. El gráfico indica el diferente pasos para identificar y caracterizar unidades de flujo en reservorios clásticos. Este proceso de zonificación es más adecuado para yacimientos en los que predomina la porosidad intergranular. Debido a la similitud en la distribución y el movimiento de los fluidos dentro de las rocas clásticas y carbonatadas que tienen porosidad intercrystalina-intergranular, este proceso de zonificación se puede aplicar directamente a estos sistemas de yacimientos. Sin embargo, este proceso no es aplicable a depósitos de carbonato con canales de solución vugular y / o fracturas.

## EJEMPLO

Suponiendo que los datos de permeabilidad y porosidad que se muestran en la Tabla 3.4 son representativos de varios cientos de puntos de datos tomados de un aceite reservorio:

- Identificar el número de unidades de flujo y sus valores correspondientes del indicador de zona de flujo, FZI, y el factor de caracterización de la unidad de flujo Tiab, HTC
- Calcular tortuosidad y trama versus índice de calidad del yacimiento, RQI, en un gráfico logarítmico. ¿Este gráfico confirma el número de unidades de flujo?
- Calcule el índice de fluidos (FFI) y graficar contra RQI en un gráfico log-log. Interpreta esta trama. La saturación de agua irreducible es aproximadamente el 5%.

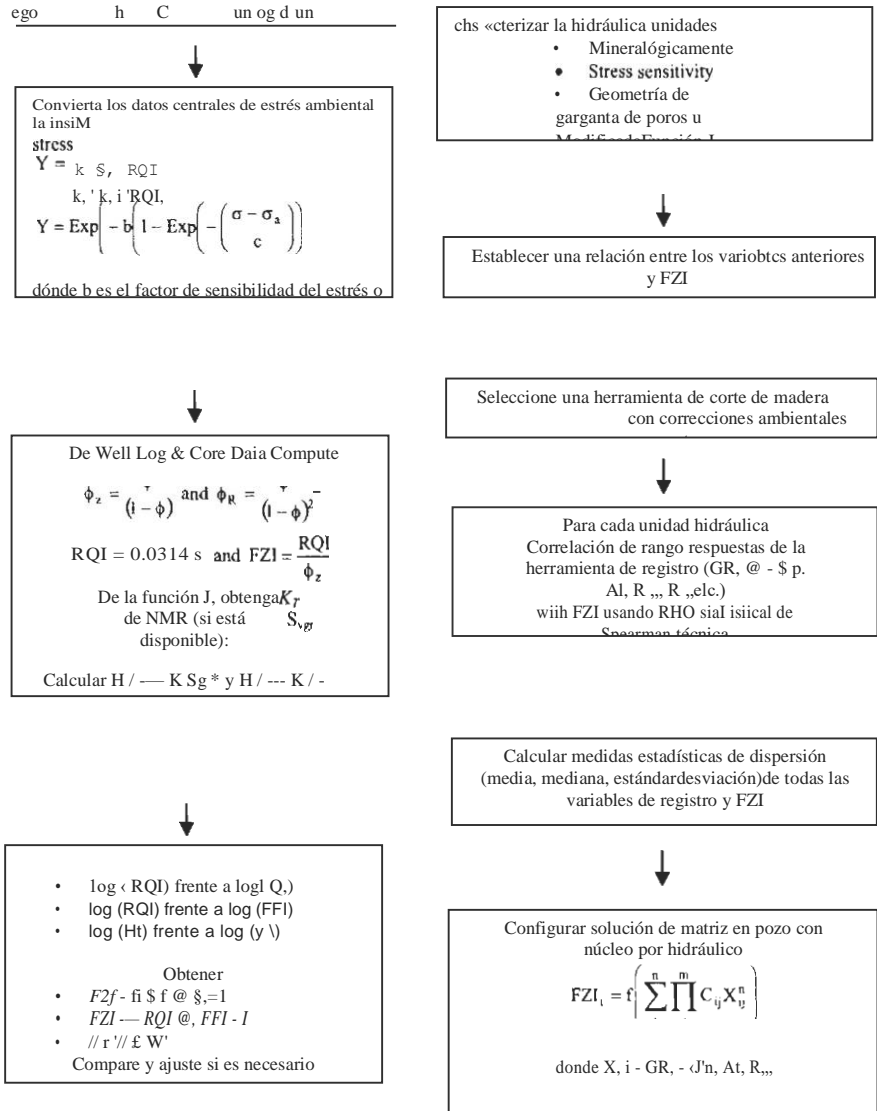


Figura 3.21. Un flujo de charlas generalizado para caracterizar flujos de flujo utilizando datos de niebla de base ant: I moja, modffied después de Aniaefule ct at. f2 7 /.

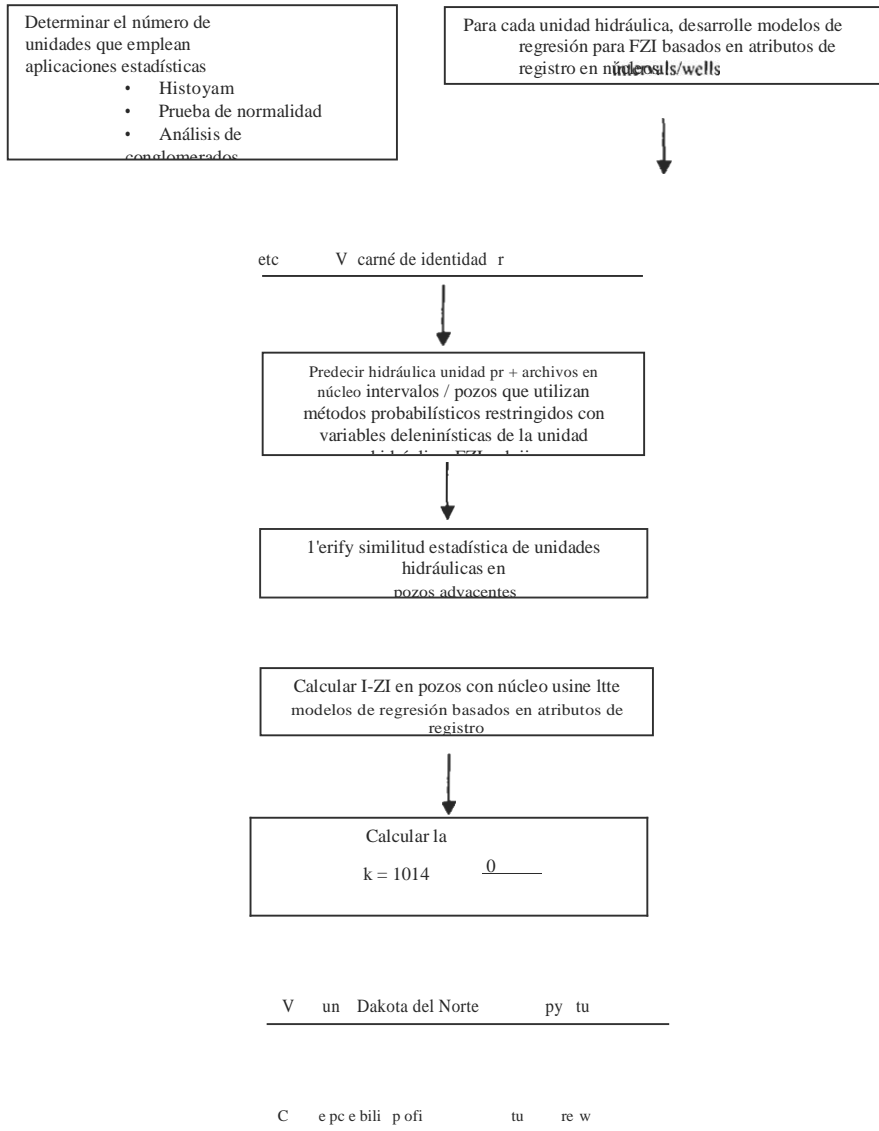


Figura 3.21. continuado

TABLA 3.4  
PERMEABILIDAD Y  
POROSIDAD

k (mD)	\$ (fracción)	k (mD)	(fracción)
22	0,08	112	0,08
51	0,1	430	0,19
315	0,12	250	0,16
34 * a	0,15	490	0,14
90	0,11		

### SOLUCIÓN

El cálculo de los diferentes parámetros solo se presenta *para* muestra # 1. Todos los demás valores se dan en la Tabla 3.5.

(a) Calcule el RQI usando la Ecuación 3.43, es decir:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_c}} = 0.0314 \sqrt{\frac{22}{0.08}} = 0.52$$

La razón \$, se calcula <1 a partir de la ecuación 3.46:

$$\phi_z = \frac{\phi}{1 - \phi} = \frac{0.08}{1 - 0.08} = 0.087$$

TABLA 3.5  
RESULTADOS  
EJEMPLOS

k (mD)	gramo	R11 (km)	g / (1 - \$)	F	z (m = 2)	FFI (%)
22	0,08	0.521	0.087	126,56	12,3	7.60
51	0,1	0.709	0.111	81.00	10.0	9.50
315	0,12	1.039	0.146	56.25	8.3	11.40
344	0,13	1.615	0,149	47,92	7.70	12.55
f0	0,11	0,898	0,124	66,94	9,10	10.45
112	0,09	1.108	0,099	100,00	11.11	8.55
430	0,18	1.535	0,220	25.00	5.5	17.10
250	0,16	1.241	0.160	11,64	6.2	15.20
490	0,14	1.858	0,163	41,33	7.1	13.30

Calcular el factor de resistividad de la formación usando la ecuación de Humble:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} = \frac{0.81}{0.08^2} = 126.56$$

La gráfica de RQI versus  $Q / (1 - Q)$  muestra dos líneas rectas de unidad de pendiente, lo que indica dos unidades hidráulicas. Los valores correspondientes de FZI son 15 y 9 respectivamente. El correspondiente valores de HT son obtenido de la Ecuación 3.52:

Unidad hidráulica n. ° 1, FZI = 15:

$$HT = \frac{p}{FZI} = \frac{2 - 4.44 \times 10^{-3} \text{ pm}^2}{15}$$

Unidad hidráulica # 2, FZI = 9:

$$HT = \frac{1}{FZI^2} = \frac{1}{15^2} = 4.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{-2}$$

Hydraulic unit #2, FZI = 9:

$$HT = \frac{1}{FZI^2} = \frac{1}{9^2} = 12.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{-2}$$

- (b) Calcular tortuosidad usando la Ecuación 3.50, y asumiendo  $m = -2$ :

$$\tau = \phi^{1-m} = 0.08^{1-2} = 12.5$$

Esta trama verifica que hay dos hidráulico Unidades de flujo en el depósito.

- (c) Calcule el índice de fluido libre (FFI) usando la Ecuación 3.57:

$$FFI = \phi(1 - S_{wi}) = 0.08(1 - 0.15) = 0.068$$

Tenga en cuenta que la extrapolación de las dos líneas rectas a FFI = 100% produce los mismos valores de FZI que se obtienen de la gráfica de RQI versus  $Q$ . Consulte también las Figuras 3.22-3.24.

## EFEECTO DEL EMBALAJE SOBRE LA PERMEABILIDAD

La falta de aplicabilidad global del modelo de Kozeny ha llevado a los investigadores a generar correlaciones a nivel de formación por formación. Dado que no existen modelos físicos plausibles, estas correlaciones no han sido lo suficientemente precisas para obtener una amplia aceptación. Sin embargo, esta falta de precisión puede ser aceptable al medir la diferencia relativa de permeabilidad de diferentes zonas, pero no para obtener una permeabilidad precisa.



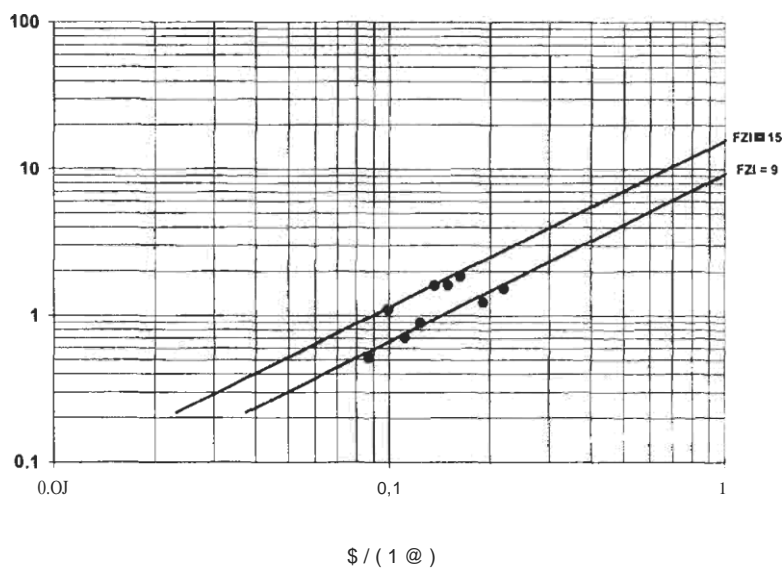


Figura 3.22. Gráfica log-log de RQI versus (1-φ), indicando la presencia de dos flujos

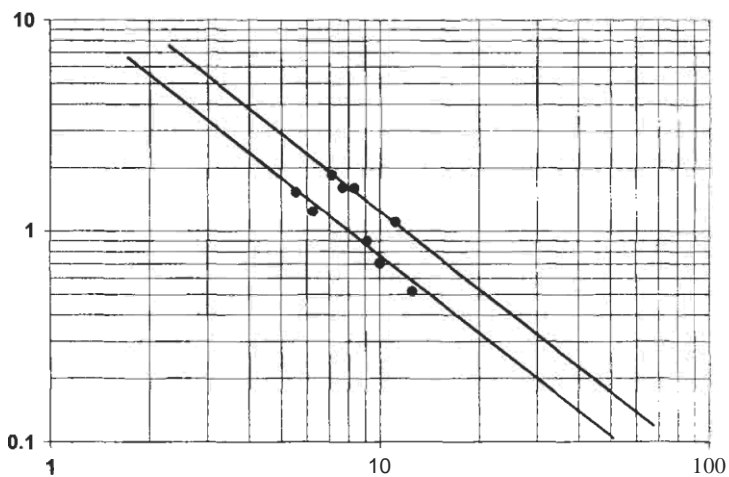


Figura 3.23. Gráfica de φ / fiQi versus tortuosidad, confirmando la presencia de dos unidades de flujo.

Slichter fue el primero en demostrar matemáticamente la influencia del empaque y el tamaño del grano en la permeabilidad (31). Su ecuación semi-empírica es:

$$k = 10.2 \frac{d_{gr}}{a_p} \tag{3.60}$$

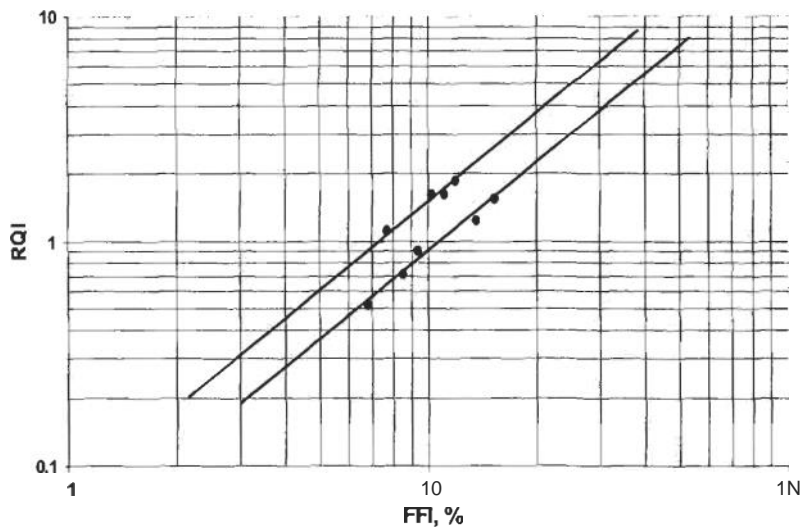


Figura 3.24. Gráfico de rog-fog de RQI versus frec • índice de fluido.

dónde k es la permeabilidad en Darcys, dy es el diámetro de los granos esféricos en mm y ap es la constante de empaquetamiento, que puede estimarse

$$a_p = 0.97\phi^{-3.3} \tag{3.61}$$

Sustituyendo la ecuación 3.61 en la ecuación 3.60 se obtiene:

$$k = 10.5 d_{gr} \phi^{3.3} \tag{3.62}$$

Esta correlación es válida principalmente para formaciones de arenisca.

### EFEECTO DE LA SATURACIÓN DEL AGUA SOBRE LA PERMEABILIDAD

Wyllie y Rosa investigó el efecto del agua irreducible saturación yo y porosidad en el absoluto permeabilidad, y desarrolló la siguiente correlación empírica {32}:

$$k = \left( \frac{a_{wr} \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \tag{3.63}$$

donde p, es una constante que depende de la densidad del hidrocarburo. Para un aceite de gravedad media  $a_{we} = 250$  y para un gas seco  $a_w = 79$ , k está en mD, y \$ y soy fracciones (33). Por cuanto como  $250^2 = 10 \times 79^2$ , Ecuación 3.63 indica que, para el mismo \$ y Sr i, @ m 10 kg, que no siempre es

el caso. Ecuación 3.63 debe usarse solo en presencia de sedimentos clásticos. Timur [34] derivó una expresión similar:

$$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (3.64)$$

de la permeabilidad está en mD y S; y \$ se expresan en porcentajes. La ecuación 3.64 es independiente del tipo de hidrocarburo presente en el medio poroso.

Es importante enfatizar que las ecuaciones 3.60 a 3.64 son empíricas. Se utilizan comúnmente para obtener una estimación de la distribución de la permeabilidad a partir de los datos de registro de pozos. Si la porosidad y la saturación de agua irreducible se utilizan en forma fraccionada, la ecuación 3.64 tiene la forma:

$$k = (93^2) \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (3.65)$$

ngnes y col. presentó otra ecuación empírica que se utilizó con éxito para areniscas [35]. Relaciona la superficie específica por unidad de volumen de poros,  $s_{vp}$ , a la porosidad (fraccional), la permeabilidad  $k$  (en milidarcies) y el factor de resistividad de la formación  $F_R$  y  $n_q$ , donde  $@$  es igual a la resistividad eléctrica de una formación 100% saturada con agua de formación y  $R_q$  es igual al agua de formación resistividad):

$$s_{vp} = \frac{2.11 \times 10^5}{\sqrt{F_R^{2.2} \phi^{1.2} k}} \quad (3.66)$$

E

l factor de resistividad de la formación captura los efectos del tamaño de grano, forma de grano, grano distribución, y empaque de granos.

## EJEMPLO

Una muestra de núcleo que contiene aceite recuperado de una formación de arenisca limpia tiene una porosidad de 24% y una saturación de agua irreducible del 30%. Estimar:

- La permeabilidad del núcleo muestra usando la correlación de Wyllie y Rose (Ecuación 3.63) y compare el resultado con la obtenida de la correlación de Timur (Ecuación 3.64); y
- los tamaño de grano medio.

## SOLUCIÓN

- (a) la permeabilidad de una muestra de núcleo que contiene aceite de acuerdo con la correlación de Wyllie y Rose (Ecuación 3.63) es [32]:

$$k = \left( \frac{a_{wr} \phi^3}{S_{wi}} \right)^2$$

$$k = \left( 250 \frac{(0.24)^3}{0.30} \right)^2 = 133 \text{ mD}$$

La ecuación de correlación de Timur (Ecuación 3.64) da:

$$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

$$k = 0.136 \frac{(0.24)^{4.4}}{(0.30)^2} = 179 \text{ mD}$$

La permeabilidad obtenida de la ecuación de Timur es un 25,7% mayor que la obtenida de la ecuación de Wyllie y Rose. Una de las razones es que la correlación de permeabilidad-porosidad de Timur se obtuvo a partir de muestras de testigos con alta permeabilidad.

- (b) El tamaño de grano promedio se puede estimar a partir de la Ecuación 3.62. Resolviendo para el diámetro de grano  $d_p$  tenemos, para  $k = 133 \text{ mD}$ :

$$k = 10.5 d_{gr} \phi^{3.3}$$

$$d_{gr} = \frac{k}{10.5 \phi^{3.3}}$$

$$d_{gr} = \frac{133}{10.5(0.24)^{3.3}} = 1.4 \text{ mm}$$

Para  $k = 179 \text{ mD}$ , el diámetro del grano es  $d_g = 1,9 \text{ mm}$ . Así, de acuerdo con la Tabla 1.7, las partículas de la arenisca son muy gruesas y varían en diámetro de 1 a 2 mm.

## PERMEABILITY PARA INICIAR NMR

El registro de RMN utiliza un imán permanente, un transmisor de radiofrecuencia (RF) y un receptor de RF. La herramienta responde a los fluidos en el espacio de los poros y se utiliza para medir la efectividad independiente de la litología.

porosidad, distribución del tamaño de los poros, saturación de fluidos ligados y móviles, y permeabilidad en base a pie a pie. Los modelos matemáticos, que incluyen la distribución del tamaño de los poros, predicen la permeabilidad con mayor precisión que los que incluyen la porosidad efectiva, ya que la permeabilidad está controlada por el tamaño de la garganta de los poros.

Un tiempo de relajación pequeño de una herramienta de RMN corresponde a poros pequeños y un tiempo de relajación grande refleja los poros grandes. La distribución de las rocas clásticas T2 con constante de tiempo tiende a ser aproximadamente logarítmica normal. Por tanto, se obtiene una buena representación única del T2 a partir del valor medio geométrico o logarítmico. Schlumberger-Doll Research (SDR) desarrolló el siguiente modelo de permeabilidad [36]:

$$k = 4T_{2ML}^4 \phi^2 \quad (3,67)$$

dónde:

- k - permeabilidad, Maryland
- T<sub>2ML</sub> = media logarítmica del tiempo de relajación, T2, milisegundos
- Q = Porosidad de RMN, fracción.

El modelo SDR es sensible a la presencia de una fase hidrocarbonada en los poros. La respuesta T2 parece ser bimodal en rocas mojadas por agua debido a la presencia parcial de hidrocarburos (ver Figuras 3.25 y 3.26).

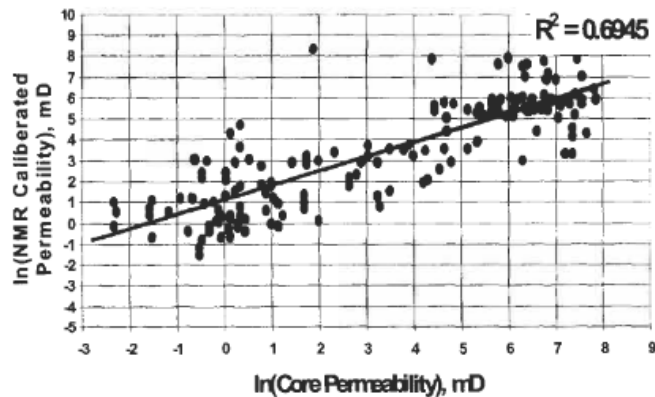


Figura 3.25. Permeabilidad medido por el núcleo contra calibrado / VMLregistro disuadido permeabilidad, reproducido después de Al-AJmi y Holditch f361.

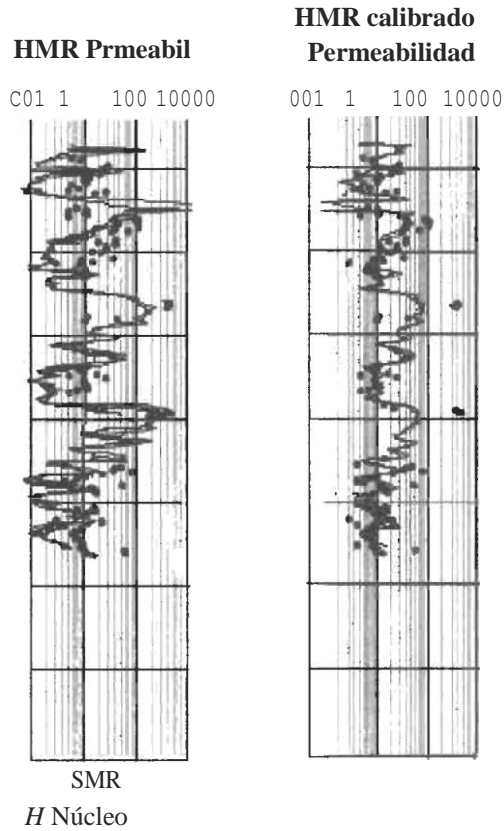


Figure 3.26. NMR permeability before and after calibration [36].

## EJEMPLO

Se corrió el registro de RMN Shri en un pozo, e indicó una porosidad del 18% y una media del registro de tiempo de relajación de 2,5: la profundidad de 6.000 pies. Estime la permeabilidad a esta profundidad para este pozo, usando correlaciones SDR.

## SOLUCIÓN

Utilizando Equati (en I.67):

$$k = 4(2.5)^4(0.18)^2 = 5.06 \text{ mD}$$

## RELACIONES PERMEABILIDAD-POROSIDAD EN CARBONATOS

La relación entre la permeabilidad y la porosidad en las formaciones rocosas carbonatadas se relaciona con el tamaño de grano de la matriz rocosa, el tamaño de

espacio poroso intergranular, la cantidad de cavidades no consolidadas (fracturas y cavidades de solución) y la presencia o ausencia de vugs conectados [37]. La figura 3.27 es un Gráfico log-log de la permeabilidad-porosidad relación para varios grupos de tamaño de partícula en las rocas no vuggy, uniformemente cementadas. Este gráfico indica que hay unrazonablemente buena relación entre tres parámetros petrofísicos y, por tanto, si se conoce el tamaño de partícula y la porosidad de la matriz, permeabilidad (en milidardos) de la porción no rugosa de la roca carbonatada se puede estimar a partir de:

$$k_{ma} = A_{gr} \phi_{ma}^{Amcp} \tag{3.68a}$$

dónde:

- p.ej, = porosidad de la matriz, fracción
- Sí - coeficiente de tamaño de grano, adimensional
- UN<sub>mcp</sub> coeficiente de cementación-compactación, adimensional.

Los valores de estos coeficientes están relacionados con el diámetro medio de partícula dg, como sigue:

- (1) para dg, menos de 20 tim, los valores de Edad y Ap, p promedian 1,5 x 10 \* y 4,18, respectivamente;
- (2) yo gramo está en el rango de 20 a 100, t =  
2,60 x 10 y Amcp ' 5.J8;y
- (3) para mayor de 100 km, los valores de Agr y Amcp > fiC 8.25 x 10 'y 8.18, respectivamente.

Si la distribución de la compactación o cementación no es uniforme, la constante Amcp Wfl se verá afectada. La cementación I • atchy tiende a producir valores más altos de Ap, p, reduciendo así la permeabilidad.

A cuantificar el efecto de no consolidado fracturas y caries en el interpartículaPorosidad, Lucía examinó un gran número de rocas carbonatadas y midió visualmente la fracción de la porosidad total de la matriz debida a este tipo de cavidades [9]. Encontró que su efecto es aumentar la porosidad de la matriz entre partículas con poco o ningún aumento en la permeabilidad de la matriz. Se sugiere el siguiente procedimiento para estimar la permeabilidad en rocas carbonatadas que contienen cavidades no conectadas:

1. Mida la porosidad total (vugsl, 8 <entre partículas y sin conexión, a partir de registros de pozos o análisis de núcleos.
2. Estime la porosidad vug visualmente desconectada, \$,.

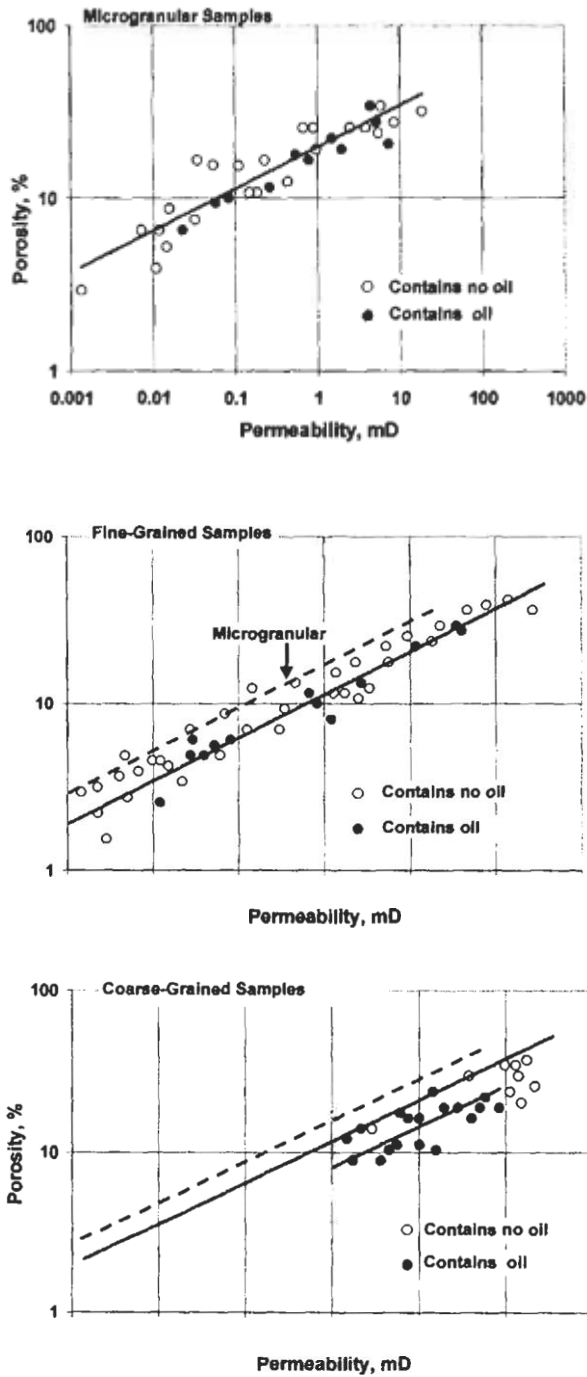


Figura 3.27. Efectos del tamaño de partícula en the peniazeahlhtty- porosifi relorYo >ashtp In unI / ai inkyceme >atado, nonz / uggv carâoen las rocas ze/ J7J.



norte. Calcule la porosidad intergranular de la matriz ( $\phi_{ma}$ ) como

$$\phi_{ma} = \frac{\phi_t - \phi_u}{1 - \phi_u} \tag{3.68b}$$

4. Estime el tamaño de partícula promedio,  $d_p$ , utilizando un compactador o micrómetro.
5. Calcule la permeabilidad de la matriz no vuggy,  $k_{ms}$ , utilizando la ecuación 3.68.

Se observará un aumento insignificante en la permeabilidad de la matriz (con cavidades no consolidadas) si se usa la porosidad total  $\phi_t$  en la Ecuación 3.68 en lugar de  $\phi_c$ . Craze y Bagrintseva demostró la influencia de la litología en la relación entre la porosidad y la permeabilidad [137,38]. Sobre la base de los datos del núcleo de la piedra caliza Edward cretácica (Figura 3.28), Craze notó que a medida que la textura cambia de microgranular a grano grueso, la permeabilidad aumenta para una porosidad dada [137]. Bagrintseva investigó las interrelaciones entre varias propiedades de las rocas de varios yacimientos de carbonato en la ex Unión Soviética [38].

Chilingarian et al. Usó los datos de Bagrintseva y derivó varias correlaciones útiles entre la permeabilidad y la porosidad al considerar dos variables adicionales: saturación de fluido irreducible y superficie específica.

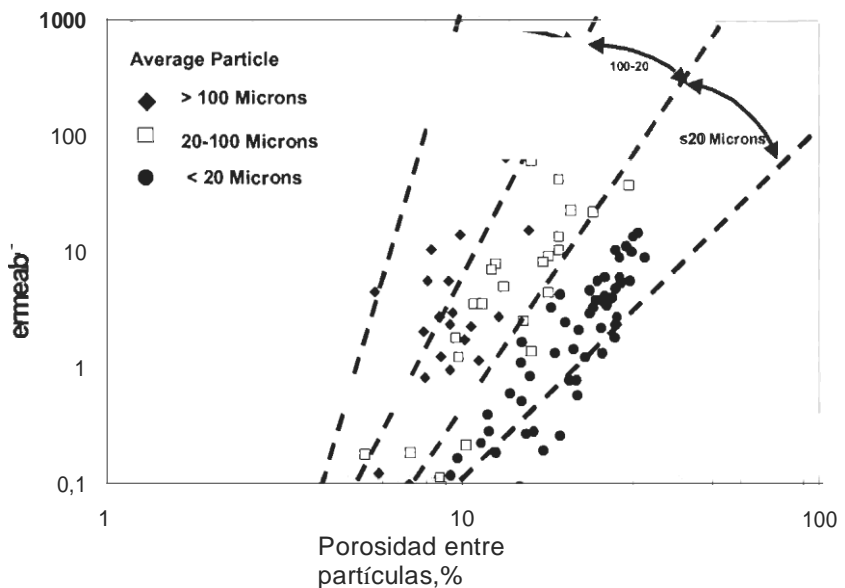


Figura 3.28. Confianshif ybetweeni porosity oni: I perine( ibilit) yfor vs rious tyf es of ct-etaceous Edu orcls limestone f3 7J.

área [6]. La forma general de correlación es la siguiente:

$$\log k = a_1 + a_2 \phi_0 + a_3 S_{vp} + a_4 S_{wr} + a_5 S_{vp} S_{wr} \quad (3.69)$$

u  
ónde:

- k - permeabilidad al aire, Maryland
- S<sub>q</sub>, - saturación de agua residual, %
- S<sub>vp</sub> - específico área de superficie
- Q = porosidad abierta, a

uni, a<sub>2</sub>, a<sub>3</sub>, ay y a \$ son constantes para dado formación, determinada empíricamente.

Prácticamente todas las correlaciones de permeabilidad-porosidad deben usarse solo con fines cualitativos. 7 “Para obtener una correlación precisa entre la porosidad y la permeabilidad, se debe incluir una gran cantidad defactores que caracterizan un medio poroso, incluyendo saturación de fluido irreducible, área de superficie específica, distribución del tamaño de grano, forma de grano, empaque y estratificación, litología y mineralogía, grado y tipo de cementación, etc. Aunque algunas formaciones pueden mostrar una correlación entre permeabilidad y porosidad, una gran número de factores físicos que influyen en los dos parámetrosdiferir de ampliamente en diferentes formaciones.

### ***Estimación de la permeabilidad en carbonato bandadas***

Aunque la porosidad absoluta proporcionada por las fracturas naturales es insignificante (<3%), la porosidad efectiva aumenta considerablemente porque las fracturas conectan el volumen de poros disponible. En consecuencia, la permeabilidad del yacimiento y la recuperación de petróleosonmejorado ampliamente. El impacto neto de la conectividad de la fractura puede ser un factor decisivo en la explotación de un yacimiento en particular. Se han propuesto muchos métodos para estimar la permeabilidad de la fractura, incluidos losplato modelos, sistemas eléctricos analógicos, análisis de núcleos, registro de pozos y presión transitoriapruebas.

los La ecuación para la tasa de flujo volumétrico entre las dos placas lisas, combinada con la ley de Darcy, proporciona el enfoque básico para estimar la permeabilidad de la fractura y su influencia en el flujo de fluido en rocas naturalmente fracturadas. Parsons utilizó este enfoque para expresar la permeabilidad total del sistema fractura-matriz.en qué fracturas verticales ocurren en conjuntos de espaciamento especificado y orientación en relación con el gradiente de presión total [ñ9]. Murray utilizó un modelo de placas paralelas y un enfoque geométrico aplicable a rocas plegadas para demostrar que, en lechos plegados con fracturas de extensión normales al lecho y paralelas al eje del plegado, la porosidad y la permeabilidad de la fractura son funciones del lecho.grosor y curvaturas [40J. Supuso que las fracturas en extensión se forman principalmente

en las capas exteriores de bCdS curvas. NIuri-.in • l »dobló este rr ◁ >ach t◁ >el \* r anish piscina en McKenzie Condado, Dakot del Norte: i, y demostró una buena incidencia entre las áreas de máxima curvatura y las áreas de mejor productividad.

El flujo de fluido a través de los medios de rodadura es directamente análogo al flujo de electricidad. NIcGiiire y Sikora utilizaron esta analogía contrashoivecl

que el ancho de las fracturas artificiales es mucho más importante que su longituden afectar la comunicación entre fracturas naturales [41]. Stearnsy Friedman resumió que se puede esperar que la permeabilidad de una formación naturalmente fracturada sea mayor donde el lecho del yacimiento contiene fracturas anchas, poco espaciadas y lisas orientadas paralelas al graclient de presión del fluido [42].

La permeabilidad a la fractura no se puede estimar directamente a partir de registros well. La tendencia moderna es combinar paraineters derivados del núcleo con datos de registro procesados por computadora para establecer una relación estadísticaEntre la permeabilidad del sistema matriz-fractura y varios r • metros, como la porosidad y la saturación de agua irreducible. Con tal

: i relación establecida, los parámetros petrofísicos de la formación, incluida la distribución de la permeabilidad, se puede deducir de los datos de registro también en pozos o zonas sin núcleo tlata. Sin embargo, en las formaciones carbonatadas, donde la heterogeneidad estructural y los cambios de textura son comunes, y solo un pequeño número de pozos están perforados debido a la dificultad y el costo de la extracción, la aplicación de correlaciones derivadas estadísticamentees extremadamente limitado. Watfa y Youssef desarrollaron un modelo técnico sólidoeso se relaciona cliectamente al flujo de la longitud del camino (tortuosidad). r oreCambios ratlius, porosidad, y factor de cementación m [4ñ]. Este modcl asumeese:

- (1) • r • • s meclium puede ser representecl por un buncle ◁si tubos. como se muestra en la Figura ñ. 29;

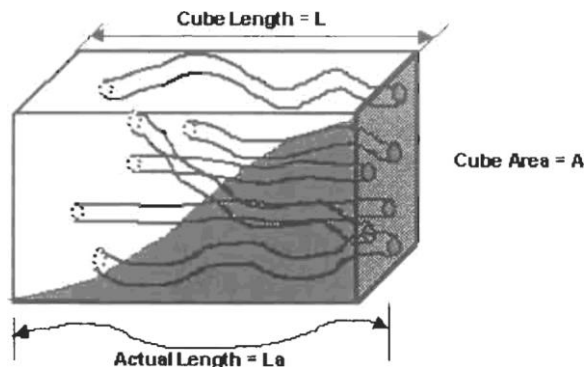


Figura 3.29. Un moño ◁lle-of-tuhesttioclel f43J.

- (2) el área de la sección transversal de cada tubo,  $A$ , es constante; y
- (3) la ruta del fluido y la ruta de la corriente eléctrica son iguales y la conductividad verdadera, es decir, el recíproco de la resistividad, del haz de tubos es:

$$C_{tr} = C_w \phi^m \tag{3.70}$$

donde  $C_p$  es la conductividad del agua y  $m$  es el factor de cementación. Debido a que la conductividad aparente a  $I$  un bloque que tiene un área de sección transversal  $A$  y una longitud  $L$  está relacionada con la conductividad verdadera  $C_t$ , por lo siguiente expresión:

$$\frac{C_a}{C_{tr}} = \frac{A}{L} \tag{3.71}$$

donde  $A$  es el área de la sección transversal de todas las tribus, entonces

$$\frac{C_a}{C_{tr}} = \frac{A}{L} \tag{3.71}$$

u

miendo que el haz de tubos modelo contiene  $n$  tubos,

los conductividad del  $i$ -ésimo tubo ( $C_{ti}$  se puede definir como:

$$C_{ti} = C_w \phi^m \frac{A}{L_i} \tag{3.72}$$

donde  $L_i$  es la longitud del  $i$ -ésimo tubo.

La porosidad del tubo es la unidad. La conductividad aparente del bloque es la suma de las conductividades individuales de todos los tubos.

Así:

$$C_a = C_w \sum_{i=1}^n \frac{A_i}{L_i} \tag{3.74}$$

Partiendo del supuesto de que  $A_2$  es constante:

$$C_a = C_w \frac{A_i}{L_i} \tag{3.75}$$

$i$

Por definición:

$$\phi = n \left( \frac{L_i A_i}{L A} \right) \tag{3.76}$$

mientras que el método de promedio armónico producirá el valor de permeabilidad promedio más bajo. Así:

$$k_A < k_G < k_h \tag{3.122}$$

Tehrani et Alabama. [59] investigó la practicidad de estas tres técnicas de promediado en **dos** y problemas de flujo tridimensionales. Demostraron que, aunque en algunos yacimientos heterogéneos, el método de promedios geométricos arroja valores representativos de la permeabilidad efectiva, hay muchos casos de campo en que ninguna de las tres técnicas de promediado da resultados satisfactorios.

En **dos** o sistemas de flujo heterogéneos tridimensionales, es necesaria una combinación de estas tres técnicas de promediado. Por fluir en un pozo en unos dos sistemas de capas dimensionales, el promedio aritmético para la permeabilidad horizontal, **kr**, y el promedio armónico para la permeabilidad vertical, kv, son usados para estimar el índice de anisotropía, IA = kr / kv, de la ecuación 3,96.

La permeabilidad radial u horizontal promedio, **kr**, se determina mejor a partir de una acumulación de presión o prueba de reducción. La permeabilidad radial promedio de un sistema heterogéneo y anisotrópico se estima a partir de:

$$(\mathbf{kr})^2 = \mathbf{kxky} - k_{xy}^2 \tag{3.123}$$

Dónde **k** <sub>x</sub>, **k** <sub>y</sub>, y **k** son componentes del tensor de permeabilidad simétrico alineados con el sistema de coordenadas. Estos componentes se determinan mejor a partir de una prueba de interferencia de pozos múltiples. Tres pozos de observación ubicados en diferentes rayos que se extienden desde el pozo activo, que se encuentra en el origen del sistema de coordenadas, son necesarios para calcular **k** <sub>x</sub>, **k** <sub>y</sub>, y **k** <sub>w</sub>.

**Permeabilidad efectiva a partir de datos centrales**

La permeabilidad efectiva, obtenida a partir de datos centrales, se puede estimar desde [57,58]:

$$k_e = \left( 1 + \frac{\sigma_k^2}{6} \right) \exp[\bar{k}_G] \tag{3.124}$$

dónde **k** ~ es la media geométrica del logaritmo natural de la permeabilidad, es decir:

$$\bar{k}_G = \sqrt[n]{\ln k_1 \ln k_2 \ln k_3 \dots \ln k_n} \tag{3.125}$$

y  $\sigma$ : es la varianza del logaritmo natural de las estimaciones de permeabilidad:

$$\sigma_k^2 = \frac{\sum (\ln k_i - \ln \hat{k})^2}{n} \tag{3.126}$$

where:

$$\ln \hat{k} = \frac{\sum \ln k_i}{n} \tag{3.127}$$

La permeabilidad efectiva obtenida de la ecuación 3.124 debe esperarse que esté en el mismo rango que la permeabilidad efectiva obtenida de la interpretación de una prueba de presión transitoria, Si  $\sqrt{vk} < 0,25$ .

La permeabilidad derivada del núcleo es una representación precisa de una muestra de núcleo en particular. Sin embargo, el uso de este valor de permeabilidad para representar la permeabilidad de la formación del yacimiento puede conducir a predicciones erróneas de la productividad del pozo, ya que las muestras de núcleos representan una pequeña porción del intervalo en un pozo en particular y una porción aún más pequeña de un depósito [62]. La permeabilidad efectiva promedio obtenida de la prueba de presión transitoria debe considerarse como una representación precisa del yacimiento, pero solo dentro del área de drenaje de la prueba. Más allá de esta área de drenaje, la permeabilidad promedio podría ser diferente si la variación radial de la permeabilidad es significativa. Como siempre que las mediciones sean consistentes, la permeabilidad derivada del núcleo puede ser muy útil en el diseño de terminaciones, particularmente al elegir los escalonamiento y espaciamiento vertical de la perforación [ 581].

**EJEMPLO**

Dados los datos de permeabilidad en Mesa 3,7 1581 para el pozo HBK5, calcule:

1. los promedios aritméticos, geométricos y armónicos de los valores de permeabilidad.
2. La permeabilidad efectiva y
3. El coeficiente de Dykstra-Parsons.

**SOLUCIÓN**

(1) Valores promedio de permeabilidad

**MESA3,7**  
**DATOS DE PERMEABILIDAD PARA WELLHBK5**

Intervalo	K, Maryland
1	120
2	213
3	180
4	200
<b>5</b>	212
6	165
7	145
8	198
9	210
10	143
11	79
12	118
13	212
14	117

Los promedios aritméticos, geométricos y armónicos de los valores de permeabilidad derivados del núcleo son, respectivamente:

$$\bar{k}_A = \frac{\sum k_i}{n} = \frac{120 + 213 + \dots + 117}{14} = 165 \text{ mD}$$

$$\bar{k}_G = \sqrt[n]{k_1 k_2 k_3 \dots k_n} = \sqrt[14]{120 * 213 * \dots * 117} = 158.7 \text{ mD}$$

$$\bar{k}_H = \frac{n}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i}\right)} = \frac{14}{\frac{1}{120} + \frac{1}{213} + \dots + \frac{1}{117}} = 151.4 \text{ mD}$$

La técnica de promediado armónico produce, como se esperaba, el valor más bajo de permeabilidad promedio. Pero la diferencia entre los tres promedios es no significativo, lo que implica que la formación es esencialmente homogénea.

(2) La permeabilidad efectiva de esta formación de 14 metros de espesor se estima a partir de la Ecuación 3.124.

A partir de la Ecuación 3.125, calculamos la media geométrica del logaritmo natural de los valores de permeabilidad derivados del núcleo:

$$k_G = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln k_i = \frac{1}{14} \sum_{i=1}^{14} \ln k_i = (7.173 \times 10^{-2}) \text{ y } = 5.05 \text{ SmD}$$

**TABLA 3.8**  
**RESULTADOS INTERMEDIOS PARA CALCULO DIFERENCIA PARA**  
**WELLHBK5**

Intervalo	k, Maryland	En (ki)	n (en ki En kz ... en k14)	C (ki - k) 2
1	120	4.7875	4.7875E + 00	0.0781
2	213	5.3613	2,5667E + 01	0,1647
3	180	5.1930	1.3329E + 02	0.1806
4	200	5.2983	7.0620E + 02	0.2342
5	212	5.3566	3.7828E + 03	0.3181
6	165	5.1059	1.9315E + 04	0.3196
7	145	4.9767	9.6126E + 04	0.3278
8	198	5.2883	5.0834E + 05	0.3768
9	210	5.3471	2,7 181E + 06	0.4553
10	143	4.9628	1.3490E + 07	0.4661
11	79	4.3694	5.8942E + 07	0,9525
12	118	4.7707	<b>2.8</b> 120E + 08	1.0403
13	212	5.3566	1.5063E + 09	1.1242
14	117	4.7622	7.1730E + 09	1.2171

A calcular la varianza **PS** nosotros Necesito usar las ecuaciones 3.126 y 3.127. (Mesa 3.8):

$$\bar{k} = \frac{1}{14} \sum_{i=1}^{14} k_i = \frac{70.938}{14} = 5.067 \text{ mD}$$

norte

$$\sigma^2 = \frac{1}{14} \sum_{i=1}^{14} (k_i - \bar{k})^2 = \frac{1.2171}{14} = 0.0869$$

los media aritmética de el logaritmo natural de los 14 valores de permeabilidad es practicamente igual a la media geométrica delos mismos valores de permeabilidad. Esto indica además que esta formación particulares prácticamente homogéneo.

Usando la media geométrica del logaritmo natural de k valores, la permeabilidad efectiva es:

$$k_e = \exp [5.058] = \mathbf{159,55 \text{ Maryland}}$$

La permeabilidad efectiva es esencialmente igual a la media geométrica de datos de permeabilidad derivados del núcleo. Esto debería ser esperado, ya que el la varianza es muy pequeña.



**MESA 3.9****FRECUENCIA DISTRIBUCIÓN PARA LOS PERMEABILIDAD DATOS BIEN HBK5)**

Intervalos	$k_i$ Maryland	Frecuencia	Número de Muestras Con mayor Permeabilidad	Acumulativo Frecuencia Distribución (% > $k_i$ )
2	213	1	0	0,0
5 y 13	212	2	1	7,1
9	210	1	3	21,4
4	200	1	4	28,6
8	198	1	5	35,7
3	180	1	6	42,9
6	165	1	7	50,0
7	145	1	8	57,1
10	143	1	9	64,3
1	120	1	10	71,4
12	118	1	11	78,6
14	117	1	12	85,7
11	79	1	13	92,9

(3) El coeficiente de Dykstra-Parsons se obtiene de la ecuación 3.1 15.

El procedimiento para determinar gráficamente el coeficiente de Dykstra-Parsons es el siguiente:

Organizar los datos de permeabilidad en orden descendente como se muestra en la columna 2 de la tabla 3.9.

Determine la frecuencia de cada valor de permeabilidad (Col. 3).

Encuentra el número de muestras con mayor permeabilidad (Col. 4).

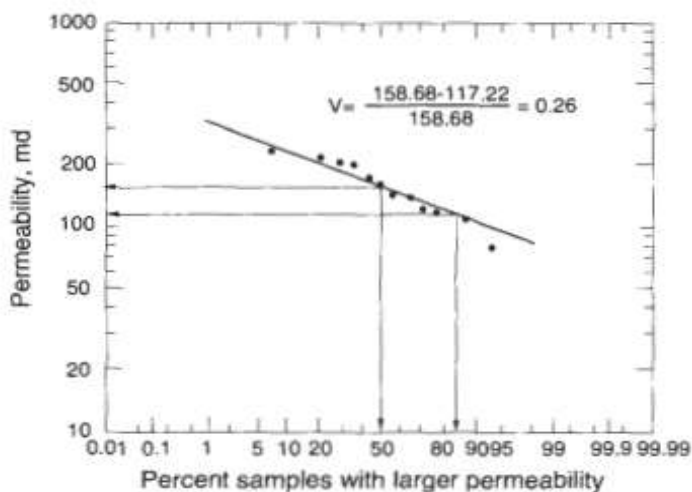
Calcule la distribución de frecuencia acumulada dividiendo los valores en Col. 4 con el número total de puntos de permeabilidad, norte, cuales son 14 en este ejemplo (Col. 5).

Trazar datos de permeabilidad (Col. 2) versus datos de frecuencia acumulada (Col. 5) en un Gráfico de probabilidad log-normal, como se muestra en Figura 3,48. Dibuje la mejor línea recta a través de los datos, con más peso colocado en puntos en la parte central donde la frecuencia acumulada es cerca de 50%. Esta línea recta refleja una medida tanto cuantitativa como cualitativa. del heterogeneidad de la roca del yacimiento.

Del gráfico (Figura 3,48), leer los valores:  $k_{50} = 158,7$  Maryland y  $117,2$  **rnD**. Estos los valores también se pueden interpolar de la tabla 3.9.

Calcular el coeficiente de Dykstra-Parsons (Ec. 3.1 15):

$$VK = \frac{k_{50} - b_{4.1}}{k_{50}} = \frac{158,7 - 117,22}{158,7} = 0,26$$



**Figura 3 , 48 .** *Coefficiente LPykstra-Parson para bueno HBK5 (Embalse homogéneo).*

Esta formación es ligeramente heterogénea, pero eso puede tratarse como homogéneo para fines de simulación de yacimientos.

**Promedio Porosidad**

Amplificador, bajo y merlán 1171 mostró que la distribución del histograma es también una excelente representación de datos de porosidad obtenidos del análisis de núcleos. La mayoría de los histogramas de porosidad son simétricos con respecto al valor medio, como se muestra en Figura 3.49. Para datos clasificados, es decir, ordenados en orden creciente o decreciente, la porosidad media aritmética es dada por:

(3.128)

dónde:

- $c_{PI}$  = porosidad en los punto medio de rango,
- fracción  $f_i$  = frecuencia para rango de porosidad,
- fracción
- norte = número de rangos de porosidad

Para datos no clasificados, la porosidad media aritmética es:

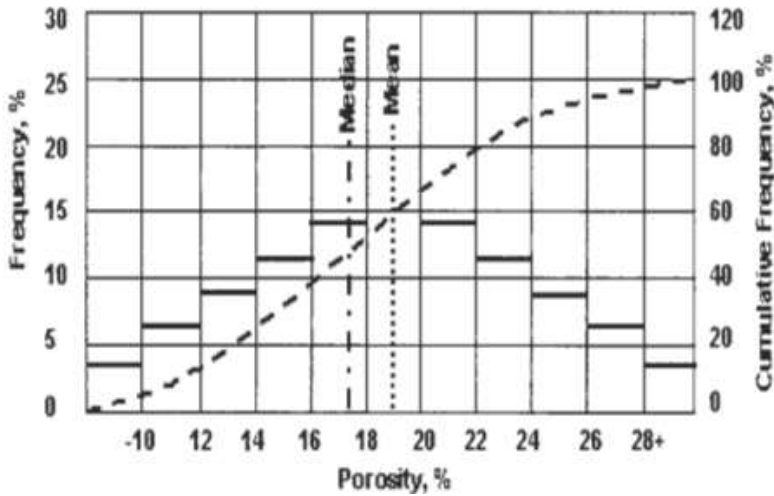


Figura 3,49. Typical poro & y histograma (171),

Una desventaja de la media aritmética es que cualquier bruto error en un El valor de porosidad de una muestra puede tener un efecto considerable sobre el valor de el significado. Para evitar este problema potencial, el valor de porosidad promedio puede obtenerse de otra medida estadística llamada "mediana", que se define como el valor de la variable intermedia de los datos de clase. También es el valor de la variable correspondiente a la 50% punto en la curva de frecuencia acumulada. La media y la mediana de un conjunto de los valores de porosidad rara vez coinciden. A diferencia de la media, la mediana no es sensible a los valores extremos de una variable.

**EJEMPLO**

Las propiedades petrofísicas de las muestras de núcleos, incluida la porosidad, la permeabilidad y el factor de resistividad de la formación realmente medidos en el laboratorio, se enumeran en la Tabla. 3.10. La tortuosidad se calcula a partir de la ecuación 3,78. Calcular:

1. La porosidad media aritmética y la porosidad media,
2. Los promedios aritméticos, geométricos y armónicos de los valores de permeabilidad derivados del núcleo,
3. La permeabilidad efectiva y
4. El coeficiente de Dykstra-Parsons.

**SOLUCIÓN**

(1) La media aritmética de la porosidad se obtiene de la ecuación 3.129:

$$6 \sum_{y_0=1}^1 @ \dots (17 + 14,7 + 6,7 + \dots + 15 + 19,4) = 20,81\%$$

**TABÚ 3.10**

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE UN RESERVORIO HETERÓGENO (DESPUÉS ÁRBITRO. 60)

Núcleo #	Cementación Material	Arcilla de carbonatos		@,%	k, md	F	YO :
		%	%				
1	SiO3	5.1	3	17	90	23,3	6
2	Arcilla y carbonato	6.1	9	14,7	7	51	7
3	SiO2 y carbonato	21,9	6	6,7	4	67	15
4	SiO2 y arcilla	7.2	4	17,6	220	16.6	6
5	Si O 2	2.3	1	26,3	1920	8,6	4
6	SiO2	0,7	0,2	25,6	4400	9,4	4
10	SiO2	1,9	2	13,9	145	33	7
11	SiO2 y arcilla	4.9	4	18,6	25	22,9	5
12	Si O 2	2.8	2	18,8	410	18,6	5
	Carbón, arcilla, Si O						
13	2	7	4	16,1	3	42	6
14	Arcilla y carbonato	8	7	15	9	41	7
15	Carbonato y arcilla	12,1	1	22,1	200	13,1	5
	dieci						
	séis						
	Carbonato y arcilla	14.1	2	20,6	36	16.6	5
17	SiO2	5.2	4	30,7	70	8.4	3
20	SiO2 y carbonato	9	1	16,4	330	21,1	6
	SiO2, carbono,						
22	arcilla	6,8	0.4	18,8	98	19,3	5
23	SiO2 y arcilla	1.1	0,2	24,8	1560	10,8	4
25	Arcilla	7.7	6	19,1	36	17.2	5
28	Arcilla	3.8	5	29,8	1180	8.4	3
31	Arcilla	0	2	27,1	3200	11,7	4
32	SiO2 y carbonato	1.4	1	28,2	2100	10,9	4
33	Arcilla y SiO2	-	-	19,4	8	24	5
34	SiO2 y arcilla	1.2	7	19,7	18	20,8	5
35	Arcilla	2.2	3	31,5	2200	6,9	3
36	Arcilla y SiO2	3.9	7	19,3	19	24,4	5
37	Arcilla y Si O 3	0	4	27,3	88	12,4	4
38	Carbón, arcilla, SiO2	21,2	5	25,1	370	11,6	4
39	Carbonato	-	-	15	115	37,3	7
40	SiO2 y carbonato	6.1	1	18,4	130	19	5

Los media aritmética puede además ser estimado gráficamente a partir de un diagrama de la frecuencia y frecuencia acumulada (%) versus porosidad, como siempre que el histograma sea relativamente simétrico, como es el caso en la mayoría de las distribuciones de porosidad.

Figura 3, 50 es un histograma de porosidad y una curva de distribución (frecuencia acumulada) para los datos de porosidad mostrados en Mesa 3.11.

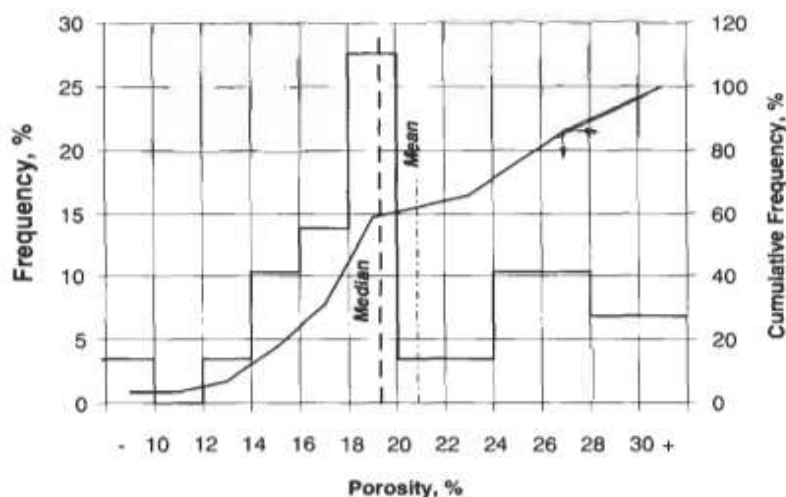


Figura 3,50. Histograma de porosidad y distribución para todas las muestras.

**TABLA 3.1 1**

CLASIFICACIÓN DE DATOS DE POROSIDAD DENTRO RANGOS DE 2 POR CIENTO POROSIDAD PARA TODOS MUESTRAS

Porosidad Rango, %	Valor medio de rango, %	No. de muestras	Frecuencia F, %	Acumulativo o Frecuencia Fc, %
Menos de 10	9	1	3,45	3,45
10-12	11	0	0,00	3,45
12-14	13	1	3,45	6,90
14-16	15	3	10,34	17,24
16-18	17	4	13,79	31,03
18-20	19	8	27,59	58,62
20-22	21	1	3,45	62,07
22-24	23	1	3,45	65,52
24-26	25	3	10,34	75,86
26-28	27	3	10,34	86,21
28-30	29	2	6,90	93,10
30 +	31	2	6,90	100,00
Totales		29	100	

de simetría se confirma aún más en Figura 3,51, que es la gráfica de los datos de porosidad versus la frecuencia acumulada en un gráfico de probabilidad aritmética. Teóricamente Si los datos de porosidad aproximados un línea recta, entonces un normal curva, que está completamente definida por la media aritmética, es un razonable ajuste de los datos.

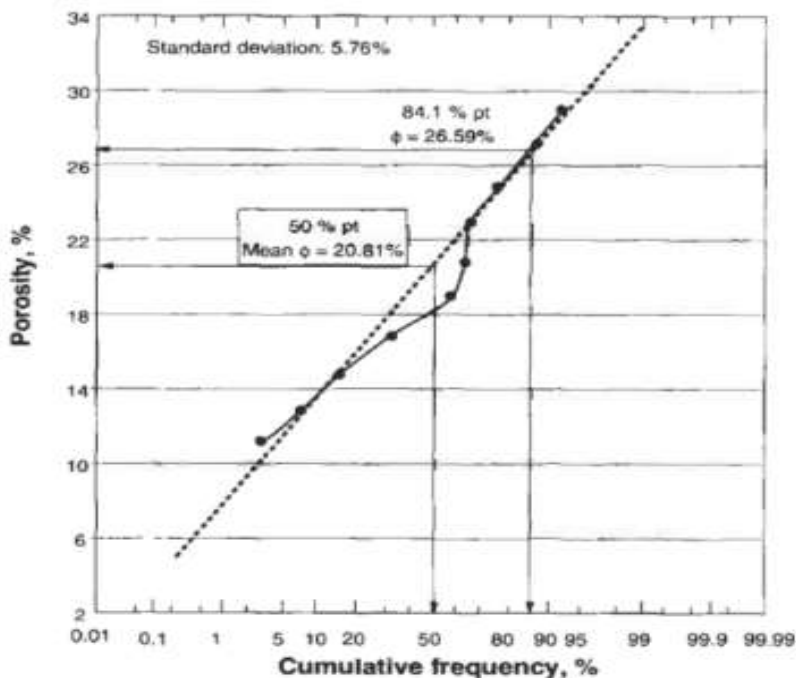


Figura 3 . 51 . Distribución de la porosidad en papel de probabilidad (reservorio heterogéneo).

La figura 3.52 muestra una desviación significativa de la línea recta ajustada entre 30 y 60porcentaje de frecuencia acumulada. En este ejemplo particular, la distribución de la porosidad no es normal y, por lo tanto, no se puede representar mediante la función de frecuencia.

La porosidad "mediana" corresponde a los 50%punto en la curva de frecuencia acumulada, Sila distribución de la porosidad es normal y el histograma es simétrico. Teóricamente, el valor mediano divide el histograma endos áreas iguales, que no es el caso en este ejemplo, como se muestra en la Figura 3.51. El valor "mediano" de la porosidad (19,3%),mostrado en esta figura, essólo una aproximación. Se calcula la capacidad de volumen acumulada para los datos de porosidaden Mesa 3.12 y graficado en la Figura 3.52. Este gráfico indica que la distribución de la capacidad de porosidad es bimodal.

(2) Valores medios de permeabilidad

Los promedios aritméticos, geométricos y armónicos del 29 Los valores de permeabilidad derivados del núcleo son, respectivamente:

$$-C \text{ ki} \quad 90 + 7 + 4 + 220 + \dots + 130 = 655$$

Maryland

norte 29

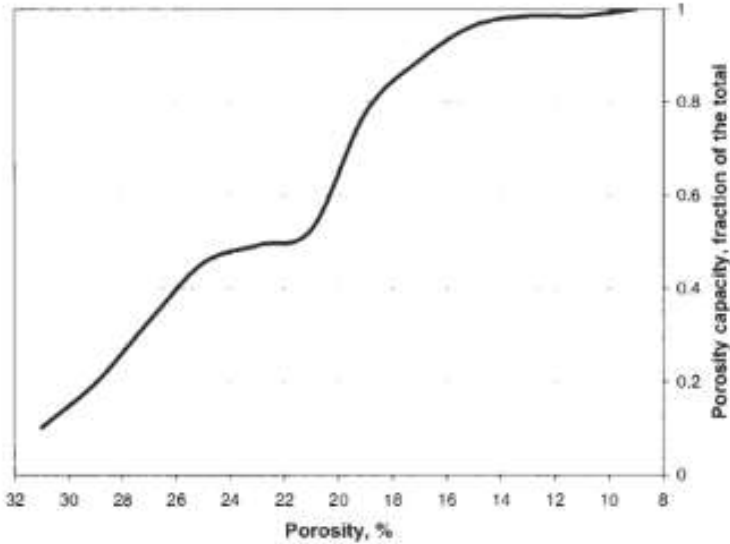


Figure 3.52. Distribution of porosity capacity.

8

**TABLA 3.12**  
**CÁLCULO DE POROSINDISTRIBUCIÓN DESDE DATOS CLASIFICADOS PARA**  
**DETERMINACIÓN DE SALARIO NETO ARENA**

Medio-valor	Frecuencia	Acumulativo
Porosidad de rango	No. de muestras	o capacidad,
Rango	%, $f_i$	norte
		$y_o = I$
Menos que		
10	1	1.00
10-12	0	0,99
12-14	1	0,99
14-16	3	0,96
16-18	4	0,89
18-20	8	0,78
20-22	1	0,53
22-24	1	0,49
24-26	3	0,45
26-28	3	0,33
28-30	2	0,20
30+	2	0,10
Totales	29	

$$kH = \left( \prod_{i=1}^n k_i \right)^{1/n} = \left( \prod_{i=1}^n k_i \right)^{1/29} = 1.3$$

- + - + - + - + ...      + -

La técnica de promediado armónico produce, como se esperaba, el valor más bajo de permeabilidad promedio. En este caso, la diferencia entre los tres promedios es muy significativa, lo que implica que la formación es extremadamente heterogénea. Otra razón de esta gran diferencia es que no se cortaron valores de permeabilidad. Generalmente, la cantidad de material cementante es alta para valores de permeabilidad bajos y baja para valores de permeabilidad muy altos.

(3) La permeabilidad efectiva de esta formación, es estimado a partir de la ecuación 3.124.

De ecuaciones 3.125, calculamos la media geométrica del logaritmo natural de los valores de permeabilidad derivados del núcleo:

$$k \sim = -j / \ln k_1 \ln k_2 \ln k_3 \dots \text{Tinta,} = (1.9855 \times 10^{-4}) y = 4.275$$

**Maryland**

Para calcular la varianza  $\sigma$ : necesitamos usar ecuaciones 3.126 y 3.127:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (k_i - \bar{k})^2}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n (k_i - 4.812)^2}{29} = 124.51$$

Utilizando los media geométrica del logaritmo natural de k valores, la permeabilidad efectiva es:  
 $k_e = \text{Exp}[4.275] = 123$  Maryland

(4) El coeficiente de Dykstra-Parsons es obtenido de la ecuación 3.115.

Usando el mismo enfoque que en el ejemplo anterior, encontramos:

$$k_{84.1} = 8.38 \text{ Maryland estaba obtenido interpolando en Mesa 3.13 o figura 3.53.}$$

El coeficiente de Dykstra-Parsons es muy alto, lo que indica un yacimiento extremadamente heterogéneo.



**TABU 3.13**  
**DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS PARA LOS DATOS**  
**PERMISIBLES**

Núcleo No.	Permeabilidad k, md	Frecuencia a	Acumulativo	
			Número de Muestras Con mayor Permeabilidad	Frecuencia Distribución (% > ki)
6	4400	1	0	0.0
31	3200	1	1	3.4
35	2200	1	2	6,9
32	2100	1	3	10,3
<b>5</b>	1920	1	4	13,8
23	1560	1	5	17.2
28	1180	1	6	20,7
12	<b>410</b>	1	7	24,1
38	370	1	8	27,6
20	330	1	9	31,0
4	220	1	10	34,5
15	200	1	11	37,9
10	145	1	12	41,4
40	130	1	13	44,8
39	115	1	14	48,3
22	98	1	15	51,7
1	<b>90</b>	1	dieciséis	55,2
37	88	1	17	58,6
17	70	1	18	62,1
16,25	36	2	19	65,5
11	25	1	21	72,4
36	19	1	22	75,9
34	18	1	23	79,3
14	9	1	24	82,8
33	8	1	25	86,2
2	7	1	26	89,7
3	4	1	27	93,1
13	3	1	28	96,6

Muestras totales, n = 29

### PERMEABILIDAD DE LOS DATOS DE PRUEBA DEL BIEN

A pesar del valor considerable del análisis de núcleos y la interpretación de registros de pozo, siempre quedan algunas dudas sobre la productividad potencial de unbueno, especialmente durante la etapa exploratoria. Esta duda no se disipa hasta un Se recuperó una muestra

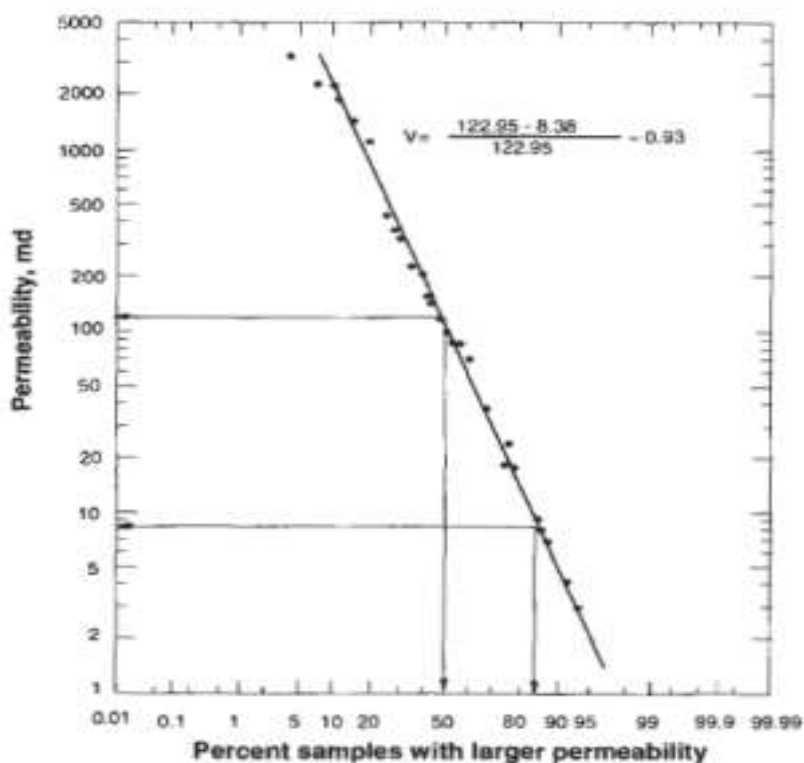


Figure 3.53. Dykstra-Parsons coefficient for a heterogeneous reservoir.

La recuperación de los fluidos obtenidos es depende principalmente de la permeabilidad y porosidad de la formación ensayada y de la viscosidad de los fluidos contenidos en la zona. Se han desarrollado varias técnicas para analizar la recuperación de fluido y las curvas de presión registradas para determinar si o no un La prueba de formación ha indicado que se puede lograr una producción comercial.

Para utilizar estas curvas de presión, algún conocimiento de la respuesta de la curva a unas condiciones de formación determinadas es necesario. Básico para este conocimiento es la comprensión de varias ecuaciones analíticas que describen el flujo de fluidos a través de medios porosos. Estas ecuaciones, que son soluciones de ecuaciones de difusividad para diferentes condiciones de contorno, expresan la relación entre las características de la roca porosa, como la porosidad y permeabilidad, y las propiedades de los fluidos.(petróleo, gas y agua) moviéndose a través de la roca.

La técnica básica de prueba de pozo es crear una caída de presión. en la presión del fondo del pozo, que causa los fluidos del yacimiento afluyen a una cierta velocidad desde la roca hasta el pozo, seguido de un período de cierre. "

La información práctica obtenida de las pruebas de pozos incluye la permeabilidad junto con la porosidad, la forma del yacimiento, la presión promedio del yacimiento y la ubicación de los límites del yacimiento, como las fallas de sellado, en las cercanías del pozo. El método más común para obtener la permeabilidad consiste en graficar los datos de presión en función del tiempo en un papel cuadrículado semilogarítmico (p.ej. 3,54 para la prueba de reducción de presión, y la Figura 3,55 para la prueba de acumulación de presión). Al determinar la pendiente de la línea recta, el

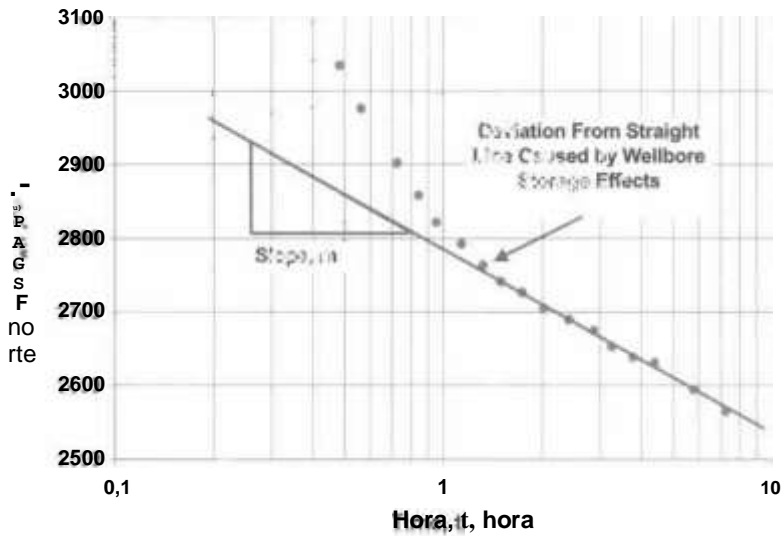


Figura 3.54. Gráfico semilogarítmico de la prueba de reducción de presión.

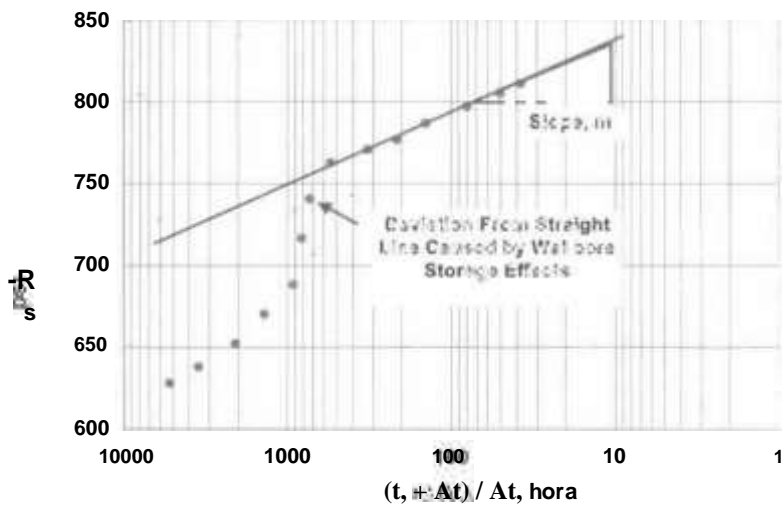


Figura 3.55. Parcela semilogarítmica de la prueba de acumulación de presión (Hornetplot). Semilog plot of pressure buildup test (Horn)

## REIACIONES DE PERMEAFHLITY-POROSITY 183

La siguiente ecuación se utiliza para calcular la permeabilidad:

WB o

$$k = 162,6 \cdot m h \quad (3.130)$$

dónde:  $k$  = permeabilidad de la formación, mD

$q$  = tasa de flujo, STB

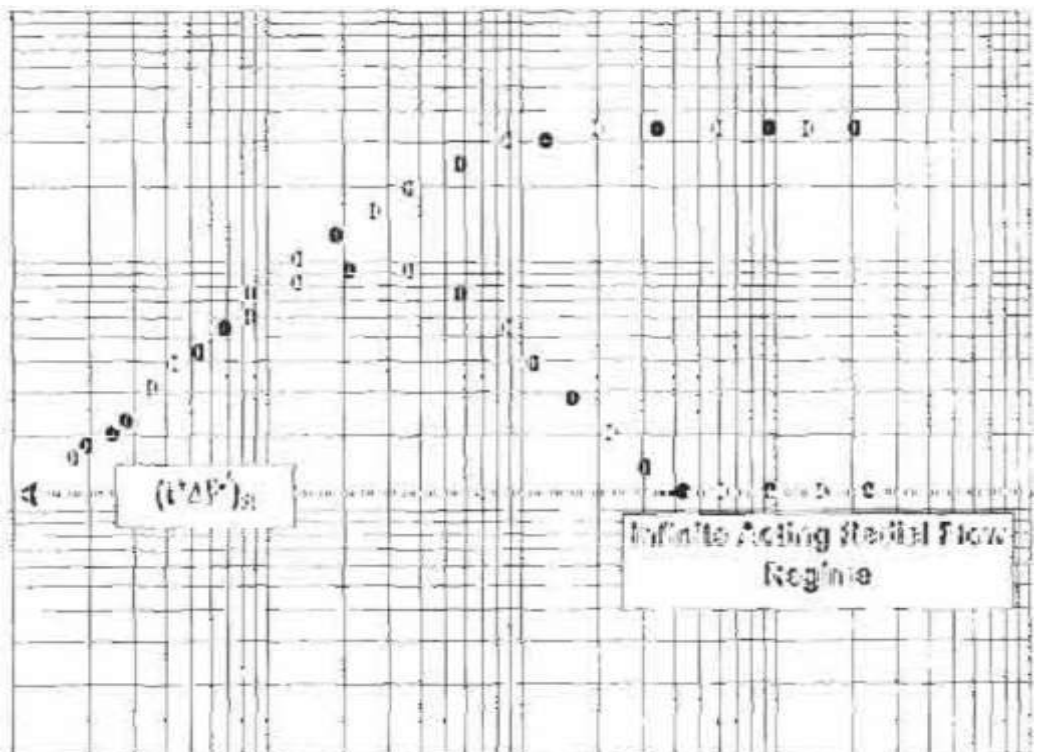
$\mu$  = viscosidad del fluido, CP

$B_o$  = factor de volumen de formación,

$h$  = espesor de formación

$m$  = pendiente de la línea recta, ciclo psiclog

Otros parámetros que pueden obtenerse de este tipo de pruebas son: grado de daño a la formación alrededor del pozo, número y tipo de límites del yacimiento y grado de Conectividad a otros pozos. UN La técnica moderna para analizar los datos de presión se basa en la gráfica log-log de la derivada de presión ( $t \cdot \Delta p'$ ) versus el tiempo, como se muestra en la Figura 3,56. Utilizando *la síntesis directa de Tiub* técnica la permeabilidad es adquirido desde [61]:



Donde  $(t * A_p ' ) R$  es adquirido desde la línea recta horizontal, que corresponde al régimen de flujo radial de acción infinita. En la gráfica semilogarítmica, este régimen de flujo corresponde a la línea recta de pendiente  $m$ .

### EJEMPLO

UN pozo nuevo en un pequeño embalse delimitado, al norte de Hobbs, Nuevo México, se produjo a una tasa constante de 250 **STB / D**. La presión inicial del yacimiento es 4.620psia. Otros datos relevantes son como sigue:

Calcule la permeabilidad a partir de:

- (a) La gráfica semilogarítmica de  $P_{wf}$  versus tiempo, y
- (b) La derivada de presión, usando Tz'ub's *Síntesis directa* técnica

### SOLUCIÓN

Figura 3,57 es una gráfica semilogarítmica de la presión de fondo del pozo que fluye frente al tiempo en la Tabla 3. 14. Figura 3,57 muestra un gráfico log-log de  $AP = P_i - P_d$  y la derivada de presión  $(t * AP ' )$  versus el tiempo de prueba.

- (a) El valor absoluto de la pendiente de la línea recta correspondiente a la línea de acción infinita, es decir, el régimen de flujo radial, es 18,5 psflogciclo.

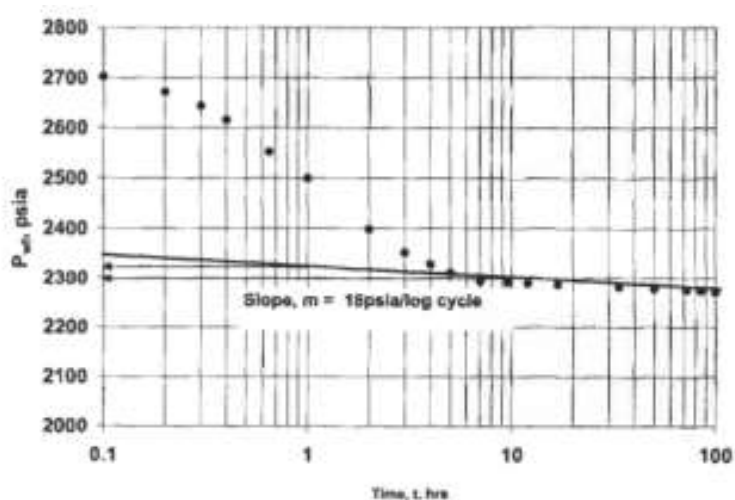


Figure 3.57. Semi-log plot of pressure drawdown versus test time.

**TABLA 3.14  
PRUEBA DE DESVIACIÓN  
PRESIÓN**

Tiempo, h	Pd, psia	AP, psi	grifo', psi
0	2733	0	0,00
0,1	2703	30	31.05
0,2	2672	61	58,95
0,3	2644	89	84,14
0,4	2616	117	106.30
0,65	2553	180	129,70
1	2500	233	125,69
2	2398	335	144,39
3	2353	380	102.10
4	2329	404	81,44
5	2312	421	65,42
7	2293	440	34,47
9,6	2291	442	5.62
12	2290	443	6.32
16,8	2287	446	7,63
33,6	2282	451	7,99
50	2279	454	7,94
72	2276	457	10,50
85	2274	459	12.18
100	2272	461	13.36

Usando la ecuación 3.132

$$(250) (1,2) (1,229) = 202$$

$$k = 162,6 \cdot \frac{141,4}{100} = 162,6 \cdot (18,5) (16) \text{ Maryland}$$

De la figura 3,58, el valor de  $(t * p') R = 8$  psi se obtiene por extrapolar la parte de la línea horizontal de la curva derivada de presión a la vertical eje. Esta línea corresponde al régimen de flujo radial. Usando la ecuación 3.133 obtenemos:

$$k = 70,6 \cdot \frac{141,4}{100} = 70,6 (250) (1,2) (1,229) = 203 \text{ Maryland}$$

$$h (t * Ap') R \quad (16) (8)$$

### TÉCNICA ESTADÍSTICA DE ZONACIÓN

Se puede abordar la descripción del yacimiento en un número de formas. Hutchison et al. (1964) desarrollaron un método para predecir estadísticamente el

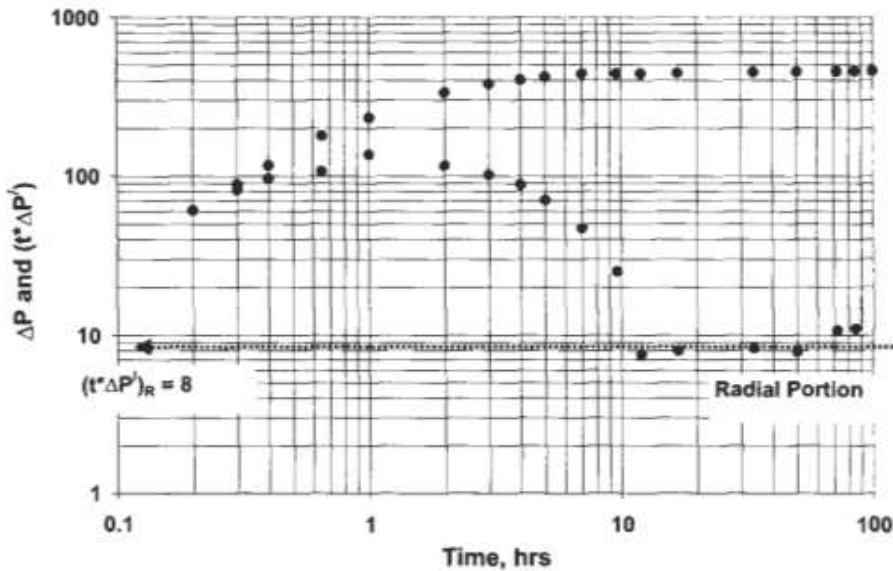


Figure 3.58. Longlog plot of  $\Delta P$  and  $t^* \Delta P'$  versus test time.

probabilidad de la presencia de uniformidades de nog de reservorio de un cierto tipo en cualquier reservorio considerando los núcleos, registros y geología general

fondo del depósito [47] Utilizando. Un análisis estadístico de las mediciones de laboratorio de la permeabilidad del aire en ocho direcciones espaciadas a intervalos de 45 "en 142 tapones verticales de dos pulgadas de 30 núcleos, Greenkorn et al. mostró que hay una anisotropía puntual significativa en 60% de los tapones de núcleo [5 3]. Además, encontraron que la permeabilidad de un medio poroso anisotrópico heterogéneo es un tensor que consiste en una variación de punto a punto que depende del tamaño de grano y una variación de punto que depende enlecho. Trudgen y Hoffmann propusieron un procedimiento que emplea el sistema de ajuste de curvas de Pearson para definir una distribución de frecuencia de las propiedades de la roca del yacimiento obtenidas a partir de los datos del núcleo.[ 54]. Se propusieron muchos más métodos estadísticos para describir varias propiedades de las rocas del yacimiento. Sin embargo, solo algunos de estos métodos resultaron prácticos.

Testerman describió una técnica estadística para identificar y describir poros y zonas permeables en un reservorio, y para determinar cuáles probablemente sean continuos entre pozos adyacentes [5 5]. La técnica es particularmente útil describir la distribución de la permeabilidad en un reservorio donde el flujo cruzado entre los estratos del reservorio en comunicación adyacentes, debido a la imbibición y la segregación por gravedad, es importante. Sin embargo, dado que no existen parámetros geológicos relacionados con el ambiente depositacional en la evaluación estadística, es necesario un juicio para determinar si las zonas así definidas son, de hecho, continuas y consistentes con el modelo geológico.

Aunque se ha desarrollado principalmente para la zonificación de la permeabilidad, la técnica es general y **poder** ser aplicado a otras propiedades del yacimiento **que** permeabilidad. La técnica de zonificación del yacimiento es unatwepart operación.

Datos de permeabilidad desde la parte superior a la inferior de los estratos de un solo pozo se dividen en zonas. Estas zonas se seleccionan de manera que la variación de permeabilidad dentro de las zonas se minimice y maximice entre las zonas. Las ecuaciones estadísticas utilizadas para zonificar los datos de permeabilidad son:

(3.132)

dónde:

**szz** =varianza entre las zonas.

**Nueva Zelanda** = número de zonas

**nk** = numero total de datos de permeabilidad en los estratos.

**NK** = número de datos de permeabilidad en la i-ésima zona.

**kij** = datos de permeabilidad.

**i** = índice de suma para el número de zonas.

**j** = índice de suma para el número de datos dentro de la zona.

La varianza dentro de cualquier zona, **sz**, se calcula a partir de:

y el índice de zonificación, **Iz**, es:

(3.134)

Este índice es el criterio utilizado para indicar la mejor división. **Iz**, que oscila entre 0 y 1, indica qué tan cerca se corresponde la división a zonas homogéneas. los cerca **Iz** Es para 1, cuanto más homogéneo son las zonas. **Alguna** valor negativo de **Iz** debe ser reemplazado por cero para ajustarse a la definición de **Iz**.

La zonificación de pozos individuales es un procedimiento de varios pasos:



índice de zonificación es calculado a partir de la ecuación 3.134, y el valor mayor, que denota la mejor división en dos zonas, se conserva para compararlo con otros índices.

- (b) Los datos de permeabilidad de la mejor combinación de dos zonas se dividen en **todos** los posibles combinaciones de zonas. El índice  $I_z$  es de nuevo calculado para determinar la mejor división de tres zonas.
- (c) Los datos de permeabilidad de las mejores combinaciones de tres zonas se dividen en todos los posibles combinaciones de cuatro zonas. Luego se aplica el criterio del índice de zonificación.

La división en zonas adicionales continúa hasta que la diferencia entre **dos** índices sucesivos,  $\Delta I_z$ , es despreciable. Testerman descubrió que la diferencia es insignificante si  $\Delta I_z = 0,06$  [55].

Una vez que se han zonificado todos los pozos del yacimiento, las zonas entre los pozos adyacentes se correlacionan para determinar qué estratos es probable que sean continuos, es decir, conectados. Las zonas se consideran conectadas si la diferencia en permeabilidad media de **dos** zonas es menor **que** o igual al esperado de las variaciones de las mediciones dentro de las zonas.

### EJEMPLO

Figura 3,59 muestra la ubicación de cuatro pozos en un reservorio consolidado de arenisca seleccionado para ilustrar el uso de la técnica de zonificación estadística. Mesa 3,15 enumera los datos de permeabilidad y la profundidad correspondiente para cada uno de los cuatro pozos. Se debe determinar el número de zonas y la correspondiente permeabilidad promedio para cada pozo.

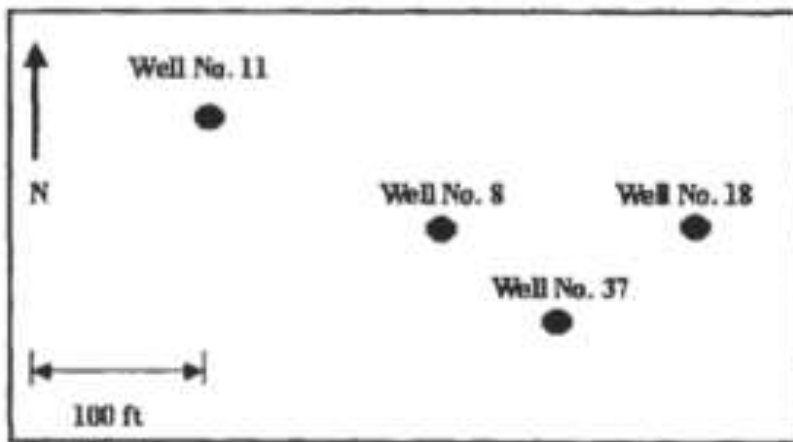


Figure 3.59. Location of wells [55].

**TABLA3.15**  
**RESERVORIODATOS DE PERMEABILIDAD [55]**

Bien No. 8	Bien No. 11	Bien no 18	Bien No. 37
Profundidad Perm anente ( $\bar{W}$ yland)	DepthPerm ( $\bar{W}$ yland) (Mar	Profun an didad (ajuste )	Perm an te (Mar ylan d)
(Mar	)	( $\bar{W}$ yland)	( $\bar{W}$ yland)
	1.9065 10		
1.917,5 *	1.907,552		
1.918,5	1.908,5276	1.973,5	20
1.919,5	1.909,5 140	1.974,5	40
1.920,5	1.910,5139	1.975,5	190
1.921,5	1,911.5165	1.976,5	146
1.922,5	1,912.5342	1.977,5	53
1.923,5	1.913.587	1.976,5	4.8
1.924,5	1.914,5 0.0	1.979,5	0.0
1.925,5	1.915,5 0.0	1.980,5	45
1.926,5	- -	1.981,5	14
1.927,5	- -	1.982,5	0.0
1.928,5	- -	1.983,5	84
1.929,5	- -	1.984,5	28
1.930,5	- -	1.985,5	0.0
1.931,5	- -	1.986,5	0.0
1.932,5	- -	1.987,5	0.0
1.933,5	- -	1.988,5	0.0
1.934,5	- -	-	-
1.935,5	- -	-	-
1.936,5	o. o	-	-

"Parte superior delos productivo intervalo.

## SOLUCIÓN

A ilustrar la zonificación de pozos individuales, los datos de permeabilidad de bien No. **11** fueron seleccionados. Mesa **3,16** muestra la división de la datos de permeabilidad en **dos**zonas. Ecuaciones**3.132**, **3.133**, y **3.134** fueron usados a calcular los factores de varianza **szz** y **sz** y el índice de zonificación **Iz**, respectivamente, para cada división en **dos** zonas. por ejemplo, los **szz,sz** y **YO**,valores en los primera linea de Mesa **3,15**

**TABLA 3.16**  
**DIVISIÓN DE DATOS DE BIEN NO. 11 EN DOS ZONAS [55]**

Muestra	Permeabilidad Cum. La	Gran suma	Menos	segundo	W	R
No. por	suma de	Suma	semen.	(mD2)	(mD2)	
Grupo	(Mar ylan d)	Permeabilidad d				
1	0.0	10	1,192	13,493	13.600	0.0
2	52	63	1,140	19,892	12,800	0,35
3	276	338	864	243	15,256	0.0
4	140	478	724	3	15.286	0.0
5	139	617	585	102	15,273	0.0
6	156	773	429	1,118	15,146	0.0
7	342	1,115	87	35,646	10,830	0,69
8	87	1.202	0.0	36,120	10,771	0,70
9	0.0	1.202	0.0	16,053	13,280	0,17
10	0.0	1.202	0.0	-	-	-
<b>Suma</b>	1.202					

$$\begin{aligned}
 &+ (52) 2 + (276) 2 + (140) 2 + (139) 2 + (342) \\
 &2 + \\
 sz = &- (87) 2 + (0) 2 + - - (1, 19a2 \\
 &1 \quad 9 \\
 &= 13.600 \\
 Yo z = 1 - - - & \frac{13.600}{13,493} - 0,00 s
 \end{aligned}$$

Porque  $Iz < 0$ , esose reemplaza por cero. Las otras líneas sonsimilarcalculado. Zona **II**, donde  $k = 0$  en muestras No. 9 y no. **10**, es fácil de identificar sin ningún cálculo.

Mesa **3,17** ilustra el siguiente paso en zonificación de pozo No. **11**, Es decir, división de los datos de permeabilidad en tres zonas. Zona **II** de la división de dos zonas es ahora dividido en **dos** zonas. Testeman intentó dividir la permeabilidad en cuatro zonas [55]. Sin embargo, descubrió que el índice más grande de cuatro zonas (**0,79**) es menor que el índice de tres zonas de **0,81**, y concluyó que el pozo No. **11** se describe mejor como tres zonas de permeabilidad.

**MESA3,17**

11 DENTRO TRESZONAS

DIVISIÓN DE DATOS DE BIEN NO. [55]

<b>Muestra</b>	<b>Permeabilidad</b>	<b>Semen. La suma de Permeabilidad</b>	<b>Gran suma Menos semen. Suma</b>	<b>segundo (mD2)</b>	<b>W (mD2)</b>	<b>R</b>
1	10	10	1,192	29,300	9.098	0,68
2	52	63	1,140	37,021	6.893	0,81
3	276	338	864	21.450	11,341	0.47
4	140	478	724	218,242	11,229	0.48
5	139	617	585	22,866	10,937	0,52
6	156	773	429	23,564	10,737	0,54
7	342	1,115	87	20,346	11,657	0,42
8	87	1.202	0.0	-	-	-

**MESA3,18****FINAL ZONACIÓN DE RESERVORIO PERMEABILIDAD DATOS [55]**

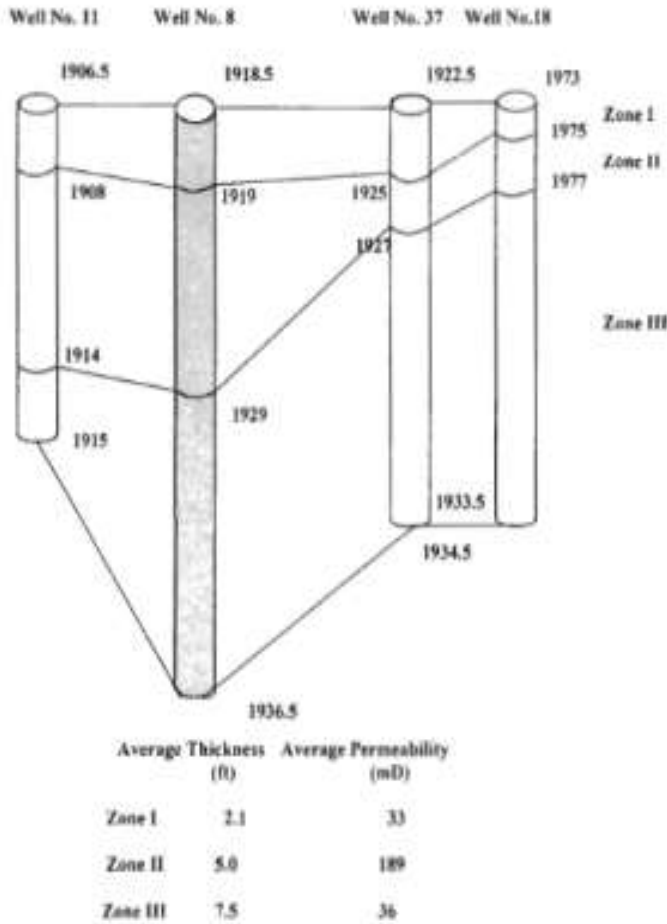


Figure 3.60. Cross-section showing final zonation (55).

Los resultados de la zonificación entre pozos, que no se dan aquí, definen la existencia de tres zonas continuas que tienen un espesor promedio, de arriba a abajo, de 2,1, 5,0, y 7.5 **pie**, y una permeabilidad media de **33**, **189**, y **36** Maryland, respectivamente. Figura 3,60 es una sección transversal que muestra la zonificación final. La técnica de zonificación es general y, por lo tanto, se puede aplicar a propiedades del yacimiento distintas de la permeabilidad, incluida la porosidad, el factor de resistividad de la formación y la saturación del fluido. La técnica de zonificación estadística asume a priori que existe estratificación dentro del yacimiento. Si el embalse no está estratificado, sin embargo, la técnica de zonificación estadística lo mostrará.

## PROBLEMAS

1. Calcule la porosidad de la muestra que se describe a continuación:

Masa de muestra seca	<b>104,1</b> gramo
Masa de la muestra saturada de agua	<b>120,2 g</b>
	<b>1.001 g /</b>
Densidad del agua	cm <sup>3</sup>
Masa de muestra saturada sumergida en agua	<b>64. 7 g</b>

- Es ¿Esta es la porosidad efectiva o total de la muestra?
- Qué ¿Cuál es probablemente la litología de la muestra? Explique por qué.

2. UN núcleo **2,54** cm en longitud y **2,54** cm en el diámetro tiene un porosidad de **22%**. Eso está saturado de aceite y agua. El contenido de aceite es **1. 5 ~ m ~**

¿Cuál es el volumen de poros del núcleo? Que son el aceite y el agua saturaciones dentro del núcleo?

- Si una formación es 2.5 m de espesor, ¿cuál es el volumen de aceite en el lugar **100** hectáreas, Si el núcleo descrito en el problema 2 arriba es representativo del embalse. Informe el volumen en metros cúbicos y barriles.
- Suponga que los datos de permeabilidad y porosidad en Mesa 3A son representativos de varios miles de puntos de datos tomados para las mediciones de permeabilidad-porosidad de un yacimiento.
  - Trace los datos y desarrolle una ecuación que represente la relación entre permeabilidad y porosidad. Muestre los límites de aplicabilidad de esta ecuación.

**TABLA 3 A**

0.022	0,088
0.061	0,100
0,115	0,11
0.438	0,118
1.050	0.121
<b>1.120</b>	0,130
2.202	0,140
2.500	0,150

- b. Dar una explicación de la desviación de los datos que se producen para el núcleo de alta permeabilidad.
  - c. Haga coincidir sus datos con la figura 3.13 y utilizar para identificar el tipo de roca más probable del yacimiento.
  - d. Determine el valor medio correcto de la permeabilidad.
5. Si un núcleo tiene un porosidad de 18% y una saturación de agua irreducible de 24%, ¿cuál es la permeabilidad de la muestra?
  6. ¿Cuál es la permeabilidad de la matriz? de el núcleo descrito en el problema 5 Si el radio efectivo de la garganta de los poros es 3,5  $\mu\text{m}$  y el factor de cementación es 2? Estime la tortuosidad de la muestra.
  7. Análisis de núcleos de permeabilidad y porosidad de 36 Muestras de testigos de un pie obtenidas de un pozo ubicado en un La formación de arenisca limpia se proporciona en la Tabla 3B.

MESA38

Muestra No.	k (Maryland) lavab	9	H acumulativo (W)	Muestra No.	K (Maryland)	9	H acumulativo (ajuste)
1	0	0,268	1	19	1720	0,266	19
2	822	0,354	2	20	500	0,275	20
3	436	0,264	3	21	495	0,269	21
4	220	0,26	4	22	612	0,206	22
5	348	0,258	5	23	897	0,264	23
6	256	0,272	6	24	974	0,272	24
7	150	0,256	7	25	790	0,351	25
8	127	0,255	8	26	955	0,358	26
9	36	0,272	9	27	1030	0,273	27
10	779	0,257	10	28	784	0,266	28
11	945	0,263	11	29	491	0,262	29
12	815	0,295	12	30	623	0,313	30
13	1190	0,277	13	31	557	0,255	31
14	928	0,355	14	32	937	0,358	32
15	238	0,286	15	33	854	0,279	33
dieciséis	78	0,274	dieciséis	34	818	0,272	34
17	1780	0,262	17	35	363	0,285	35
18	1510	0,269	18	36	306	0,315	36

- C. Encontrar medios aritméticos, geométricos y armónicos de la permeabilidad. Además, calcule la desviación estándar, la media normalizada y la dispersión de los tres medios.
- re. Determine la media aritmética de la porosidad y la porosidad mediana.
8. Considerando los datos de porosidad y permeabilidad en la Tabla 3B:
    - a. Determine la mejor correlación entre permeabilidad y porosidad.
    - b. ¿Cuál es el diámetro de grano promedio de cada muestra?
    - c. Calcule el RQI y grafique contra la porosidad.
    - d. Determine el número de unidades de flujo y su correspondiente FZI.
  9. Las encuestas de registro en un saturación de agua irreducible bien indicada de 18% y una porosidad media de 15%. Análisis de núcleos y pruebas de pozos El análisis indicó una permeabilidad de la roca del yacimiento de dieciséis Maryland. Estime el índice de fluido libre e irreducible de agua ligada para esta formación.
  10. Estimar la permeabilidad (Maryland) de una roca de depósito que tiene
    - a. porosidad del 13% y una saturación de agua irreducible de 20%. Suponiendo que esta permeabilidad es representativa de la unidad de flujo:
      - a. Calcule el índice de calidad del yacimiento RQI ( $\mu\text{m}$ ).
      - b. Calcule el indicador de zona de flujo FZI.
      - c. Calcule el factor de caracterización de la unidad de flujo Tiab HT.
  11. **Un** El registro de RMN fue `correr` en un pozo, lo que indica una porosidad del 13% y log media del tiempo de relajación 2.5 **PD**a la profundidad de 7.500. Estime la permeabilidad a esta profundidad para este pozo, usando **DEG** correlaciones.
  12. Análisis de núcleos en un nuevo pozo en un formación con características petrofísicas similares a la TAGI formación revelada un permeabilidad horizontal de 15 mD.
    - A. Suponiendo que la formación tiene el mismo contenido de caolinita e illita, estime la permeabilidad vertical y la relación de anisotropía para este pozo, utilizando los modelos desarrollados para la formación TAGI, para los siguientes casos:
      - a. **Solamente** Se conoce la permeabilidad horizontal.
      - b. **Solamente** Se dispone de datos de permeabilidad horizontal y porosidad. (porosidad = 13%).
      - c. Se dispone de datos de permeabilidad horizontal, porosidad y diámetro medio de grano (diámetro de grano = 0,025 mm).



## NOMENCLATURA

área de superficie interna  
superficie, acres  
factor de volumen de formación  $O$ , bbl / STB y SCF  
/  $ft^3$  inversa de los coeficientes de la matriz  $b_{nj}$   
vector de volumen  
conductividad  
diámetro de las partículas de grano  
datos de rendimiento  
valores calculados de datos de rendimiento  
valores observados de datos de rendimiento  
profundidad  
desviación  
frecuencia  
frecuencia acumulada  
factor de resistividad de la formación  
gas inicial en su lugar  
espesor de formación  
índice de zonificación  
índice de porosidad secundaria  
diferencia entre **dos** índices sucesivos  
permeabilidad  
permeabilidad horizontal  
número de permeabilidades  
permeabilidad a 84,1% muestra acumulativa  
permeabilidad vertical  
longitud del núcleo, cm  
Coeficiente de permeabilidad de Lorenz  
factor de cementación o exponente  
número de tubos capilares  
aceite inicial en sitio  
número de datos de permeabilidad  
número de datos de permeabilidad en la zona  $i$   
número de zonas  
presión umbral de presión de la curva de  
presión capilar  
pérdida o diferencia de presión  
presión de desplazamiento  
presión de cierre  
tasa de flujo  
radio  
radio de poro  
número aleatorio  
número aleatorio uniformemente distribuido  
resistividad de formación verdadera, ohm-m  
Desviación Estándar

varianza de la muestra  
 varianza de la permeabilidad  
 varianza de la población  
 varianza de zona  
 variación entre zonas  
 varianza muestral en zonas 1 y 2  
 saturación  
 área de superficie específica por unidad de volumen de grano  
 connate (irreducible)  
 superficie interna por unidad PV  
 hora  
 temperatura  
 velocidad  
 volumen  
 volumen aparente  
 coeficiente de permeabilidad  
 volumen de poros  
 contenido de pizarra  
 volumen de lutita total, fracción  
 ancho de fractura  
 agua  
 Coordenadas cartesianas  
 variable  
 modo de variable

## SUSCRIPCIONES

AP	aparente
mi	eficaz
F	fractura
gramo	gas
gramo	grano
h	hidrocarburo
h	valor más alto de la variable x
yo	inicial, índice
Irritado	irreducible
yo, j, kJ, n,	
u	índices
l	más bajo
mamá	matriz
o	petróleo
r	relativo
Carolina del Sur	condiciones estándar

## SUPERSCRIPTS

r **correr** número

## SÍMBOLOS GRIEGOS

ángulo entre el plano y el gradiente de presión  
Gravedad específica  
error  
Angulo de contacto  
porosidad  
porosidad abierta efectiva  
Factor de forma de Kozeny  
Constante Kozeny  
viscosidad  
tortuosidad

## REFERENCIAS

1. Fraser, HJ y Gratton, L.C. "Empaquetado sistemático de esferas con relaciones particulares con la porosidad y la permeabilidad". *J. Geol.*, Noviembre-diciembre. **1935**, páginas. **785-909**.
2. Gatlin, C. *Ingeniería de Petróleo-Perforación y Terminaciones de Pozos*. Libro de Prentice-Hall Co., Englewood Cliffs, Nueva Jersey, **1960**, páginas. **21-22**.
3. Ellison, SP Jr. "Origen de la porosidad y la permeabilidad". Lecture Notes, Universidad de Texas, Austin, **TX**, **1958**.
4. Pittman, M.I.C. "Microporosity in Carbonate Rocks". *Am. Assoc. Gasolina. Geol. (AAPG) Bull.*, Vol. **55**, NO. **10**, **1971**, páginas. **1873-1881**.
5. Hohlt, RB "La naturaleza y el origen de la porosidad de la piedra caliza". Escuela de Colorado *de Mines Quarterly*, Vol. **43**, No. 4, **1948**.
6. Chilingario GRAMO. V., Mazzullo, S. V. y Reike, depósito de carbonato de HH *Caracterización: un análisis de ingeniería geológica, parte YO. Desarrollos en la ciencia del petróleo 30*. Elsevier Scienc Publ. Co., Nueva York, Amsterdam, **1992**, **639** páginas.
7. Choquette, P. W. y Reza, L.C. "Nomenclatura geológica y clasificación de la porosidad en carbonatos sedimentarios". *Am. Assoc. Gasolina. Geol. (AAPG) Bull.*, Vol. **54**, **1970**, páginas. **207-250**.

9. Lucía F. J. "Parámetros petrofísicos estimados a partir de descripciones visuales de carbonato Rocas: UNClasificación de campo del espacio poroso de carbonato." *J Petrol. Tech.*, Vol. 35, marzo de 1983, págs. 626-637.
10. Kulander, BR, Barton, CC y Dean, S.L. "La aplicación de una fractografía a las investigaciones de fracturas de núcleos y afloramientos". NOS DOE METC / SP-79/3, Servicio Nacional de Información Técnica, Springfield, VIRGINIA, 1979.
11. Anderson, G. Manual de análisis de núcleos y núcleos. Petroleum Publ. Co. , Tulsa, OK, 1975, 200 págs.
12. Darcy, HJ "LesFontaines Publiques de la Vue de Dijon". Libraire de Corps Imp &iaux des Pontset Chausdes et des Mines, París, 1856, págs. 590-594.
13. Elementos de Clark, NJ *de*Reservorios de petróleo, ed revisada. Sociedad de PetroleumIngenieros Dallas, ?X, Serie Henry L. Doherty, 1969, págs. 19-30.
14. Chilingarian, G. V. "Relación entre porosidad, permeabilidad y Tamaño de grano Distribución de Arenas y areniscas ". En: Van Straaten, JU (Ed.), Depósitos marinos deltaicos y poco profundos. Elsevier Science Publ. Co., Nueva York, Amsterdam,1963, págs. 71-75.
15. Kozeny, J. " iiber kapiuare Leitung des Wassers estoy Boden (Aufstieg Versikerung und Anwendung auf die Bemasserung).- Sitzungsber Akad, W & s, Wein, Math- Nuturwiss, KL, Vol. 136 (11a) , 1927,páginas. 271-306.
16. Pirson, S. J. Ingeniería de yacimientos de petróleo, 2ª ed. McGraw-Hill Book Co., Nueva York 1958,735 págs.
17. **Amperio**, J. W., bajo, D. METRO. Jr. y Whiting, R. L. *Yacimiento de petróleo Ingeniería*. (McGraw-Hill Book Co., Nueva York, 1960, 610 págs.
18. Wyllie, **METRO**. RJ y Spangler, MB "Aplicación de mediciones de resistividad eléctrica a problemas de flujo de fluido en medios porosos". A.m. Assoc. Gasolina. Geol. CAAPG) Bol., Febrero de 1952.
19. Caman, P. C. "PermeabilidaddeArenas, suelos y arcillas saturadas". J. Agr. Sci., Vol. 29,1939;**Además, J. SOC**.Chem. Ind., 1939, págs. 57-58.
22. Escuche, C. L., *Ebanks*, WJ, Tye, R. S. y Ranganatha, V. Factores geológicos que influyen en el rendimiento del yacimiento del campo de extracción Hartzog, Wyoming. *J. de gasolina. Tecnología* Agosto de 1984, págs. 1335-1344.
23. Gunter, GRAMO. W., Finneran, J. METRO., Hartman, DJ y Molinero, J. RE. "Determinación temprana de Reservorio Fluir Unidades que utilizan **un** Método petrofísico integrado SPE 38679. Conferencia y exposición técnica anual de SSPE, San Antonio, **TX** , 5-8 de octubre de 1997.
24. Tiab, D. Advances en Petrofísica *Vol. 1 flujo Unidades*. Notas de lectura Manual, Universidad **de** Oklahoma, 2000.

25. Tiab, D. Análisis de núcleos modernos, *Vol.I-Teoría*. Laboratorios centrales, Houston, **TX**, Mayo **1993**, 200 páginas.
26. Tiab, D., Marschall, DM y Altunbay, MH Método de identificación y caracterización de unidades hidráulicas de medios porosos saturados: proceso de zonificación Tri-Kappa. NOS Patente No. **5.193.059**, marzo **9 de 1993**.
27. Amaefule, **J. O.**, Altunbay, M. H., Tiab, D., Kersey, RE. GRAMO., y Keelan, RE. K. "Descripción mejorada del yacimiento mediante el uso de datos centrales y de registro para Identifique las unidades (de flujo) hidráulicas y prediga la permeabilidad en intervalos / pozos no perforados ".SOC.Gasolina. Ing. Papel No.**26436**, **1993**.
28. Zemanek, **J.** "Reservorios de arena con hidrocarburos de baja resistividad." *SPEFE*, Dic. **1989**, páginas.**515-521**.
29. Sneider, R. **METRO.**, Rey, HORA, Hawkes, HE y Davis, T. SEGUNDO. "Métodos de detección y caracterización de Reservoir Rocks, Cuenca profunda *Gas* Área, Oeste de Canadá ", Transacciones SPE, Vol. **275**, **1983**, páginas. **1725-1734**.
30. Slichter, S. C. "Investigación teórica del movimiento de Agua subterránea ". *NOS. Geol. Survty*, NTIS, Springfield, VIRGINIA,19o Informe Anual, Parte 11, **1899**, páginas. **295-384**.
31. Wyllie, **METRO. R. J.**y Rose, WD "Algunas consideraciones teóricas relacionadas con la evaluación cuantitativa de las características físicas de la roca del yacimiento a partir de datos de registros eléctricos". Trans. AIME, vol.**189**, **1950**, páginas. **105-118**.
32. Schlumberger, Inc., Gráficos de interpretación de registros. Servicios educativos de Schlumberger, Houston, **TX**, **1977**.
34. Timur, **A.** "*Un*Investigación de la relación entre la permeabilidad, la porosidad y la saturación de agua residual para los reservorios de arenisca ". Log Analyst, vol.**9 de octubre de 1968**, 4 PÁGINAS.
35. Langnes, **GRAMO. L.**, Robertson, O. J., Jr. y Chilingar, GRAMO. V.Recuperación secundaria y depósitos de carbonatos. Elsevier Science Publ. Co., Nueva York, Amsterdam,**1972**,**304** páginas.
36. Al-Ajmi, F. A. y Holditch, S. A. "RMN Calibración de la permeabilidad usando un algoritmo no paramétrico y datos de la formación enArabia Central ". Papel SPE**68112**, SPE MEOS, Bahreín,**17-20**, marzo**2001**.
37. Craze, R. C."Desempeño de los reservorios de piedra caliza". Trans. AIME,**Vol. 189**, **1950**, páginas. **287-294**.
38. Bagrintseva, K. **YO.** "Carbonatos, petróleo y GasReservorios ". Izdudet'stvo*Nedra*, Moscú, URSS,**1977**, **231**páginas.
39. Parsons, R. **W.** "Permeabilidad de la roca fracturada idealizada". **SOC.PetroZ**. Ing.**YO**, Vol.**6 de diciembre de 1966**, páginas.**126-136**.
40. Murray, **GRAMO. H.** "Estudio cuantitativo de fracturas-Sanish Pool, condado de McKenzie, Dakota del Norte." A.m. Assoc. Gasolina. Geol. (AAPG) Bollo.,**1968**, Vol. **52**, pp. **57-65**.

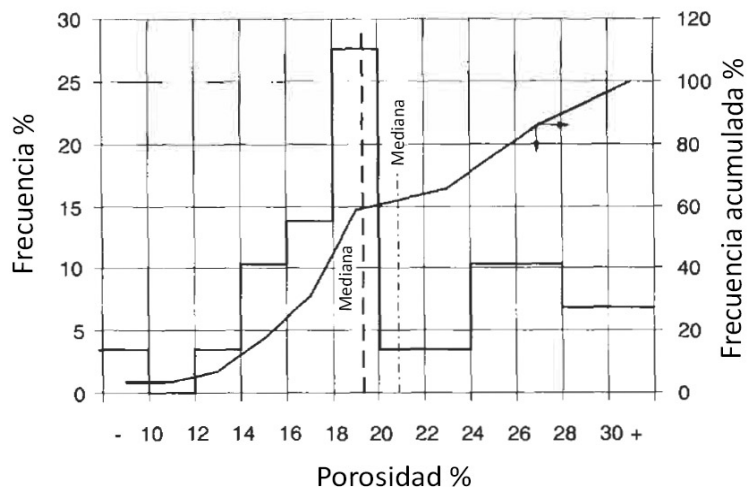


Figura 3.50. Histograma y distribución de porosidad para todas las muestras

**TABLA 3.11**  
**CLASIFICACIÓN DE LOS DATOS DE POROSIDAD EN RANGOS DEL 2 POR CIENTO DE**  
**POROSIDAD PARA TODAS LAS MUESTRAS**

rango de porosidad, %	Valor medio de rango %	Nro de muestra	Frecuencia F, %	Frecuencia Acumulada Fc, %
Less than 10	9	1	3.45	3.45
10-12	11	0	0.00	3.45
12-14	13	1	3.45	6.90
14-16	15	3	10.34	17.24
16-18	17	4	13.79	31.03
18-20	19	8	27.59	58.62
20-22	21		3.45	62.07
22-24	23	1	3.45	65.52
24-26	25	3	10.34	75.86
26-28	27	3	10.34	86.21
28-30	29	2	6.90	93.10
30 +	31	2	6.90	100.00
Total		29	100	

de simetría se confirma en la Figura 3. 51, que es un gráfico de datos de porosidad versus la frecuencia acumulada en un gráfico de probabilidad aritmética. En teoría, si los datos de porosidad se aproximan a una línea recta, entonces una curva normal, que está completamente definida por la media aritmética, es un ajuste razonable de los datos.

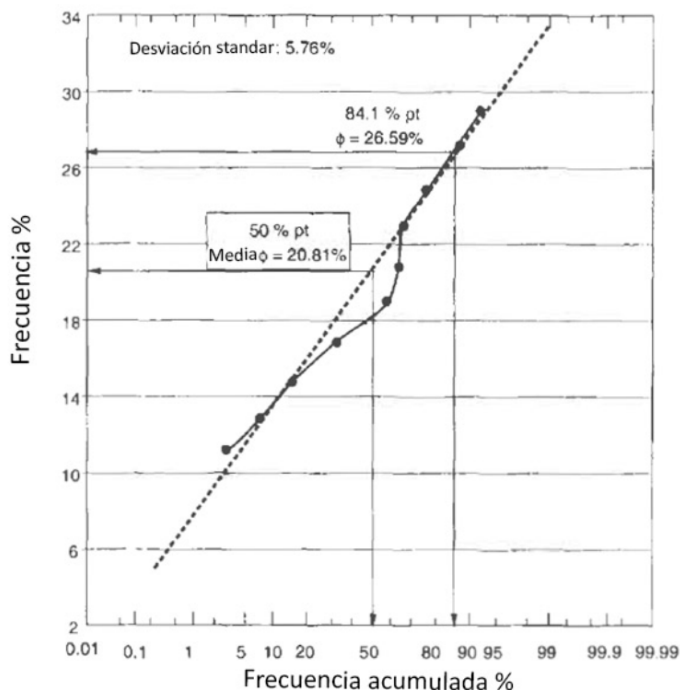


Figura 3.51. Distribución de porosidad en papei de probabilidad (reservorio heterogéneo).

Figura 3.52 muestra una desviación significativa de la línea recta ajustada entre el 30 y el 60 por ciento de frecuencia acumulada. En este ejemplo particular, la distribución de la porosidad no es normal y, por lo tanto, no puede ser representada por la función de frecuencia.

La porosidad “mediana” corresponde al punto del 50% en la curva de frecuencia acumulada, si la distribución de porosidad es normal y el histograma es simétrico. Teóricamente, el valor mediano divide el histograma en dos áreas iguales, lo que no es el caso en este ejemplo, como se muestra en la Figura 3.51. El valor “mediano” de la porosidad (19,3%), que se muestra en esta figura, es solo una aproximación. La capacidad de volumen acumulada para los datos de porosidad se calcula en la Tabla 3.12 y se representa en la Figura 3.52. Este gráfico indica que la distribución de la capacidad de porosidad es bimodal.

(2) Valores medios de permeabilidad

Los promedios aritméticos, geométricos y armónicos de los 29 valores de permeabilidad derivados del núcleo son, respectivamente:-

$$\bar{k}_A \equiv \frac{\sum k_i}{n} = \frac{90 + 7 + 4 + 220 + \dots + 130}{29} = 655 \text{ mD}$$

$$\bar{k}_G \equiv \sqrt[n]{k_1 k_2 k_3 \dots k_n} = [90 * 7 * 4 * 220 * \dots * 130]^{1/29} = 123 \text{ mD}$$

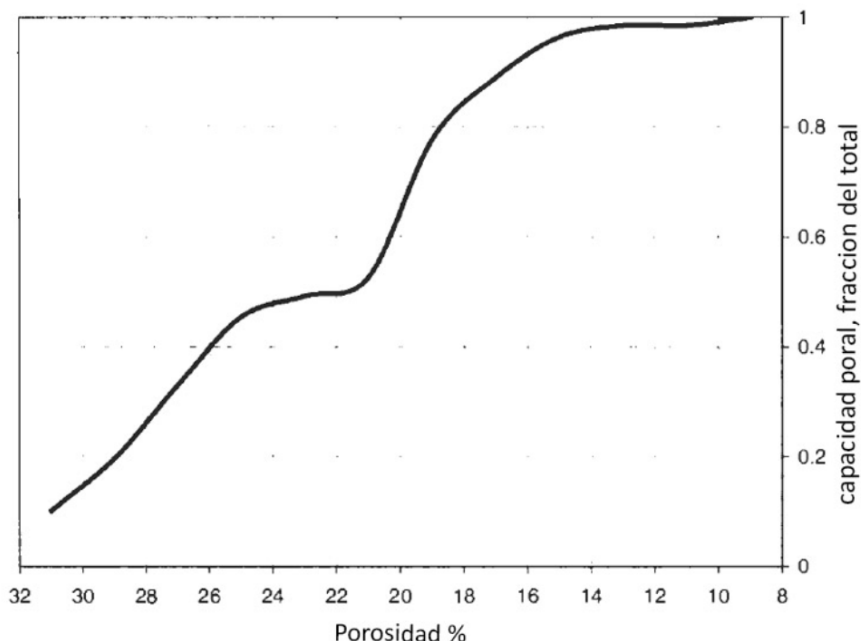


TABLA 3.12  
CÁLCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD DE CDA TOS CLASIFICADOS  
PARA LA DETERMINACIÓN DEL PAGO NETO DE ARENA

rango de porosidad	Valor medio de rango %, $\phi_i$	Nro de muestra	Fracción de Frecuencia $F_i$	$\phi_i F_i$	Capacidad acumulativa	
					$\frac{\phi_i F_i}{\phi_t}$	$\sum_{i=1}^n \frac{\phi_i F_i}{\phi_t}$
Less than 10	9	1	0.0345	0.31	0.01	1.00
10-12	11	0	0.0000	0.00	0.00	0.99
12-14	13	1	0.0345	0.45	0.02	0.99
14-16	15	3	0.1034	1.55	0.07	0.96
16-18	17	4	0.1379	2.34	0.11	0.89
18-20	19	8	0.2759	5.24	0.25	0.78
20-22	21	1	0.0345	0.72	0.03	0.53
22-24	23	1	0.0345	0.79	0.04	0.49
24-26	25	3	0.1034	2.59	0.12	0.45
26-28	27	3	0.1034	2.79	0.13	0.33
28-30	29	2	0.0690	2.00	0.10	0.20
30+	31	2	0.0690	2.14	0.10	0.10
Totals		29	1.0000	20.9310		



$$\bar{k}_H = \frac{n}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i}\right)} = \frac{29}{\frac{1}{90} + \frac{1}{7} + \frac{1}{4} + \frac{1}{220} + \dots + \frac{1}{130}} = 23 \text{ mD}$$

La técnica de promediado armónico produce, como se esperaba, el valor más bajo de permeabilidad promedio. En este caso, la diferencia entre los tres promedios es muy significativa, lo que implica que la formación es extremadamente heterogénea. Otra razón de esta gran diferencia es que no se cortaron valores de permeabilidad. Generalmente, la cantidad de material cementante es alta para valores de permeabilidad bajos y baja para valores de permeabilidad muy altos.

3. la permeabilidad efectiva de esta formación se estima a partir de la ecuación 3.124

A partir de las ecuaciones 3.125, calculamos la media geométrica del logaritmo natural de los valores de permeabilidad derivados del núcleo:

$$\ln \bar{k} = \frac{\sum \ln k_i}{n} = \frac{139.54}{29} = 4.812 \text{ mD}$$

$$\sigma^2 = \frac{\sum (\ln k_i - \ln \bar{k})^2}{n} = \frac{\sum (\ln k_i - 4.812)^2}{29} = \frac{124.51}{29} = 4.3$$

Usando la media geométrica del logaritmo natural de los valores de  $\bar{k}$ , la permeabilidad efectiva es:

$$k_e = \left(1 + \frac{4.3}{6}\right) \exp[4.275] = 123 \text{ mD}$$

(4) El coeficiente de Dykstra-Parsons se obtiene de la ecuación 3.115.

Usando el mismo enfoque que en el ejemplo anterior, encontramos:

$$V_K = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} = \frac{122.95 - 8.38}{122.95} = 0.93$$

$k_{84.1} = 8.38 \text{ mD}$  se obtuvo interpolando en la Tabla 3.13 o Figure 3.53.

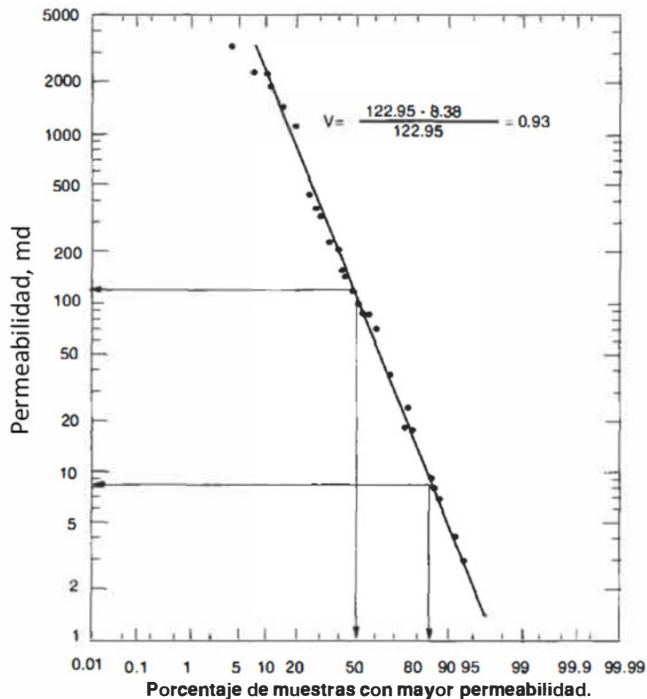
El coeficiente de Dykstra Parsons es muy alto. Indicando un reservorio extremadamente heterogéneo

**TABLA 3.13**  
**DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE LOS DATOS DE**  
**PERMEABILIDAD**

<b>Nro de Núcleo</b>	<b>Permeabilidad <math>k</math>, md</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Número de muestras con mayor permeabilidad</b>	<b>Distribución de Frecuencia acumulada (% <math>&gt;k_i</math>)</b>
6	4400	1	0	0.0
31	3200	1	1	3.4
35	2200	1	2	6.9
32	2100	1	3	10.3
5	1920	1	4	13.8
23	1560	1	5	17.2
28	1180	1	6	20.7
12	410	1	7	24.1
38	370	1	8	27.6
20	330	1	9	31.0
4	220	1	10	34.5
15	200	1	11	37.9
10	145	1	12	41.4
40	130	1	13	44.8
39	115	1	14	48.3
22	98	1	15	51.7
1	90	1	16	55.2
37	88	1	17	58.6
17	70	1	18	62.1
16, 25	36	2	19	65.5
11	25	1	21	72.4
36	19	1	22	75.9
34	18	1	23	79.3
14	9	1	24	82.8
33	8	1	25	86.2
2	7	1	26	89.7
3	4	1	27	93.1
13	3	1	28	96.6
Muestras totales, $n = 29$				

### PERMEABILIDAD DE LOS DATOS DE PRUEBA DE POZO

A pesar del valor considerable del análisis de núcleos y la interpretación de registros de pozos, siempre queda alguna duda con respecto a la productividad potencial de un pozo, especialmente durante la etapa exploratoria. Esta duda no se disipa hasta que se haya recuperado una muestra considerable de fluidos de formación durante una prueba de producción, comúnmente conocida como prueba de vástago de perforación.



**Figura 3.53.** Coeficiente de Dykstra-Parsons para un yacimiento heterogéneo.

La recuperación de los fluidos obtenidos depende principalmente de la permeabilidad y porosidad de la formación probada y de la viscosidad de los fluidos contenidos en la zona. Se han desarrollado varias técnicas para analizar la recuperación de fluido y las curvas de presión registradas para determinar si una prueba de formación ha indicado que se puede lograr una producción comercial.

Para utilizar estas curvas de presión, es necesario algún conocimiento de la respuesta de la curva a unas condiciones de formación determinadas. Básico para este conocimiento es la comprensión de varias ecuaciones analíticas que describen el flujo de fluidos a través de la media porosa. Estas ecuaciones, que son soluciones de ecuaciones de difusividad para diferentes condiciones de contorno, expresan la relación entre las características de la roca porosa, como la porosidad y permeabilidad, y las propiedades de los fluidos (aceite, gas y agua) que se mueven a través de la roca.

La técnica básica de prueba de pozo es crear una caída de presión en la presión del fondo del pozo, lo que hace que los fluidos del yacimiento fluyan a una cierta velocidad desde la roca hasta el pozo, seguido de un periodo de cierre. El periodo de producción se denomina generalmente "reducción de presión", mientras que el periodo de cierre se denomina "aumento de presión".

Practical La información obtenida de las pruebas de pozos incluye la permeabilidad junto con la porosidad, la forma del yacimiento, la presión promedio del yacimiento y la ubicación de los límites del yacimiento, como las fallas de sellado, en las cercanías del pozo. El método más común para obtener la permeabilidad consiste en graficar los datos de presión en función del tiempo en un papel gráfico semilogarítmico (por ejemplo, la Figura 3.54 para la prueba de reducción de presión y la Figura 3.55 para la prueba de acumulación de presión). Al determinar la pendiente de la línea recta, el

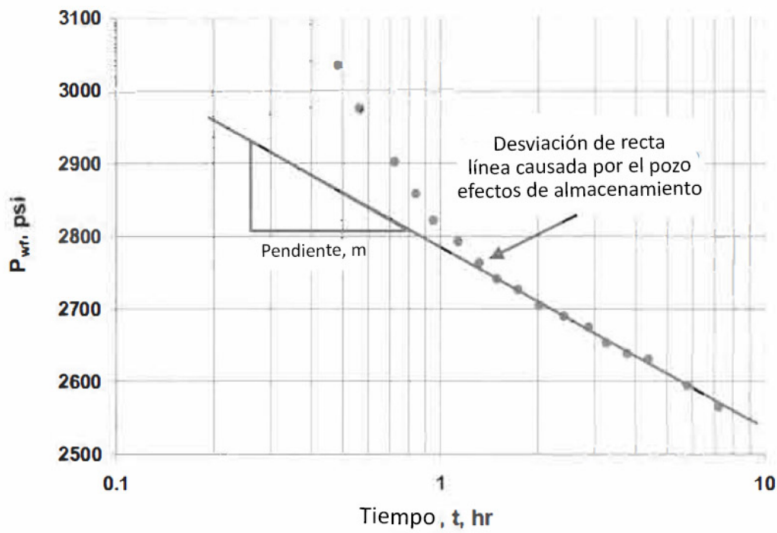
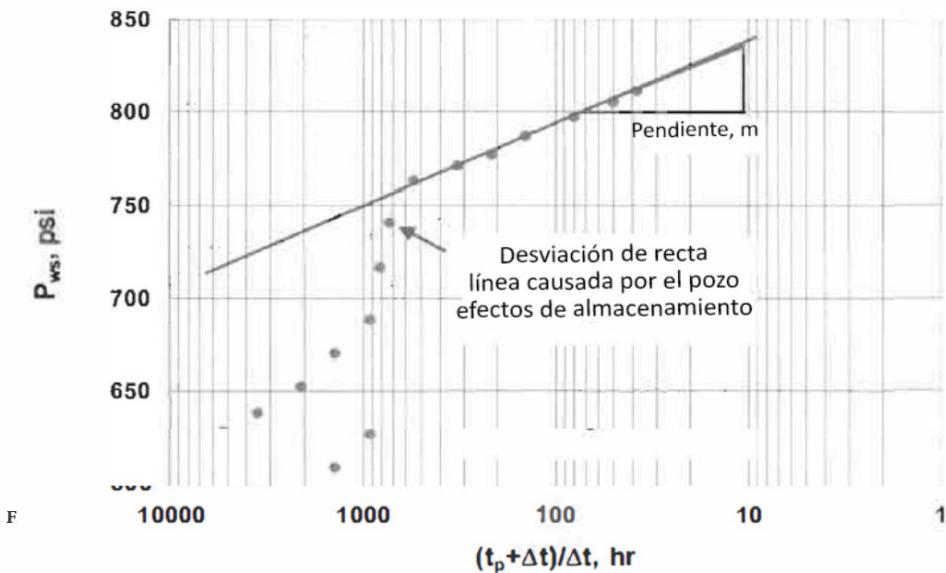


Figura 3.54. Gráfico semilogarítmico de la prueba de reducción de presión.



F

La siguiente ecuación se utiliza para calcular la permeabilidad:

$$k = 162.6 \frac{q\mu B_0}{mh} \quad (3.130)$$

donde:  $k$  = formación de permeabilidad, mD  
 $q$  = tasa de flujo, STB/D  
 $m$  = fluido viscoso, cP  
 $B_0$  = factor de volumen de formación, bbl/STB  
 $h$  = espesor de formación  
 $m$  = pendiente de la línea recta, psi/log cycle

Otros parámetros que se pueden obtener de este tipo de pruebas son: grado de daño de la formación alrededor del pozo, número y tipo de límites del yacimiento y grado de conectividad con otros pozos. Una técnica moderna para analizar datos de presión se basa en la gráfica log-log de la derivada de presión ( $t^*\Delta p'$ ) versus tiempo, como se muestra en la Figura 3.56. Utilizando la técnica de síntesis directa de Tiab, la permeabilidad se obtiene de [61]:

$$k = \frac{70.6q\mu B_0}{h(t^*\Delta p')_R} \quad (3.131)$$

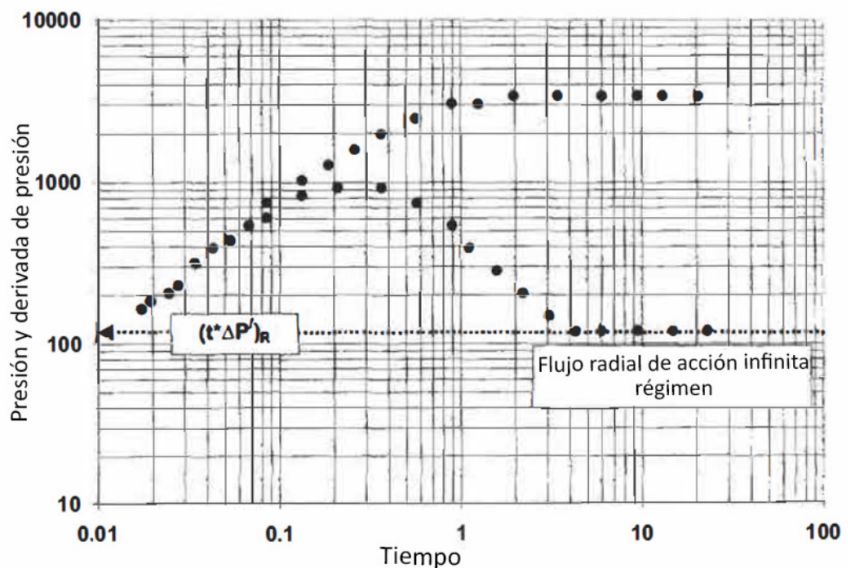


Figura 3.56. Gráfico de derivada de presión que muestra un régimen de flujo radial de acción infinita.

Donde  $(t^* \Delta p')_R$  se obtiene de la línea recta horizontal, que corresponde al régimen de flujo radial de acción infinita. En la parcela semilogarítmica, este régimen de flujo corresponde a la línea recta de pendiente  $m$ .

**EJEMPLO**

Se produjo un nuevo pozo en un pequeño embalse delimitado, al norte de Hobbs, Nuevo México, a una tasa constante de 250 STB / D. La presión inicial del depósito es de 4,620 psia. Otros datos relevantes son los siguientes:

$$h = 16 \text{ ft} \quad \mu_o = 1.2 \text{ cp} \quad B_o = 1.229 \text{ bbl/STB.}$$

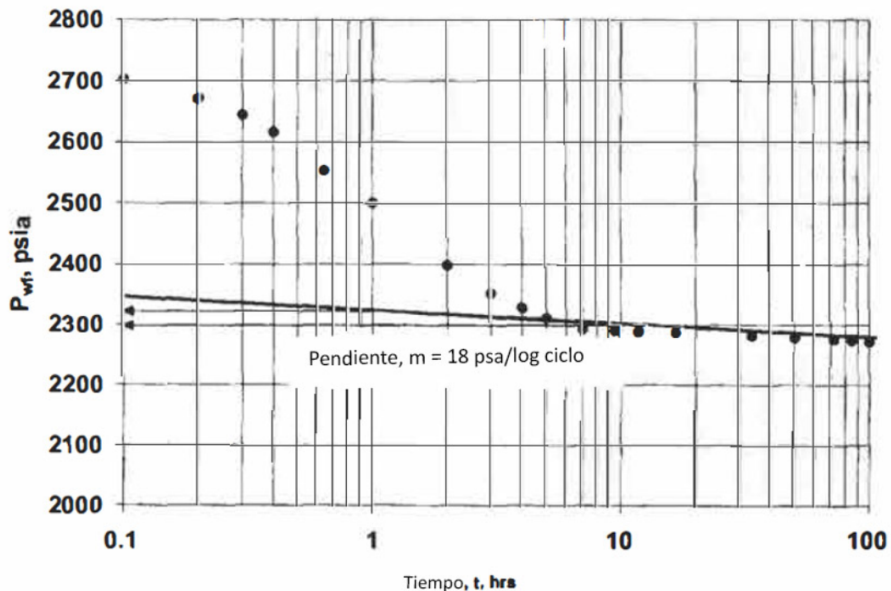
Calcule la permeabilidad a partir de:

- (a) La gráfica semilogarítmica de  $P_{wf}$  versus tiempo, y
- (b) La derivada de presión, usando la técnica de Síntesis Directa de Tiab

**SOLUCIÓN**

Figura 3.57 Es una gráfica semilogarítmica de la presión del fondo del pozo en función del tiempo en la Tabla 3.14. La figura 3.57 muestra una gráfica log-log de  $\Delta P = P_i - P_{wf}$  Y la derivada de presión  $(t^* \Delta P')$  versus tiempo de prueba.

- (a) El valor absoluto de la pendiente de la recta correspondiente al infinito actuando como i.e. régimen de flujo radial, es 18.5 psi/logcycle.



**TABLA 3.14**  
**PRUEBA DE CAÍDA DE PRESIÓN**

Tiempo, hr	$P_{wf}$ , psia	$\Delta P$ , psi	$t^*\Delta P'$ , psi
0	2733	0	0.00
0.1	2703	30	31.05
0.2	2672	61	58.95
0.3	2644	89	84.14
0.4	2616	117	106.30
0.65	2553	180	129.70
1	2500	233	125.69
2	2398	335	144.39
3	2353	380	102.10
4	2329	404	81.44
5	2312	421	65.42
7	2293	440	34.47
9.6	2291	442	5.62
12	2290	443	6.32
16.8	2287	446	7.63
33.6	2282	451	7.99
50	2279	454	7.94
72	2276	457	10.50
85	2274	459	12.18
100	2272	461	13.36

Usando la ecuación 3.132

$$k = 162.6 \frac{q\mu B_o}{mh} = 162.6 \frac{(250)(1.2)(1.229)}{(18.5)(16)} = 202 \text{ mD}$$

- (b) De la Figura 3.58, el valor de  $(t^*p')_R = 8$  psi se obtiene por extrapolando la parte de la línea horizontal de la curva derivada de la presión al eje vertical. Esta línea corresponde al régimen de flujo radial. Usando la Ecuación 3.133 obtenemos:

$$k = \frac{70.6q\mu B_o}{h(t^*\Delta p')_R} = 70.6 \frac{(250)(1.2)(1.229)}{(16)(8)} = 203 \text{ mD}$$

## TÉCNICA ESTADÍSTICA DE LOCALIZACIÓN

La descripción del yacimiento puede abordarse de varias formas. Hutchison et al. desarrolló un método para predecir estadísticamente la

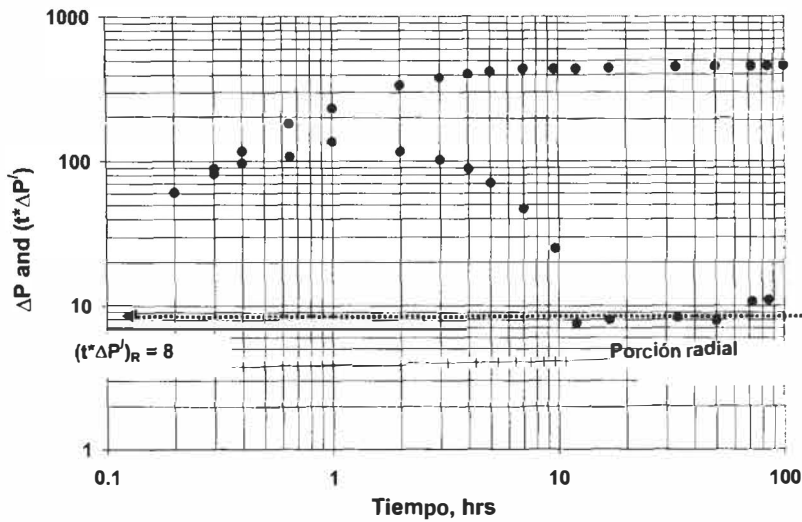


Figura 3.58. gráfico de registro largo de  $\Delta P$  y  $t^* \Delta P'$  versus tiempo de prueba.

probabilidad de la presencia de uniformidades de nog de reservorio de cierto tipo en cualquier reservorio considerando los núcleos, registros y antecedentes geológicos generales del reservorio [47]. Utilizando un análisis estadístico de las mediciones de laboratorio de la permeabilidad del aire en ocho direcciones espaciadas a intervalos de  $45^\circ$  en 142 tapones verticales de dos pulgadas de 30 núcleos, Greenkom et al. mostró que hay una anisotropía puntual significativa en aproximadamente el 60% de los tapones del núcleo [53]. Además, encontraron que la permeabilidad de un medio poroso anisotrópico heterogéneo es un tensor que consiste en una variación de punto a punto que depende del tamaño de grano y una variación de punto que depende del lecho. Trudgen y Hoffmann propusieron un procedimiento que emplea el sistema de ajuste de curvas de Pearson para definir una distribución de frecuencia de las

Testerman describió una técnica estadística para identificar y describir zonas porosas y permeables en un yacimiento, y para determinar cuáles pueden ser continuas entre pozos adyacentes [55]. La técnica es particularmente útil para describir la distribución de la permeabilidad en un reservorio donde el flujo cruzado entre los estratos comunicantes del reservorio adyacentes, debido a la imbibición y la segregación por gravedad, es importante. Sin embargo, dado que no hay parámetros geológicos relacionados con el ambiente depositacional en la evaluación estadística, es necesario juzgar si las zonas así definidas son, de hecho, continuas y consistentes con el modelo geológico.



Aunque se ha desarrollado principalmente para la zonificación de la permeabilidad, la técnica es general y se puede aplicar a propiedades del yacimiento distintas de la permeabilidad. La técnica de zonificación del yacimiento es una operación de dos partes.

Los datos de permeabilidad de arriba a abajo de los estratos de un solo pozo se dividen en zonas. Estas zonas se seleccionan de manera que la variación de permeabilidad dentro de las zonas se minimice y maximice entre las zonas. Las ecuaciones estadísticas utilizadas para zonificar los datos de permeabilidad son:

$$s_{zz} = \frac{1}{N_z - 1} \left[ \sum_{i=1}^{N_z} \frac{1}{N_{ki}} \left( \sum_{j=1}^{N_{kj}} N_{ij} \right)^2 - \frac{1}{N_k} \left( \sum_{i=1}^{N_z} \sum_{j=1}^{N_{kj}} N_{ij} \right)^2 \right] \quad (3.132)$$

donde:

$s_{zz}$  = varianza entre las zonas.

$N_z$  = número de zonas

$n_k$  = número total de datos de permeabilidad en los estratos.

$N_{ki}$  = número de datos de permeabilidad en la  $i$ -ésima zona.

$k_{ij}$  = datos de permeabilidad.

$i$  = índice de suma para el número de zonas.

$j$  = índice de suma para el número de datos dentro de la zona.

La varianza dentro de cualquier zona,  $s_z$ , es calculado a partir de:

$$s_z = \frac{1}{N_k - N_z} \left[ \sum_{i=1}^{N_z} \left( \sum_{j=1}^{N_{ki}} (N_{ij}^2) \right) - \sum_{i=1}^{N_z} \left( \frac{1}{N_{ki}} \left( \sum_{j=1}^{N_{kj}} N_{ij} \right)^2 \right) \right] \quad (3.133)$$

y el índice de zonificación,  $I_z$ , es:

$$I_z = 1 - \frac{s_z}{s_{zz}} \quad (3.134)$$

Este índice es el criterio utilizado para indicar la mejor división.  $I_z$  con rangos que oscila entre 0 y 1, indica qué tan cerca corresponde la división a zonas homogéneas. Cuanto más cerca  $I_z$  es a 1, más homogéneas son

Las zonas. Cualquier valor negativo de  $I_z$  debe reemplazarse por cero para ajustarse a la definición de  $I_z$ .

La zonificación de pozos individuales es un procedimiento de varios pasos:

(a) Primero, los datos de permeabilidad, en su orden original de profundidad, se dividen en todas las combinaciones posibles de dos zonas. Luego, se divide en todas las combinaciones posibles de dos zonas. Entonces el

El índice de zonificación se calcula a partir de la Ecuación 3.134, y el valor mayor, que denota la mejor división en dos zonas, se retiene para comparar con otros índices.

- (b) Los datos de permeabilidad de la punta de la mejor combinación de dos zonas se dividen en las tres posibles combinaciones de zonas. El índice 12 se calcula de nuevo para determinar la mejor división de tres zonas.
- (c) Los datos de permeabilidad de las mejores combinaciones de tres zonas son dividido en todas las combinaciones posibles de cuatro zonas. Al índice de zonación se aplica el criterio.

La división en zonas adicionales continúa hasta que la diferencia entre dos índices sucesivos,  $\Delta I_z$ , es negligible. Testerman descubrió que la diferencia es insignificante si  $\Delta I_z < 0.06$  [55].

¡Después de todo! Los pozos en el yacimiento se han dividido en zonas, las zonas entre pozos adyacentes están correlacionadas para determinar qué estratos es probable que sean continuos, es decir, conectados. Se considera que las zonas están conectadas si la diferencia en la permeabilidad media de dos zonas en pozos contiguos es menor o igual a la esperada de las variaciones de las mediciones dentro de las zonas.

## EJEMPLO

La Figura 3.59 muestra la ubicación de cuatro pozos en un reservorio de arenisca consolidado seleccionado para ilustrar el uso de la técnica de zonificación estadística. La Tabla 3.15 enumera los datos de permeabilidad y la profundidad correspondiente para cada uno de los cuatro pozos. Se debe determinar el número de zonas y la correspondiente permeabilidad promedio para cada pozo.

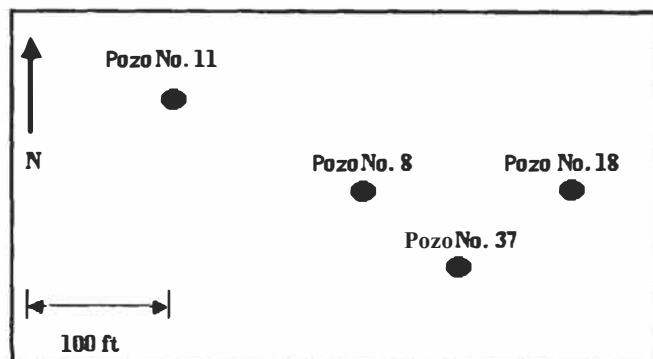


Figura 3.59. Ubicación de los pozos [55].

**TABLA 3.15**  
**DATOS DE PERMEABILIDAD DEL DEPÓSITO [55]**

Pozo No. 8		Pozo No. 11		Pozo No. 18		Pozo No. 37	
Depth (ft)	Perm (mD)	Depth (ft)	Perm (mD)	Depth (ft)	Perm (mD)	Depth (ft)	Perm (mD)
1,917.5*	11	1,906.5	10	1,973.5	20	1,922.5	34
1,918.5	27	1,907.5	52	1,974.5	40	1,923.5	67
1,919.5	157	1,908.5	276	1,975.5	190	1,924.5	20
1,920.5	234	1,909.5	140	1,976.5	146	1,925.5	197
1,921.5	390	1,910.5	139	1,977.5	53	1,926.5	186
1,922.5	90	1,911.5	165	1,976.5	4.8	1,927.5	33
1,923.5	192	1,912.5	342	1,979.5	0.0	1,928.5	30
1,924.5	218	1,913.5	87	1,980.5	45	1,929.5	21
1,925.5	42	1,914.5	0.0	1,981.5	14	1,930.5	117
1,926.5	120	1,915.5	0.0	1,982.5	0.0	1,931.5	27
1,927.5	158			1,983.5	84	1,932.5	27
1,928.5	315			1,984.5	28	1,933.5	26
1,929.5	20			1,985.5	0.0	1,934.5	61
1,930.5	99			1,986.5	0.0		
1,931.5	121			1,987.5	0.0		
1,932.5	43			1,988.5	0.0		
1,933.5	88						
1,934.5	7.4						
1,935.5	149						
1,936.5	0.0						

\*Parte superior del intervalo productivo.

## SOLUCIÓN

Para ilustrar la zonificación de los pozos individuales, se seleccionaron los datos de permeabilidad del pozo Nro 11. La tabla 3.16 muestra la división de los datos de permeabilidad en dos sones. Las ecuaciones 3.132, 3.133 y 3.134 se utilizaron para calcular los factores de varianza  $S_{zz}$  y  $S_z$  y la zonificación índice  $I_z$ , respectivamente, para cada división en dos zonas, por ejemplo, los valores  $S_{zz}$ ,  $S_z$  e  $I_z$  en la primera línea de la tabla 3.15 (es decir, profundidad = 1.975,5 pies y  $k = 10$  mD) se calculan de la siguiente manera:

$$s_{zz} = \frac{1}{1} \left[ \frac{(10)^2}{1} + \frac{(1,192)^2}{9} - \frac{(1,202)^2}{10} \right] = 13,493$$

TABLE 3.16  
DIVISIÓN DE DATOS DEL POZO N ° 11 EN DOS ZONAS [55]

Muestra No. por Grupo	Permeabilidad (mD)	Suma de Permeabilidad	Gran Suma Menor suma Suma	B (mD <sup>2</sup> )	W (mD <sup>2</sup> )	R
1	0.0	10	1,192	13,493	13,600	0.0
2	52	63	1,140	19,892	12,800	0.35
3	276	338	864	243	15,256	0.0
4	140	478	724	3	15,286	0.0
5	139	617	585	102	15,273	0.0
6	156	773	429	1,118	15,146	0.0
7	342	1,115	87	35,646	10,830	0.69
8	87	1,202	0.0	36,120	10,771	0.70
9	0.0	1,202	0.0	16,053	13,280	0.17
10	0.0	1,202	0.0	-	-	-
Sum	1,202					

$$s_z = \frac{1}{8} \left[ (10)^2 + (52)^2 + (276)^2 + (140)^2 + (139)^2 + (342)^2 + (87)^2 + (0)^2 + (0)^2 - \frac{(10)^2}{1} - \frac{(1,192)^2}{9} \right]$$

$$= 13,600$$

$$I_z = 1 - \frac{13,600}{13,493} = 0.008$$

Porque  $I_z < 0$ , se reemplaza por cero. En otras líneas se calculan en pies de manera similar. La zona 11, donde  $k = 0$  en las muestras No. 9 y No. 10, es fácil de identificar sin ningún cálculo.

La Tabla 3.17 ilustra el siguiente paso en la zonificación del pozo No. 11, es decir, la división de los datos de permeabilidad en tres zonas. La Zona II de la división de dos zonas ahora se divide en dos zonas. Testerman intentó dividir la permeabilidad en cuatro zonas [55]. Sin embargo, encontró que el índice de cuatro zonas más grande (0.79) es menor que el índice de tres zonas de 0.81 y concluyó que el pozo No. 11 se describe mejor como tres zonas de permeabilidad.

Los datos de permeabilidad de los pozos 8, 18 y 37 se dividieron en zonas utilizando el mismo enfoque que para el pozo No. 11. La Tabla 3.18 indica que cada pozo se describe mejor en tres zonas.

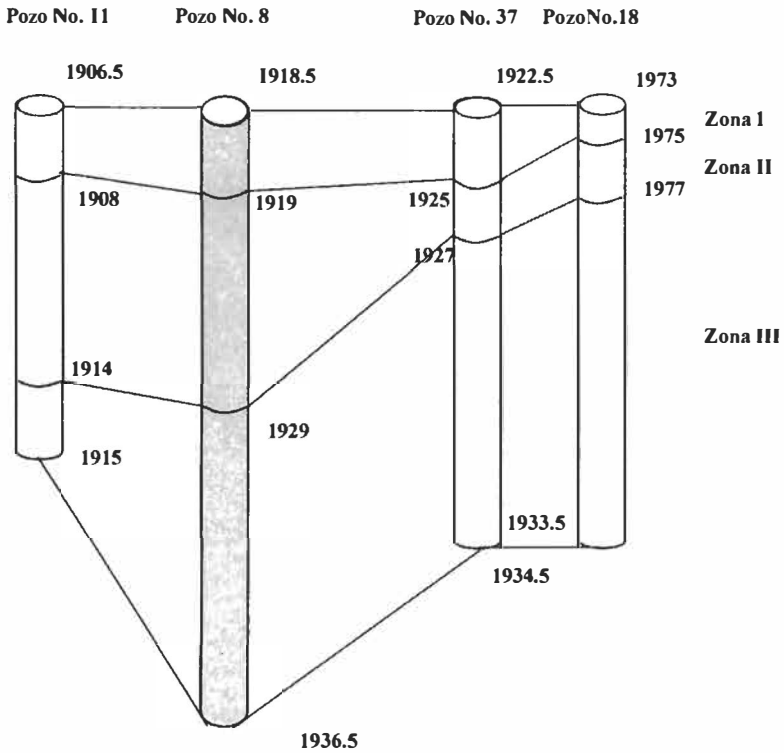
**TABLA 3.17**  
**DIVISIÓN DE DATOS DEL POZO N ° 11 EN TRES ZONAS [55]**

<b>Muestra por nro. de grupo</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>gran suma de Permeabilidad</b>	<b>Gran suma Menor suma Suma</b>	<b>B (mD<sup>2</sup>)</b>	<b>W (mD<sup>2</sup>)</b>	<b>R</b>
1	10	10	1,192	29,300	9,098	0.68
2	52	63	1,140	37,021	6,893	0.81
3	276	338	864	21,450	11,341	0.47
4	140	478	724	218,242	11,229	0.48
5	139	617	585	22,866	10,937	0.52
6	156	773	429	23,564	10,737	0.54
7	342	1,115	87	20,346	11,657	0.42
8	87	1,202	0.0	-	-	-

**TABLA 3.18**  
**UBICACIÓN FINAL DE LOS DATOS DE PERMEABILIDAD DEL DEPÓSITO [55]**

<b>Pozo No. 8</b>		<b>Pozo No. 11</b>		<b>Pozo No. 18</b>		<b>Pozo No. 37</b>	
<b>Zona</b>	<b>Perm (mD)</b>	<b>Zona</b>	<b>Perm (mD)</b>	<b>Zona</b>	<b>Perm (mD)</b>	<b>Zona</b>	<b>Perm (mD)</b>
	11		10		20		34
(1,8)	27	(1,11)	52	(1,18)	40	(1,37)	67
	*		*		*		*
	157		276		190	*	
	234		140	(2,18)			197
	390		139		146	(2,37)	
	90	(2,11)					186
(2,8)	192		156		*		
			342				*
	218		87		53		33
	42				4.8		
	120		*		0.0		
	158				45		21
	316		0.0		14		117
		(3,11)		(3,18)	0.0	(3,37)	
			0.0				20
	20				84		27
	99				28		26
	121				0.0		
(3,8)	43				0.0		
					0.0		
	88				0.0		
	7.4						
	149						
	0.0						

\* No hay suficientes datos [30]



Zona	Grosor promedio (ft)	Permeabilidad media (mD)
Zona I	2.1	33
Zona II	5.0	189
Zona III	7.5	36

Figura 3.60. Sección transversal que muestra la zonificación final [55].

Los resultados de la zonificación entre pozos, que no se dan aquí, definen la existencia de tres zonas continuas que tienen un espesor promedio, de arriba a abajo, de 2.1, 5.0 y 7.5 pies, y una permeabilidad promedio de 33, 189, y 36 mD, respectivamente. La figura 3.60 es una sección transversal que muestra la zonificación final. La técnica de zonificación es general y, por lo tanto, se puede aplicar a propiedades del yacimiento distintas de la permeabilidad, incluida la porosidad, el factor de resistividad de la formación y la saturación del fluido. La técnica de zonificación estadística asume a priori que existe estratificación dentro del yacimiento. Sin embargo, si el reservorio no está estratificado, la técnica de zonificación estadística lo mostrará.

## PROBLEMAS

1. Calcule la porosidad de la muestra que se describe a continuación:

Masa de muestra seca	104.1 g
Masa de la muestra saturada de agua	120.2 g
Densidad del agua	1.001 g/cm <sup>3</sup>
Masa de muestra saturada sumergida en agua	64.7 g

- a. ¿Es esta la porosidad efectiva o total de la muestra?
  - b. ¿Cuál es probablemente la litología de la muestra? Explicar por qué.
2. Un núcleo de 2,54 cm de longitud y 2,54 cm de diámetro tiene una porosidad del 22%. Está saturado de aceite y agua. El contenido de aceite es 1.5cm<sup>3a</sup>. ¿Cuál es el volumen de poros del núcleo? ¿Cuáles son las saturaciones de aceite y agua dentro del núcleo?
3. Si una formación tiene 2.5 m de espesor, ¿cuál es el volumen de petróleo en el lugar en 100 acres, si el núcleo descrito en el problema 2 anterior es representativo del yacimiento? Informe el volumen en metros cúbicos y barreis.
4. Suponga que los datos de permeabilidad y porosidad en la Tabla 3A son representativos de varios miles de puntos de datos tomados para las mediciones de permeabilidad-porosidad de un yacimiento.
- a. Trace los datos y desarrolle una ecuación que represente la relación entre permeabilidad y porosidad. Muestre los límites de aplicabilidad de esta ecuación.

**TABLA 3A**

Nro de ejemplo	k (mD)	φ
1	0.022	0.088
2	0.061	0.100
3	0.115	0.11
4	0.438	0.118
5	1.050	0.121
6	1.120	0.130
7	2.202	0.140
8	2.500	0.150
9	2.900	0.159

- b. Dé una explicación de la desviación de los datos que ocurre para el núcleo de alta permeabilidad.
  - c. Haga coincidir sus datos con la Figura 3.13 y utilícelos para identificar el tipo de roca más probable del yacimiento.
  - d. Determine el valor medio correcto de la permeabilidad.
5. Si un núcleo tiene una porosidad del 18% y una saturación de agua irreducible del 24%, ¿cuál es la permeabilidad de la muestra?
  6. ¿Cuál es la permeabilidad de la matriz del núcleo descrito en el problema 5 si el radio efectivo de la garganta de los poros es de 3,5  $\mu\text{m}$  y el factor de cementación es 2? Estime la tortuosidad de la muestra.
  7. El análisis de núcleos para la permeabilidad y porosidad de 36 muestras de núcleos de un pie obtenidas de un pozo ubicado en una formación de arenisca limpia se proporciona en la Tabla 3B.
    - a. ¿La distribución de permeabilidad con profundidad en la Tabla 2B es lineal, exponencial o logarítmica? Encuentre la línea recta que mejor se ajuste a la curva.
    - b. Calcule el coeficiente de Dykstra-Parsons. ¿La formación es homogénea o heterogénea? Justifica tu respuesta.

**TABLA 3B**

Ejemplo Nro.	k (mD)	$\phi$	Acumulado h (ft)	Ejemplo Nro.	K (mD)	$\phi$	Acumulado h (ft)
1	100	0.268	1	19	1720	0.266	19
2	822	0.354	2	20	500	0.275	20
3	436	0.264	3	21	495	0.269	21
4	220	0.26	4	22	612	0.206	22
5	348	0.258	5	23	897	0.264	23
6	256	0.272	6	24	974	0.272	24
7	150	0.256	7	25	790	0.351	25
8	127	0.255	8	26	955	0.358	26
9	36	0.272	9	27	1030	0.273	27
10	779	0.257	10	28	784	0.266	28
11	945	0.263	11	29	491	0.262	29
12	815	0.295	12	30	623	0.313	30
13	1190	0.277	13	31	557	0.255	31
14	928	0.355	14	32	937	0.358	32
15	238	0.286	15	33	854	0.279	33
16	78	0.274	16	34	818	0.272	34
17	1780	0.262	17	35	363	0.285	35
18	1510	0.269	18	36	306	0.315	36



- c. Encuentre medias aritméticas, geométricas y armónicas de la permeabilidad. Además, calcule la desviación estándar, la media normalizada y la dispersión de las tres medias.
  - d. Determine la media aritmética de la porosidad y la porosidad mediana..
8. Considerando los datos de porosidad y permeabilidad en la Tabla 3B:
- a. Determine la mejor correlación entre permeabilidad y porosidad.
  - b. ¿Cuál es el diámetro de grano promedio de cada muestra?
  - c. Calcule el RQI y grafique contra la porosidad.
  - d. Determine el número de unidades de flujo y el FZI correspondiente.
9. Los registros de registros en un pozo indicaron una saturación de agua irreducible del 18% y una porosidad promedio del 15%. El análisis del núcleo, así como el análisis de las pruebas de pozo, indicaron una permeabilidad de la roca del yacimiento de 16 mD. Estime el índice de fluido libre e irreducible de agua ligada para esta formación.
10. Estime la permeabilidad (mD) de una roca yacimiento que tiene una porosidad del 13% y una saturación de agua irreducible del 20%. Suponiendo que esta permeabilidad es representativa de la unidad de flujo:
- a. Calcular el índice de calidad del yacimiento RQI ( $\mu\text{m}$ ).
  - b. Calcular el indicador de zona de flujo FZI.
  - c. Calcule el factor de caracterización de la unidad de flujo Tiab HT.
11. Se corrió un registro de RMN en un pocillo, lo que indica una porosidad del 13% y una media del registro de tiempo de relajación de 2,5  $\mu\text{s}$  a la profundidad de 7.500. Estime la permeabilidad a esta profundidad para este pozo, usando correlaciones SOR.
12. El análisis del núcleo en un pozo nuevo en una formación con características petrofísicas similares a la formación TAGI reveló una permeabilidad horizontal de 15 mD.
- A. Suponiendo que la formación tiene contenidos iguales de caolinita e illita, estime la permeabilidad vertical y la relación de anisotropía para este pozo, utilizando los modelos desarrollados para la formación TAGI, para los siguientes casos:
- a. Solo se conoce la permeabilidad horizontal.
  - b. Solo se dispone de datos de permeabilidad horizontal y porosidad (porosidad = 13%).
  - c. Se dispone de datos de permeabilidad horizontal, porosidad y diámetro medio de grano (diámetro de grano = 0,025 mm).
- B. Vuelva a trabajar el ejemplo, asumiendo que esta formación contiene un alto porcentaje de arcilla Illita.

## NOMENCLATURA

$A_i$	área de superficie interna
$A_S$	superficie, acres
$B$	factor de volumen de formación (FVF), $bbVSTB$ y $SCF/ft^3$
$B^{-1}$	inversa de los coeficientes de la matriz $bn_j$
$c_i$	vector de volumen
$C$	conductividad
$d_{gr}$	diámetro de las partículas de grano
$d_i$	datos de rendimiento
$d_{ic}$	valores calculados de datos de rendimiento
$d_{iOB}$	valores observados de datos de rendimiento
$d$	profundidad
$d_i$	desviación
$f$	frecuencia
$f_e$	frecuencia acumulada
$F_R$	factor de resistividad de la formación
$G$	gas inicial en su lugar
$h$	espesor de formación
$I_z$	índice de zonificación
$I_{s2}$	índice de porosidad secundaria
$\Delta I_{\phi 2}$	diferencia entre dos índices sucesivos de permeabilidad
$k$	permeabilidad
$k_H$	permeabilidad horizontal
$k_n$	número de permeabilidades
$k_s$	permeabilidad al 84,1% de la muestra acumulada
$k_v$	permeabilidad vertical
$L_a$	longitud del núcleo, cm
$L_k$	Coefficiente de permeabilidad de Lorenz
$m$	factor de cementación o exponente
$n$	número de tubos capilares
$N$	aceite inicial en su lugar
$N_k$	número de datos de permeabilidad
$N_{ki}$	número de datos de permeabilidad en la zona $i$
$N_z$	número de zonas
$P_D$	presión umbral de presión capilar curva de presión
$P$	pérdida o diferencia de presión
$\Delta P$	presión de desplazamiento
$P_d$	presión de cierre
$P_{ws}$	tasa de flujo
$q$	radio
$r$	radio de poro
$r_p$	número aleatorio
$R$	número aleatorio uniformemente distribuido
$R_N$	resistividad de formación verdadera, ohm-m
$R_t$	Desviación Estándar
$s$	

$s^2$	varianza de la muestra
$s_k^2$	varianza de la permeabilidad
$s_p^2$	varianza de la población
$s_z^2$	varianza de zona
$s_{zz}^2$	variación entre zonas
$s_1^2, s_2^2$	varianza de la muestra en la saturación de las zonas 1 y 2
S	área de superficie específica por unidad de volumen de grano
$S_{vgr}$	connata (irreducible)
$S_{iW}$	área de superficie interna por unidad PV
$S_{vp}$	tiempo
t	temperatura
T	velocidad
u	volumen
V	volumen aparente
$V_b$	coeficiente de permeabilidad
$V_k$	volumen de poros
$V_p$	contenido de pizarra
$V_{sh}$	volumen de lutita total, fracción
$V_{tot}$	ancho de fractura
w	agua
W	agua
x,y,z	Coordenadas cartesianas
x	variable
$x_M$	modo de variable

## SUSCRIPCIONES

ap	aparente
e	eficaz
f	fractura
g	gas
gr	grano
h	hidrocarburo
h	valor más alto de la variable x
i	inicial, índice
irred	irreducible
i,j,k,l,n,u	índices
l	más bajo
ma	matriz
o	petróleo
r	relativo
sc	condiciones estándar
t, tot	total
w	agua

**SUPERSCRIPTS**

r número de ejecución

**GREEK SYMBOLS**

$\alpha$	ángulo entre el plano y el gradiente de presión gravedad
$\gamma$	específico
$\varepsilon$	error
$\theta$	Angulo de contacto
$\phi$	porosidad
$\phi_o$	porosidad abierta efectiva
$K_S$	Factor de forma de Kozeny
$K_Z$	Constante de Kozeny
$\mu$	viscosidad
$\tau$	tortuosidad

**REFERENCIAS**

1. Fraser, H. J. and Graton, L. C. "Systematic Packing of Spheres with Particular Relations to Porosity and Permeability." *J. Geol.*, Nov.-Dec. 1935, pp. 785-909.
2. Gatlin, C. *Petroleum Engineering-Drilling and Well Completions*. Prentice-Hall Book Co., Englewood Cliffs, NJ, 1960, pp. 21-22.
3. Ellison, S. P. Jr. "Origin of Porosity and Permeability." Lecture Notes, University of Texas, Austin, TX, 1958.
4. Pittman, E. C. "Microporosity in Carbonate Rocks." *Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG) Bull.*, Vol. 55, No. 10, 1971, pp. 1873-1881.
5. Hohlt, R. B. "The Nature and Origin of Limestone Porosity." *Colorado School of Mines Quarterly*, Vol. 43, No.4, 1948.
6. Chilingarian, G. V., Mazzullo, S. V. and Reike, H. H. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic Engineering Analysis, Part I. Developments in Petroleum Science 30*. Elsevier Scienc Publ. Co., New York, Amsterdam, 1992, 639 pp.
7. Choquette, P. W. and Pray, L. C. "Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates." *Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG) Bull.*, Vol. 54, 1970, pp. 207-250.
8. Archie, G. E. "Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations." *Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG) Bull.*, Vol. 36, No. 6, 1952, pp. 278-298.

9. Lucia, F. J. "Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space." *J. Petrol. Tech.*, Vol. 35, March 1983, pp. 626-637.
10. Kulander, B. R., Barton, C. C. and Dean, S. L. "The Application of a Fractography to Core and Outcrop Fracture Investigations." US DOE METC/SP-79/3, National Technical Information Service, Springfield, VA, 1979.
11. Anderson, G. *Coring and Core Analysis Handbook*. Petroleum Publ. Co., Tulsa, OK, 1975, 200 pp.
12. Darcy, H. J. "Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon." *Librairie de Corps Impériaux des Pontset Chaussées et des Mines*, Paris, 1856, pp. 590-594.
13. Clark, N. J. *Elements of Petroleum Reservoirs*, revised ed. Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX, Henry L. Doherty Series, 1969, pp. 19-30.
14. Chilingarian, G. V. "Relationship between Porosity, Permeability and Grain Size Distribution of Sands and Sandstones." In: Van Straaten, J. U. (Ed.), *Deltaic and Shallow Marine Deposits*. Elsevier Science Publ. Co., New York, Amsterdam, 1963, pp. 71-75.
15. Kozeny, J. "Über kapillare Leitung des Wassers im Boden (Aufstieg Versickerung und Anwendung auf die Bemässerung)." *Sitzungsber Akad. Wiss, Wein, Math-Naturwiss, KL*, Vol. 136 (Ila), 1927, pp. 271-306.
16. Pirson, S. J. *Oil Reservoir Engineering*, 2nd ed. McGraw-Hill Book Co., New York 1958, 735 pp.
17. Amyx, J. W., Bass, D. M. Jr. and Whiting, R. L. *Petroleum Reservoir Engineering*. (McGraw-Hill Book Co., New York, 1960, 610 pp.
18. Wyllie, M. R. J. and Spangler, M. B. "Application of Electrical Resistivity Measurements to Problems of Fluid Flow in Porous Media." *Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG) Bull.*, Feb 1952.
19. Carman, P. C. "Permeability of Saturated Sands, Soils and Clays." *J. Agr. Sci.*, Vol. 29, 1939; Also, *J. Soc. Chem. Ind.*, 1939, pp. 57-58.
20. Bear, J. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Elsevier, New York, 1972.
21. Ebanks, W. J. "The Flow Unit Concept—An Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects." *Am. Assoc. Geol. Annual Convention*, 1987.
22. Hear, C. L., Ebanks, W. J., Tye, R. S. and Ranganatha, V. Geological Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming. *J. of Petrol. Tech.*, Aug. 1984, pp. 1335-1344.
23. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartman, D. J. and Miller, J. D. "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method SPE 38679. SSPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 5-8 October 1997.
24. Tiab, D. *Advances in Petrophysics, Vol. 1—Flow Units*. Lecture Notes Manual, University of Oklahoma, 2000.

25. Tiab, D. *Modern Core Analysis, Vol. I—Theory*. Core Laboratories, Houston, TX, May 1993, 200 pp.
26. Tiab, D., Marschall, D. M. and Altunbay, M. H. Method for Identifying and Characterizing Hydraulic Units of Saturated Porous Media: Tri-Kappa Zoning Process. U.S. Patent No. 5,193,059, March 9, 1993.
27. Amaefule, J. O., Altunbay, M. H., Tiab, D., Kersey, D. G., and Keelan, D. K. "Enhanced Reservoir Description Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells." Soc. Petrol. Eng. Paper No. 26436, 1993.
28. Zemanek, J. "Low-Resistivity Hydrocarbon-Bearing Sand Reservoirs." *SPEFE*, Dec. 1989, pp. 515-521.
29. Sneider, R. M., King, H. R., Hawkes, H. E., and Davis, T. B. "Methods for Detection and Characterization of Reservoir Rocks, Deep Basin Gas Area, Western Canada," *SPE Transactions*, Vol. 275, 1983, pp. 1725-1734.
30. Coates, G. and Denoo, S. "The Producibility Answer Product." *Tech. Rev. Schlumberger*, Houston, TX, No. 2, 1981, pp. 55-66.
31. Slichter, S. C. "Theoretical Investigation of the Motion of Ground Water." *US. Geol. Survey*, NTIS, Springfield, VA, 19th Annual Report, Part II, 1899, pp. 295-384.
32. Wyllie, M. R. J. and Rose, W. D. "Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electric Log Data." *Trans. AIME*, Vol. 189, 1950, pp. 105-118.
33. Schlumberger, Inc., *Log Interpretations Charts*. Schlumberger Educational Services, Houston, TX, 1977.
34. Timur, A. "An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relation for Sandstone Reservoirs." *Log Analyst*, Vol. 9, 1968, 4 pp.
35. Langnes, G. L., Robertson, O. J., Jr. and Chilingar, G. V. *Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs*. Elsevier Science Publ. Co., New York, Amsterdam, 1972, 304 pp.
36. Al-Ajmi, F. A. and Holditch, S. A. "NMR Permeability Calibration Using a Non-Parametric Algorithm and Data from Formation in Central Arabia." *SPE Paper 68112*, SPE MEOS, Bahrain, 17-20, March 2001.
37. Craze, R. C. "Performance of Limestone Reservoirs." *Trans. AIME*, Vol. 189, 1950, pp. 287-294.
38. Bagrintseva, K. I. "Carbonate Rocks, Oil and Gas Reservoirs." *Izdatet' stvo Nedra*, Moscow, USSR, 1977, 231 pp.
39. Parsons, R. W. "Permeability of Idealized Fractured Rock." *Soc. Petrol. Eng. I*, Vol. 6, 1966, pp. 126-136.
40. Murray, G. H. "Quantitative Fracture Study—Sanish Pool, McKenzie County, North Dakota." *Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG) Bun.*, 1968, Vol. 52, pp. 57-65.

41. McGuire, W. J. and Sikora, V. J. "The Effect of Vertical Fractures on Wells Productivity." *Trans. AIME*, Vol. 219, 1960, pp. 401-403.
42. Steams, D. W. and Friedman, M. "Reservoirs in Fractured Rock." *Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG)*, Memoir 16 and *Soc. Expl. Geophys.*, Special Publ. No. 10, 1972.
43. Watfa, M. and Youssef, F. Z. "An Improved Technique for Estimating Permeability in Carbonates." *Soc. Petrol. Eng. Paper No. 15732*, 5th SPE Middle East Oil Show, Bahrain, March 1987, pp. 7-10.
44. Manseur, S., Tiab, D., Berkat, A. and Zhu, T. "Horizontal and Vertical Permeability Determination in Clean and Shaly Reservoirs Using In-Situ Measurement." SPE Paper 75773, presented at SPE WR/AAPG Pacific Section Joint Meeting, Anchorage, Alaska, 20-22 May, 2002.
45. Zahaf, K. "Vertical Permeability from In-Situ Horizontal Permeability Measurement in Shaly Sand Reservoirs." MS Thesis, University of Oklahoma, 1999.
46. Zahaf, K. and Tiab, D. "Vertical Permeability from In Situ Horizontal Measurements in Shaly-Sand Reservoirs." *JCPT*, Aug. 2002, pp. 43-50.
47. Hutchinson, C. A., Dodge, C. F. and Polasek, T. L. "Identification and Prediction of Reservoir Nonuniformities Affecting Production Operations." *Soc. Petrol. Eng. J.*, March 1961, pp. 223-230.
48. Warren, C. A. and Price, H. S. "Flow in Heterogeneous Porous Media." *Soc. Petrol. Eng. J.*, Sept. 1961, pp. 153-169.
49. Law, J. "Statistical Approach to the Interstitial Heterogeneity of Sand Reservoirs." *Trans. AIME*, Vol. 155, 1944.
50. Schmalz, J. P. and Rahme, H. D. "The Variation of Waterflood Performance with Variation in Permeability Profile." *Producers Monthly*, Vol. 15, No. 9, 1950, pp. 9-12.
51. Dykstra, H. and Parsons, R. L. "The Prediction of Oil Recovery in Waterflood." *Secondary Recovery of Oil in the United States*, 2nd ed. American Petroleum Institute (API), 1950, pp. 160-174.
52. Craig, F. F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. *Soc. Petrol. Eng. Monograph*, Vol. 3, Dallas, 1971.
53. Greenkorn, R. A., Johnson, C. R. and Shallenberger, L. K. "Directional Permeability of Heterogeneous Anisotropic Porous Media." *Soc. Petrol. Eng. J.*, June 1964, pp. 124-132.
54. Trudgen, P. and Hoffmann, F. "Statistically Analyzing Core Data." *Soc. Petrol. Eng. J.*, April 1967, pp. 497-503.
55. Testerman, J. D. "A Statistical Reservoir-Zonation Technique." *Soc. Petrol. Eng. J.*, Aug. 1962, pp. 889-893.
56. Moncada, K. Application of TDS technique to calculate vertical and horizontal permeabilities for vertical wells with partial completion and partial penetration, M.Sc. Thesis, University of Oklahoma, Dec. 2003.

57. Gelhar, L. W. and Axness, C. L. "Three-Dimensional Stochastic Analysis of Macrodispersion in Aquifers", *Water Resources Research*, 19, 1983, pp. 161.
58. Chatzis, I., Jewlral, D. M. and Loannidis, M. A. "Core Sample Permeability Estimation Using Statistical Image Analysis," Paper SCA 9723, *Proceedings*, International Symposium of SCA, Calgary, Canada, September 7-10, 1997.
59. Tehrani, D. H., Chen, G. L. and Peden, J. M. "Effective Permeability of a Heterogeneous Reservoir for Calculating Well-bore Pressure," *Proceedings*, Regional Symposium on IOR in the Gulf Region, December 17-19, 1995, pp. 145-155.
60. Winsauer, W. O., Shearin, H. M., Masson, P. H., and Williams, M. "Resistivity of Brine Saturated Sands in Relation to Pore Geometry," *AAPG*, February 1952.
61. Tiab, Djebbar "Analysis of Pressure and Pressure Derivative Without Using Type-Curve Matching—Skin and Wellbore Storage," *J. Petr. Science & Engr.*, Vol. 11, 1994, pp. 323-333.
62. Willhite, G, *Paul Waterflooding*, SPE, Richardson, TX, 7th Edition, 2001.
63. Peffer, M. A., O'Callagan, P. J. "In-Situ Determination of Permeability Anisotropy and Its Vertical Distribution—A Case Study," SPE 38942, *Proceedings*, SPE ATCE, San Antonio, Texas, 5-8 October 1997.



# Formación, Resistividad y Saturación de agua

Las formaciones sedimentarias son capaces de transmitir una corriente eléctrica solo por medio del agua intersticial y adsorbida que contienen. No serían conductores si estuvieran completamente secos. El agua intersticial o connata que contiene sales disueltas constituye un electrolito capaz de conducir corriente, ya que estas sales se disocian en cationes cargados positivamente, como  $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{2+}$ , y aniones cargados negativamente,

como  $\text{Cl}^-$  y  $\text{SO}_4^-$ . Estos iones se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico y llevan una corriente eléctrica a través de la solución. Cuanto mayor sea la concentración de sal, mayor será la conductividad del agua connata. El agua dulce, por ejemplo, tiene solo una pequeña cantidad de sales disueltas y, por lo tanto, es un mal conductor de la corriente eléctrica. El petróleo y el gas no son conductores.

La resistividad eléctrica (recíproca de conductividad) de una roca saturada de fluido es su capacidad para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de esa roca. Las rocas secas exhiben resistividad infinita. En la práctica de registro eléctrico, la resistividad se expresa en  $\text{ohm}\cdot\text{m}^2$  / m o simplemente  $\text{ohm}\cdot\text{m}$ . La resistividad de la mayoría de las formaciones sedimentarias varía de 0,2 a 2000  $\text{ohm}\cdot\text{m}$ . La resistividad de la arena mal consolidada varía de 0,20  $\text{ohm}\cdot\text{m}$  para las arenas que contienen principalmente agua salada, hasta varios  $\text{ohm}\cdot\text{m}$  para las arenas petrolíferas. Para areniscas bien consolidadas, la resistividad varía de 1 a

1000 ohm-m o más, dependiendo de la cantidad de capas de lutita. En rocas carbonatadas no porosas, la resistividad puede llegar a unos pocos millones de ohm-m. La resistividad de las rocas del yacimiento es función de la salinidad del agua de formación, la porosidad efectiva y la cantidad de hidrocarburos atrapados en el espacio poroso [1]. Las relaciones entre estas cantidades indican que la resistividad disminuye al aumentar la porosidad y aumenta al aumentar el contenido de petróleo. Las mediciones de resistividad también dependen de la geometría de los poros, la tensión de formación, la composición de la roca, los fluidos intersticiales y la temperatura. La resistividad es, por tanto, una valiosa herramienta para evaluar la producibilidad de una formación.

## FACTOR DE RESISTIVIDAD DE FORMACIÓN

Una roca que contiene petróleo y / o gas tendrá una resistividad más alta que la misma roca completamente saturada con agua de formación, y cuanto mayor sea la saturación de agua connata, menor será la resistividad de la formación. Esta relación con la saturación hace que el factor de resistividad de la formación sea un parámetro excelente para la detección de zonas de hidrocarburos.

## MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD

La resistencia de la salmuera en un recipiente de longitud  $L$  y área de sección transversal  $A$  al flujo de electricidad se mide aplicando un voltaje  $E$ , en voltios, a través del líquido y registrando la cantidad de corriente  $I$ , en amperios, que fluirá, como se muestra en la Figura 4.1. Según la ley de Ohm, la resistencia,  $r_w$ , es igual a:

$$r_w = \frac{E}{I_w} \quad (4.1)$$

La resistividad de la salmuera es:

$$R_w = r_w \frac{A}{L} = \frac{E A}{I_w L} \quad (4.2)$$

Ahora considere un bloque de roca porosa (arena limpia) de la misma dimensión  $A$  y  $L$ , y 100% saturado con la misma salmuera (Figura 4.2). Al aplicar el mismo voltaje  $E$  a través del bloque de arena, fluirá una corriente  $I_0$ . La resistividad de esta muestra de roca porosa,  $R_0$ , es:

$$R_0 = r_0 \frac{A}{L} = \frac{E A}{I_0 L} \quad (4.3)$$

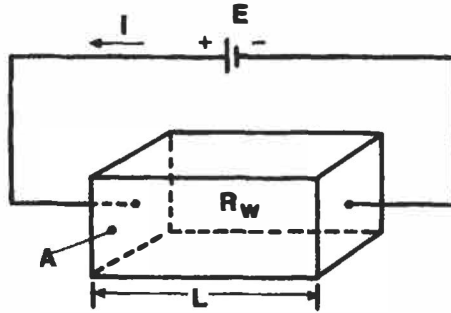


Figura 4.1. Medición de resistividad del agua salada [1].

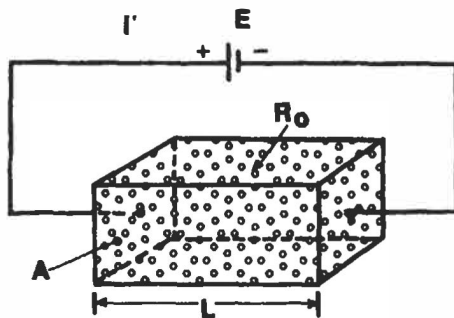


Figura 4.2. Medición de resistividad de una muestra de roca porosa [1].

Dividir la Ecuación 4.3 por la Ecuación 4.2 y cancelar términos similares da:

$$\frac{R_o}{R_w} = \frac{I_w}{I_o} \tag{4.4}$$

Archie definió esta relación como el “factor de resistividad de la formación  $F_R$ ” o [2]:

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \tag{4.5}$$

Por un valor dado de  $E$ ,  $I_w$  será mayor que  $I_o$ . Por lo tanto  $R_o$  será mayor que  $R_w$  y  $F_R$  siempre será mayor que la unidad. La Figura 4.3 muestra el efecto cualitativo de la resistividad de la salmuera (asumiendo que todos los otros factores, como la porosidad, la cementación y la cantidad de lutita permanecen constantes) sobre la  $F_R$  para piedra caliza y arena limpia y arena lutita (“sucia”). El factor de formación es esencialmente constante para arena y piedra caliza limpias. Para arena sucia o arcillosa,  $F_R$  disminuye a medida que la resistividad de la salmuera,  $R_w$ , aumenta; y aunque  $R_o$  aumenta, no aumenta proporcionalmente porque la arcilla en el agua actúa como conductor. Este efecto depende del tipo, cantidad y forma de distribución de la arcilla en la roca. Ecuación 4.5

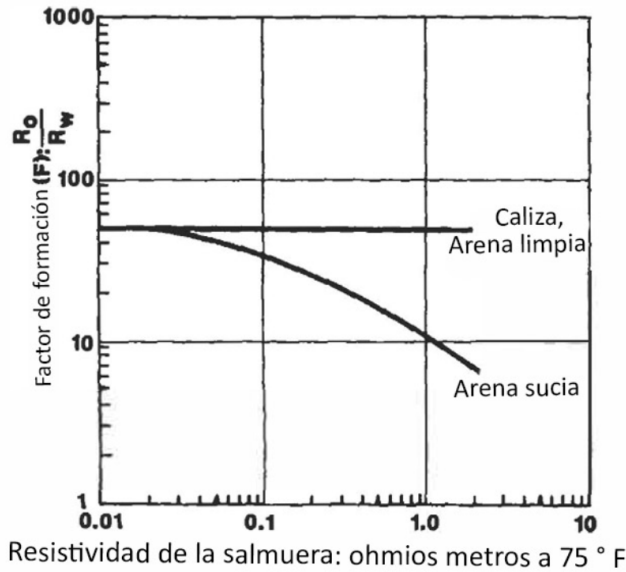


Figura 4.3. Relación general entre el factor de formación  $F$  y la resistividad de la salmuera  $R_w$ .

es una relación importante en la interpretación de registros de pozos para localizar zonas potenciales de hidrocarburos.

De todos los parámetros de la roca medidos con herramientas modernas de registro de pozos, la resistividad es esencial porque se usa para determinar la saturación de agua, que luego se usa para calcular el volumen de petróleo y / o gas en el lugar. También se puede estimar la producibilidad del pie de la formación comparando la resistividad cerca del pozo (es decir, la resistividad de la zona lavada), donde el filtrado de lodo ha invadido la formación, y la resistividad de la porción virgen de la formación. (i.e., resistividad verdadera,  $R_t$ .)

## DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

El valor de  $R_w$  puede variar ampliamente de un pozo a otro en algunos reservorios debido a que los parámetros que lo afectan incluyen la salinidad, la temperatura, la invasión de agua dulce y los cambios en los entornos de depósito. Sin embargo, se han desarrollado métodos para determinar la resistividad del agua del yacimiento, que incluyen: análisis químico de la muestra de agua producida, medición directa en la celda de resistividad, catálogos de agua, curva de potencial espontáneo (SP), registros de resistividad-porosidad y varios métodos empíricos.

### Análisis químico

Aunque siempre se prefiere la medición directa de  $R_w$  en una celda de resistividad, aún se realizan análisis químicos de muestras de agua.

En muchos casos,  $R_w$  se estima utilizando un registro también I, por ejemplo, del registro de potencial espontáneo. El análisis químico de muestras de agua no contaminada produce valores representativos de resistividad del agua de formación en función de la salinidad de la muestra y la temperatura del yacimiento, utilizando la Figura 4.4. La salinidad es una medida de la conexión de las sales disueltas, que se expresa en partes por millón (ppm), granos por gallan o

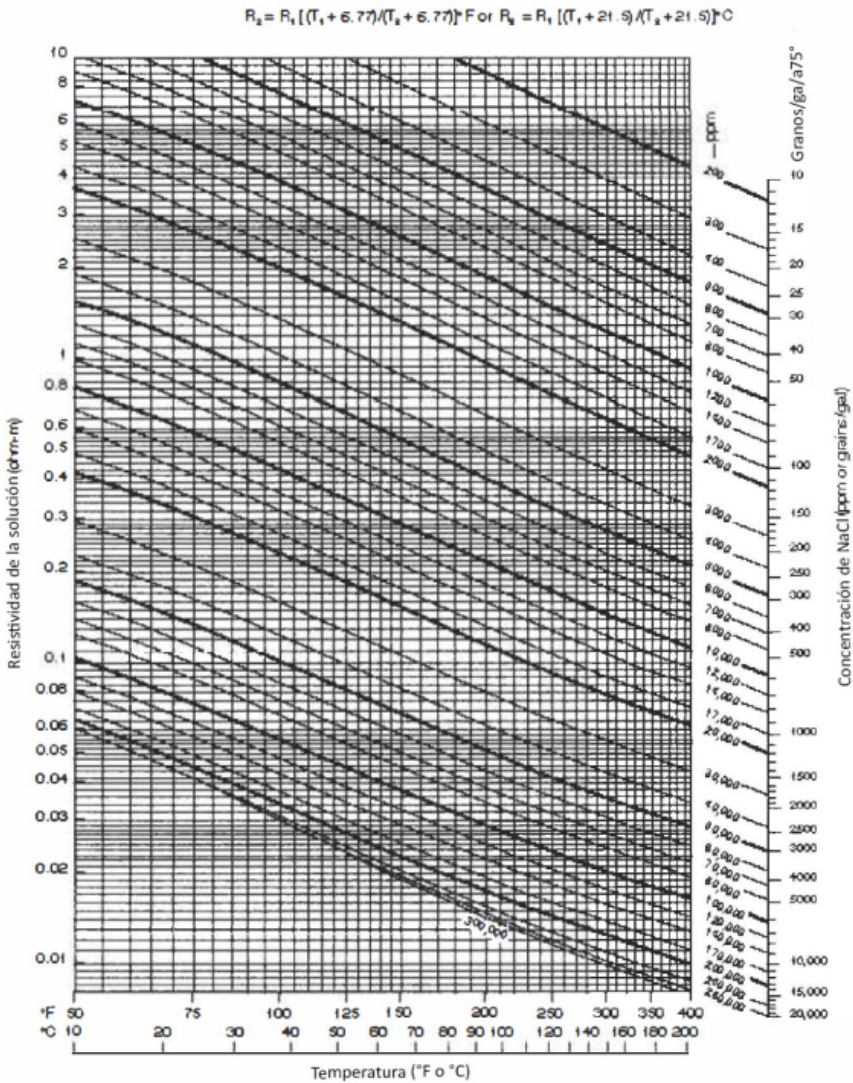


Figura 4.4. Resistividad del agua en función de la salinidad y la temperatura. (cortesía de Schlumberger Co.).

gramos por litro de cloruro de sodio. Un grano por galón es aproximadamente igual a 17.2 ppm o  $17.14 \times 10^{-3}$  g/L. Dado que el cloruro de sodio es la sal más común presente en el agua de la farmacia, la concentración iónica de otras sales disueltas generalmente se convierte al equivalente de concentración de NaCl, usando la Figura 4.5. La abscisa de esta tabla es en realidad la suma de las concentraciones de cada ion. Una vez que los multiplicadores de ponderación de los diversos iones, presentes en la muestra de agua, se determinan a partir de la Figura 4.5, la concentración de todos los iones,  $C_{s_i}$ , se multiplica por su "multiplicador". La concentración equivalente de NaCl en ppm,  $C_{sp}$ , se obtiene agregando los productos a otros iones, o:

$$C_{sp} = \sum_{i=1}^n M_i C_{s_{ii}} \tag{4.6}$$

- donde:  $n$  = número de iones en la solución.
- $M_i$  = multiplicador de ponderación (ver Figura 4.5).
- $C_{s_{ii}}$  = concentración de cada ion, ppm.

Figura 4.4 muestra que la resistividad del agua de formación disminuye a medida que aumenta la temperatura. Para estimar el efecto de la temperatura en el agua.

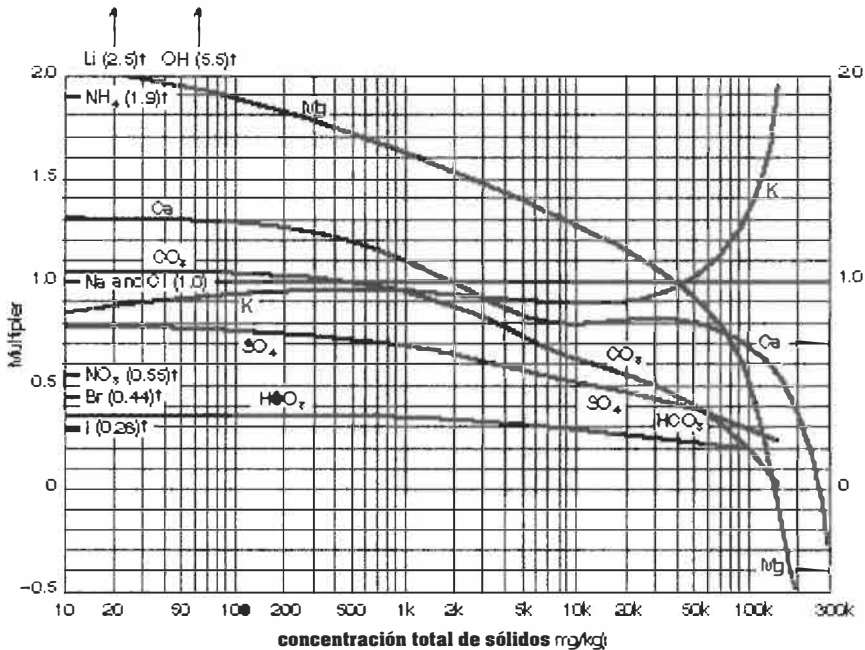


Figura 4.5. Múltiplos para convertir concentraciones iónicas de sales disueltas en equivalentes de concentración de NaCl (cortesía de Schlumberger Co.).

resistividad, la fórmula de Arp se puede utilizar:

$$R_{wT1} \left( \frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \quad (4.7)$$

dónde  $R_{wT1}$  y  $R_{wT2}$  son, respectivamente, las resistividades del agua (ohm-m) a la temperatura de formación ( $F^\circ$ )  $T_1$  y  $T_2$ . En agua dulce, la constante 6.77 en la ecuación 4.7 no es necesario. Las temperaturas  $T_1$  y  $T_2$  se expresan en  $^\circ F$ . Si  $75^\circ F$  es utilizado como temperatura de referencia, Ecuación 4.7 se puede utilizar para encontrar la resistividad del agua a cualquier temperatura del yacimiento  $T$ :

$$R_{wT} = R_{w75} \left( \frac{81.77}{T_1 + 6.77} \right) \quad (4.8)$$

El valor de  $R_{w75}$  puede estimarse a partir de la siguiente ecuación [4]

$$R_{w75} = \frac{1}{2.74 \times 10^{-4} C_{sp}^{0.955}} + 0.0123 \quad (4.9)$$

Dado que las pendientes de las líneas de salinidad en la Figura 4.4 no son constantes, y estas líneas son no perfectamente recta, la siguiente ecuación puede derivarse [31]:

$$R_{wT} = R_{wT1} \left( \frac{T_1 + X_H}{T + X_H} \right) \quad (4.10)$$

where:

$$X_H = 10^{X_R} \quad (4.11)$$

Y

$$X_R = -0.3404 \log(R_{wT1}) + 0.6414$$

$X_H$  es una función de salinidad y compensa el cambio de pendiente y tiene en cuenta la curva o desviación de las líneas de salinidad constante por debajo de  $75^\circ F$  y por encima  $300^\circ F$ . Ecuación 4.10 produce valores más precisos de  $R_w$  que la ecuación 4.7, para todos los rangos de salinidad y temperatura (ver también Tablas 4.1 y 4.2). La tabla 4.2 es muy conveniente para fines de programación.

### EJEMPLO

La química análisis de un depósito de aceite salmuera producida los siguientes concentraciones iónicas: **11,000** ppm de  $Na^+$ , **15,000** ppm  $Cl^-$ , **1,800** ppm  $Mg^{2+}$ ,

**TABLA 4.1  
CONCENTRACIÓN DE SÓLIDOS Y  
MULTIPLICADOR**

	Multiplicador*					
cst	HCO <sub>3</sub>	so <sub>4</sub>	K	co <sub>3</sub>	Ca	Mg
10	0,35	0,78	0,84	1,05	1,3	2,2
20	0,35	0,78	0,88	1,05	1,3	2
50	0,35	0,78	0,92	1,06	1,32	1,95
100	0,35	0,77	0,94	1,05	1,29	1,89
200	0,35	0,76	0,95	1,02	1,28	1,82
500	0,35	0,72	0,96	0,98	1,2	1,7
1.000	0,34	0,69	0,95	0,95	1,1	1,62
2000	0,33	0,65	0,94	0,89	0,989	1,53
10,000	0,29	0,5	0,9	0,635	0,789	1,28
20.000	0,25	0,462	0,91	0,55	0,818	1,14
50.000	0,2	0,38	1,01	0,39	0,798	0,92
100.000	0,18	0,3	1,3	0,2	0,71	0,52
150.000		0,23	2	0,03	0,572	
200.000		0,18			0,372	
300.000					-0,685	

\*METRO = 1 para Na + y Cl-

6.000 ppm Ca<sup>2+</sup>, y 10,000 ppm . Temperatura ambiente = 75 ° F.

Calcular:

- (a) la concentración equivalente de NaCl, y
- (b) la resistividad de la salmuera de formación a 150 ° F.

### SOLUCIÓN

- (a) La concentración total de sólidos, Ct es **11.000 + 15.000 + 8.000 + 6.000 + 10,000 = 50.000** ppn. Entrar en la mesa **4.1** o figura **4.5**, uno encuentra los siguientes multiplicadores: **1** para Na + y Cl-, **0,92** para Mg<sup>2+</sup>, **0,798** para Ca<sup>2+</sup> + y **0,38** para **ENTONCES:-**. La concentración equivalente de NaCl es (Ecuación **4.6**):

$$C_e = 1 \times 11.000 + 1 \times 15.000 + 0,92 \times 8.000 + 0,798 \times 6.000 + 0,38 \times 10.000 = 41,948$$

- (b) La resistividad del agua a la temperatura de referencia se calcula a partir de la ecuación **4.9**:

$$R_{w75} = \frac{1}{2,74 \times 10^{-5} \times 41,948^{0,955} + 0,0123} = 0,153 \text{ ohm-m}$$



1

	Equation for HCO <sub>3</sub> (C <sub>st</sub> ≤ 100K)
1	$M = 3.446x10^{-1} + 9.121x10^{-6}C_{st} - 7.8434x10^{-9}C_{st}^{1.5} - 5.16x10^{-4} \ln(C_{st})C_{st}^{0.5} + 3.4326C_{st}^{0.5}$
	Equation for SO <sub>4</sub> (C <sub>st</sub> ≤ 140K)
2	$M = \frac{1}{1.22235 + 6.6x10^{-3}C_{st}^{0.5}}$
	Equation for K (C <sub>st</sub> ≤ 100K)
3	$M = 8.61x10^{-1} + 7.26177x10^{-3} [\ln(C_{st})]^2 + 2.6376x10^{-4} \left( \frac{C_{st}}{\ln C_{st}} \right) - 8.558x10^{-3} C_{st}^{0.5}$
	Equation for CO <sub>3</sub>
4	$M = -9.306x10^{-1} + 4.24x10^{-1} e^{-2.486x10^{-4}C_{st}} + 1.573e^{-3.308x10^{-4}C_{st}}$
	Equation for Ca (C <sub>st</sub> ≤ 275K)
5	$M = 1.026 - 9.7454x10^{-3}C_{st} - 2.675x10^{-2} [\ln(C_{st})]^2 + 1.255x10^{-3} \left( \frac{C_{st}}{\ln(C_{st})} \right) + 1.8266x10^{-1} \ln(C_{st})$
	Equation for Mg (C <sub>st</sub> ≤ 200K)
6	$M = 2.06566 - 1.6307x10^{-4}C_{st}^{1.5} - 8.2966x10^{-3} [\ln(C_{st})]^2$
7	For Na and Cl, M = 1 for any value of C <sub>st</sub>
8	For Br, M = 0.44 for any value of C <sub>st</sub>
9	For NO <sub>3</sub> , M = 0.55 for any value of C <sub>st</sub>

La resistividad de la salmuera en 150°F se obtiene de la Ecuación 4.8:

$$R_{w150} = 0.153 \left( \frac{81.77}{150 + 6.77} \right) = 0.0797 \text{ ohm-m}$$

Ecuación 4.10 rendimientos  $R_{w150} = 0, 08$  para  $XH = 8.3$ .

### Concentración de resistividad Ecuaciones

Worthington y col. recomendó que la resistividad de la salmuera de las aguas del yacimiento que no sean una solución de NaCl pura se mida en un laboratorio estándar bien equipado, utilizando una celda de resistividad calibrada[4]. Sin embargo, la resistividad de una solución de NaCl preparada con precisión se puede determinar mediante cálculo a partir de masas o volúmenes de componentes medidos con precisión.

Usando datos de la literatura, Worthington y sus colegas obtuvieron varias correlaciones para la conversión entre resistividad y concentración.

**TABLA 4.3**  
**CONSTANTES DE CORRELACIÓN DE CONCENTRACIÓN PARA ecuación 4.13**

Concentration Correlation Constant	Range of Concentration of NaCl Solution,		
	1,000 <sup>-4</sup> to 10 <sup>-1</sup>	C <sub>sm</sub> (mol/L) 0.09 to 1.1	1.0 to 5.35
a <sub>1</sub>	9.42203 × 10 <sup>-1</sup>	9.33134 × 10 <sup>-1</sup>	9.33292 × 10 <sup>-1</sup>
a <sub>2</sub>	8.889 × 10 <sup>-1</sup>	8.47181 × 10 <sup>-1</sup>	8.45971 × 10 <sup>-1</sup>
a <sub>3</sub>	-2.72398 × 10 <sup>-2</sup>	-1.04563 × 10 <sup>-1</sup>	-910632 × 10 <sup>-1</sup>
a <sub>4</sub>	-2.25682 × 10 <sup>-3</sup>	-7.05334 × 10 <sup>-2</sup>	-2.27399 × 10 <sup>-1</sup>
a <sub>5</sub>	1.46605 × 10 <sup>-5</sup>	-2.35562 × 10 <sup>-2</sup>	2.27456 × 10 <sup>-1</sup>
a <sub>6</sub>	0	0	-3.81035 × 10 <sup>-1</sup>

de soluciones de NaCl. Para una concentración dada de Solución de NaCl en mol/L

C<sub>sm</sub>, la resistividad del agua a 25 ° C es:

$$R_{w25} = 10^{-X_c} \tag{4.12}$$

$$X_c = a_1 + a_2(\log C_{sm}) + a_3(\log C_{sm})^2 + a_4(\log C_{sm})^3 + a_5(\log C_{sm})^4 + a_6(\log C_{sm})^5 \tag{4.13}$$

dónde: **X<sub>c</sub>**, =función de correlación de concentración.  
**C<sub>sm</sub>** = concentración de solución de NaCl, mamá.  
**a<sub>1</sub>, . . . , a<sub>6</sub>** = constantes de correlación.

La Tabla 4.3 muestra el valor de las constantes de correlación para tres rangos de concentración: 10<sup>-4</sup> < C<sub>sm</sub> < 10<sup>-1</sup>, 0,09 < C<sub>sm</sub> < 1.4 y 1.0 < C<sub>sm</sub> < 5.35.

La ecuación para calcular R<sub>w</sub> a cualquier temperatura del yacimiento T en grados Celsius es:

$$R_{wT} = R_{w25} \left( \frac{46.5}{T + 21.5} \right) \tag{4.14}$$

Si la concentración de solución de NaCl es dado en ppm, entonces eso es necesario convertir eso a mol & en para resolver la función de correlación de concentración **X<sub>c</sub>** y entonces R<sub>w25</sub>. La ecuación de conversión entre ppm y mol / L es [4]:

$$C_{sm} = \left( \frac{P_{25}}{58,443} \right) C_{sp} \tag{4.15}$$

dónde: C, = concentración de Solución de NaCl, ppm.  
 ppm = masa de NaCl por **106** unidades de masa de solución.  
 p<sub>25</sub> = densidad de Solución de NaCl en **25 °C**, g / cm<sup>3</sup>.  
**58.443** = masa molecular de NaCl, g.

El valor de la densidad de la solución de NaCl en función de los  
 La concentración C<sub>m</sub> viene dada por:

$$p_{25} = 0,99708 + 0.040785 C_{sm} - 9.5818 \times 10^{-6} C_m^2 + 5.1208 \times 10^{-5} C_m^3 \quad (4.16)$$

Para convertir un valor dado de concentración en ppm a mol / L, y luego  
 calcular la resistividad R<sub>w25</sub>, hay que emplear ecuaciones **4.15** y **4.16** en un  
 procedimiento iterativo:

Sustituir C y p<sub>25</sub> = **1** en la Ecuación **4.15** y calcule un valor de C<sub>m</sub>.

Sustituir este valor de C<sub>m</sub> en la Ecuación **4.16** y calcule un nuevo  
 valor de densidad.

Sustituya este valor de densidad en la Ecuación **4.15**, y calcule un nuevo  
 valor de C<sub>m</sub>. Repita estos tres pasos hasta que las iteraciones sucesivas  
 produzcan **p<sub>25</sub> < 10<sup>-4</sup> g / cm<sup>3</sup>**.

Seleccione las constantes de correlación de la Tabla **4.3** para el rango de  
 concentración que incluye el valor de C<sub>m</sub> calculado en paso **3**, y luego  
 calcular la función de correlación de concentración **X**, (Ecuación **4.13**).

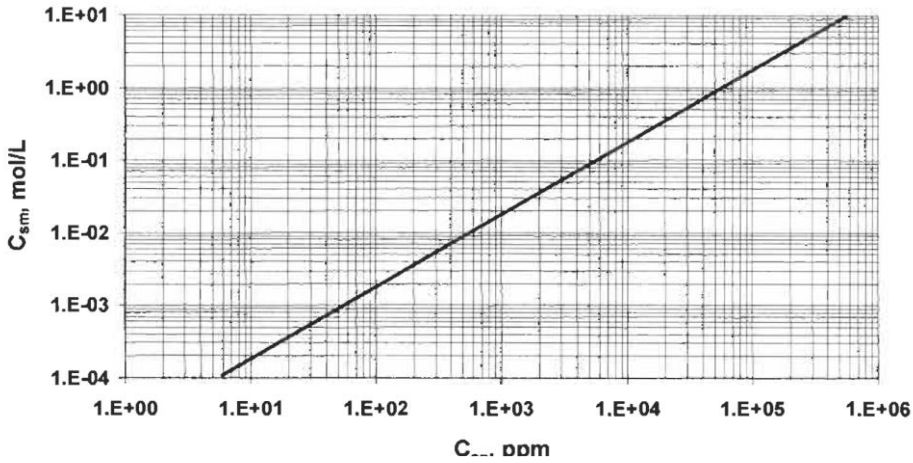
Sustituir este valor de X, en la ecuación **4.12** y calcula la resistividad  
**R<sub>w25</sub>**.

Utilizar **Arp 's** Ecuación **4.14** para convertir esta resistividad a **25 ° C** en  
 una resistividad a la temperatura del yacimiento **R wt**.

**Un** método alternativo a Steps **1, 2, y 3** es usar lo siguiente  
 ecuación para convertir **C<sub>sp</sub>** a C<sub>m</sub>:

La ecuación **4.17** se obtuvo combinando las ecuaciones **4.15** y **4.16**  
 y resolviendo explícitamente para C<sub>m</sub>. Esta ecuación asume la **productos**  
**164 veces** C<sub>m</sub> y **8,76 X** C<sub>m</sub> son insignificantes, para el máximo  
 valor de C<sub>m</sub> = **5.35** mover estos **dos** los términos son **8.77 X** y

$$C_{sm} = 1.6 \times 10^{-5} C_{sp}^{0.13676R} = 1$$



4.69 X 10<sup>-11</sup> respectivamente. Conversión de ppm a mol y viceversa, es sencillo cuando se usa la ecuación 4.17. Una vez Csm es calculado, X, y entonces Rw25 se calculan como se explica en los pasos 4 y 5 del procedimiento anterior.

Otra alternativa al procedimiento iterativo para convertir ppm a mol / L es a utilice la siguiente correlación:

$$C_{sm} = 15.9604 \times 10^{-6} C_{sp}^{1.013575} \tag{4.18}$$

Esta correlación se obtiene sustituyendo valores supuestos de Csm en ecuación 4.16 y luego calcular los valores correspondientes de Csp, de la ecuación 4.15. Valores de Csm y Csp, están graficados en un gráfico log-log y luego ajustado a la curva, como se muestra en la Figura 4.6. La relación entre Csp y Csm en un El gráfico log-log es prácticamente una línea recta. En muchos casos agua, resistividad a temperatura del yacimiento, Rf se estima a partir de registros de cableado. Para convertir este valor de resistividad en concentración, primero convierta Rf a Rw25 utilizando la ecuación 4.14, y luego use la siguiente ecuación para calcular Csm:

$$C_{sm} = 10^{X_r} \tag{4.19}$$

$$X_r = b_1 + b_2 \log \frac{1}{R_{w25}} + b_3 \left( \log \frac{1}{R_{w25}} \right)^2 + b_4 \left( \log \frac{1}{R_{w25}} \right)^3 + b_5 \left( \log \frac{1}{R_{w25}} \right)^4 \tag{4.20}$$

dónde:  $X_r$  = función de correlación de resistividad.

$b_1, . . ., b_5$  = constantes de correlación.

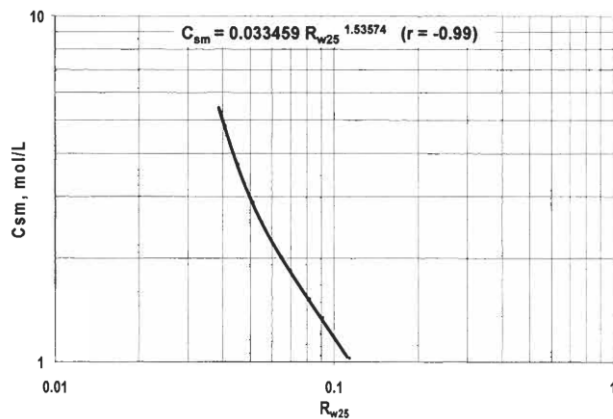
La tabla 4.4 muestra los valores de las constantes de correlación  $b_1, b_2, b_3, b_4$  y  $b_5$  para **dos** rangos de resistividad:  $0.94 < R_{w25} < 796$  y  $0.09 < R_{w25} < 1.03$ . Para éstos **dos** rangos, la conversión de  $R_{w25}$  en concentración en mamá es sencillo. Primero, sustituya el valor de resistividad  $R_{w25}$  dentro Ecuación 4.20 para el apropiado  $R_{w25}$  rango, y luego calcular la función de correlación de resistividad  $X_r$ . En segundo lugar, sustituya este valor de  $X_r$  y calcular el valor correspondiente de  $C_{sm}$

Para el caso de rango de resistividad bajo, es decir,  $0,04 < R_{w25} < 0.10$ , la Figura 4.7 o la ecuación de ajuste de curva que sigue se puede utilizar para convertir directamente el

**TABLA 4.4**  
**RESISTIVIDAD CORRELACIÓN CONSTANTES PARA**  
**ECUACIÓN 4,20 "**

Correlación de resistividad	Rango de Resistividad, ohm-m	
	0,94 hasta 796	0.09 hasta 1.03
Constantes		
b1	- 1.030224	- 1.03015
b2	1.06627	1.06090
b3	$2.41239 \times 10^{-2}$	$5.66201 \times 10^{-2}$
b4	$3.68102 \times 10^{-3}$	$-6.09085 \times 10^{-2}$
b5	$1.46369 \times 10^{-2}$	$5.33566 \times 10^{-2}$

'Sin conversión directa a correlación de concentración, como Ecuación 4, 19, es posible en el rango 0,04a 0.10.



**Figura 4.7. Correlación de conversión entre  $R_{w25}$  y concentración en ppm para los rango  $0.04 < R_{w25} < 0,1$  y  $10 < C_{sm} < 5.35$ .**

valor de resistividad de  $R_{w25}$  a un valor de concentración:

$$C_{sm} = \frac{0.03207}{(R_{w25})^{1.54681}} \quad (4.21)$$

Ecuación 4.21 es, a efectos prácticos, un representación aceptable de los datos utilizados a trazar figura 4.1. Sin embargo, Si se requiere un mayor grado de precisión para la concentración, luego el siguiente esquema de iteración será producir el valor deseado de  $C_{sm}$  para un valor dado de  $R_{w25}$ :

Calcule un valor inicial de  $C_{sm}$  sustituyendo el valor de  $R_{w25}$  en ecuación 4.21.

Sustituye este valor de  $C_{sm}$  en ecuación 4.13 y calcular la función de correlación de concentración &.

Calcule un nuevo valor de  $R_{w25}$  sustituyendo el valor de  $X$ , en ecuación 4.12.

Calcule el valor de resistividad y el  $AR_{w25}$  calculado, entre los dado el valor de resistividad y el calculado  $R_{w25}$ valor. Si  $AR_{w25}$  es Menos que ohm-m, o algún otro grado requerido de precisión, entonces el valor calculado de  $C_{sm}$  en el paso a es preciso. Si no, el valor de  $C_{sm}$  es aumentado (por  $AR_{w25} > 0$  o disminuido para  $AR_{w25} < 0$ ) y se repiten los pasos b, cyd hasta que se satisfaga el criterio de precisión.

Si la concentración en ppm es necesario, sustituya el valor de concentración calculado,  $C_{sm}$ , en la ecuación 4.17 y calcular  $C_{.}$ . UN valor más preciso de  $C_{.}$ , se puede obtener sustituyendo el valor de  $C_{.}$ , en la ecuación de densidad 4.16 y luego calculando el valor de  $C_{.}$ , de la ecuación 4.15.

#### Método de propiedades de lutita

Estimaciones del método de propiedades de esquisto  $R_w$  de los lechos de lutitas asociados con la formación de interés [5]. Suponiendo que el agua de la lutita ocupa completamente el espacio poroso total de la lutita, el factor de formación de lutita  $F_{sh}$  es obtenido de:

$$F_{sh} = \phi_{ash}^{-m_{sh}} \quad (4.22)$$

dónde  $\phi_{ceniza}$  es la aparente porosidad de la lutita y  $m_{sh}$  es el exponente de cementación de las lutitas. La resistividad del agua de la zona de lutitas se calcula a partir de:

$$R_{wsh} = \frac{R_{tsh}}{F_{sh}} \quad (4.23)$$

dónde  $R_{tshes}$  la resistividad real de la zona de lutita, obtenida de cualquier registro de resistividad. Si la zona está sobrepresionada,  $R_{wsh}$  es aproximadamente igual al  $R_w$  de la formación. Para las zonas de presión normal, la resistividad del agua de formación a la temperatura del yacimiento se obtiene de la Ecuación 4.8, donde la resistividad del agua de la zona a la temperatura de referencia de 75 ° F se obtiene de la siguiente correlación estadística:

$$R_{w75} = 0.0123 - 3,647.5 (ap)^{-0.955} \quad (4,24)$$

La constante empírica  $ap$  es aproximadamente igual a 7 para zonas normalmente presurizadas y 1 para zonas con sobrepresión. La concentración total de sólidos en ppm, %, se obtiene de la Figura 4.4 o:

$$C_{sp} = a_s = 10^{1.047 - \log R} \quad (4,25)$$

El método de las propiedades de la lutita arroja valores aceptables de  $R$ , ante todo en los NOS Área de la Costa del Golfo.

El factor de resistividad de la formación FR de una roca de depósito es **un** extremadamente valioso herramienta en el área de evaluación de formaciones. Depende de numerosos parámetros, que incluyen:

- (1) Salinidad de agua connada.
- (2) Temperatura de formación.
- (3) Porosidad de la roca.
- (4) Saturación de agua irreducible.
- (5) Cantidad, distribución y tipo de arcillas.
- (6) Cantidad, distribución y tipo de minerales conductores.
- (7) Número y tipo de fracturas.
- (8) Colocación de capas de arena.

Muchos investigadores han investigado el efecto de estos factores sobre la resistividad, y un gran número de Se publicaron correlaciones. **Solamente** algunos, sin embargo, sobrevivieron a la prueba de utilidad.

## CORRELACIÓN ENTRE FR Y POROSIDAD

Dado que las rocas sedimentarias limpias conducen la electricidad en virtud de la salinidad de agua contenida en sus poros, es natural que la porosidad es un factor importante en controlando el flujo de corriente eléctrica. **Como un** primera aproximación, uno esperaría que la conductancia actual no sería más que el representado por la porosidad fraccionaria, *e. g.*, una formación con 20% de saturación de agua connato y 80% Se esperaría que la saturación de aceite no transmitiera más de **20%** de la corriente que

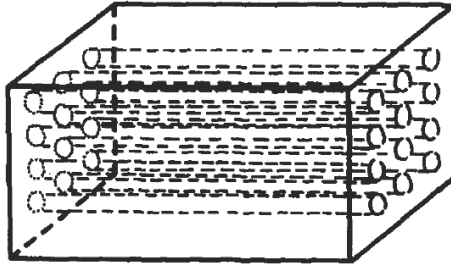


Figura 4.8. Material poroso ideal de n capilares cilíndricos rectos.

sería transmitido Si todo el volumen a granel conducido en el mismo grado que el agua [6].

Suponiendo la muestra de roca porosa saturada en la Figura 4.2 puede representarse mediante un sistema equivalente de n tubos capilares rectos como en la Figura 4.8, la relación entre A, el área total de la sección transversal de la muestra de bloque de longitud L, y un ( = n r<sup>2</sup> :), área de sección transversal de n tubos capilares de longitud L, es:

$$A_n = \phi A \tag{4.26}$$

dónde  $\phi$  es la porosidad fraccionada de la muestra de roca. La resistividad de solución salina en los capilares es:

$$R_{wc} = \frac{E}{I_{wc}} \frac{A_n}{L} \tag{4.27}$$

Ecuación de división 4.3 por ecuación 4.27 da  $F_R$  o:

$$F_R = \frac{R_o}{R_{wc}} = \frac{A}{A_n} \frac{I_{wc}}{I_o} \tag{4.28}$$

Asumiendo  $I_o = I_{wc}$ , porque el sistema de n capilares se supone que es equivalente a la muestra de roca porosa, y sustituyendo  $A_n$  (Ecuación 4.26) en ecuación 4.28, Se obtiene:

$$F_n = \frac{1}{\phi} \tag{4.29}$$

Esta es la relación más simple entre el factor de resistividad de la formación,  $F_R$  y porosidad. La roca petrolífera, sin embargo, es mucho más análoga a un recipiente lleno de arena queso es a capilares paralelos incrustados en una matriz de roca. En consecuencia, el valor real del factor de resistividad de la formación es considerablemente mayor que la obtenida con la Ecuación 4.29.



## CORRELACIONES ENTREFR Y TORTUOSIDAD

La partida de los el sistema poroso de ser equivalente a un sistema formado por tubos capilares rectos se mide por el factor de tortuosidad,  $F_R$ , que está definido por la ecuación 3,20, es decir,  $F_R = \frac{L_a}{L}$  donde  $L$  es el longitud de la muestra de roca, y  $L_a$  es la longitud real de la ruta de flujo como se muestra en Figura 4.9. Usando la ecuación 4.27, la resistividad de la salmuera en los capilares de longitud  $L_a$  es:

$$R_{wc} = \frac{E}{I_{wc}} \frac{\phi A}{L_a} \quad (4.30)$$

Dividir la ecuación 4.3 por la ecuación 4.26 da (por  $I_{wc} = I_o$ ):

$$F_R = \frac{1}{\phi} \frac{L_a}{L} = \frac{\sqrt{\tau}}{\phi} \quad (4.31)$$

Cornell y Katz derivaron una expresión ligeramente diferente. Su derivación estaba basado en el modelo de tubo capilar inclinado de medio poroso que se muestra en la Figura 4.10 [7]. Para un tubo capilar inclinado, la Ecuación 3.13 se convierte en:

$$\phi = \frac{n\pi r^2 L_a}{AL} = \frac{A_n L_a}{AL} \quad (4.32)$$

or

$$A_n = \phi A \frac{L}{L_a} \quad (4.33)$$

$$R_{wc} = \frac{E}{I_{wc}} \frac{\phi A (L/L_a)}{L} \quad (4.34)$$

Sustituyendo  $A_n$  en Ecuación 4.27, se obtiene:

Dividiendo la Ecuación 4.3 por la Ecuación 4.34 (asumiendo  $I_{wc} = I_o$ ) da:

$$F_R = \left( \frac{L_a}{L} \right) \frac{1}{\phi} = \frac{\sqrt{\tau}}{\phi} \quad (4.35)$$

La ecuación 4.35 da el orden correcto de magnitud del factor de resistividad de la formación en reservorios naturalmente fracturados. por el caso teórico de una formación fracturada horizontalmente, el factor de tortuosidad  $Z$  es igual a 1, y consecuentemente:

$$F = \frac{1}{\phi} \quad (4.36)$$

Wyllie y Gardner propusieron la siguiente relación para FR basado en el modelo de tubo capilar complejo que se muestra en Figura 4.11 [8]:

$$F_R = \frac{\sqrt{\tau}}{\phi^2} \tag{4.37}$$

Desafortunadamente, las formaciones naturales rara vez muestran una geometría de poros uniforme. en Figuras 4.8-4.11. Pero es evidente a partir de las ecuaciones 4.31-4.36 que el factor de formación FR es una función de la porosidad y la estructura de los poros. La ecuación 4.37 produce resultados satisfactorios en carbonatos y arenas muy cementadas.

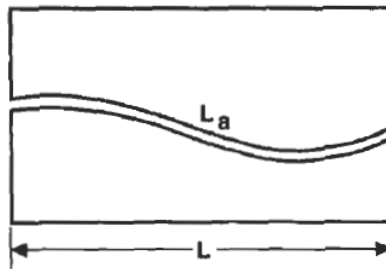


Figura 4.9. Ruta de flujo real y tortuosidad

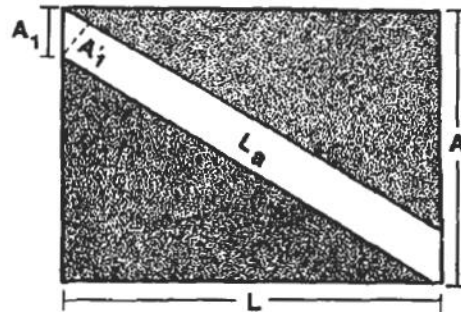


Figura 4.10. Modelo de tubo capilar inclinado de medios porosos [7].

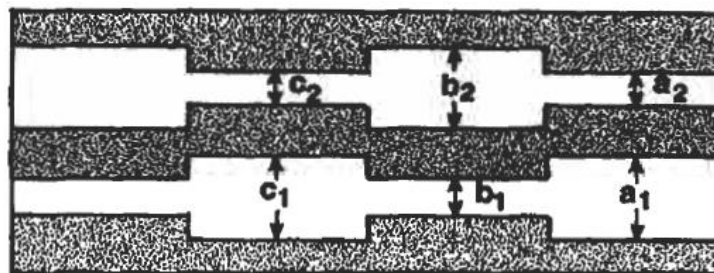


Figura 4.11. Modelo de tubo capilar de dos tamaños de medios porosos [8].

## CORRELACIONES ENTREFR Y CEMENTACIÓN

El grado de cementación de las partículas de arena depende de la naturaleza, cantidad y distribución de numerosos materiales cementantes que incluyen sílice, carbonato de calcio y una variedad de arcillas. Las arenas menos cementadas normalmente tienen porosidades más altas y, de la Ecuación 4.37, factores de resistividad más bajos. Como la arena se vuelve más cementada,  $\phi$  disminuye y, por tanto, **FR** aumenta. Archie derivado, de mediciones de laboratorio del factor de resistividad de la formación FR con porosidad, una relación entre estos **dos** variables, que parece haber sobrevivido a la prueba detiempo y utilidad [2]. La forma general de esta expresión es:

$$F_R = \frac{1}{\phi^m} \quad (4.38)$$

El exponente  $m$ , que se conoce como factor de "cementación", es una función de la forma y distribución de los poros. Esoes determinado a partir de un gráfico del factor de resistividad de la formación FR versus porosidad en un gráfico log-log. Tal trama generalmente puede ser aproximado por una recta línea teniendo pendiente  $m$ . En rocas calcáreas y formaciones compactadas,  $m$  es aproximadamente igual a 2. Para calizas compactas, que son rocas muy cementadas, el valor de  $m$  puede ser tan alto como 3. Es importante enfatizar que estos valores empíricos de  $m$  muy **a menudo** difieren de bien a bien en las mismas o similares formaciones. Donde el valor de  $m$  no puede ser determinado, la siguiente ecuación comúnmente conocida como la fórmula Humble, se puede utilizar para estimar el factor de formación:

$$F_R = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (4.39a)$$

or

$$F_R = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (4.39b)$$

Mientras que la fórmula Humble es satisfactorio para muchos tipos de rocas, se pueden obtener mejores resultados ser obtenido usando los siguiente forma generalizada de la fórmula Humble:

$$F_R = \frac{a}{\phi^m} \quad (4.40)$$

donde los valores de la constante  $a$  y el factor de cementación  $m$  dependen de los tipos de rocas. Las opciones adecuadas de  $a$  y  $m$  se determinan mejor mediante mediciones de laboratorio.

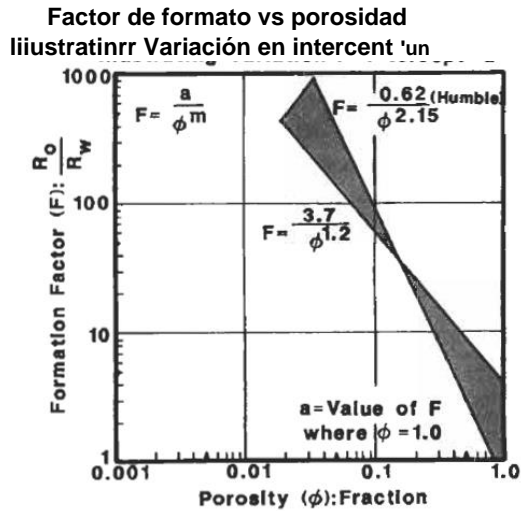
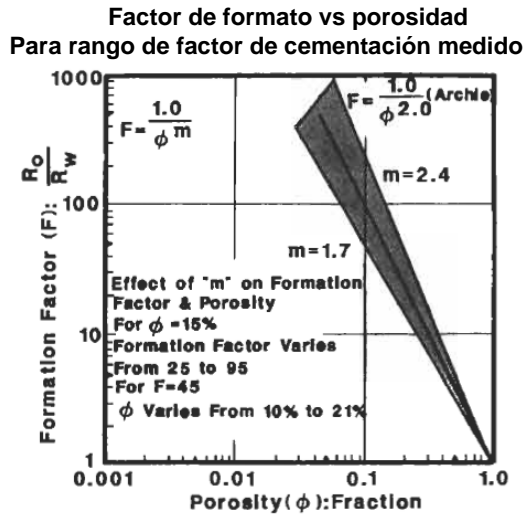


Figura 4.12. Comparación de Ecuaciones de Humble y Archie (cortesía de Núcleo Laboratorios).

los Fórmula humilde y fórmula de Archie para varios valores de la el factor de cementación y la constante a se comparan gráficamente en Figura 4.12.

**EJEMPLO**

UN muestra de núcleo cilíndrico de una arena bien consolidada 100% saturado con una salmuera de NaCl de 34.000 ppm de salinidad. A 120 ° F, la resistencia de

el núcleo es **85**ohmios. El núcleo tiene 3 pulgadas de diámetro y 12 pulgadas de largo.

Calcula su porosidad.

### SOLUCIÓN

La resistividad de este núcleo es (de la Ecuación 4.3):

$$R_o = r_o \frac{A}{L} = 85 \frac{\pi (3/2)^2}{12} = 50 \text{ ohm-in.}$$

or

$$R_o = \frac{50}{39.4} = 1.27 \text{ ohm-m}$$

La resistividad de la salmuera con una salinidad de 34.000 ppm y la temperatura de 120 °F, se obtiene de la Figura 4.4:

$$R_w = 0.12 \text{ ohmios-m}$$

El factor de resistividad de la formación FR es igual a (Ecuación **4.5**):

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1.27}{0.12} = 10.57$$

Usando la fórmula de Humble, Ecuación 4.40, la porosidad de la muestra de núcleo es igual a:

$$\phi = \left( \frac{0.81}{F_R} \right)^{0.5} = \left( \frac{0.81}{10.57} \right)^{0.5} = 0.28$$

El exponente de cementación  $m$  se ve afectado por una gran cantidad de factores, que incluyen: forma, clasificación y empaque del sistema de partículas, configuración y tamaño de los poros, constricciones existentes en un sistema poroso, tortuosidad, tipo de sistema de poros (intergranular, intercrystalino, vuggy, fracturado), compactación por presión de sobrecarga, presencia de minerales arcillosos y temperatura del yacimiento. El efecto principal de estos parámetros son para modificar el factor de resistividad de la formación **FR**. En consecuencia, su combinación puede producir un sinnúmero de valores de **FR** y metro para una porosidad dada. Por ejemplo, la compactación debida a la presión de la sobrecarga generalmente provoca un aumento considerable de la resistividad, especialmente en rocas mal cementadas y rocas de baja porosidad. La figura 4.13 ilustra el efecto de presión de sobrecarga en los factores de resistividad de la formación FR en muestras de núcleos de una piedra caliza de tipo arrecife. El factor de cementación metro

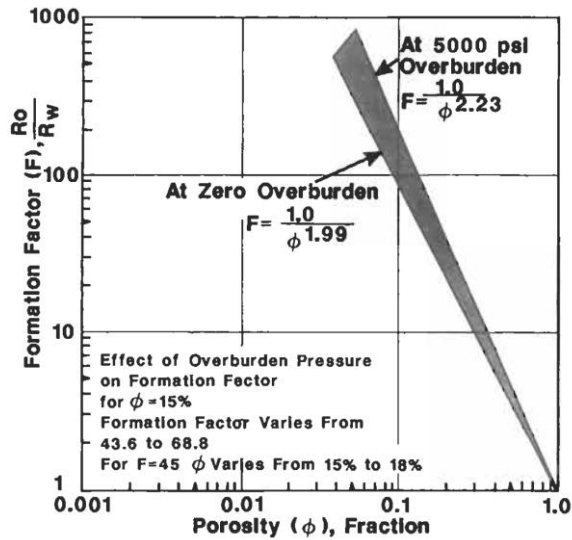


Figura 4.13. Efecto de la presión de sobrecarga en factor de formación (cortesía de Core Laboratorios).

aumenta de 1,99 a presión de sobrecarga cero para 2.23 a una presión de sobrecarga de 5,000psi. Casi todos los valores de m de uso generalizado en la actualidad se determinaron en muestras de núcleos no confinados. Por supuesto, las mediciones de resistividad determinadas bajo presiones de sobrecarga representativas se recomiendan encarecidamente para mejorar la interpretación de los registros de pozos.

**FORMULA TEORICA PARA FR**

Se han realizado muchos intentos para derivar una fórmula general que relacione la resistividad de la formación, la porosidad y el factor de cementación. Si una corriente eléctrica pasa a través de un bloque de roca porosa no conductora saturada con un fluido conductor, solo una porción del espacio poroso participa en el flujo de corriente eléctrica. Por tanto, la porosidad total

@puede dividirse en dos partes tales que [9]:

$$\phi = \phi_{ch} + \phi_{tr} \tag{4.41}$$

dónde @ch y @tr son, respectivamente, la porosidad de flujo asociada con los canales y la porosidad asociados con las regiones de estancamiento (trampas) en unroca porosa. Aparentemente,@ch es equivalente a la "porosidad efectiva" utilizada por Chilingarian y @tr es equivalente a la saturación de fluido irreducible [ 101. Cifras 4.14 y 4.15 muestran que la corriente eléctrica puede fluir solo a través del canal indicado por C, mientras que ninguna corriente puede fluir a través de las trampas indicadas por T. En la figura 4.14 las trampas son de

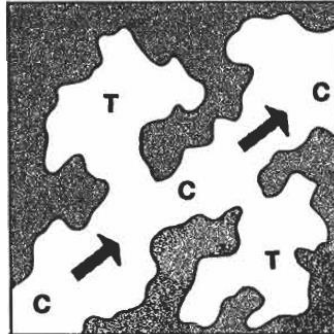


Figura 4.14. Porción de roca porosa que muestra trampas sin salida [9] .

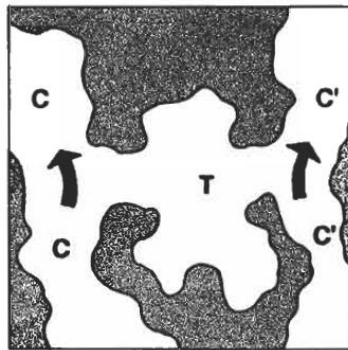


Figura 4.15. Porción de roca porosa que muestra una trampa abierta o de simetría. [gramo] .

el tipo de callejón sin salida. La trampa en la figura 4.15 se llama trampa abierta o de simetría. Una relación general entre  $F$  y  $\phi_F$  puede escribirse como [11]

$$F_R = 1 + f_G \left( \frac{1}{\phi_{ch}} - 1 \right) \quad (4.42)$$

$$\phi_{ch} = \phi^m \quad (4.43)$$

dónde  $f_G$  se define como el parámetro de geometría interna de la roca porosa, y  $m \geq 1$ . Combinar ecuaciones 4.42 y 4.43 da:

$$F_R = 1 + f_G \left( \frac{1}{\phi^m} - 1 \right) \quad (4.44)$$

Esta es la relación de Rosales entre resistividad de la formación, porosidad y factor de cementación. Si  $f_G = 1$ , Ecuación 4.44 da la fórmula de Archie.

DEL DEPÓSITO La ecuación 4.44 se puede

expresar como:

$$F_R = \frac{f_G}{\phi^m} + (1 - f_G) \tag{4.45}$$

El valor de  $f_G$  para la mayoría de las rocas porosas está cerca de la unidad.

Por lo tanto,  $f_G / \phi^m \gg (1 - f_G)$  y ecuación 4.45 puede ser aproximado por:

$$F_R = \frac{f_G}{\phi^m} \tag{4.46}$$

Esta expresión es la fórmula de Humble (Ecuación 4. 40) donde  $f_G = a$ . Así, la fórmula de Archie y la fórmula de Humble son casos especiales de la fórmula general de Rosales. Rosales demostró experimentalmente que, para areniscas, la ecuación 4.46 se puede escribir de la siguiente manera[11]

$$F_R = 1 + 1.03 \left( \frac{1}{\phi^{1.73}} - 1 \right) \tag{4.47}$$

Esta expresión se comparó gráficamente con la fórmula Humble,

Ecuación 4. 34, y Timur et al. fórmula [1 2]:

$$F_R = \frac{1.13}{\phi^{1.73}} \tag{4.48}$$

Figura 4 . 16 es una gráfica logarítmica de las ecuaciones 4.39 (líneaUN), 4.42 (línea SEGUNDO),y 4. 48 (líneaC). Las tres fórmulas dan resultados aproximados dentro del interés práctico de la región, es decir, 10 5 @ 5 40. Como PS se aproxima a la unidad, sin embargo, la Ecuación 4.42 da una línea curva que satisface la condición  $F_R = 1$  cuando  $\phi = 1$ , mientras que la fórmula de Humble (Ecuación 4. 39) y la de Timur et Alabama. fórmula (Ecuación 4. 48) son líneas rectas para todos los valores de  $\phi$ , que no satisface esa condición. De la ecuación 4. 35, la tortuosidad es:

$$t = \phi F_R \tag{4,49}$$

Sustituir la ecuación 4.44 en la ecuación 4.49 produce una expresión general para calcular tortuosidad:

$$\tau = \phi \left[ 1 + f_G \left( \frac{1}{\phi^m} - 1 \right) \right] \tag{4.50}$$

Por cuanto el valor de  $f_G$  es aproximadamente igual a la unidad para la mayoría de las rocas porosas, la ecuación 4.50 se puede escribir de la siguiente manera:

$$\tau = \frac{1}{\phi^{m-1}} \tag{4.51}$$



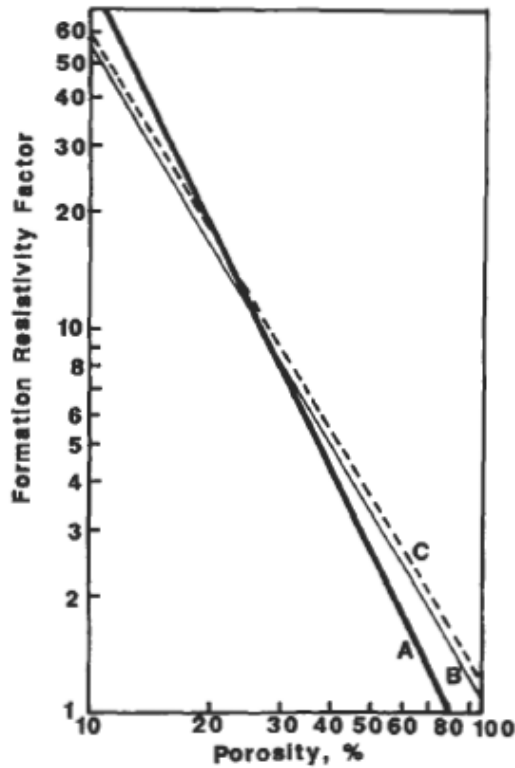


Figura 4.16. Comparación gráfica de Ecuación humilde ('UN), Ecuación de Rosales ('SEGUNDO),

Combinar ecuaciones 4.41, 4.43, y 4.51 da:

$$\tau = 1 + \frac{\phi_{tr}}{\phi_{ch}} \tag{4.52}$$

Esta expresión indica el significado físico de la tortuosidad. en condiciones de porosidades estancadas y fluidas. Ecuación 4.52 es una aproximación válido solo para rocas porosas consolidadas. Para arenas no consolidadas, la expresión general (Ecuación 4.50) debe usarse, donde  $\tau_g = 1,49$  y  $\text{metro} = 1.09$ .

**EJEMPLO**

Las mediciones de laboratorio realizadas en un núcleo de arenisca de Berea arrojaron

$Q = 0,216$  y  $FR = 13,7$ . Calcular:

- (a) factor de resistividad de la formación usando expresiones de Rosales, Humble y Archie: y comparar con el valor medido;
- (b) la porosidad fluida y estancada; y
- (c) tortuosidad de el núcleo de Berea.

**SOLUCIÓN**

(a) Resistividad de la formación:

La fórmula de Rosales para areniscas consolidadas, es decir, la Ecuación 4.47, da:

$$FR = 1 + 1.03 (0.216 - 0.73 + 1) = 14.57$$

La fórmula humilde (Ecuación 4.39) da:

$$FR = (0.62) (0.216)^{-2.15} = 16,72$$

Debido a que los núcleos Berea generalmente están cementados de moderada a fuerte, se pueden usar  $m = 1.7$  en la fórmula de Archie:

$$FR = 0.216^{-1.7} = 13.53$$

Es obvio que el valor de **FR** obtenido de la ecuación de Archie es el más cercano al valor medido. Por lo tanto, la fórmula de Archie es un buen modelo para calcular el factor de resistividad de formación de un núcleo de arenisca de Berea. El valor del factor de cementación para este núcleo es:

$$m = \frac{\ln 13.7}{\ln 0.216} = 1.71$$

(b) La porosidad que fluye se aproxima a partir de la Ecuación

$$4.43: O_{ch} = 0.216^{1.71} = 0.073$$

y de la Ecuación 4.41, la porosidad estancada es igual a:  $\phi_{tr}$

$$\phi_{tr} = 0.216 - 0.073 = 0.143$$

Esto significa que solo el 34%  $[(0.073 / 0.216) (100)]$  del volumen total de poros participa activamente en el flujo de corriente eléctrica y 66% del volumen de poro, correspondiente al callejón sin salida y trampas simétricas, es neutral al flujo de corriente eléctrica. Si se consideró el flujo de fluidos viscosos, en lugar de corriente eléctrica, resultados diferentes

habría obtenido, es decir, mayor  $O_{ch}$  y menor  $\phi_{tr}$  porque las fuerzas viscosas, como las fuerzas capilares, promueven la transferencia de una fracción del fluido en las regiones estancadas a las regiones que fluyen [11].

(c) La tortuosidad de este núcleo de arenisca de Berea se puede obtener de la ecuación 4.52:

$$\tau = 1 + \frac{0.143}{0.073} = 2.96$$

Si esto El núcleo de arenisca de Berea tiene una longitud  $L = 6$  pulg., la media real longitud de la trayectoria del flujo de una corriente eléctrica  $L_a$  se puede estimar a partir de la definición de tortuosidad @ ecuación 3.20):

$$L_a = L\sqrt{\tau} = 6\sqrt{2.96} = 10.32 \text{ in.}$$

Para el flujo de fluido viscoso a través de este núcleo de arenisca Berea, el valor de  $L_a$  será ser un poco más cerca del valor de  $L$  porque el estancado  $L_a$  porosidad será inferior a 0,143 y la porosidad de flujo será superior a 0.073. En en cualquier caso, el gran valor de  $Z$  indica que la geometría interna de Los sistemas porosos son extremadamente complejos, lo que está de acuerdo con observaciones microscópicas que indican que las regiones de estancamiento o trampas deben ser la regla más que la excepción, especialmente desde el punto de vista. de el flujo de corriente eléctrica.

### CORRELACIÓN ENTREFR Y SATURACIÓN DE AGUA

En una formación que contiene **petróleo** y / o gas, ambos no conductores de electricidad, con una cierta cantidad de agua, la resistividad es una función de la saturación de agua  $S_w$ . Para la misma porosidad, la resistividad verdadera,  $R_t$ , de esta formación es mayor que  $R_o$  (la resistividad de una formación 100% saturada con salmuera), porque hay es menor volumen disponible para el flujo decorriente eléctrica. Archie determinó experimentalmente que el factor de resistividadFR de una formación parcialmente saturada con salmuera se puede expresar mediante la siguiente relación [2] :

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{F_R R_w}{R_t}\right)^{1/n} \quad (4.53)$$

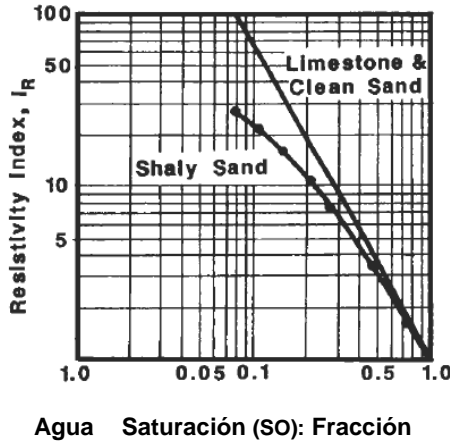
Sustituyendo FR de la ecuación 4.40 a la ecuación 4.53 da:

$$S_w = \left(\frac{aR_o}{\phi^m R_t}\right)^{1/n} \quad (4.54)$$

dónde:  $R_t$  = verdadera resistividad de formación que contiene hidrocarburos y agua de formación.

$R_o$  = resistividad de formación cuando **100%** saturado de agua.  
 $n$  = exponente de saturación.

El radio  $R_o$ , se conoce comúnmente como los índice de resistividad  $R_o$ . Si la formación está totalmente saturada con salmuera, es decir,  $R_o = R_t$ , la resistividad el índice es igual a uno.  $R_o$  es mayor que uno cuando hay hidrocarburos presentes en la formación. El índice de resistividad es entonces una función de la



**Figura 4.17.** Efecto de la conductancia de la arcilla en índice de resistividad (cortesía de Núcleo Laboratorios).

salinidad y cantidad de agua de formación.  $I_R$  también es función de la cantidad, distribución y tipo de arcillas presentes en la formación que se evalúa. Por ejemplo, la presencia de arcillas catiónicas intercambiables, como las esmectitas, generalmente hace que se observen valores bajos de  $I_R$ , ya sea que la roca contenga hidrocarburos o no, como se ilustra en la Figura 4.17. El exponente de saturación  $n$  es determinado experimentalmente saturando una muestra de núcleo con salmuera y midiendo la resistividad de la roca &.

Luego, la salmuera se desplaza con aire, nafta o petróleo crudo vivo, y la resistividad verdadera  $R$  se mide después de cada incremento de desplazamiento. La saturación de agua  $S_w$  se determina midiendo el volumen de agua producida y aplicando las ecuaciones de balance de materiales.

UN trama de la razón  $R_t$  & versus la saturación de agua en logarítmico escala da una línea recta de pendiente  $-n$ , como se ilustra en la Figura 4.18 y la siguiente ecuación:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{-1/n} = (I_R)^{-1/n} \tag{4.55}$$

y

$$\log I_R = -n \log S_w \tag{4.56}$$

La pendiente de la recta que pasa por  $S_w = 1$  cuando  $I_R = 1$  es  $(-n)$ , que se puede calcular de la siguiente manera:

$$n = \frac{\log I_{R1} - \log I_{R2}}{\log S_{w2} - \log S_{w1}} \tag{4.57}$$

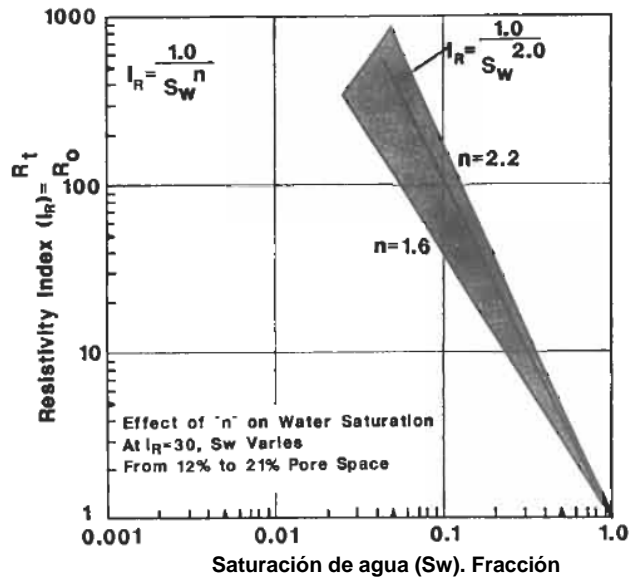


Figura 4.18. Índice de resistividad nosotros. saturacion de agua para un rango de saturación medida exponentes (cortesía de Laboratorios centrales).

El valor de norte se ve afectado por la mojabilidad, la presión de sobrecarga, la naturaleza y la distribución microscópica delos fluidos del yacimiento y los tipos y cantidades de arcillas conductoras (o midiendo la pendiente directamente del gráfico). Anderson examinó los efectos de la humectabilidad en el exponente de saturación y encontró que [ 131:

- (1) es esencialmente independiente de la mojabilidad cuando la saturación de la salmuera  $S_w$  es suficientemente alto para formar un continuo película en las superficies de grano del medio poroso y, en consecuencia, para proporcionar un camino continuo para un flujo de corriente. Esta continuidad es común en sistemas limpios y uniformemente mojados por agua.
- (2) En sistemas uniformemente humedecidos con aceite con bajas saturaciones de salmuera, grandes valores del exponente de saturación, 10 o superior, debería esperarse.

La Tabla 4.5 muestra lo que ocurre típicamente en un núcleo mojado con aceite cuando la saturación de agua cae [13]. Un examen de esta tabla muestra que por debajo de una cierta saturación de salmuera, el exponente  $n$  comienza a aumentar rápidamente. Por ejemplo, en el caso de que la saturación de salmuera no humectante se reduzca mediante la inyección de aceite, el valor de  $n$  aumenta de 4 a 7,15 a medida que  $S_w$  cae de 34,3 a 33,9. Este rápido aumento de  $n$  en los sistemas húmedos por aceite, a medida que disminuye la saturación de salmuera, se debe a un aumento en la resistividad del sistema. El aumento de resistividad se debe a la desconexión y eventual aislamiento y atrapamiento de una parte de la salmuera por el aceite. Esta porción

**TABLA 4.5**  
**ARCHIE SATURACIÓN EXPONENTES COMO UN FUNCIÓN DE SATURACIÓN**  
**PARA UNA CONDUCTA FASE NO HUMEDAD [13]**

Aire-salmuera Saturación de salmuera (% PV)	n	Aceite-Salmuera Saturación de salmuera (% PV)	n
66,2	1,97	64,1	2,35
65,1	1,98	63,1	2,31
63,2	1,92	60,2	2,46
59,3	2,01	55,3	2,37
51,4	1,93	50,7	2,51
43,6	1,39	44,2	2,46
39,5	2,11	40,5	2,61
33,9	4,06	36,8	2,81
30,1	7,50	34,3	4,00
28,4	8,90	33,9	7,15
		31,0	9

No ya contribuye al flujo de corriente, porque eso está rodeado por no conductor *petróleo*, aumentando así la resistividad eléctrica del sistema poroso.

El exponente  $n$  debe ser medido en condiciones de humectación del yacimiento, es decir, en núcleos nativos o en estado restaurado, de lo contrario se subestimaría la saturación de agua en el yacimiento obtenida de los registros de pozo. Figura 4.19 muestra el efecto de la limpieza en el exponente de saturación. La extracción bajó el valor de norte desde **2,71** a **1,91**. Los efectos de la mojabilidad en Los núcleos de carbonato fueron investigados por Sweeney y Jennings [141]. Encontraron que el exponente de saturación variaba desde 1.6 a 1.9 para núcleos mojados por agua, mientras que los núcleos mojados por aceite exhibieron dos tipos diferentes de comportamientos como se muestra en la Figura 4.20. En algunos núcleos, norte estaba a punto de **8** incluso cuando  $S_r$  fue muy alto. En otros núcleos, el comportamiento de  $n$  fue similar al mojado con agua y neutramente mojado. Cuando un núcleo se extrae con tolueno, se considera que tiene una humectabilidad neutra, pero, en realidad, sus mojabilidad *es* en algún lugar entre ligeramente mojado con agua y ligeramente mojado con aceite.

Longeron et al. y Lewis et al. mostró que el historial de saturación de la formación tiene un efecto considerable sobre el exponente de saturación, particularmente en agua mojada poroso sistemas [15, 161]. Ambos estudios encontraron que hay un Histéresis de resistividad significativa y exponente de saturación entre los ciclos de saturación de drenaje y de imbibición. Las pruebas de drenaje, es decir, las pruebas en las que disminuye la saturación de agua, describen el proceso que probablemente tuvo lugar cuando los hidrocarburos migraron desde la roca madre.

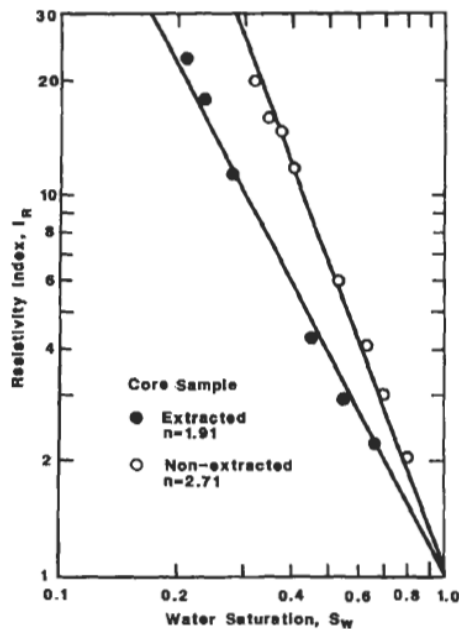


Figura 4.19. Efecto de limpieza en los saturación exponente

a la trampa del depósito. Las pruebas de imbibición, es decir, las pruebas en las que aumenta la saturación de agua, son útiles para evaluar las saturaciones en un embalse que ya ha sido sometido a inundaciones. Durante el drenaje de núcleos de arenisca mojados por agua, ambos estudios encontraron que  $n$  es esencialmente igual a 2. Sin embargo, durante la imbibición, el valor de  $n$  es función de la saturación de salmuera:

(a) para  $0,28 < S_w < 0,40$ ,  $n = 2,56$ , y (segundo) para  $0,40 < S_w < 0,58$ ,  $n = 1,56$ . Figura 4.21 muestra el comportamiento del índice de resistividad como una función de la saturación de la salmuera durante los ciclos de drenaje e imbibición, bajo tensión efectiva baja. La ecuación de ajuste de curva para el ciclo de imbibición es de la forma general  $IR = biSG^n$ , donde  $bi$  es la constante de correlación de imbibición.

Cifras 4.22 y 4.23 ilustran la influencia de la depresión de sobrecarga en el exponente de saturación para el núcleo de arenisca humedecida con agua y el núcleo de arenisca Berea, respectivamente. El cambio máximo en el exponente de saturación con la presión de sobrecarga fue aproximadamente 8% para núcleos mojados por agua y 4% para núcleos mojados por aceite [161].

El efecto del estrés sobre el valor de  $n$  fue considerablemente mayor en pruebas de drenaje donde el agua fue desplazada con crudo vivo. petróleo [171]. En este caso, el exponente de saturación aumentó de 1,82 a condiciones ambientales para 2,09 en condiciones de yacimiento, un aumento de 15%.

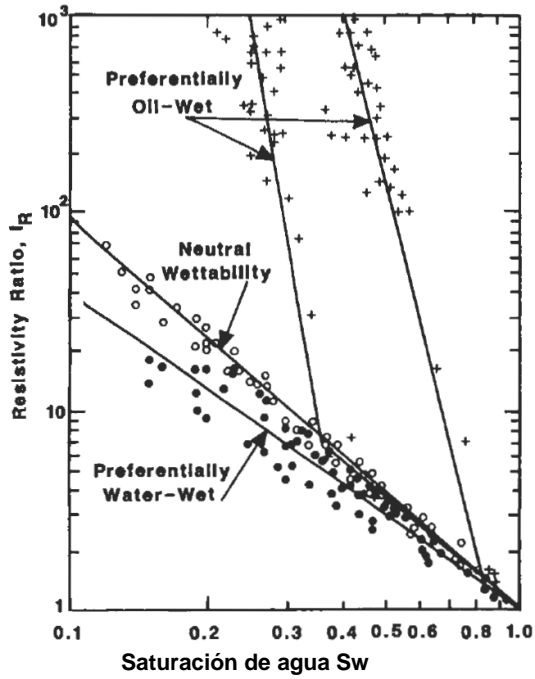


Figura 4.20. Índice de resistividad nos. saturación de agua en núcleos de carbonato [14].

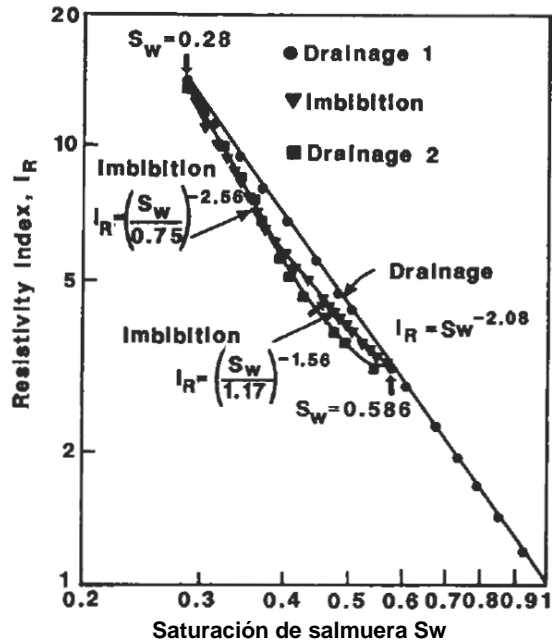


Figura 4.21. Índice de resistividad nos. saturación de salmuera-arenisca, Estrés bajo [15].



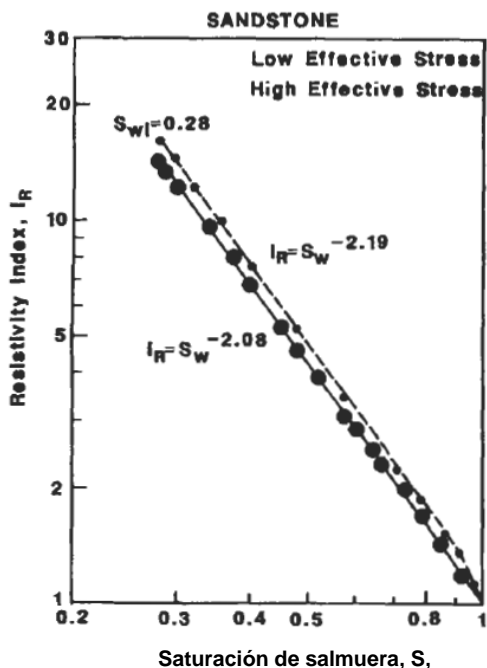


Figura 4.22. Efecto de tensión en el índice de resistividad-drenaje [15].

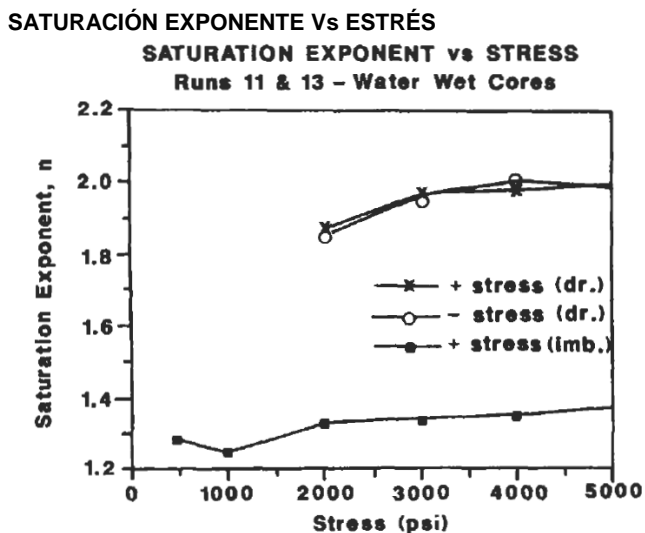


Figura 4.23. Influencia de estrés en el exponente de saturación para Núcleos mojados por agua durante los ciclos de saturación de drenaje e imbibición [16]

Manipulación de ecuaciones 4.40, 4.54, y 4.55 produce una relación general, que se puede utilizar para estimar el factor de cementación  $m$  y la constante de Humble  $a$ :

$$\log \phi = -\frac{1}{m} [\log R_t - \log (aR_w) - \log I_R] \tag{4.58}$$

Por lo tanto, una trama de  $C_p$  vs.  $R_t$  en un gráfico logarítmico-logarítmico, produciría una línea recta con un Pendiente  $(- 1 / m)$  para 100% zonas saturadas de agua, con índice de resistividad constante,  $I_R$  y  $R$ . Figura 4.24 muestra un gráfico de este tipo para el caso de un depósito de petróleo de arenisca homogéneo.

Las zonas de agua, donde  $I_R = 1$ , Formar una línea recta con una pendiente aproximadamente igual a 2. Cuando  $C_p = 100\%$  y  $I_R = 1$ , Ecuación 4.58 reduce al registro  $R_t = \log (aR_w)$ . Por lo tanto, el producto  $aR_w$ , se puede determinar directamente de la Figura 4.24 simplemente extrapolando la línea recta a  $C_p = 100\%$  y leyendo el valor correspondiente de  $aR_w$ , en los Rteje. Conociendo la resistividad del agua  $R_w$ , de la figura 4.24 por ejemplo, se puede calcular  $a$ . La gráfica log-log de  $C_p$  vs.  $R_t$  también se puede utilizar para estimar la saturación de agua del yacimiento a partir de la Ecuación 4.55, es decir,

$S_w$  asumiendo el factor de cementación  $m$  y la saturación exponente  $n$  son iguales. La limitación de esta ecuación es que un número significativo de zonas acuíferas de constante  $a$ ,  $m$  y  $R_w$ , debe estar disponible [18].

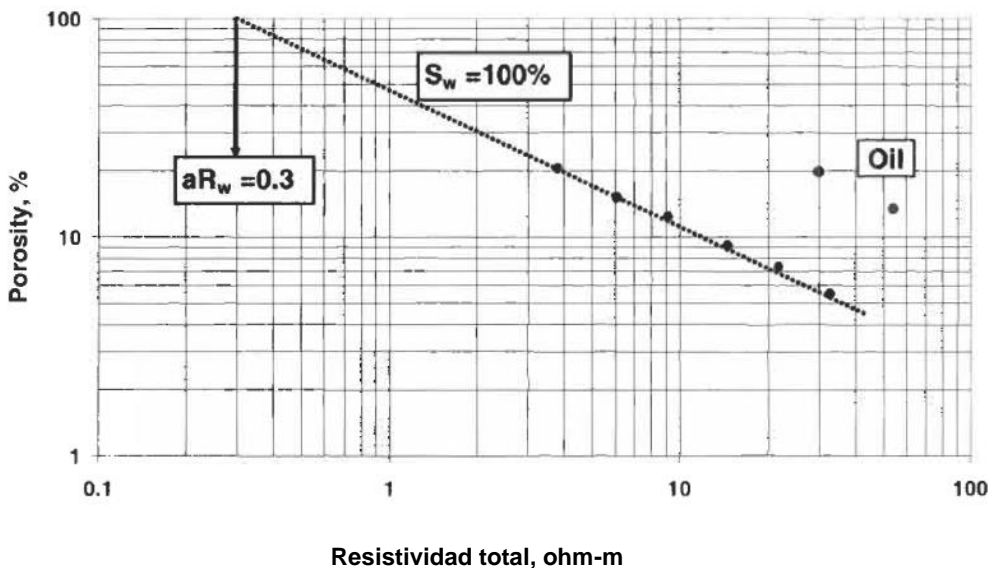


Figura 4.24. Porosidad nosotros. resistividad total para S=100%.

**TABLA 4.6**  
**VALORES DE SATURACIÓN Y RESISTENCIA PARA MUESTRA PRINCIPAL**

<b>Sw</b> <b>(fracción)</b>	<b>r<sub>o</sub></b> <b>(ohm)</b>
1.000	52 1
0.900	678
0,800	913
0,730	1,151
0,640	1,510
0.560	2.255
0.480	3,135
0.375	5.270
0.350	6.820
0.300	10,400

### EJEMPLO

UN muestra de núcleo de arenisca ( $d = 1,90$  cm y  $L = 3,20$  cm) está saturado con salmuera de resistividad de 0,55 ohm-m. El núcleo se desaturó en etapas y se midió la resistencia (Tabla 4. 6) en cada saturación.

- (a) Estima la porosidad de la roca.
- (b) Determine el exponente de saturación,  $n$ , mediante la técnica convencional .

### SOLUCIÓN

- (a) los La porosidad de la roca se puede estimar a partir de la ecuación de Humble, 4. 3.

los resistividad de la muestra de roca, 100% agua saturada, se obtiene desde:

$$R_o = r_o \frac{A}{L} = 521 \frac{2.835 \times 10^{-4}}{0.032} = 4.6162 \Omega\text{-m}$$

El factor de resistividad de la formación es (Ecuación 4.5):

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{4.6162}{0.55} = 8.393$$

Suponiendo que la ecuación de Humble es aplicable, es decir

$$F = \frac{0.81}{\phi^2}$$

la porosidad de la muestra del núcleo es:

$$\phi = \sqrt{\frac{0.81}{F}} = \sqrt{\frac{0.81}{8.393}} = 0.31$$

- (b) La gráfica log-log del índice de resistividad versus la saturación de agua normalmente produce **un** línea recta en un núcleo homogéneo. El exponente de saturación es igual a la pendiente de esta línea recta, como lo indica la ecuación **4.55**.

La verdadera resistividad de la muestra de roca cuando  $S_w = 90\%$  es:

$$R_t = r_o \frac{A}{L} = 678 \frac{2.835 \times 10^{-4}}{0.032} = 6.007 \Omega\text{-m}$$

El índice de resistividad  $I_R$  para  $S_w = 100\%$  es unidad. por  $S_w = 90\%$  el índice de resistividad es:

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} = \frac{6.007}{4.616} = 1.301$$

Mesa 4.7 muestra los valores de  $I_R$  por otros valores de  $S_w$ .

La figura 4.25 es una gráfica de saturación de agua frente al índice de resistividad.

La pendiente de la línea recta log-log es -2,4 (encontrado por regresión).

Así:  $n = 2.4$ .

**TABLA 4.7**  
**EJEMPLOS RESULTADOS**

$S_w$ (fracción)	$r_o$ ( $\Omega$ )	$R_t$ ( $\Omega\text{-m}$ )	$I_R$
1.000	<b>521</b>	4.616	1.000
<b>0.900</b>	678	6.007	1.301
0.800	913	8.089	1.752
0.730	1,151	10.197	2.209
0.640	1,510	13.378	2.898
0.560	2.255	19.978	4.328
0.480	3,135	27.774	6.017
0.375	5.270	46.689	10.115
0.350	6.820	60.421	13.090
0.300	10,400	92.138	19.962

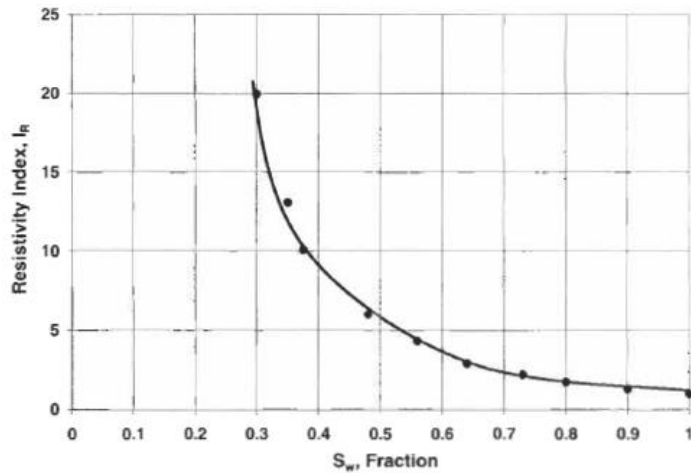


Figura 4.25. Índice de resistividad nosotros. saturación de agua.

## CORRELACIÓN ENTRE FR Y PERMEABILIDAD

Tres factores son importantes para correlacionar **FR** con la permeabilidad de rocas sedimentarias:

- (a) la gama de tamaños de grano, que se caracteriza por un factor de distribución de tamaño de grano y un diámetro de grano medio geométrico;
- (b) el grado de embalaje de las partículas de arena, que es una función de varios factores, como la angularidad de las partículas, la velocidad de la corriente durante la deposición y la distribución del tamaño de grano; y
- (c) la combinación de cementación y compactación de los sedimentos.

De estos tres factores, solo el rango de tamaños de partículas se puede cuantificar con una precisión razonable, aunque la muestra del núcleo del yacimiento sea demasiado pequeña para tener un significado estadístico.

Una vez que un depósito de arena se acumula y se entierra por deposiciones posteriores, la permeabilidad de textura controlada de esta arena se distorsiona severamente por los materiales de compactación y cementación, como calcita, sílice y varios tipos de arcillas. Las arcillas generalmente afectan la distribución original de la permeabilidad solo ligeramente, porque las arcillas tienden a deformarse por compactación para ajustarse a los granos de cuarzo adyacentes, y parecen distribuirse de una manera relativamente uniforme por toda la porción arenosa. de los

formación [ 19].El cemento de sílice, sin embargo, tiende a distorsionar cualitativa y cuantitativamente la distribución de permeabilidad controlada por textura de los lechos de arena. En las areniscas poco compactas, el empaque parece tener poca oNoefecto sobre esta distribución de la permeabilidad. En areniscas consolidadas, el efecto del empaque sobre la distribución de la permeabilidad es considerable.

Hutchinson y col. propuso una de las primeras relaciones estadísticas entre el factor de resistividad de la formación y la permeabilidad para las arenas no consolidadas (Figura4.26) [19]:

$$k \propto \left( \frac{d_{gr}}{F_R e^{0.6\sigma_2}} \right) \tag{4.59}$$

donde la permeabilidad k se expresa en darcies y el diámetro de grano medio geométrico dgr está en mm. El termino(32es la desviación estándar de log ;! distribución granulométrica; es una medida de la clasificación de granos y un indicador de la textura primaria. Para una distribución uniforme del tamaño de grano,(32es igual a cero; y 0 2 es igual a uno para undistribución de grano no uniforme. Esta relación se estableció después de un estudio extenso de afloramientos de arenisca típicos de horizontes productores con el propósito de predecir el tamaño, la forma y el contraste de permeabilidad de las faltas de uniformidad del yacimiento. El estudio se concentró en varios afloramientos del Cretácico en el área de Four Corners (Nuevo México, Arizona, Utah y Colorado) y el afloramiento de la Formación Woodbine cerca de Dallas, Texas. La línea recta en

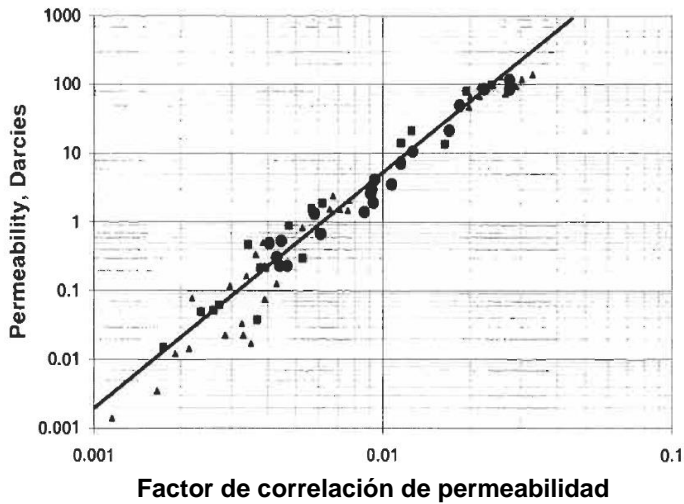


Figura 4.26. Correlación de la permeabilidad con el diámetro de grano medio geométrico y el factor de formación [19].

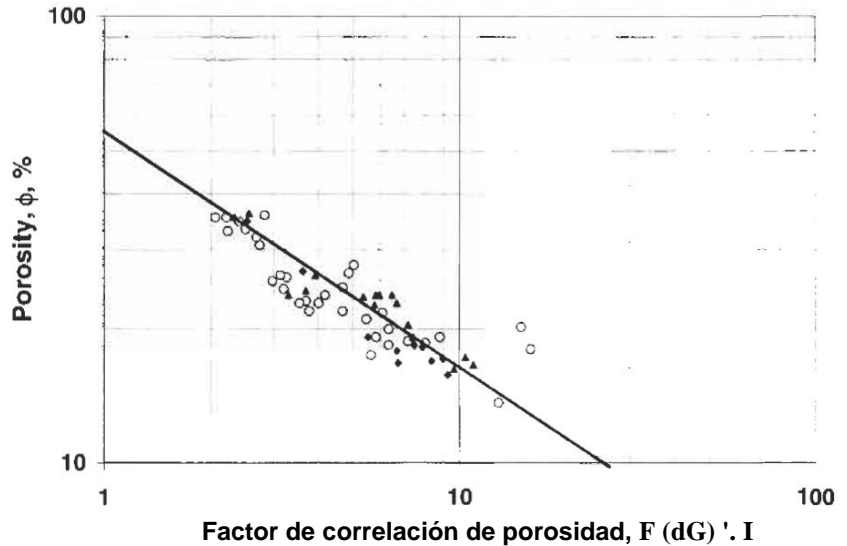


Figura 4.27. Correlación de la porosidad con el diámetro medio geométrico del grano y el factor de formación [19J

Figura 4. 26 se puede expresar como:

$$k = 2.53 \times 10^5 \left( \frac{d_{gr}}{F_R e^{0.6\sigma_2}} \right)^{2.75} \quad (4.60)$$

Para un sistema de distribución uniforme del tamaño de grano, la desviación estándar  $\sigma_2$  es cero y la ecuación 4.60 se convierte

$$k = 2.53 \times 10^5 \left( \frac{d_{gr}}{F_R} \right)^{2.75} \quad (4.61)$$

A correlación de la porosidad con respecto a la resistividad de la formación y el diámetro de grano medio geométrico, como se muestra en la Figura 4,27, fue desarrollado en el mismo estudio:

$$\phi = \left( \frac{1}{F_R \sqrt{d_{gr}}} \right) \quad (4.62)$$

donde la porosidad,  $\phi$ , se expresa como porcentaje. La línea recta en Figura 4.27 se puede expresar de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{51}{(F_R \sqrt{d_{gr}})^{0.50}} \quad (4.63)$$

Combinando esta expresión con la Ecuación 4.60 para un sistema de distribución de tamaño de grano no uniforme, se obtiene la siguiente ecuación:

$$k = \frac{1.536 \times 10^{24}}{e^{1.65\sigma_2}} \left( \frac{1}{\phi^{11} F_R^{8.25}} \right) \quad (4.64)$$

Esta y otras relaciones empíricas similares son útiles porque permiten (a) comprender, cualitativa y cuantitativamente, la interacción de varios parámetros petrofísicos, y (b) aproximar la permeabilidad de la formación en pozos no perforados conociendo la porosidad y el factor de resistividad de formación, que derivar de registros de pozos. El valor de  $\sigma_2$  varía entre cero, para un sistema con tamaños de grano distribuidos uniformemente, hasta la unidad para el caso teórico en el que cada grano tiene un tamaño diferente. Para un paquete de arena de laboratorio,  $\sigma_2$  es aproximadamente igual a cero y la Ecuación 4.64 se convierte en:

$$k = 1.536 \times 10^{24} \left( \frac{1}{\phi^{11} F_R^{8.25}} \right) \quad (4.65)$$

Para  $\sigma_2 = 1$ ,  $e^{1.65\sigma_2}$  en las ecuaciones 4.60 y 4.64 es igual a 5.2. Por lo tanto, el efecto máximo de la distribución del tamaño de grano es reducir la permeabilidad del sistema idealmente uniforme (en el que  $\sigma_2 = 0$ ) en aproximadamente cinco veces. Los valores típicos del término de desviación estándar  $\sigma_2$  variaron de 0,35 a 0,65 en el afloramiento de Dakota Sandstone cerca de Cortez, Colorado, y de 0,40 a 0,75 en el afloramiento de la Formación Gallup cerca de Farmington, Nuevo México. Estos afloramientos se consideran arenas consolidadas relativamente limpias y no se modifican significativamente por la circulación del agua subterránea.

### RESISTENCIA DE LAS ROCAS RESERVORIO ESQUISTOSAS (ARCILLOSAS)

La presencia de arcillas y lutitas conductoras complica considerablemente la interpretación de los datos de resistividad de formaciones parcialmente saturadas. El tipo de lutita, el porcentaje presente y el modo de distribución en la formación tienen diferentes efectos sobre la resistividad. Sin embargo, en general, la presencia de arcilla o lutita en un lecho de arena reduce la resistividad real de la formación  $R_t$  y, si no se corrige, dará como resultado una sobreestimación de  $S$ , es decir, se interpretará como zonas con agua que en realidad contienen petróleo. Las lutitas contienen, en diversas proporciones, minerales arcillosos como illita, montmorillonita y caolinita, así como limo, carbonatos y otros minerales no arcillosos. El limo es un material de grano muy fino que es predominantemente cuarzo, pero puede incluir feldespato, calcita y otros



minerales. La fracción de limo de las lutitas es máxima cerca de los cuerpos de arena y mínima en las lutitas alejadas de las arenas [20].

### SATURACIÓN DE AGUA EN ROCAS RESERVORIO ESQUISTOSAS (ARCILLOSAS)

La Figura 4.28 muestra tres modos comunes de distribución de lutitas dentro de una roca yacimiento (arena, carbonatos, etc.).

(1) Las lutitas laminares son capas delgadas de lutitas depositadas entre capas de arenas limpias. Por definición, las láminas de arena y lutita no superan las 0,5 pulgadas de espesor.

Generalmente se asume que el efecto de este tipo de lutita sobre la porosidad y permeabilidad de la formación es insignificante. La figura 4.29 muestra una serie idealizada de lutitas laminares y lechos de arena. Dado que, eléctricamente, las lutitas laminares producen un sistema de circuitos conductores en paralelo con los lechos porosos, la resistividad total de la formación acuosa se puede expresar

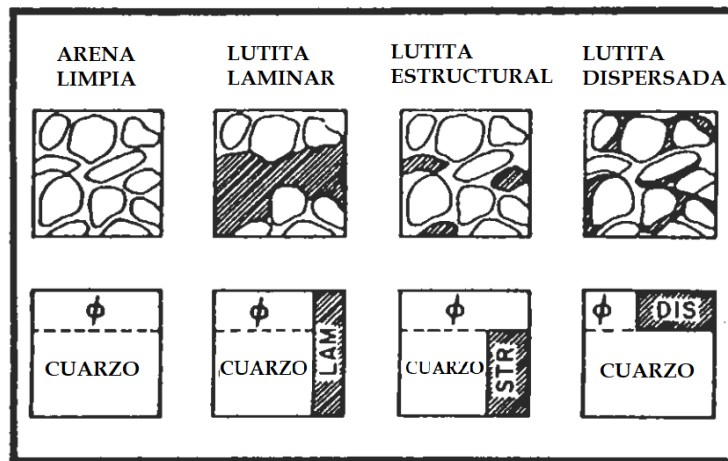


Figura 4.28. Modos de distribución de la arcilla [20].

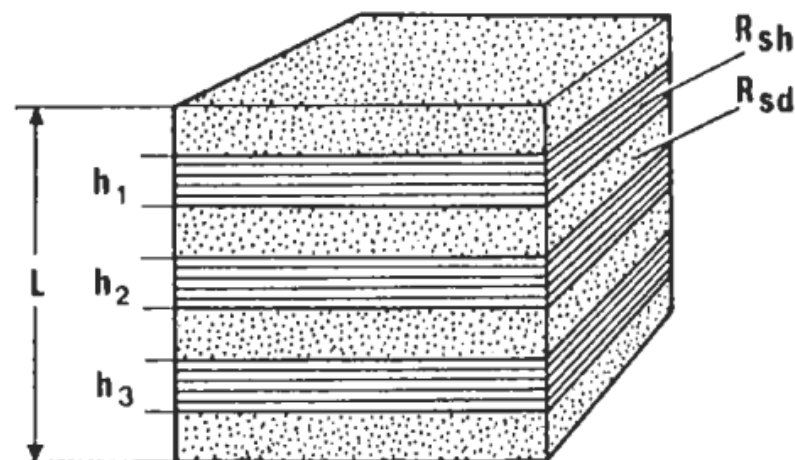


Figura 4.29. Distribución de resistividades en una serie idealizada de laminaciones [20].

como [21]:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1 - V_{sh}}{R_{sd}} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (4.66)$$

donde  $V_{sh}$  es el volumen de lutita laminar estimado a partir de:

$$V_{sh} = \frac{\sum h_{shi}}{h_t} \quad (4.67)$$

$h_{shi}$  y  $h_t$  se definen en la Figura 4.29.  $R_{sd}$  es la resistividad de las capas de arena limpia:

$$R_{sd} = \frac{F_{sd} R_w}{S_w^n} \quad (4.68)$$

donde  $F_{sd}$  es el factor de resistividad de la formación de los lechos de arena. Usando la ecuación 4.35,  $F_{sd}$  es igual a:

$$F_{sd} = \frac{a}{\phi_{sd}^m} \quad (4.69)$$

donde  $\phi_{sd}$  es la porosidad de la racha de arena:

$$\phi_{sd} = \frac{\phi}{1 - V_{sh}} \quad (4.70)$$

y  $\phi$  es la porosidad de formación de volumen. Por lo tanto, la expresión general para el factor de resistividad de la formación para arenas laminadas con vetas finas de lutita es:

$$F_{sd} = \frac{a}{\phi^m} (1 - V_{sh})^m \quad (4.71)$$

Combinando las ecuaciones 4.66-4.71 y resolviendo explícitamente la saturación de agua  $S_w$  se obtiene:

$$S_w^n = \left( \frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \frac{a R_w (1 - V_{sh})^{m-1}}{\phi^m} \quad (4.72)$$

En la práctica, se considera que las lutitas laminares tienen las mismas propiedades promedio (como  $R_{sh}$ ) que el cuerpo de lutitas gruesas más cercano porque, con toda probabilidad, han sido sometidas al mismo proceso geológico de deposición. También se supone que los lechos de arena porosa tienen las mismas porosidades, permeabilidad y saturación de agua efectivas. La ecuación

4.72 se puede simplificar asumiendo que el factor de cementación  $m = 2$ , el exponente de saturación  $n = 2$  y la constante  $a = 1$ :

$$S_w^2 = \left( \frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \frac{R_w (1 - V_{sh})^2}{\phi^2} \quad (4.73)$$

El volumen de lutita  $V_{sh}$  se determina a partir de varios registros de pozos que se consideran buenos indicadores de arcilla [22].

(2) Las arcillas dispersas, que se desarrollaron a partir de la alteración y precipitación in situ de varios minerales arcillosos, pueden adherirse y revestir granos de arena o pueden llenar parcialmente los espacios porosos. La figura 4.30 muestra tres tipos de lutitas dispersas en un lecho de arenisca. Este modo de distribución de la arcilla reduce considerablemente la permeabilidad y la porosidad de la formación, al tiempo que aumenta la saturación de agua. Este aumento de  $S$ , se debe al hecho de que las arcillas adsorben más agua que el



**Figura 4.30.** Tipos de lutitas dispersas: (a) caolinita en partículas de hormigón, (b) clorita que recubre los poros y (c) illita que puentea los poros [20].

cuarzo (arena). Las arcillas dispersas contienen más agua ligada porque están sujetas solo a presión de poro hidrostática en lugar de presión de sobrecarga. En el análisis de núcleos, gran parte de esta agua unida se pierde durante el proceso de secado, lo que da como resultado una sobreestimación de la porosidad de la muestra del núcleo.

Eléctricamente, la mezcla o suspensión de arcilla dispersa en agua puede aproximarse mediante un solo electrolito de resistividad  $R_t$ , expresada como [23]:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{f_{im}}{F_{im}} \left( \frac{f_{shd}}{R_{shd}} + \frac{f_{im} - f_{shd}}{R_w} \right) \quad (4.74)$$

$f_h$  es la fracción de porosidad total  $\phi_{im}$  ocupada por la mezcla de arcilla dispersa y agua de formación, de modo que la fracción del volumen de poros efectivo ocupado por agua  $(1-f_{shd}) / f_{im}$  y la fracción de arcillas dispersas en la mezcla  $f_{shd} / f_h$  están relacionados por la siguiente ecuación:

$$S_w = \left( \frac{1 - f_{shd}}{f_{im}} \right) + \left( \frac{f_{shd}}{f_{im}} \right) = 1 \quad (4.75)$$

$f_{shd}$  = fracción de la porosidad total  $f_{im}$  ocupada por la lutita dispersa, es decir,

$$f_{shd} = 1 - \frac{\phi_D}{\phi_s}$$

$\phi_D$  = densidad logarítmica de porosidad.

$\phi_s$  = porosidad logarítmica sónica.

$\phi_{im}$  = porosidad total o entre matrices de la formación que consiste en todo el espacio ocupado por fluidos y arcillas dispersas.

$R_{shd}$  = resistividad de las arcillas dispersas, = 0,40  $R_{sh}$ .

$F_h$  = factor de formación relacionado con la porosidad total.

$$F_{im} = \frac{a}{\phi_{im}^m} = \frac{f_{im}^2 R_t}{R_{im}} \quad (4.76)$$

asumiendo que el exponente de saturación  $n$  es igual a 2. La combinación de las ecuaciones 4.74-4.76 y despejando  $S_w$  da:

$$S_w = \frac{1}{1 - f_{shd}} \left[ \left\{ \frac{aR_w}{\phi_{im}^m R_t} + \left( \frac{f_{shd} (R_{shd} - R_w)}{2} R_{shd} \right)^2 \right\}^{0.5} - \frac{f_{shd} (R_{shd} + R_w)}{2} R_{shd} \right] \quad (4.77)$$

El valor de  $R_{shd}$  es difícil de evaluar. Pero debido a que, en la mayoría de las arenas arcillosas, es mucho mayor que  $R$ , su valor exacto no es demasiado crítico y la Ecuación 4.77 se simplifica a (para  $R_{shd} \gg R_w$ ):

$$S_w = \frac{1}{1 - f_{shd}} \left[ \left( \frac{aR_w}{\phi_{im}^m R_t} + \frac{f_{shd}}{4} \right)^{0.5} - \left( \frac{f_{shd}}{2} \right) \right] \quad (4.78)$$

La porosidad total  $\phi$ , se mide mediante el registro sínico, mientras que  $f_{shd}$  se determina a partir de los registros sínicos y de densidad. Si  $R_{shd}$  no es mucho mayor que  $R$ , como es el caso en el área de las Montañas Rocosas donde  $R_w / R_{shd} = 0.25$ , la Ecuación 4.78 sobreestima  $S_w$ .

(3) La lutita estructural existe como grano de arcilla que forma parte de la matriz sólida junto con granos de arena. Este tipo de distribución de arcilla es poco frecuente. Se considera que tienen propiedades similares a las de las lutitas laminares, ya que ambos son de origen deposicional. Se han sometido a la misma presión de sobrecarga que los cuerpos de lutitas gruesos adyacentes y, por lo tanto, se considera que tienen el mismo contenido de agua.

Las diferentes distribuciones de arcilla afectarán la porosidad y la permeabilidad efectivas de una manera drásticamente diferente. Un límite de permeabilidad del yacimiento dependiente de la porosidad depende en gran medida del modo de distribución y del tipo de minerales arcillosos presentes [24]. La Figura 4.31 ilustra la relación porosidad-permeabilidad en areniscas de grano fino y bien clasificadas en función de los minerales arcillosos presentes en la roca del yacimiento.

Para arenas lutitas laminadas, en las que se alternan capas de arena y lutitas, la porosidad efectiva o el volumen fraccional ocupado por el fluido en la mezcla arena-lutita,  $\phi_m$ , es:

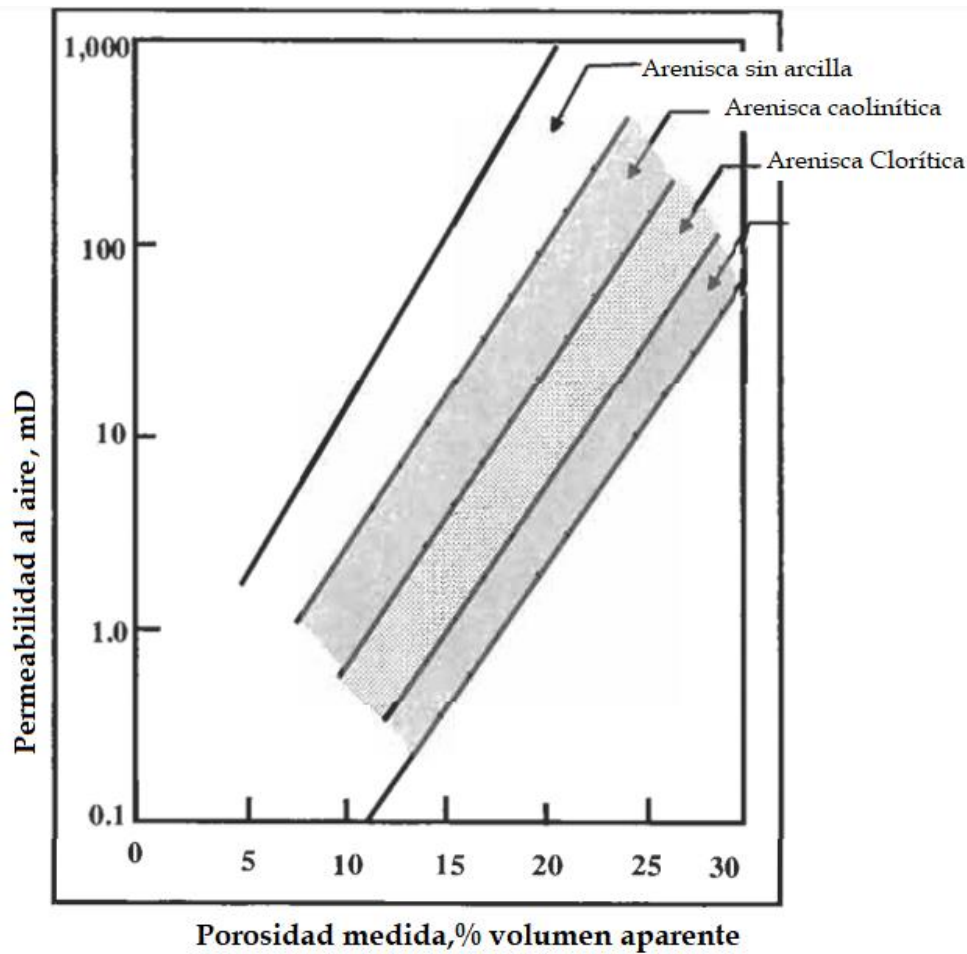
$$\phi_e = \phi_{cs}(1 - V_{sh}) \quad (4.79)$$

donde ( $\phi_{cs}$  es la porosidad máxima o total de arena limpia y  $(1 - V_{sh})$  es el volumen fraccional ocupado por la capa de arena limpia porosa. La fracción de la matriz de roca arcillosa ocupada por granos de arena es:

$$V_{gr} = (1 - \phi_{cs})(1 - V_{sh}) = \left( \frac{1}{\phi_{cs}} - 1 \right) \phi_e \quad (4.80)$$

Para el caso de lutitas dispersas, la porosidad efectiva de la matriz rocosa depende del contenido de lutitas dispersas. Dado que la lutita llena los poros intergranulares hasta  $V_{sh} = \phi_{cs}$ , y para un mayor contenido de arcilla los granos de arena están en suspensión, la porosidad efectiva es [25]:

$$\phi_e = \begin{cases} \phi_{cs} - V_{sh}, & V_{sh} < \phi_{cs} \\ 0, & V_{sh} > \phi_{cs} \end{cases} \quad (4.81)$$



**Figura 4.31.** Relación permeabilidad-porosidad en areniscas de grano fino y bien clasificadas en función de varios minerales arcillosos [24].

El volumen fraccional de los granos de arena es:

$$V_{gr} = \begin{cases} 1 - \phi_{cs}, & V_{sh} < \phi_{cs} \\ 1 - V_{sh}, & V_{sh} > \phi_{cs} \end{cases} \quad (4.82)$$

Para la lutita estructural, la porosidad efectiva,  $\phi_e$ , y el volumen fraccional de los granos de arena,  $V$ , dependen de la medida en que los granos de arena han sido reemplazados por partículas de arcilla. Si el volumen fraccional de lutita,  $V_{sh}$ , es menor que  $(1 - \phi_{cs})$ , entonces la porosidad efectiva es equivalente a la porosidad de la arena limpia y  $V$ , es:

$$V_{gr} = (1 - \phi_{cs}) - V_{sh} \quad (4.83)$$

Si el volumen fraccional de lutita,  $V_{sh}$ , es mayor que  $(1 - \phi_{cs})$ , entonces el volumen fraccional de granos de arena  $V$ , es prácticamente cero, y la porosidad efectiva es:

$$\phi_e = 1 - V_{sh} \quad (4.84)$$

El concepto de que las arenas arcillosas o arcillosas se pueden dividir en dos componentes de volumen da resultados satisfactorios solo para el caso de arenas arcillosas laminadas, porque el contenido de arcilla puede variar sin afectar los  $\phi_c$  de la porosidad de la arena limpia. Sin embargo, para los casos de lutitas dispersas y estructurales, el modelo de dos volúmenes puede no tener en cuenta completamente las variaciones en el contenido de arcilla [25]. Si se utiliza un modelo multivolumen, se puede demostrar que la porosidad efectiva de una litología multicomponente de lutita es:

$$\phi_e = \phi_{cs} + f_{mc} V_{sh} \quad (4.85)$$

donde  $f_{mc}$  es el factor de sensibilidad multicomponente, que se puede determinar a partir de una zona donde  $V_{sh} = 1$  y  $\phi_e = 0$ .

### RELACIÓN APROXIMADA DE LUTITA

Después de comparar varios modelos propuestos en la literatura, Hilchie [26] y Fertlan y Hammack [54] desarrollaron la siguiente ecuación aproximada de arena lutita que generalmente es aplicable a cualquier distribución de lutita (arcilla):

$$S_w = S_{wcs} - F_{sh} \quad (4.86)$$

donde  $S_{wcs}$  es la saturación de agua y limpieza que se puede calcular a partir de la ecuación de Archie:

$$S_{wcs} = \left( \frac{F_R R_w}{R_t} \right)^{0.5} \quad (4.87)$$

donde  $F_R$  refleja la porosidad efectiva,  $\phi_e$  y  $F_{sh}$  es el factor de corrección de la lutita [54]

$$F_{sh} = \frac{V_{sh} R_w}{0.4 \phi_e R_{sh}} \quad (4.88)$$

La ecuación 4.86 ilustra el aspecto práctico del efecto de la lutita en la estimación de hidrocarburos existentes. Si, por ejemplo, se descuida  $V_{sh}$ , el factor de corrección de la lutita  $F_{sh} = 0$ . Esto dará como resultado una sobreestimación de la saturación de agua y, en consecuencia, una subestimación de los hidrocarburos existentes. Por otro lado, si se sobreestima  $V_{sh}$ , se produce el efecto contrario, es decir, una sobreestimación del hidrocarburo en su lugar [55]

En general, es más fácil interpretar formaciones lutitas (arcillosas) donde  $\phi_e$  y la salinidad del agua son muy altas. Por el contrario, en áreas donde  $\phi_e$  es bajo y el agua es más fresca, como las arenas del Cretácico en Alberta y las Montañas Rocosas, y partes de California, la interpretación de arena arcillosa puede ser

muy difícil. Sin embargo, los problemas de interpretación de la arena no son todos causados por la presencia de arcillas, y las zonas productivas de baja resistividad no son necesariamente problemas de arenas arcillosas.

### RELACIÓN DE LUTITA GENERALIZADA

Basado en investigaciones de laboratorio y experiencia de campo, se ha encontrado que, generalmente, existen tres formas de distribución de arcilla en la misma formación, y que la mejor fórmula para encontrar  $S_w$  en areniscas de lutita es la siguiente forma general:

$$AS_w^2 + BS_w + C = 0 \quad (4.89)$$

donde A denota el efecto combinado de la cantidad de arena, su porosidad, cementación y resistividad del agua de saturación. A siempre se reduce a la ecuación de saturación de Archie, es decir, la Ecuación 4.54, cuando el volumen de lutita,  $V_{sh}$ , es cero. B denota el efecto combinado de la cantidad de lutita y su resistividad; C es el recíproco de la resistividad total del sistema de arena lutita. Para el rango de S, valores encontrados en los reservorios, la Ecuación 4.89 se puede expresar de la siguiente manera:

$$\left( \frac{\phi^m}{aR_w(1 - V_{sh})} \right) S_w^2 + \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) S_w - \frac{1}{R_t} = 0 \quad (4.90)$$

Con base en lo que se practica implícitamente en el campo, una piedra arenisca puede considerarse lutita solo si el contenido efectivo de lutita (arcilla),  $V_{sh}$ , es superior al 10% [24]. Para  $V_{sh} = 0$ , la ecuación 4.90 se convierte en:

$$\left( \frac{\phi^m}{aR_w} \right) S_w^2 - \frac{1}{R_t} = 0 \quad (4.91)$$

que es equivalente a la Ecuación 4.54, donde el exponente de saturación  $n = 2$ . Si  $0 < V_{sh} < 10$ , la contribución del contenido de arcillas al término A de la Ecuación 4.89 es a veces insignificante, y se recomienda la siguiente forma de Ecuación 4.90:

$$\left( \frac{\phi^m}{aR_w} \right) S_w^2 + \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) S_w - \frac{1}{R_t} = 0 \quad (4.92)$$

La raíz positiva de esta ecuación cuadrática 4.90 da la saturación de agua de la mayoría de las areniscas lutitas independientemente de la distribución de la lutita:

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left[ -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \left( \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4\phi^m}{aR_w R_t} \right)^{0.5} \right] \quad (4.93)$$



Esta expresión, que se conoce como el modelo de lutita total o simplemente la ecuación de Simandoux, da buenos resultados en sistemas limpios y uniformemente mojados por agua. El exponente de saturación en estos sistemas es aproximadamente 2. Un método común para estimar el porcentaje de lutita (arcilla) presente en la roca del yacimiento,  $V_{sh}$ , y la porosidad corregida por lutita es resolver simultáneamente el siguiente par de ecuaciones:

$$\phi_{DC} = \phi_D - V_{sh}\phi_{Dsh} \quad (4.94)$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - V_{sh}\phi_{Nsh} \quad (4.95)$$

La porosidad de formación,  $\phi$ , se obtiene a partir de la siguiente fórmula de raíz cuadrada:

$$\phi = 0.707\sqrt{\phi_{Nc}^2 + \phi_{Dc}^2} \quad (4.96)$$

donde  $\phi_D$  y  $\phi_N$  son, respectivamente, la densidad no corregida y las porosidades de neutrones de la formación, y  $\phi_{Dsh}$  y  $\phi_{Nsh}$  son las lecturas del registro de densidad y neutrones en la porción de lutita o lecho de lutita adyacente. Si la ecuación 4.94 arroja un  $\phi_{Dc}$  negativo, entonces se supone que  $\phi_{Dc}$  es cero. El subíndice c representa "corregido".

Hilchie definió dos tipos de influencias de arcilla en los troncos: efectivas (montmorillonita e illita) y no efectivas (caolinita y clorita).

La influencia de las arcillas, efectiva o no, en el registro de densidad es únicamente una función de la densidad de la arcilla. Por ejemplo, la montmorillonita, que tiene una densidad (2,33 g / cm<sup>3</sup>) menor que la de la arenisca (2,65 g / cm<sup>3</sup>), hace que la densidad de porosidad sea mayor que la verdadera porosidad. Por otro lado, la illita, que tiene una densidad (2,76 g / cm<sup>3</sup>) mayor que la de la arenisca, hace que la densidad de porosidad sea menor que la verdadera porosidad. La caolinita, con una densidad (2,69 g / cm<sup>3</sup>) aproximadamente igual a la de una arenisca, no puede detectarse mediante un registro de densidad cuando se mezcla con arena. El efecto de la clorita (2,77 g / cm<sup>3</sup>) en el registro de densidad se vuelve significativo solo cuando la porosidad del yacimiento es inferior al 9%. La influencia de la lutita en el registro de neutrones varía de una empresa de servicios a otra, dependiendo de la instrumentación. En general, la porosidad aparente derivada de los registros de neutrones modernos es mayor que la porosidad efectiva real de la roca del yacimiento.

Otro método común para estimar la fracción de lutita (arcilla),  $V_{sh}$ , presente en la roca del yacimiento es utilizar una de las siguientes correlaciones entre el volumen de lutita y el índice de rayos gamma [27]. Para sedimentos terciarios (menos de 4000 pies de profundidad):

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{RA}} - 1) \quad (4.97)$$

Para rocas más antiguas (4000 a 8000 pies de profundidad):

$$V_{sh} = 0.33(2^{2I_{RA}} - 1) \quad (4.98)$$

Para la formación muy compactada (a una profundidad de 8.000 pies o más),  $V_{sh} = I_{RA}$ , donde el rayo gamma o índice radiactivo  $I_{RA}$  se define de la siguiente manera:

$$I_{RA} = \frac{GR - GR_{CS}}{GR_{sh} - GR_{CS}} \quad (4.99)$$

La deflexión de rayos gamma,  $GR$ , se obtiene del registro en una zona de interés;  $G_{hs}$  es la lectura de rayos gamma, o registro radiactivo, en una zona de arena limpia (libre de lutitas) y  $GR_{sh}$  es la lectura del registro radiactivo en una zona de lutitas.

### EJEMPLO

Se perfora un pozo en una zona petrolera, donde la presión está por encima del punto de burbuja. Esta formación de arenisca lutita tiene las siguientes características (55)

$$R_w = 0.05 \text{ ohm-m} \quad R_t = 5 \text{ ohm-m}$$

$$R_{sh} = 1 \text{ ohm-m} \quad \phi_e = 0.18$$

Estime la saturación de aceite, asumiendo que (a)  $v_{sh}$  es insignificante,  $V_{sh} = 0.20$  y (c)  $V_{sh} = 0.40$ . Utilice las ecuaciones 4.86 y 4.93 y compare.

### SOLUCIÓN

(a) Para  $V_{sh} = 0$ , la ecuación 4.86 se reduce a la ecuación de Archie, es decir, la ecuación. 4.87. El factor de formación se calcula a partir de la ecuación 4.39 b de Humble:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} = \frac{0.81}{0.18^2} = 25$$

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}} = \sqrt{\frac{25 \times 0.05}{5}} = 0.50$$

$$S_o = 1 - S_w = 1 - 0.5 = 0.5$$

(b) Para  $v_{sh} = 0,20$ , la ecuación. 4.88 da un factor de corrección de lutita de:

$$F_{sh} = \frac{V_{sh} R_w}{0.40 \times \phi_e R_{sh}} = \frac{0.20 \times 0.05}{0.40 \times 0.18 \times 1} = 0.14$$

La nueva estimación de la saturación de agua es:

$$S_w = S_{wCS} - F_{sh} = 0.50 - 0.14 = 0.36$$

$$S_o = 1 - 0.36 = 0.64$$

Usando la ecuación 4.93 para  $V_{sh} = 0.20$

$$S_w = 0.5FR_w \left[ -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \left( \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4}{FR_w R_t} \right)^{0.5} \right] = 0.39$$

$$S_o = 1 - 0.39 = 0.61$$

(c) Repitiendo los cálculos en (b) para  $V_{sh} = 0.40$ , la Ecuación 4.88 da  $S_w = 22\%$  y  $S_o = 78\%$ . La ecuación de Simandoux (4.93) da:  $S_w = 31\%$  y  $S_o = 69\%$ . Por lo tanto, cuanto mayor es la fracción de lutita, menor es la estimación de la saturación de agua y, en consecuencia, mayor es la estimación de hidrocarburos en el lugar.

## UNIDADES DE FLUJO PARA ARENISCAS LUTÍICAS

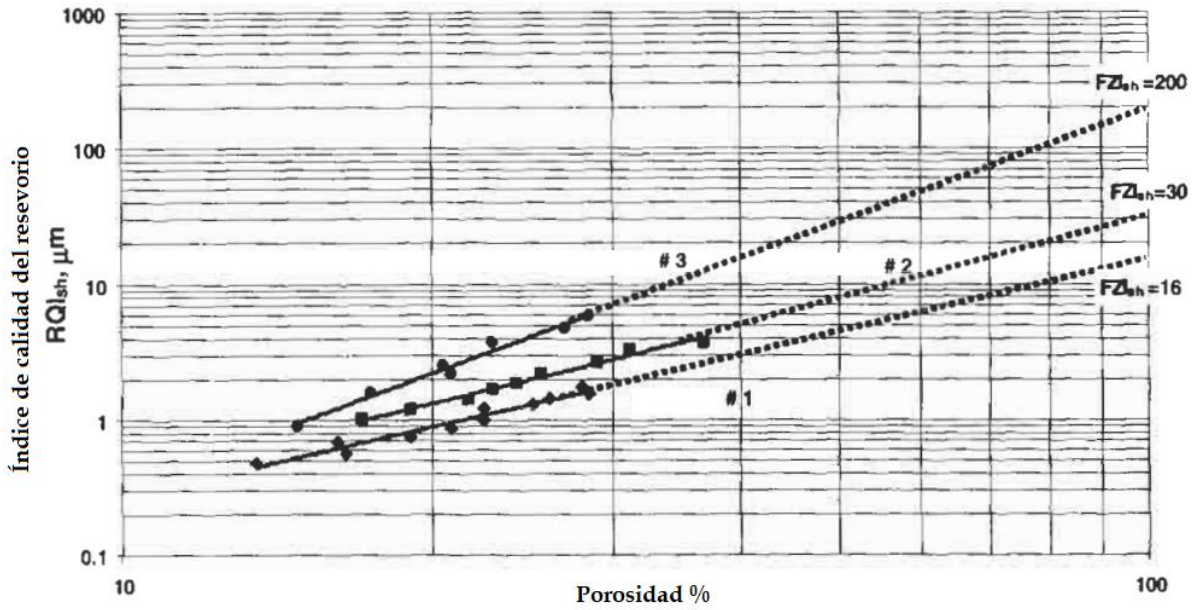
El concepto de unidades de flujo para rocas clásticas con bajo contenido de lutitas se discutió en el Capítulo 3. En formaciones con alto contenido de lutitas, la ecuación de la unidad de flujo (Ecuación 3.47) se convierte en

$$\log(RQI) = H_{sh} \log \phi + \log(FZI_{sh}) \quad (4.100)$$

donde RQI ( $\mu\text{m}$ ) es el índice de calidad del yacimiento para la formación, y se define como:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (4.101)$$

La permeabilidad,  $k$ , y la porosidad,  $\phi$ , se expresan en mD y fracción, respectivamente.  $H_{sh}$  es la pendiente de una línea recta obtenida al graficar RQI versus porosidad en un gráfico log-log y  $FZI_{sh}$  es la intersección de la línea recta en  $Q = 1$ , como se muestra en la Figura 4.32.  $FZI_{sh}$  es el factor de unidad hidráulica que define de forma única la unidad de flujo.  $H_{sh}$  está influenciado principalmente por el grado de cementación de la zona productiva, mientras que el indicador de zona de flujo  $FZI_{sh}$  es una función de la distribución y el tipo de lutita y resistividad.



**Figura 4.32.** Índice de calidad del yacimiento de lutitas frente a la porosidad. Tres líneas rectas indican la presencia de tres unidades de potencia.

La elección del modelo depende del tipo de distribución de la lutita y del tipo de datos disponibles. El modelo de lutita total o ecuación de Simandoux se puede escribir como:

$$\frac{R_t}{G_{sh}} = \left( \frac{aR_w}{S_w^n} \right) \phi^{-m} \tag{4.102}$$

donde el grupo total de lutitas  $G_{sh}$  es:

$$G_{sh} = 1 + \frac{\phi^m R_t}{aR_w \left[ 2C_{sh}^2 - 2C_{sh}^2 \sqrt{\frac{aR_w}{\phi^m R_t} + C_{sh}^2} \right]} \tag{4.103}$$

$$C_{sh} = \frac{aR_w V_{sh}}{2\phi^m R_{sh}} \tag{4.104}$$

Para una formación limpia, el factor de corrección de lutitas  $C_{sh}$  se vuelve cero y, por lo tanto, el grupo total de lutitas  $G_{sh}$  se vuelve igual a uno. Tomando el logaritmo de ambos lados de la ecuación 4.102 se obtiene:

$$\log \left( \frac{R_t}{G_{sh}} \right) = -m \log(\phi) + \text{Log} \left( \frac{aR_w}{S_w^n} \right) \tag{4.105}$$

Por lo tanto, una gráfica log-log o una gráfica de Pickett de la relación  $R_t / G_{sh}$  versus porosidad es una línea recta de pendiente  $-m$ , asumiendo que  $aR_w$ , saturación de agua  $S_w$  y exponente  $n$  son constantes dentro de una unidad de

flujo dada. Para identificar las unidades de flujo, es necesaria una relación permeabilidad-porosidad. Esta relación luego se combina con un modelo de lutita que describe mejor la zona productiva de interés, para derivar la pendiente Hsh e interceptar FZI<sub>sh</sub>. Si, por ejemplo, el exponente de saturación es igual a 2, el modelo de lutita total se puede escribir simplemente como:

$$S_w = \sqrt{\frac{aR_w}{\phi^m R_t} + C_{sh}^2} - C_{sh} \quad (4.106)$$

La relación Timur permeabilidad-porosidad es:

$$k = 8581 \frac{\phi^{4.4}}{S_w^2} \quad (4.107)$$

La relación de Wyllie y Rose es:

$$k = 62,500 \frac{\phi^6}{S_w^2} \quad (4.108)$$

La forma generalizada del modelo de porosidad de permeabilidad de Timur o Wyllie y Rose es:

$$k = C_1 \frac{\phi^{C_2}}{S_w^n} \quad (4.109)$$

donde  $C_1$  y  $C_2$  son constantes de correlación. En el caso de Timur (Ecuación 4.103,  $n = 2$ ,  $C_1 = 8581$  y  $C_2 = 4.4$ , donde  $k$  está en mD y la porosidad y la saturación se expresan en fracciones. Para la ecuación de Wyltie y Rose (Ecuación 4.108),  $n = 2$ ,  $C_1 = 62,500$  y  $C_2 = 6$ , donde  $k$  está en mD y  $\phi$  y  $S_w$  son fracciones.

Suponiendo que la zona productiva tiene un bajo contenido de lutitas ( $V_{sh} = 10\%$ ), es decir,  $C_{sh}$  es aproximadamente cero, luego se combinan las ecuaciones 4.101, 4.106 y 4.109 y se resuelven los rendimientos de RQI:

$$\text{Log(RQI)} = \left( \frac{C_2 + m - 1}{2} \right) \text{Log } \phi + \text{Log} \left( 0.314 \sqrt{\frac{C_1 R_t}{a R_w}} \right) \quad (4.110)$$

Suponiendo que Wyllie y Rose son aplicables y sustituyendo  $C_1$  y  $C_2$  da:

$$\text{Log(RQI)} = (0.5m + 2.5) \text{Log } \phi + \text{Log} \left( 78.5 \sqrt{\frac{R_t}{a R_w}} \right) \quad (4.111)$$

Por tanto, de la Ecuación 4.100, los valores de  $H_{sh}$  y el indicador de zona de flujo  $FZI_{sh}$  son:

$$H_{sh} = 0.5m + 2.5 \quad (4.112)$$

$$FZI_{sh} = 78.5 \sqrt{\frac{R_t}{aR_w}} \quad (4.113)$$

Esta gráfica debe resultar en la segregación de unidades de flujo representadas por grupos distintos. Si se utiliza el modelo de permeabilidad de Timur,  $H_{sh}$  y  $FZI_{sh}$  se convierten en:

$$H_{sh} = 0.5m + 1.7 \quad (4.114)$$

$$FZI_{sh} = 29.09 \sqrt{\frac{R_t}{aR_w}} \quad (4.115)$$

Si una ecuación de permeabilidad-porosidad diferente, pero de la misma forma general que la Ecuación 4.109, es más apropiada para una formación específica, entonces simplemente sustituya las constantes de correlación apropiadas  $C_1$  y  $C_2$  en la Ecuación 4.110.

En algunos casos de campo, se encontró que la dispersión en la gráfica logarítmica de RQI versus porosidad se redujo al introducir el término de fracción de lutita  $V_{sh}$  en RQI de la siguiente manera:

$$RQI_{sh} = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi(1 - V_{sh})}} \quad (4.116)$$

En este caso, la Ecuación 4.110 se convierte en:

$$\text{Log}(RQI_{sh}) = \left( \frac{C_2 + m - 1}{2} \right) \text{Log } \phi + \text{Log} \left( 0.314 \sqrt{\frac{C_1 R_t}{a(1 - V_{sh})R_w}} \right) \quad (4.117)$$

Las ecuaciones 4.113 y 4.115 se convierten en:

$$FZI_{sh} = 78.5 \sqrt{\frac{R_t}{aR_w(1 - V_{sh})}} \quad (4.118)$$

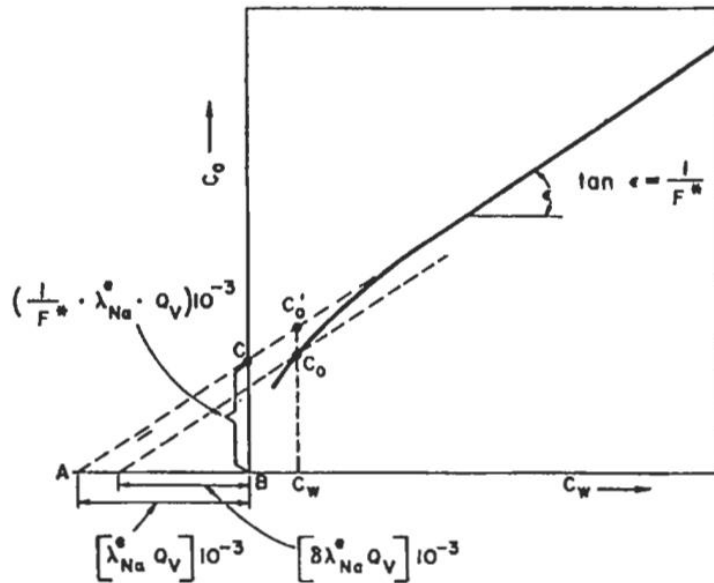
$$FZI_{sh} = 29.09 \sqrt{\frac{R_t}{aR_w(1 - V_{sh})}} \quad (4.119)$$

Si la zona productiva tiene un contenido significativo de lutitas, es decir,  $V_{sh} > 20\%$ , entonces  $C_{sh}$  no puede aproximarse a cero. Usando el mismo enfoque anterior, se deben derivar nuevas ecuaciones para  $H_{sh}$  y  $FZI_{sh}$ . Suponiendo que el modelo de lutita total y las relaciones de permeabilidad-porosidad de Timur o Walter y Rose son aplicables, el procedimiento para identificar y caracterizar las unidades de flujo es el siguiente:

- (1) Primero obtenga todos los datos necesarios del análisis de núcleos y registros de pozos.
  - (2) Obtenga  $m$  del gráfico de Pickett o de alguna otra fuente.
  - (3) Grafique RQI versus porosidad en un gráfico log-log.
  - (4) Sustituya el valor de  $m$  en la Ecuación 4.112 y calcule  $H_{sh}$ .
  - (5) Dibuje una línea recta de pendiente  $H_{sh}$  a través de un grupo o grupos. Los grupos que mejor se ajustan a esta línea recta constituyen unidades de flujo distintas. Los datos o grupos que no se ajustan a esta línea recta pueden pertenecer a una unidad de flujo diferente. Si la distribución del tipo de lutita es homogénea y la zona productiva tiene varias unidades de flujo, entonces las líneas rectas deben ser paralelas con el mismo valor de  $H_{sh}$  pero diferentes valores de  $FZI_{sh}$  (unidades de flujo 1 y 2, Figura 4.32). Si la distribución del tipo de lutita es heterogénea o si la formación contiene diferentes tipos y volúmenes de lutita, las líneas rectas no serán paralelas, como se muestra en la Figura 4.32 (unidad de flujo 3).
  - (6) Obtenga el indicador de zona de flujo  $FZI_{sh}$  del gráfico en  $\phi = 1$ . Este valor de  $FZI_{sh}$  debe ser aproximadamente el mismo en todos los pozos donde está presente la unidad de flujo.
- Este proceso de segregación de unidades de flujo funciona mejor en formaciones con bajo contenido de lutitas. La elección de la relación permeabilidad-porosidad y el modelo de lutita influyen mucho en este proceso.

### **EVALUACIÓN DERIVADA DE LABORATORIO DE ROCAS LUTÍICAS (ARCILLOSAS) DEL DEPÓSITO**

Desde que Archie presentó su ecuación empírica clásica en 1942, que relaciona la FR con la porosidad y el factor de cementación para arenas limpias, no ha habido otra ecuación de impacto equivalente en petrofísica como la de Waxman y Smits [28]. Utilizaron un modelo físico simple para derivar una ecuación que relaciona la conductividad eléctrica de la arena arcillosa saturada de agua con la conductividad del agua y la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen de poros de la roca. El modelo consta de dos elementos de resistencia en paralelo: uno formado por el electrolito libre contenido en el volumen de poros de la roca,  $C_{el}$ , y otro resultante de la contribución de la conductancia de los cationes de intercambio asociados con la arcilla  $C_c$ . La conductancia de una roca



**Figura 4.33.** Conductividad del núcleo ( $C_o$ ) en función de la conductividad de la solución de equilibrio ( $C_w$ ) [28]

es simplemente la suma de  $C_{el}$  y  $C_c$ . Por tanto, la conductancia específica de un núcleo,  $C_o$ , se puede expresar como:

$$C_o = XC_s + YC_w \tag{4.120}$$

donde  $C_s$  y  $C_w$  son las conductancias específicas de los cationes de intercambio de arcilla y la solución salina equilibrante, respectivamente, y  $X$  e  $Y$  son constantes geométricas de celda.  $C_o$ ,  $C_s$  y  $C_w$  se expresan en  $mho/cm$ . Se supone que la solución de salmuera en la roca porosa tiene la misma conductividad eléctrica que la de la solución de equilibrio. La figura 4.33 muestra el comportamiento de la conductividad de la arena arcillosa,  $C_o$ , en función de  $C_w$ . En el rango de las soluciones de electrolitos equilibrantes diluidos, de 0 a 0,5 m de NaCl, el  $C_o$  aumenta bruscamente al aumentar la concentración de la solución a una velocidad mayor que la que puede explicarse por el aumento de  $C_w$ . Este fuerte aumento se atribuye a una creciente movilidad de cationes de intercambio.

A una concentración relativamente alta de sal, la movilidad del catión de intercambio se vuelve constante y un aumento adicional de la concentración no tiene ningún efecto sobre esta movilidad. Más allá de esta región diluida, la conductividad de la arena,  $C_o$ , aumenta linealmente con los aumentos en la conductividad de la solución  $C_w$ .

Suponiendo que la corriente eléctrica transportada por los contraiones asociados con la arcilla viaja a lo largo de la misma trayectoria tortuosa que la corriente atribuida a los iones en el agua de los poros, los factores geométricos  $X$  e  $Y$  son iguales y la Ecuación 4.120 se convierte en:

$$C_o = X(C_s + C_w) \tag{4.121}$$



Para arenas limpias,  $C_s = 0$ , y  $X$  se convierte en el recíproco del factor de resistividad de la formación Archie definido como  $C_w / C_o$ . Así, por analogía, para arenas arcillosas, donde  $C_s = 0$ ,

$$C_o = \frac{1}{F^*} (C_s + C_w) \quad (4.122)$$

donde  $F^*$  es el factor de resistividad de la formación de arena arcillosa, relacionado con la porosidad de acuerdo con la relación de tipo Archie o Humble, es decir,

$$F^* = \frac{a^*}{\phi^{m^*}} \quad (4.123)$$

donde  $a^*$  y  $m^*$  son el coeficiente de Humble y el factor de cementación, respectivamente, para la arena lutita. Para la parte en línea recta de la conductividad de la arena arcillosa (Figura 4.33), la ecuación es:

$$C_{scl} = 10^{-3} \lambda_{Na} Q_v \quad (4.124)$$

donde:  $C_{scl}$  = conductancia específica de los contra iones de arcilla para la porción de línea recta de  $C_o$  vs.  $C_w$ , curva, mho / cm.

$Q_v$  = concentración de volumen de cationes de intercambio de sodio asociados con la arcilla, equiv / L.

$\lambda_{Na}$  = máxima conductancia iónica equivalente de los iones de intercambio de sodio,  $\text{cm}^2 \text{equiv}^{-1} \text{ohm}^{-1}$ .

La ecuación 4.124 se puede modificar para incluir la parte curva de la curva de conductividad en la región de  $C$  bajo, asumiendo un aumento exponencial de la movilidad del contraión hasta su movilidad constante y máxima.

$$C_s = \delta C_{scl} \quad (4.125)$$

con

$$\delta = 1 - \alpha e^{-\frac{C_w}{\gamma}} \quad (4.126)$$

donde:  $\gamma$  = constante, determinada por la tasa de aumento de la movilidad del contraión desde la conductividad cero del agua hasta su valor constante en las conductividades del agua más altas, mho / cm

$\alpha$  = constante adimensional,  $1 - \lambda'_{Na} / \lambda_{Na}$

$\lambda'_{Na}$  = conductancia iónica equivalente de los cationes de intercambio en  $C_w = 0$ .

Combinando las ecuaciones 4.122-4.126, se puede obtener la ecuación general de Waxman-Smits para arenas arcillosas (arcillosas) saturadas de agua:

$$F^* = \frac{1}{C_o} (C_{eq}Q_v + C_w) \quad (4.127)$$

con  $C_{eq}$ , la conductancia equivalente de los cationes de intercambio de arcilla, expresada en mho / cm<sup>2</sup> / meq<sup>-1</sup> y dada por:

$$C_{eq} = 10^{-3}\lambda_{Na} \quad (4.128)$$

La ecuación 4.127 se puede escribir de la siguiente manera:

$$F^* = \frac{C_{eq}Q_v}{C_o} + F_R \quad (4.129)$$

o

$$\frac{F^*}{F_R} = \frac{C_{eq}Q_v}{C_w} + 1 \quad (4.130)$$

donde  $F_R$  es el factor de resistividad de la formación de Archie para arena limpia,  $C_w / C_o$ . Hoyer y Spann utilizaron la Ecuación 4.129 para cuantificar los efectos de la lutita en la respuesta del registro eléctrico [29]. Demostraron que si  $C_{eq}Q_v / C_w < 0,10$ , el efecto de la lutita es insignificante y se pueden utilizar las relaciones convencionales de arena limpia para interpretar los registros de pozos. El efecto de la lutita es significativo cuando  $C_{eq}Q_v / C_w > 0.10$ , y las relaciones de arena lutita deben usarse para interpretar los registros. Hay varios métodos disponibles para medir la capacidad de intercambio catiónico de una roca,  $Q_v$ . Mortland y Mellow describieron un procedimiento para medir la CEC que da resultados con una precisión equivalente a la del método del acetato de amonio [30]. Este procedimiento requiere un equilibrio repetido de la muestra de roca triturada con una solución concentrada de cloruro de bario ( $BaCl_2$ ) y un lavado para eliminar el exceso de iones de bario, seguido de una valoración conductimétrica con una solución estándar de sulfuro de magnesio ( $MgSO_4$ ). La tabla 4.8 da la porosidad,  $\phi$ ; permeabilidad,  $k$ ; factor de resistividad de la formación,  $F^*$ ; capacidad de intercambio catiónico,  $Q_v$ ; conductividad del agua,  $C_w$ ; y conductividad de la roca al 100% de saturación de agua,  $C_o$ , de algunas de las muestras representativas de arenisca.

Waxman y Smits presentaron un procedimiento largo pero riguroso para determinar la CEC [28]. Debido a que el método utilizado fue destructivo, las mediciones de conductividad se realizaron en muestras de rocas adyacentes a los lugares donde se originaron los núcleos. Las muestras de roca se equilibraron mediante lavados repetidos y se almacenaron en un desecador lleno con la solución salina adecuada. Las mediciones de CEC y conductividad se realizaron a 25 ° C en arenas arcillosas equilibradas con soluciones de NaCl a 10

TABLA 4.8

DATOS DE CONDUCTIVIDAD PARA DIVERSAS MUESTRAS DE PIEDRA ARENISCA UTILIZANDO EL MÉTODO MORTLAND Y MELLOW [30]

Tipo de roca	Nº Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Permeabilidad de salmuera (mD)	Q <sub>v</sub> Exp. (Equiv./liter)	F*	Co (m-mho-cm <sup>-1</sup> )		
							37.3	81.9	22.8
Arenisca limpia	1	21.7	-	48.1	0.093	17.6	2.26	4.91	13.1
	2	16.6	0.38	0.04	0.102	36.3	1.3	2.61	6.55
	3	24.4		166	0.083	13.7	2.96	6.31	16.9
	4	20.2		290	0.036	16.6	2.41	5.16	13.8
	5	24.2		119	0.051	12.9	2.99	6.66	17.8
	6	21.2	28	19.6	0.104	16.8	2.45	5.16	13.7
	7	20.5	34	21.5	0.097	17.7	2.36	4.97	13.1
	8	20.8	51	26.2	0.069	17.6	2.44	5.16	13.2
	9	20.4	59	40.1	0.076	17.2	2.33	5	13.4
	10	24.5		220	0.049	12.6	3.11	6.66	18.2
	11	14.5	0.19		0.454	49.7	1.11	2.05	4.92
Arenisca arcillosa	1	20.2	80	56.3	0.085	19.4	2.16	4.53	11.9
	2	21.1	141	70	0.102	18.2	2.32	4.97	12.7
	3	25.8		440	0.05	11.4	3.43	8.45	20.2
	4	19.3	67	40	0.112	25.7	1.65	3.52	9.34
	5	20.7	226	158	0.062	18.7	2.23	4.77	12.4
	6	20	146	83	0.067	20.8	2.03	4.31	11.2
	7	18.9	95	132	0.065	22.1	2.05	4.25	10.6
	8	18.2	48	33	0.123	28.2	1.66	3.35	8.34
	9	16.1	12	6.9	0.158	33	1.3	2.7	7.05
	10	14.9	3.3	1.1	0.298	36.3	1.29	2.57	6.51
	11	15.9	1.3	0.16	0.254	37.1	1.31	2.55	6.43
	12	11.6	0.3	0.05	0.281	74.3	0.67	1.27	3.2
	13	18.6	59	31	0.1	25.1	1.64	3.42	9.19
	14	17.4	5.9	2.1	0.206	31.2	1.46	2.93	7.52
	15	16.3	3.7	16.2	0.185	35.8	1.44	2.89	6.7

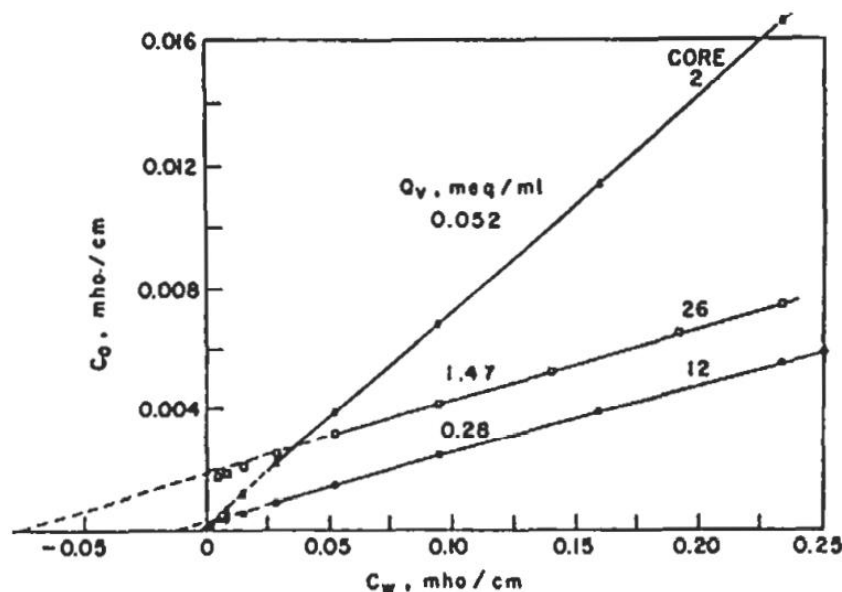


Figura 4.34. Conductividad eléctrica de tres núcleos nos muestra. conductividad de la salmuera [28]

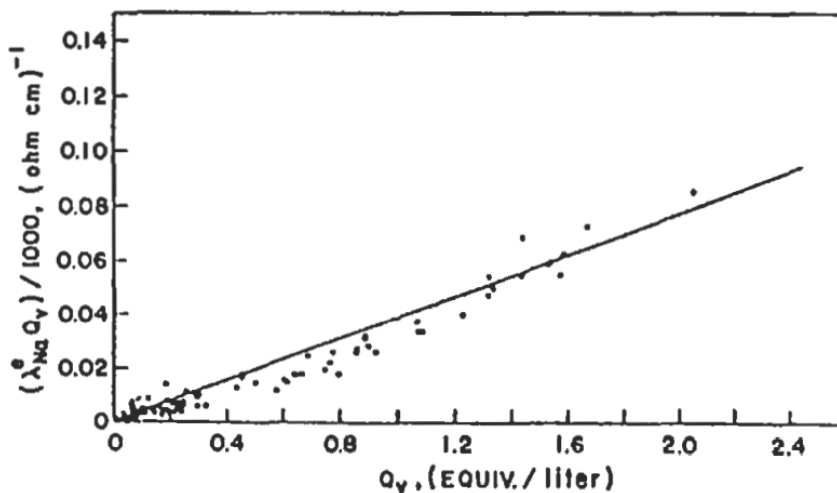
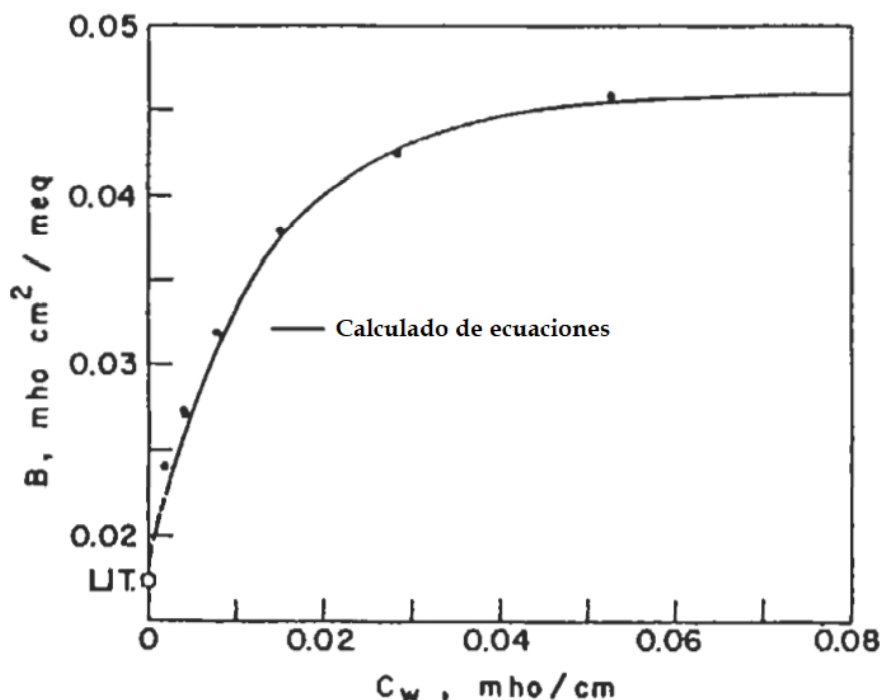


Figura 4.35. Gráfico de  $(\lambda_{Na} Q_v)$  obtenido a partir de curvas de conductividad frente a  $Q_v$  [28]

concentraciones que varían de soluciones saturadas de 6.144 a 0.018 molal. En la figura 4.34 se presenta un gráfico de la conductividad eléctrica,  $C_o$ , de tres núcleos de lutita representativos frente a la conductividad del agua,  $C_w$ . Los valores de  $F^*$  y  $C_{scl}$ , es decir,  $0,001 \lambda_{Na} Q_v$ , se determinaron a partir de las pendientes y las intersecciones, respectivamente, de las porciones en línea recta de la Figura 4.35. Los valores de  $C_{scl}$  se representaron frente a los valores de  $Q_v$  determinados independientemente, como se muestra en la Figura 4.36. Los datos se pueden ajustar a la curva mediante una línea recta que pasa por el origen. En este caso, la pendiente es de aproximadamente 0,0384. La Tabla 4.9 muestra los valores de  $C_{scl}$  y los valores  $Q_v$  medidos independientemente de 27 núcleos. Los valores de  $\delta$  en cada valor de  $C_w$  de estos núcleos se calcularon a partir de:

$$\delta = \left( \frac{C_o}{C'_o} \right) \frac{C_w}{C_{scl}} + \frac{C_o}{C'_o} \tag{4.131}$$



**Figura 4.36.** Conductividad equivalente de los contraiones asociados con la arcilla en función del equilibrio de la conductividad del electrolito [28].

donde  $C_o$  y  $C'o$  son, respectivamente, la conductancia medida e hipotética del núcleo. El  $C'o$  se obtiene de la extrapolación en línea recta en el mismo  $C_w$ , como se muestra en la Figura 4.33. Los valores de  $\lambda_{Na}$  se calcularon a partir de las determinaciones de  $Q_v$  adyacentes para cada núcleo, usando la Ecuación 4.124, y los valores de  $C_{eq}$ , en mho se calcularon usando la Ecuación 4.127 y los valores promedio de  $\delta$  y  $\lambda_{Na}$ . La figura 4.36 es una gráfica de estos valores de  $B$  en función de  $C_w$  a 25 ° C, que se puede representar mediante (ver también la figura 4.35):

$$C_{eq} = \lambda_{Na} (1 - \alpha_1 e^{-C_w/\alpha_2}) \quad (4.132)$$

donde  $\alpha_1 = 0.6$ ,  $\alpha_2 = 0.013$  y  $\lambda_{Na} = 0.046$ . La conductancia iónica equivalente de los cationes de intercambio,  $\lambda'_{Na}$ , puede obtenerse de la Ecuación 4.126 en  $C_w = 0$  o de la definición de la constante adimensional  $a$ . Ambos casos dan  $\lambda_{Na} = 18.5$  cm<sup>2</sup>equiv<sup>-1</sup>ohm<sup>-1</sup>, que está de acuerdo con el valor real de la conductancia equivalente del ion de intercambio de sodio de aproximadamente 18 cm<sup>2</sup>equiv<sup>-1</sup>ohm<sup>-1</sup>.

Waxman y Smits ampliaron la ecuación de conductividad para arenas arcillosas portadoras de agua (Ecuación 4.127) para describir la conductividad de las arenas arcillosas que contienen tanto aceite como salmuera. Suponiendo que la movilidad de los iones de intercambio no se ve afectada por el reemplazo parcial del agua, la ecuación 4.127 se convierte en:

$$C_t = \frac{1}{f_G^*} \frac{C_{eq} Q_v}{S_w} + C_w \quad (4.133)$$

TABLA 4.9

FRACCIÓN DE CONDUCTANCIA MÁXIMA EQUIVALENTE EN FUNCIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD DEL AGUA [28]

Núcleo	$Q_v$ (meg/cm <sup>3</sup> )	$(\lambda_{NA} Q_v)/1,000$ (mho/cm)	$(\lambda_{NA} Q_v)/1,000$ (mho/cm <sup>2</sup> /meq)	Los valores de $\delta$ para $C_w$ en mho/cm =					
				0.05249	0.02822	0.01492	0.007802	0.004049	0.002085
1	0.017	0.00232	(0.136)	0.929	0.803	(0.383)	(0.254)	(0.182)	(0.127)
2	0.052	0.00264	0.0507	0.979	0.848	0.647	0.513	0.412	0.315
3	0.052	0.00268	0.0515	0.959	0.793	0.5873	0.417	0.327	0.239
4	0.26	0.00287	0.011	0.961	1.032	1	0.758	0.614	0.456
5	0.2	0.00412	0.0206	1.014	0.969	0.787	0.676	0.571	0.462
6	0.095	0.00415	0.0437	1.027	0.922	0.789	0.683	0.514	0.436
7	0.053	0.00589	(0.111)	0.921	0.78	0.685	0.574	0.472	0.381
8	0.053	0.00584	(0.110)	0.91	0.75	0.62	0.503	0.402	0.316
9	0.085	0.00443	0.0521	1.039	0.978	0.838	0.707	0.604	0.491
10	0.253	0.01376	0.0544	0.952	0.786	0.648	0.53	0.416	0.313
11	0.253	0.00857	0.0339	0.993	1	0.83	0.711	0.525	0.413
12	0.28	0.01243	0.0444	1.016	0.941	0.857	0.67	0.557	0.545
13	0.28	0.01617	0.0578	0.996	0.909	0.804	0.708	0.578	0.515
14	0.28	0.01384	0.0494	0.957	0.888	0.813	0.733	0.61	0.548
15	0.41	0.02433	0.0593	0.968	0.868	0.726	0.604	0.452	0.363
16	0.67	0.02898	0.0433	1.006	0.964	0.911	0.826	0.681	0.627
17	0.33	0.02947	0.0893	1.014	0.963	0.913	0.784	0.712	0.656
18	0.59	0.02354	0.0399	1.003	0.952	0.881	0.732	0.671	0.712
19	0.59	0.01853	0.0314	0.985	0.904	0.809	0.723	0.609	0.8
20	0.59	0.01463	0.0248	1.005	0.953	0.84	0.733	0.64	0.673
21	0.29	0.00872	0.0301	1.056	1.085	0.954	0.729	0.734	0.79
22	0.72	0.0374	0.0519	1.005	0.956	0.892	0.836	0.802	0.777
23	1.04	0.0454	0.0437	0.996	0.925	0.833	0.762	0.715	
24	0.81	0.0526	0.0649	1.002	0.975	0.896	0.793	0.774	0.778
25	1.27	0.0724	0.057	1.01	0.981	0.941			
26	1.47	0.0771	0.0524	1.008	0.969	0.907	0.844	0.806	0.781
27	1.48	0.0783	0.0529	1.012	1.004	0.964			
	Average		0.0463	0.99	0.916	0.821	0.69	0.592	0.524
	Std dev		0.0158	0.034	0.034	0.111	0.11	0.13	0.159

donde:  $C_t$  = conductancia específica de una arena parcialmente saturada de agua.

$f^*_G$  = factor geométrico.

$S_w$  = saturación de agua.

El factor  $f^*_G$ ; es una función de la porosidad, la saturación de agua y la geometría de los poros, pero independiente del contenido de arcilla.  $f^*_G$  tiende a aumentar al aumentar la saturación del aceite. Para arenas limpias  $F^*$  y  $f^*_G$ ; se convierten, respectivamente, en  $F_R = C_w / C_o = R_t / R_w$  y  $f_G = C_w / C_t = R_t / R_w$ , y el índice de resistividad es igual a:

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} = \frac{C_o}{C_t} = \frac{f_G}{f_R} = S_w^{-1} \quad (4.134)$$

Por analogía, para las arenas arcillosas se puede obtener:

$$\frac{f^*_G}{F^*} = S_w^{-n^*} \quad (4.135)$$

donde  $n^*$  es el exponente de saturación de la arena arcillosa. Combinando las ecuaciones 4.127, 4.133, 4.134 y 4.135 y despejando el índice de resistividad, se obtiene:

$$I_R = S_w^{-n^*} \left( \frac{C_w + C_{eq}Q_v}{C_w + C_{eq}Q_v/S_w} \right) \quad (4.136)$$

o, en términos de resistividad del agua:

$$I_R = S_w^{-n^*} \left( \frac{1 + R_w C_{eq} Q_v}{1 + R_w C_{eq} Q_v / S_w} \right) \quad (4.137)$$

donde  $R_w$  y  $C_{eq}Q_v$  se expresan en ohm-m y (ohm-m)<sup>-1</sup>, respectivamente. Si  $Q_v$  se expresa en equil / L,  $C_{eq}$  puede correlacionarse mediante:

$$C_{eq} = 4.6 (1 - 0.6e^{0.77/R_w}) \quad (4.138)$$

Las figuras 4.37 y 4.38 muestran gráficas logarítmicas del índice de resistividad en función de la saturación de agua para diferentes valores de  $R_w$  y  $Q_v$ , respectivamente. Waxman y Smits observaron que incluso pequeñas cantidades de arcilla tienen un efecto considerable en el índice de resistividad y que la Ecuación 4.137 predice estimaciones de saturación de petróleo más altas que las que se obtienen de las ecuaciones convencionales de arena limpia.

Un estudio de laboratorio de Waxman y Thomas que incluyó un gran número de muestras de rocas arcillosas de siete campos diferentes demostró una excelente concordancia entre las saturaciones de petróleo experimentales y las calculadas a partir del modelo de Waxman y Smits [31]. En el mismo estudio, Waxman y

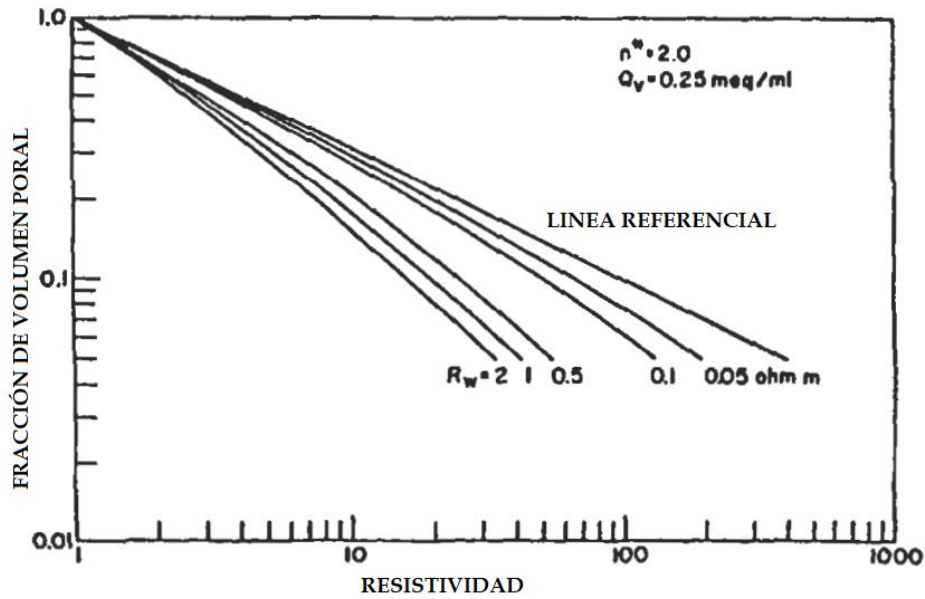


Figura 4.37. Saturación de agua en función del índice de resistividad, con resistividad variable del agua [28]

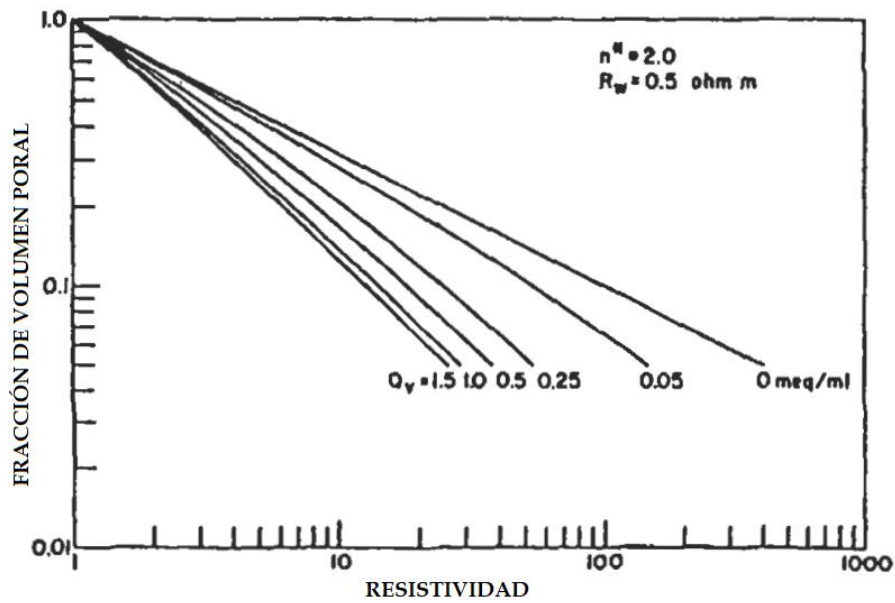


Figura 4.38. Saturación de agua en función del índice de resistividad con variable QV [28].

Thomas investigaron el efecto de la temperatura sobre la conductividad eléctrica de los núcleos de lutita y demostraron que:

- (a) el factor de resistividad de la formación de arena arcillosa, según lo definido por Waxman y Smits, es independiente de la temperatura, y
- (b) el aumento observado en la conductividad de los núcleos de lutita con el aumento de temperatura, como se ilustra en la Figura 4.39, se debe a dos parámetros dependientes de la temperatura: la conductancia de contraiones equivalente,  $C_{eq}$ , y la resistividad de la salmuera de equilibrio,  $R_w$ , como se muestra en la Figura 4.40.



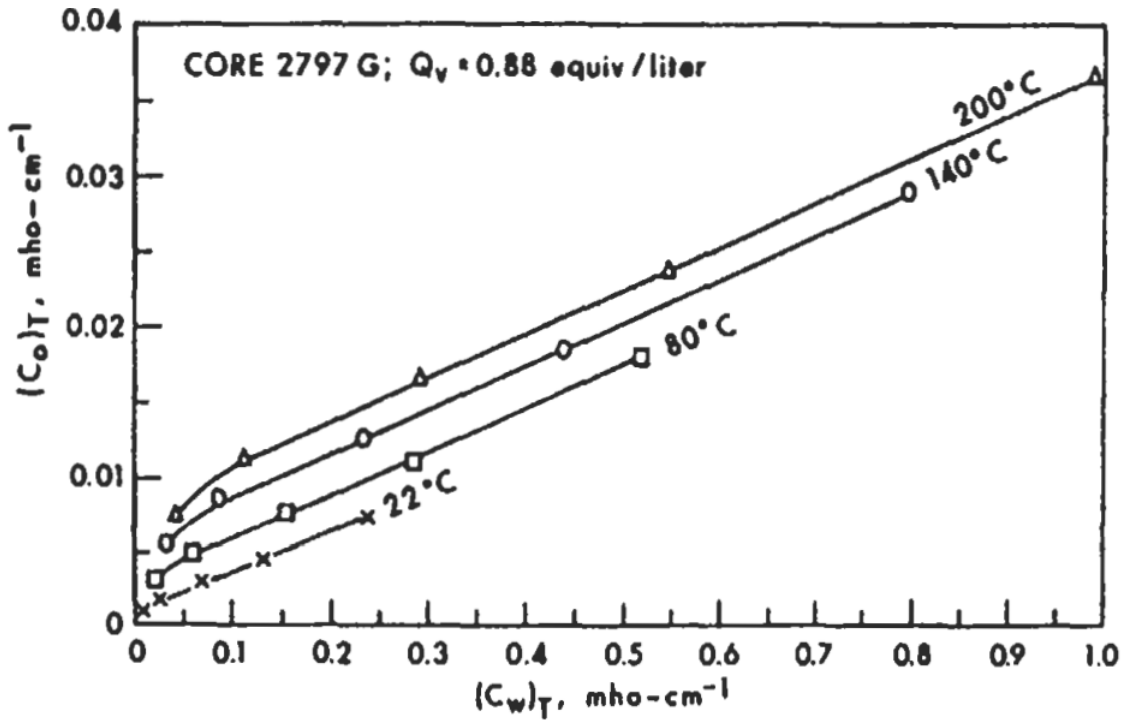


Figura 4.39. Conductividad eléctrica de una arena lutita frente a la conductividad de la salmuera equilibrante a diversas temperaturas [31]

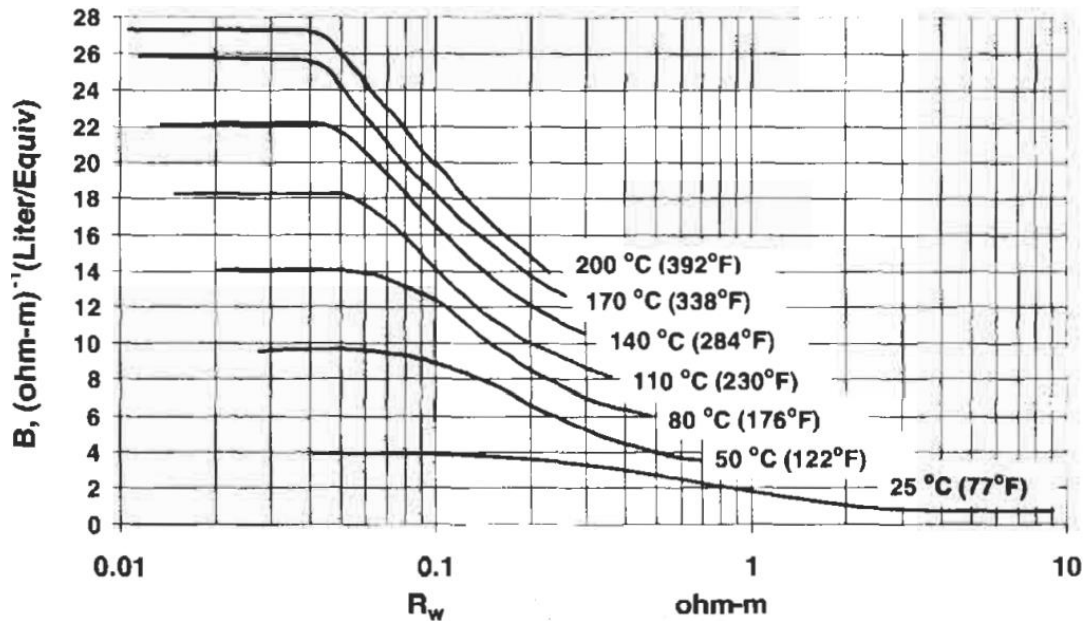


Figura 4.40. Conductancia de contraiones equivalente frente a resistividad de la salmuera de equilibrio a diversas temperaturas [31]

La curva  $C_{eq}$  vs.  $R_w$  a  $T = 25^\circ C$  se puede representar mediante:

$$C_{eq} = 3.83 \left( 1 - 0.83e^{0.5/R_w} \right) \tag{4.139}$$

Esta correlación es ligeramente diferente, pero más precisa, que la ecuación 4.138. El efecto de la temperatura sobre la relación entre el índice de resistividad  $I_R$  y la saturación de agua  $S_w$  también se investigó asumiendo que tanto  $Q_v$  como  $n^*$  son

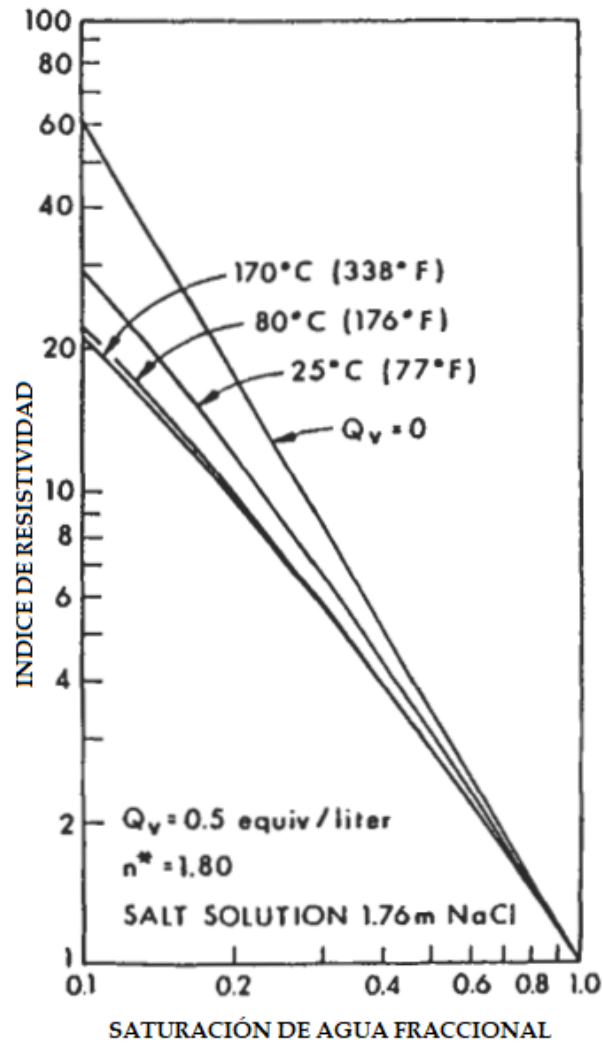


Figura 4.41. Dependencia de la temperatura de la función  $I$  frente a  $S_w$ .

independientes de la temperatura. La figura 4.41 muestra un comportamiento típico de  $I_R$  frente a  $S_w$  para varias temperaturas. Esta figura indica que se obtiene una disminución en el índice de resistividad a la saturación de agua constante al aumentar la temperatura y, para temperaturas superiores a 80 ° C, la relación  $I_R$  vs  $S_w$  es virtualmente independiente de la temperatura.

Idealmente, las propiedades eléctricas de los núcleos determinadas en laboratorio se realizarían en condiciones de yacimiento de temperatura y salinidad del agua. Sin embargo, utilizando el enfoque de Waxman y Thomas, las propiedades del laboratorio se pueden ajustar para reflejar las condiciones del yacimiento, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\frac{(C_o)_T}{(C_o)_{TL}} = \frac{C_{eqT}Q_v + (C_w)_T}{C_{eqTL}Q_v + (C_w)_{TL}} \quad (4.140)$$

donde el subíndice  $T_L$  denota la temperatura del laboratorio y  $T$  es la temperatura del yacimiento. Los cationes de intercambio de arcilla efectivos,  $Q_v$ , para las

muestras de núcleo de lutita se pueden determinar a partir de la gráfica  $C_o$  vs.  $C_w$  (como la Figura 4.33) en  $T_L$ . De acuerdo con la Figura 4.33, la intersección de la porción extrapolada de la línea recta de la curva es igual a  $\lambda'_{Na} QV / F^*$  y  $F^*$  se determina a partir de la pendiente de esta línea recta, por lo que se pueden calcular los valores de  $Q_v$ . Para una temperatura de laboratorio de 25 °C,  $\lambda'_{Na} = 38.3 \text{ cm}^2 \text{equiv}^{-1} \text{ohm}^{-1}$ .

Hoyer y Spann demostraron que las mediciones de las propiedades eléctricas de una muestra del núcleo están sujetas a errores considerables si se realizan antes de que la roca y su fluido saturante alcancen el equilibrio, lo que puede conducir a errores graves en el cálculo de las saturaciones del fluido del yacimiento [29]. El problema del equilibrio se detectó por primera vez cuando estos autores observaron el comportamiento eléctrico a largo plazo de un núcleo de arenisca que estaba saturado al 100% con salmuera de NaCl de 10,000ppm y almacenado en esta salmuera. El factor de resistividad de formación medido para este núcleo aumentó continuamente durante 18 días, como se muestra en la Figura 4.42. Incluso cuando el núcleo se sometió a una prueba de flujo continuo, no se alcanzó el equilibrio durante cinco días más.

La muestra de roca en condiciones de yacimiento equilibra la salmuera in situ con (1) las sales depositadas en pequeñas grietas y fisuras y (2) las arcillas. La dificultad para hacer que el núcleo alcance el equilibrio en condiciones de laboratorio se debe a dos causas principales. En primer lugar, durante la extracción de núcleos, un fluido diferente de la salmuera nativa casi siempre entra en contacto con el núcleo y lo satura al menos parcialmente. En segundo lugar, durante la manipulación del núcleo, las sales se depositan y las arcillas se deshidratan parcial o totalmente si se deja secar el núcleo. Hoyer y Spann recomendaron el siguiente procedimiento para obtener las propiedades eléctricas de los núcleos [29]:

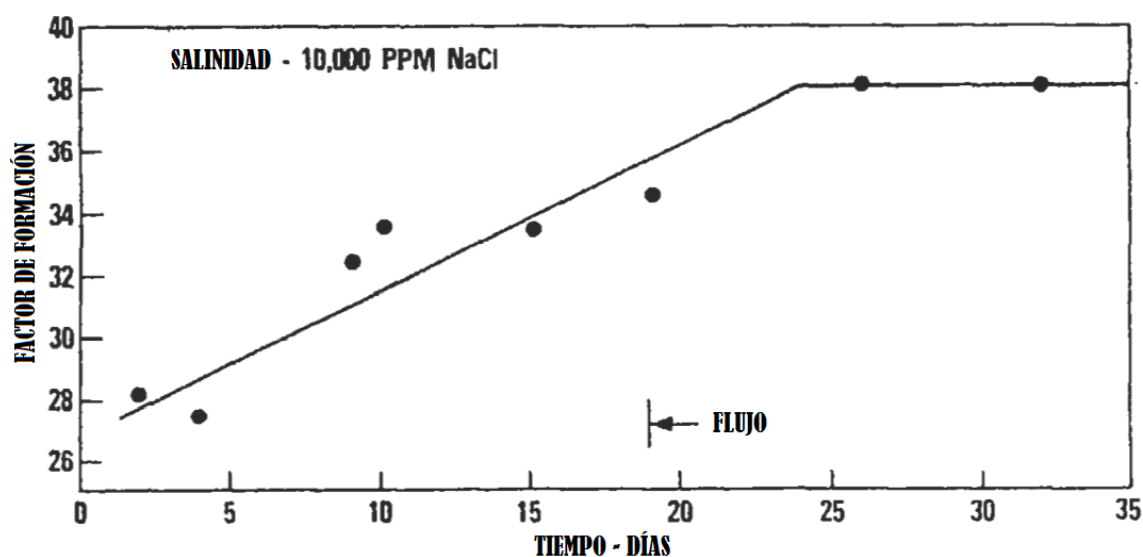


Figura 4.42. Equilibrio del factor de formación [28].

- (1) Seleccione núcleos que no hayan sido deshidratados por calor excesivo o limpiados excesivamente con solventes.
- (2) Elimine los hidrocarburos del núcleo enjuagándolo con propano y luego con agua.
- (3) Mida la conductividad eléctrica del núcleo  $C_o$  frente a la conductividad del agua  $C_w$  para al menos tres salinidades diferentes.
- (4) Parcela  $C_o$ , contra  $C_w$
- (5) Repita los pasos 3 y 4 hasta que los puntos formen una línea recta como se muestra en la Figura 4.34
- (6) Si el término  $C_{eq}Q_v / C_w$ , evaluado en la salinidad del agua de formación, es mayor que 0.1, el efecto de la lutita es significativo.

### EJEMPLO

Estime la saturación de agua de una formación de arenisca que presenta las siguientes características:

Porosidad = 25%

Factor de resistividad de formación de arena arcillosa,  $F^* = 12,43$

CEC = 0,08 meq / g

Temperatura de formación = 230 ° F

$R_w = 0,04$  ohmios-m

$R_t = 4$  ohmios-m

$\rho_{ma} = 2,65$  g / cm<sup>3</sup>

Exponente de saturación de arena arcillosa  $n^* = 2$

### SOLUCIÓN

Similar a la ecuación 4.92, la forma cuadrática del modelo de Waxman y Smith en términos de resistividad es:

$$(R_t) S_w^{n^*} + (R_t R_w B Q_v) S_w - F^* R_w = 0 \quad (4.140a)$$

La concentración de volumen efectivo de catión de intercambio de arcilla,  $Q_v$ , se puede estimar de la siguiente manera (Ecuación 4.141):

$$Q_v = \frac{CEC(1 - \phi)\rho_{ma}}{\phi}$$

$$Q_v = \frac{0.08(1 - 0.25)2.65}{(0.25)} = 0.636 \text{ meq/cm}^3$$

La conductancia equivalente de los cationes de intercambio de arcilla B se puede estimar a partir de la Ecuación 4.138, con  $C_{eq} = B$ :

$$B = 4.66(1 - 0.6 \exp\left(\frac{-0.77}{R_w}\right))$$

$$B = 4.66(1 - 0.6 \exp\left(\frac{-0.77}{0.04}\right)) = 4.66$$

Sustituyendo estos valores en la Ecuación 4.140a:

$$(4) S_w^2 + (4 \times 0.04 \times 4.66 \times 0.636) S_w - 12.43 \times 0.04 = 0$$

$$(4) S_w^2 + (0.4742) S_w - 0.4972 = 0$$

La solución positiva de esta ecuación cuadrática es:

$$S_w = 29.8\%$$

### EJEMPLO

La arenisca de Shannon del campo Teapot Dome está compuesta de partículas de arena de tamaño fino a mediano que contienen arcilla dispersa. El agua de formación es relativamente dulce y la salinidad varía desde un mínimo de 3.700 ppm en la parte norte del campo hasta un máximo de 13.000 ppm en la parte sur. La temperatura del yacimiento también varía a lo largo del campo Shannon, desde un máximo de 118 ° F en la parte noroeste hasta 70 ° -95 ° F en las partes sur y este del reservorio [32].

La técnica del agua adsorbida se utilizó para medir la capacidad de intercambio catiónico (CEC) de un gran número de núcleos obtenidos de varios pozos [33]. Los valores de CEC variaron desde un mínimo de 1,58 meq / 100g en muestras que no contenían arcillas visibles, hasta un máximo de 8,65 en núcleos descritos como muy arcillosos. Se encontraron valores de CEC similares en todos los pozos. Se intentó una variedad de correlaciones de los valores de CEC medidos con las porosidades de la arenisca de Shannon (figura 4.43), y aunque ninguna se consideró aceptable, se observó que los valores de CEC aumentan con la disminución de la porosidad. Esto se debe a que la pérdida de porosidad en el yacimiento de Shannon es causada por un relleno de arcillas con un aumento asociado de CEC. La salinidad de la salmuera utilizada para saturar las muestras de núcleo para las pruebas de propiedades eléctricas de laboratorio es de 15.000 ppm de NaCl y la resistividad de esta salmuera a 25 ° C es de 0,386 ohm-m.

La Tabla 4.10 muestra los valores de laboratorio de  $\phi$ ,  $F_{RL}$  y CEC, expresados en meq / g de muestra de roca, para 15,000 ppm de NaCl a 25 ° C. Los valores del índice de resistividad medidos y los correspondientes valores S, se presentan en la Tabla 4.1 1.

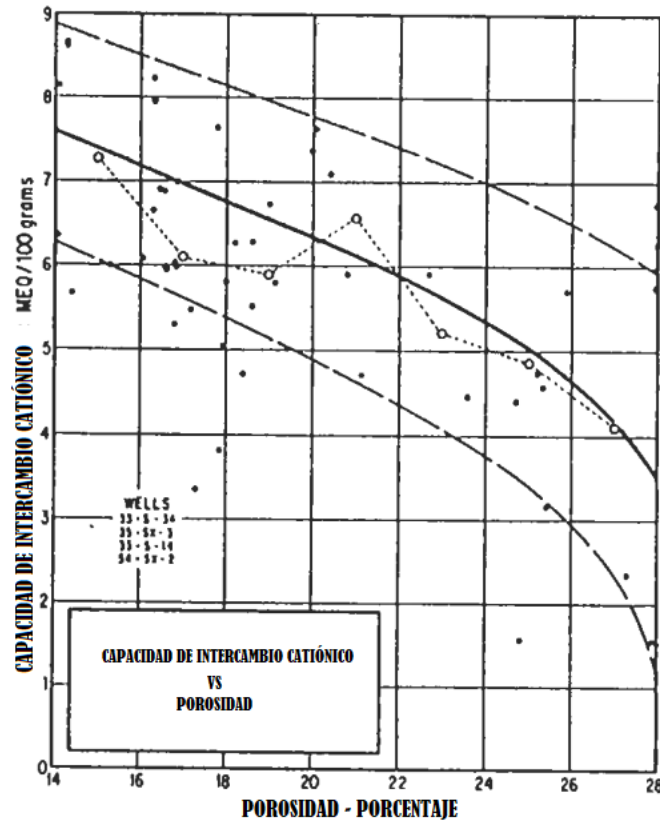


Figura 4.43. Capacidad de intercambio catiónico vs. porosidad para la arena de Shannon [32]

TABLA 4.10

VALORES DE LABORATORIO DE  $\phi$ ,  $F_{RL}$  Y CEC PARA EL CAMPO DE SHANNON SAND

MUESTRA	$\phi$	$F_{RL}$	CEC
1	0.272	8.86	0.042
2	0.237	9.72	0.055
3	0.234	11.50	0.055
4	0.199	13.90	0.064
5	0.197	12.70	0.064
6	0.186	14.50	0.067
7	0.158	12.60	0.072

(1) Calcule  $Q_v$  y  $F^*$  para cada núcleo. La densidad de grano promedio ( $\rho_{ma}$ ) de las siete muestras es de 2,65 g / cc.

(2) Determine  $a^*$  y  $m^*$ .

(3) Calcule el exponente de saturación  $n^*$ .

SOLUCIÓN

Keelan y McGinley presentaron un procedimiento práctico para aplicar el modelo de Waxman-Smits para calcular las saturaciones de fluidos del

**TABLA 4.11**  
**VALORES DE LABORATORIO DE  $S_w$  y  $I_{RL}$**

$S_w$	$I_{RL}$
0.2	46.1
0.3	17.6
0.4	8.9
0.5	5.2
0.6	3.4
0.7	2.3
0.8	1.7
1.0	1.0

yacimiento en la arenisca de Shannon [32]. El siguiente enfoque se basa en este procedimiento.

(1) La concentración de volumen efectivo de cationes de intercambio de arcilla,  $Q_v$ , se puede calcular a partir de:

$$Q_v = \left( \frac{1}{\phi} - 1 \right) \rho_{ma} (\text{CEC}) \quad (4.141)$$

y el factor de resistividad de la formación para las arenas arcillosas se obtiene de la Ecuación 4.130 de Waxman y Smits, o:

$$F^* = F_R(1 + R_w C_{eq} Q_v) \quad (4.142)$$

donde la resistividad del agua de formación es igual a 0.386 ohm-m, y la actividad contraión específica o conductancia equivalente de los cationes de intercambio de arcilla es 2.9 litros / eq.ohm-m de la Figura 4.40. Usando la Ecuación 4.139 se obtiene:

$$C_{eq} = \left( 1 - 0.83e^{-0.5/0.386} \right) 3.83 = 2.96$$

Dado que  $R_w C_{eq} = 0.386 \times 2.96 = 1.14$ , la ecuación que describe  $F^*$  para el campo de arenisca de Shannon es:

$$F^* = F_R(1 + 1.14Q_v)$$

Los valores de  $Q_v$  y  $F^*$  para la primera muestra principal en la Tabla 4.12 son:

$$Q_v = \left( \frac{1}{0.272} - 1 \right) (2.65) (0.042) = 0.30 \text{ liter/eq.ohm-m}$$

y

$$F^* = 8.86(1 + 1.14 \times 0.30) = 11.8.$$

Los valores de  $Q_v$  y  $F^*$  para las siete muestras centrales se incluyen en la Tabla 4.12. La salinidad y la temperatura de la salmuera de laboratorio (y no la salinidad y la temperatura del agua de formación en las condiciones del yacimiento) se utilizaron para calcular  $F^*$ . Sin embargo, los cálculos posteriores de la saturación del agua del yacimiento requieren el uso de la salinidad del agua de formación con su correspondiente resistividad del agua y valores  $Ceq$ , a la temperatura del yacimiento [30].

(2) A partir de una gráfica logarítmica de  $F^*$  versus  $\phi$  (Figura 4.44) se obtiene una porción de línea recta ajustada a la curva que tiene una pendiente  $m^* = 1.92$  y

**TABLA 4.12**  
**VALORES DE  $Q_v$  Y  $F^*$  EN EL CAMPO DE SHANNON SAND**

MUESTRA	$\phi$	$F_{RL}$	CEC	$Q_v$	$F^*$
0.2	46.10	2.99	103.00	0.2	46.10
0.3	17.56	2.94	32.00	0.3	17.56
0.4	8.85	2.91	14.00	0.4	8.85
0.5	5.21	2.88	7.36	0.5	5.21
0.6	3.37	2.86	4.35	0.6	3.37
0.7	2.34	2.84	2.80	0.7	2.34
0.8	1.70	2.82	1.90	0.8	1.70
0.9	1.28	2.77	1.35	0.9	1.28

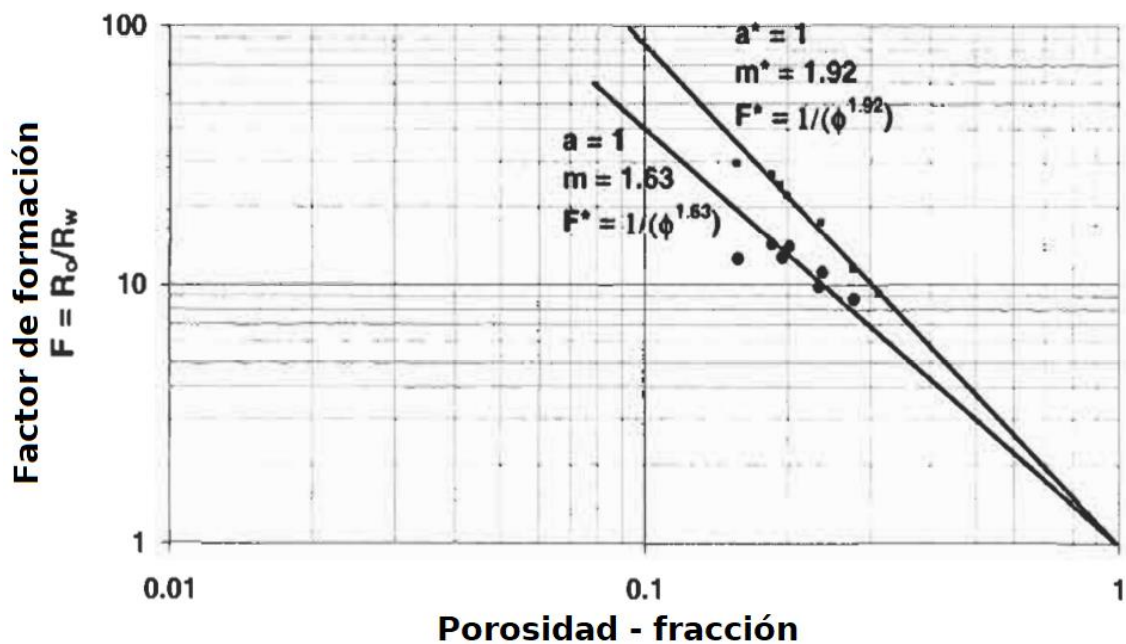


Figura 4.44. Factor de resistividad de la formación para la arena de Shannon Wyoming [32]



TABLA 4.22

**Bilith Y TRILITHEcuaciones****Ecuaciones de Bilith**

$A = 189 \text{ } \$ 4 - 43.5 \text{vd}01 + 80 \text{vsh} + 50 \text{Vah}$  (ecuación acústica)

$\text{rb} = 1,1 \text{ } \$ + 2.8 \text{Nd}01 + 2,65 \text{vsh} + 2.98 \text{Vd}$  (ecuación de densidad)

**Ecuaciones de Trilith**

$\text{Atc} = 189 \text{If}1 + 43.5 \text{Vd}01 + 55.5 \text{vsh} + 50 \text{Vad}$  (ecuación acústica)

$\text{rb} = 1.1 \text{If}1 + 1.1 \text{ } \$ + 2.8 \text{Nd}01 + 2.65 \text{vsh} + 2.98 \text{Vad}$  (ecuación de densidad)

$\text{NL} = 1.0 \text{In} + 1.0 \text{IQ} + 0.06 \text{Vd}01 + 0.03 \text{Vsh} + 0.01 \text{Vah}$  (ecuación de neutrones)

A = datos de entrada de registro acústico

Q, = datos de entrada del registro de densidad

Atc = datos de registros acústicos corregidos para lutitas

Q, =~ datos de registro de densidad corregidos para lutitas

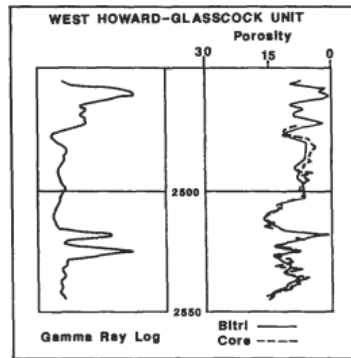
$\text{NL}$  = Datos de registro de neutrones (modo piedra caliza)

corregidos para lutitas PS = porosidad

Si1 = índice de porosidad primaria

**Coefficiente intelectual** = índice de porosidad secundaria

$\text{Vd}01, \text{Vsh}, \text{Vd}, \text{Vsd}$  = porcentajes de dolomita, pizarra, anhidrita y arena, respectivamente



**Figura 4.55.** Acuerdo de Porosidad calculada con Bitri con porosidad de análisis de núcleo nos.

*registro de rayos gamma [50].*

permeabilidad y permeabilidad calculada por Biri. No fue evidente por los reportes ya sea núcleo datos fueron desplazado un pocos pies a obtener una mejor correlación con los datos de registro según lo recomendado por Sneider et **Alabama**. [52]. Además, no se informó si el núcleo Los datos fueron corregidos por los efectos de la presión de sobrecarga. [53].

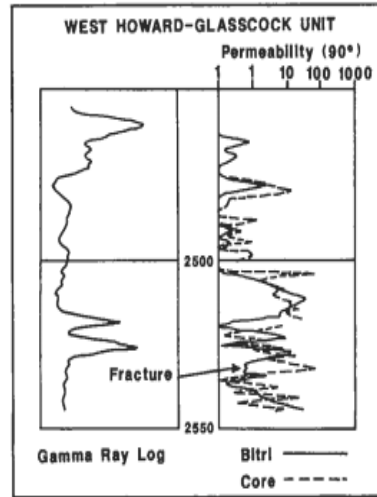


Figure 4.56. Permeabilities at 90° Bitri and core-analysis values [50].

**TABLA 4.23**  
**RESUMEN DE RESULTADOS**

Metraje total	<b>40 pie</b>
Promedio porosidad	<b>12,2%</b>
Saturación de agua promedio	<b>35%</b>
Permeabilidad media	<b>5.6 mD</b>
Hidrocarburos totales	<b>3683 bbVacre</b>
Pies de hidrocarburos	<b>0.47</b>
Pies de porosidad	<b>0,73</b>
Red promedio hidrocarburos	<b>614 bbVac-ft</b>
Bruto hidrocarburos medios	<b>92 bbVac-ft</b>
Corte de porosidad	<b>8%</b>
Límite de saturación de agua	<b>45%</b>

La última fase del análisis de registros de pozos está diseñada para producir los mapas y cuadrículas requeridos para la presentación visual, para la entrada a un simulador de campo completo y para estimaciones de reservas. Mesa 4. 23 muestra un resumen de los valores promedio calculados de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y estimaciones de reservas.

**PROBLEMAS**

1. la resistividad de una muestra de agua es 0,35 ohm-m en 250C. Cual es su resistividad en 80 ° C?

2. El análisis químico de la salmuera de un depósito de aceite arrojó lo siguiente resultados: 50.000 ppm de  $\text{Na}^+$ , **60.000** ppm  $\text{Cl}^-$ , 15.000 ppm  $\text{Mg}^{2+}$ , 12.000 ppm  $\text{SO}_4^{2-}$ , **8.000** ppm  $\text{HCO}_3^-$ ; Calcular:
  - (1) la salinidad equivalente en ppm de cloruro de sodio, y
  - (2) la resistibilidad de la salmuera en "lavabo", 175 "y 250 ° F; discuta el efecto de la temperatura en la resistividad de agua.
  
3. UN normalmente presionado bien ubicado en costa afuera de Louisiana es **5.900** pie profundo. El intervalo de producción está completamente mojado con agua. La aparente porosidad de la zona de esquisto es aproximadamente 0,39. los exponente de cementación para lutitas en esta campo es 1.57. La verdadera resistividad del esquisto zona es **0,90ohm-m**. Calcular:
  - (a) resistividad del agua de la formación a la temperatura de referencia de 75 "F, y
  - (b) resistividad del agua a la temperatura de formación de 140 ° F.
  
4. Los resultados de las mediciones de laboratorio realizadas en **12** muestras de roca arenisca limpia humedecidas con agua y Iniciar sesiónLos análisis se muestran en la Tabla 4A. La resistividad de una muestra de agua de formación en **250C** es 0,056ohm-m. La temperatura de formaciones 89 ° C.
  - (a) Calcule el factor de resistividad de la formación para cada muestra.
  - (b) Estimar los factor de cementación.
  - (c) Determina la saturación de agua. en cada muestra.
  - (d) Encuentra los mejores valores representativos de la tortuosidad.

TABLA4A

Muestra No.	Porosidad	$R_o$	$R_t$
1	<b>0,204</b>	<b>0,665</b>	<b>30,0</b>
2	<b>0,178</b>	<b>0,830</b>	<b>24,0</b>
3	<b>0,163</b>	<b>0,960</b>	<b>22,0</b>
4	<b>0,201</b>	<b>0,680</b>	<b>21,0</b>
5	<b>0,143</b>	<b>1,190</b>	<b>20,0</b>
6	<b>0,252</b>	<b>0,470</b>	<b>16,5</b>
7	<b>0,254</b>	<b>0,460</b>	<b>20,0</b>
8	<b>0,273</b>	<b>0,410</b>	<b>23,0</b>
9	<b>0,175</b>	<b>0,850</b>	<b>20,0</b>
10	<b>0,200</b>	<b>0,680</b>	<b>16,0</b>
11	<b>0,174</b>	<b>0,860</b>	<b>17,0</b>
12	<b>0,144</b>	<b>1,170</b>	<b>17,0</b>

MESA48

Muestra No.	Permeabilidad	Porosidad	F	V & (%)	Rt Ohm-m
	<b>127.0000</b>	<b>0,151</b>	<b>29,58</b>	<b>4.46</b>	<b>31</b>
	<b>237.0000</b>	<b>0,171</b>	<b>24.40</b>	<b>4.17</b>	<b>38</b>
	<b>3.1600</b>	<b>0,098</b>	<b>74,68</b>	<b>7.32</b>	<b>19</b>
	<b>17.G000</b>	<b>0,113</b>	<b>47.17</b>	<b>5.33</b>	<b>27</b>
	<b>1,6200</b>	<b>0.093</b>	<b>87,53</b>	<b>8.14</b>	<b>12</b>
	<b>0.2280</b>	<b>0,075</b>	<b>128,32</b>	<b>9,62</b>	<b>9</b>
	<b>2.7600</b>	<b>0,098</b>	<b>78,41</b>	<b>7,68</b>	<b>18</b>
	<b>0.0248</b>	<b>0.040</b>	<b>312.41</b>	<b>12,5</b>	<b>3</b>

5. Mesa **4B** muestra valores de permeabilidad, porosidad, resistividad de la formación factor, fracción de lutita (arcilla) y resistividad **R<sub>w</sub>**, de ocho zonas de una formación shaley (arcillosa). La resistividad de la lutita es de 4 ohm-my la resistividad del agua de formación es de 0,1 ohm-m.
  - (a) Estime la saturación de agua en cada zona usando (1) la relación generalizada de lutitas, y (2) la aproximación de Hilchie relación de lutitas y comparar los resultados.
  - (b) Determinar los factor de tortuosidad y se correlacionan con losfracción de esquisto. Explique.
6. Los siguientes datos se obtienen de un pozo de la costa del Golfo de Texas:

	Zona UN	Zona B
Porosidad, %	<b>28.40</b>	<b>25,2</b>
Resistividad del agua, <b>ohm-m</b>	<b>0,06</b>	0,06
Verdadera resistividad, <b>ohm-m</b>	<b>1.8</b>	<b>1 .o</b>

- (a) Calcular la saturación de agua en Zonas UN y SEGUNDO. (segundo) ¿Qué zona es más probable que se pueda producir?
7. El análisis de núcleos y el registro de pozos arrojaron los siguientes datos para una formación de piedra caliza: **@** = 0,15, **Rt** = 25 ohm-m, **Rw** = 0.10ohm-m, y **norte** = 2,75. Determinar los saturación de agua.
8. UN El intervalo de areniscas lutitas (arcillosas) tiene las siguientes características:

Rw = 0,02 ohmios-m	metro = 2.0	<b>GRAMO</b> = 40 API unidades
<b>Rw</b> = 3,0 ohm-m	un = 1.0	<b>GR, h</b> = 76 Unidades API
Rw = 10.0 ohmios-m	Yo \$ = 17,9	<b>GRAMO&amp;</b> , = 20 API unidades

Calcular  $S_0$ , utilizando los siguientes tres métodos: (a) Archie,

(b) Simandoux y (C)Relación aproximada de lutitas. Compare los resultados. Suponga que el exponente de saturación  $n$  es igual a 2.

9. (a) Muestre que el Waxman y relación de Smits para calcular  $S$ , las arenas con arcillas dispersas pueden escribirse como [ 281 :

Los siguientes parámetros corresponden a un intervalo de arena arcillosa (arcillosa)

$$Q_v = 0.40 \text{ meq / ml} \quad R_t = 22 \text{ ohmios-m}$$

$$\phi = 0,25 \quad R, = 6.1 \text{ ohm-m}$$

$$\text{metro}^* = \quad \text{norte}^* = 2.0$$

$$1,65$$

- (b) Estima la saturación de agua en este intervalo.  
 (c) Calcule el índice de resistividad y el factor de formación.  
 (d) Cual es el valor de  $h$ ?
10. El modelo de esquisto total, es decir, la ecuación de Simandoux, se puede reescribir como:

$$\frac{R_t}{aR_w} =$$

$$\frac{G_{sh}}{O_{ms} \phi}$$

- (a) Derivar la ecuación de los grupo total de pizarra  $G_{sh}$  y demostrar matemáticamente que, para intervalos con  $aR_w$  constante y  $\phi$ , una gráfica logarítmica de  $R_t / G, h$  vs.  $PS$  debe resultar en una línea recta con una pendiente de  $-m$ .
- (b) Desarrollar un método de prueba y error para calcular  $a, m$  y  $R_w$ .
- (c) La Tabla 4C muestra los datos obtenidos de un pozo en una formación arcillosa. Los intervalos 4 y 5 son conocidos a ser 100% agua saturada. Los análisis de muestras de rocas indican la existencia de ambos

#### MESA4C

Zona	$R_t$	Porosidad ("UN)	$V_{sh}$ ("H)
1	12,0	26,5	0,12
2	11,0	24,2	0,17
3	12,0	25,9	0,15
4	2,6	27,6	0,00
5	2,5	31,0	0,00

arcillas laminares y dispersas en esta formación. Calcular  $a$ , metro,  $R_{sh}$ , y  $S_s$  para las Zonas 1, 2 y 3, conocimiento  $R_{sh} = 1,7$  ohmios-m.

11. Determinar los porosidad sónica de una arenisca semiconsolidada dada ese:

$$t = 84 \frac{p}{pie} \quad t_{ma} = 47,5 \sim s / pie$$

$$t_f = 189 \frac{P_s}{ft} \quad O_{,,} = 1.3$$

12. Dado los siguientes datos y la Tabla 4D,

Saturación de agua irreducible	23,58%
Resistividad del agua de formación	0,0531 ohmios-m
Factor de cementación	1,89
Coefficientes $a$ , $n$	1.0, 2.0
GRmax	120
GRmin	8.0

- A. Calcule el índice de calidad del yacimiento y grafíquelo frente a la porosidad promedio. Comente sobre el tipo de lutita de la pendiente de las líneas.
- B. Una vez que se determina el tipo de lutita en el problema 9, calcule la permeabilidad vertical para todas las unidades de flujo reconocibles eligiendo modelos de permeabilidad adecuados. Utilice un valor de porosidad del 15%,  $V_{sh} = 40\%$ ,  $R_{sh} = 50$  ohm-m, y  $R_t = 100$  ohm-m para todas las unidades de caudal. Compare los resultados.

## NOMENCLATURA

área transversal  
 constante de correlación  
 factor de volumen de formación  
 específico conductancia de contraiones de arcilla  
 conductancia específica de un núcleo  
 conductancia específica del catión de intercambio de arcilla  
 conductancia específica de agua CEC capacidad de intercambio  
 catiónico conductancia equivalente de CEC  
 diámetro  
 diámetro de grano  
 tiempo de tránsito  
 voltaje

MESA4D

Enterval	GRI,		@CA ROLI NA DEL NOR TE	\$ DC	QaVg	Intervalo	GRI ..
NO.	API		("H)	("H)	("la)	No.	API
1	sesenta y cinco	50,89	21	16,6	18,8	13	49
2	63,5	49,55	16,5	12,5	14,5	14	60
3	71,5	56,69	19,5	14,2	16,85	15	73
4	100	82,14	23	20,5	21,75	dieciséis	78
5	97	79,46	21,2	17	19,1	17	79
6	57	43,75	13,5	12	12,75	18	103
7	11	2,67	24	21,5	22,7	19	108
8	8	0	28,5	22,2	25,35	20	113
9	12	3,57	31	24,5	27,75	21	9
10	12	3,57	28,5	23,6	26,05	22	8
11	66	51,78	27,5	22,5	25	23	8
12	70	55,35	24	20,5	22,25	24	8

Ish = V sh	\$ NC	\$ DC	\$ promedio
(%)	(%)	(%)	("/ DI
36,6	16,6	15,5	16,05
46,42	24	18,5	21,25
58,03	27,5	23,5	25,5
62,5	29	25	27
63,39	31	28,5	29,75
84,82	26	21	23,5
89,28	28,5	23	25,75
93,75	30,5	28,5	29,5
0,89	22,5	19	20,75
0	22,5	19,5	21
0	21	18	19,5
0	17,5	15	16,25

	factor de geometría interna
	fracción de porosidad total ocupada por una mezcla de agua de formación y arcilla dispersa
	fracción de la porosidad total ocupada por el factor de resistividad de la arena de lutita dispersa
	factor de resistividad de la formación
<b>G</b>	módulo de corte
	grupo de lutitas en el espesor total del modelo de lutitas
	cantidad de cantidad actual de corriente en el índice de resistividad del aceite
	cantidad de corriente radiactiva o índice de rayos gamma en el agua
<b>K</b>	módulo de volumen
<b>k</b>	permeabilidad
<b>L</b>	longitud
<b>M</b>	multiplicador de peso
	factor de cementación
	exponente de saturación
<b>4</b>	tasa de flujo
<b>Q "</b>	concentración de volumen
<b>R</b>	resistividad
<b>Ro</b>	resistividad de la roca porosa 100% saturado con salmuera
<b>R*</b>	resistividad de la salmuera (agua)
<b>Rt</b>	resistividad verdadera
<b>Rsh</b>	resistividad de la pizarra
<b>Rsh</b>	resistividad de la pizarra dispersa
<b>d</b>	resistividad del agua a temperatura T
<b>RW</b>	resistencia de petróleo
<b>T</b>	resistencia de agua
<b>r0</b>	
<b>Wr</b>	
<b>S</b>	saturación de superficie
<b>Sws</b>	saturación de agua en arena pálida
<b>h</b>	temperatura
<b>T</b>	temperatura de laboratorio
<b>TL</b>	
<b>t</b>	tiempo total de tránsito
<b>tfl</b>	tiempo de viaje fluido
<b>tm</b>	tiempo de viaje de la matriz
<b>a</b>	lectura acústica para 100% esquisto
<b>tsh</b>	
<b>V</b>	velocidad
<b>vm</b>	velocidad del sonido en matriz
<b>a</b>	volumen de esquisto (fracción)
<b>Vs</b>	
<b>h</b>	
<b>V</b>	volumen



**x, y**    Coordenadas cartesianas, constantes

## SUSCRIPCIONES

un real  
 C sección transversal, corregida  
 D registro de densidad  
 e intercambio, efectivo  
 Ffractura  
 fm zona de filtrado de lodo  
**g** gas  
**gramo** **gramo-**  
 estoy intermatriz  
 m matriz  
 n registro de neutrones  
 0 **petróleo**, original  
**S**estancamiento  
 sdsand  
 shshale  
 arcillas dispersas  
 t cierto  
 W agua o solución  
 zona enrojecida

## GRIEGOSÍMBOLOS

viscosidad  
 coeficiente de reparto  
 densidad  
 Densidad a Granel  
 densidad del fluido  
 matriz densidad  
 desviación estándar de la distribución de tamaño de grano log<sub>2</sub>  
 tortuosidad  
 porosidad  
 porosidad asociada con canales  
 densidad de porosidad del registro  
 porosidad efectiva  
 porosidad del registro de neutrones  
 Sonic Iniciar sesión porosidad  
 porosidad del lecho de arena  
 porosidad asociada con trampas

1. Pirson, **S. J.** *Manual de análisis de registros de pozos*. Prentice Hall, 1963, 326 páginas.
2. Archie, GRAMO.E. "El registro de resistividad eléctrica como ayuda para determinar algunas características del yacimiento". Trans. AZME, vol. 146, 1942.
3. Hilchie, DW "UNnueva ecuación de resistividad del agua versus temperatura ". The Log Analyst, julio-agosto. 1984, págs. 20-21.
4. Worthington, A. **ML.**, Hedges, J. H. y Pallat, NORTE. "SCA Directrices para la preparación de muestras y la medición de la porosidad de la resistividad eléctrica Pieza de muestra  
I: Directrices para la preparación de salmuera y la determinación de la resistividad de la salmuera para su uso en Mediciones de resistividad eléctrica ", 7be Log AnaZyst, SPWLA, enero-febrero. 1996, págs. 20-28.
5. Dusenbery, R. A. y Osoba, JS "Determinación de la resistencia al agua de formación utilizando propiedades de lutita". Soc. Gasolina. Eng., Documento 15030, Permian Basin Oil and Recovery Conf., Midland, TX, Mar. 13- 14 de 1986.
6. Calhoun, J. C., Jr. Fundamentak of Reservoir Engineering, 4ª ed. Universidad de Oklahoma Prensa, Norman, 1960. 426 páginas.
7. Cornell, D. y Katz, D. L. "Flujo de gases a través de medios porosos consolidados". Znd. Ing. Chem., Vol. 45, 1953.
8. Wyllie, METRO. RJ y Gardner, G. HF "La ecuación generalizada de Kozeny-Carman". World Oil, marzo de 1958.
9. Rosales, C. pags. "Enla relación entre el factor de resistividad de la formación y la porosidad ". Soc. Gasolina. Ing. J , Agosto de 1982.
10. Chilingario GRAMO. V. "Relación entre porosidad, permeabilidad y distribución granulométrica de arenas y areniscas ". En: L. **METRO**. J. U. **camioneta** Straaten (Ed.), *Depósitos marinos deltaicos y poco profundos*, Z. Elsevier Sci. Publ., Amsterdam, 1964, págs. 71-75.
11. Rosales, CP "Generalización de los factores de resistividad de formación de la ecuación de Maxwell". J Petrol. Tech., Julio de 1976.
12. Timur, **UN.**, Hemkins, WB y Worthington, A.E. "Dependencia de porosidad y presión del factor de resistividad de la formación para areniscas". Proc. Registro de pozos canadiense SOC., 4th Formation Evaluation Symp., Calgary, 9-10 de mayo de 1972.
13. Anderson, WG "Efecto de la humectabilidad en las propiedades eléctricas de los medios porosos ". J Pet. Tech., Diciembre de 1986, págs. 1371-1378.
14. Sweeney, **S. A.** y Jennings, H. Y. "Efecto de la mojabilidad en la resistividad eléctrica de la roca carbonatada de un yacimiento de petróleo ". J *Phys.* Chem., Vol. 64, mayo de 1960, págs. 551-553.
15. Longeron, **RE.** G., Argaud, METRO. J. y Feraud, J. P. "Efecto de presión de sobrecarga, naturaleza y distribución microscópica de los fluidos sobre propiedades eléctricas de muestras ". SOC. Gasolina. Ing. documento 15383, 1986.

16. Lewis, M. GRAMO., Sharma, M. METRO. y Dunlap, H. F. "La humectabilidad y el estrés afectan los exponentes de cementación y saturación". SPWLA 29 Ana. Logging Symp., Documento K, junio 5-8, 1988.
17. Soendena, **MI.**, Brattel, F., Kolltvelt, K. y Normann, HP "UN comparación entre los datos de presión capilar y el exponente de saturación obtenido en condiciones ambientales y en condiciones de yacimiento ". *SOC. Gasolina. Ing. papel* 19592, 64th Ann. Conf., San Antonio, Texas, oct. 8-11, 1989, páginas. 213-225.
18. Aguilera, R. Reservorios naturalmente fracturados. Gasolina. Pub. Co., Tulsa, 1980, 703 páginas.
19. Hutchinson, C. **UN.**, Dodge, C. F. y Polasek, T. L. : "Identificación y predicción de faltas de uniformidad del yacimiento que afectan las operaciones de producción ". Soc. Gasolina. *Ing. J. Gasolina. Tech.*, Marzo de 1961.
20. Schlumberger, Inc. Principios de interpretación de registros, Servicios educativos de Schlumberger, Houston, **TX**, 1972.
21. Poupon, A., Loy, METRO. **MI.** y Tixier, METRO. pags. "UN contribución a la interpretación de registros eléctricos en arenas arcillosas ". Soc. Gasolina. *Eng. J. Gasolina. Tech.*, Junio 1954.
22. Poupon, A. y Gaymard, R. "La evaluación del contenido de arcilla de los troncos". SOC Prof. Well Log Anal. (SPWLA) Symp., 1970.
23. de Witte, **L.** "Relaciones entre resistividades y contenidos fluidos de rocas porosas". *Petróleo y gas J. Ago.* 24 de 1950.
24. Wilson, M. **RE.** "Origen de arcillas que controlan la permeabilidad en arenas compactas de gas ". *J Petrol Tech.*, Dic. mil novecientos ochenta y dos, páginas. 2871-2876.
25. **Katahara**, K. W. "Respuesta de registro de rayos gamma en arenas arcillosas". *Analista de registros*, SPWLA, julio-agosto. 1995, páginas. 50-56.
26. Hilchie, D. **W.** Interpretación aplicada de registros de pozo descubierto para geólogos e ingenieros. RE.W. Hilchie Inc. Golden, CO, 1982, 380 páginas.
27. **Iarinov**, V. V. "Boreholeradiometry". Neclra, Moscú, 1969.
28. Waxman, METRO. H. y Smits, L. J. H. "Conductividades eléctricas en pizarra bituminosa playa." Soc. Gasolina. *Ing. J.* junio 1968, páginas. 107-122; *Trans. AZME*, Vol. 243.
29. Hoyer, W. A. y Spann, METRO. M. "Comentarios sobre la obtención de propiedades eléctricas precisas de los núcleos". SOC. Prof Well Log. Anal. (SPWLA) Symp., Junio 4-7, 1975.
30. Mortland, METRO. METRO. y suave, J. L. "Valoración conductimétrica de suelos paracapacidad de intercambio catiónico ". Proc. Ciencia del suelo. *SOC. A.m.*, Vol. 18 de octubre de 1954, pags. 363.
31. Waxman, METRO. H. y Thomas, EC "Conductividades eléctricas en arenas arcillosas-I. La relación entre la saturación de hidrocarburos y el índice de resistividad; 11. los coeficiente de temperatura de conductividad eléctrica. " *J Petrol. Tech.*, Feb. 1974, páginas. 213-225; *Trans. AZME*. Vol. 257, 1974, páginas. 213-225.
32. Keelan, **DK** y McGinley, DC "Solicitud de capacidad de intercambio catiónico en estudio de la arena de Shannon de Wyoming." SOC. Prof. Bueno Log Anal. (SPWLA), junio 3-6, 1979.

33. Arbusto, RE. C. y Jenkins, R. RE. "Hidratación adecuada de arcillas para propiedad de la roca determinaciones." *J Petrol. Tech.*, julio de 1970, págs. 800-804.
34. SOC.Prof. Bueno Log Anal. (SPWLA). *Sbaly Arena*. Reimpresión, julio *mil novecientos ochenta y dos*.
35. Ferd, WH "Avances en interpretación de registros de pozos y registros de pozos ". Proc. 11°World Petrol. Cod. Londres, artículo de revisiónNo. RP-4, sept. 2, **1983**.
36. Worthington, PF "La evolución de conceptos de arena lutita en la evaluación de yacimientos ". *Log Analyst*, enero-febrero. 1985, págs. 23-40.
37. Fertl, W. H. "Evaluación derivada del registro de depósito shaly clásico ". *JGasolina. Tech.*, Febrero de 1987, págs. 175-194.
38. Ruhovets, NORTE. y Fertl, WH "Análisis digital de arena lutita establecido en el modelo de Waxmar-Smiths y la tipificación de arcilla derivada de logaritmos ". Trans. SAID / SPWLA European Symp., París, 1981.
39. Berilgen, SEGUNDO. W., Sinha, A. K. y Fertl, W. H. "Estimación de la productividad de Lobo 6 Sand (Lower Wilcox, TX) mediante la identificación de arcillas diagenéticas utilizando datos de registros de pozos ". SOC. Gasolina. Ing. Papel No.14278, SPE Ann. Tech. Conf., Las Vegas, 22-25 de septiembre de 1985.
40. Howard, J. J. "Arcillas de capa mixta en lutitas y areniscas interlaminaadas del Eoceno". Proc. Ana. AAPG / SEPMConf. Houston, TX, 1-4 de abril de 1979.
41. Anderson, G. Manual de análisis de núcleos y núcleos. Petroleum Publ. Co., Tulsa, OKAY, 1975.
42. Bell, H. J. "Los núcleos orientados guían la remodelación de Eliasville". *Gasolina. Ing.* En t..Vol. 38, Dic. **1979**.
43. Arquero, JSy Wall, CG Petroleum Engineering-Princ @ les and Practice. Graham y Trotman, Londres, 1986, 362 págs.
44. Kersey, director general de "Coring". Mundo Oil, enero de 1986.
45. Keelan, DK "Análisis básico para ayudar en la descripción del yacimiento". *Soc. Gasolina. Eng.J Gasolina. Tech.*, Noviembre de 1982, págs. 2483-2491.
46. Gatlin, C. Ingeniería petrolera-Perforación y Bien terminaciones. Prentice-Hall, 1960, 241 págs.
47. Schlumberger, Inc. *Iniciar sesión* Interpretación-Principios / Aplicación. Servicios educativos de Schlumberger. Houston, TX, **1987**, **198** páginas.
48. Helander, D. pags.Fundamentos de la evaluación de la formación. *Petróleo13 Gas Consultants Publ.*, Tulsa, OKAY, 1983, 332 págs.
49. Wyllie, METRO. R. J., Gregory, A. R. y Gardner, GHF "Una investigación experimental de los factores que afectan las velocidades de las ondas elásticas en medios porosos. " *Geopbísica, SOC. de Exploración Geophys.*, Vol. 23, No. 3, Julio de 1958, págs. 459-493.
50. Wilson, D. A. y Hensel, W. METRO., Jr. "El análisis de registros informáticos más el análisis de núcleos equivale a una evaluación de formaciones mejorada en la Unidad West Howard-Glasscock". *SOC.Motor de gasolina J Gasolina. Tech.*, Ene. 1978, págs. 43-51.

51. Osborne, C. K. y Hoga, C. A. "Corecomp: una aplicación práctica del análisis de núcleos". Curso corto de Southwestern Petroleum, Texas Tech.U., Lubbock, abril 1972.
52. Sneider, R. METRO., Gitano, C. NORTE. y Richardson, J. GRAMO. "Geología del yacimiento de areniscas ". SOCPetrol .. Ing. Ana. Conf.,Nuevo Orleans, sept. 26-29, mil novecientos ochenta y dos, notas breves del curso.
53. Elins, L. F. "Evaluación". En: *Determinación de Residual Petróleo Saturación*. Interestatal Petróleo Comisión Compacta, Ciudad de Oklahoma, 1978, páginas. 177-254.
54. Fed, W. H. y Hammack, GRAMO. W. "UN Análisis comparativo de los cálculos de saturación de agua en arenas arcillosas,"Trans.,SPWLA, papel R, 1971.
55. Bassiouni, 2. Teoría, Medición, y Interpretación de registros de pozo, SPE Libro de texto Serie, Vol. 4, 1994.

# PRESIÓN CAPILAR

## PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar es la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de una interfaz curva en equilibrio. Curvatura de la interfaz es la consecuencia de una humectación preferencial de las paredes capilares por uno de las fases. La figura 5.1 ilustra varias condiciones de humectación. En la Figura 5.1a, **dos** se muestran fluidos inmiscibles en contacto con un capilar. El agua moja las paredes del capilar, pero el aceite no moja y está en reposo en una delgada película del fluido humectante. La presión dentro del fluido no humectante es mayor que la presión en el fluido humectante y, en consecuencia, la interfaz entre los fluidos es una curva convexa con respecto al fluido no humectante. La presión capilar se define como la diferencia de presión entre las fases no humectante y humectante:

En la Figura 5.1b, el **dos** Los fluidos mojan las paredes del capilar en la misma medida y la presión de cada fluido es la misma. Por lo tanto, la interfaz entre los fluidos inmiscibles es recta ( $\theta = 90^\circ$ ) y la presión capilar es igual a cero. Si la presión en el agua es mayor que en el **petróleo**, la curvatura de la interfaz es dirigida al aceite y al capilar la presión es positiva (Figura 5.1c).

Los radios de curvatura entre el agua y **petróleo** en los poros de la roca hay funciones de humectabilidad, saturaciones de agua y aceite, geometría de los poros, mineralogía de las paredes de los poros y el historial de saturación del sistema. Por lo tanto, los radios de la curvatura y el ángulo de contacto varían de un poro a otro, y las propiedades macroscópicas promedio de la muestra de roca aplicar\*

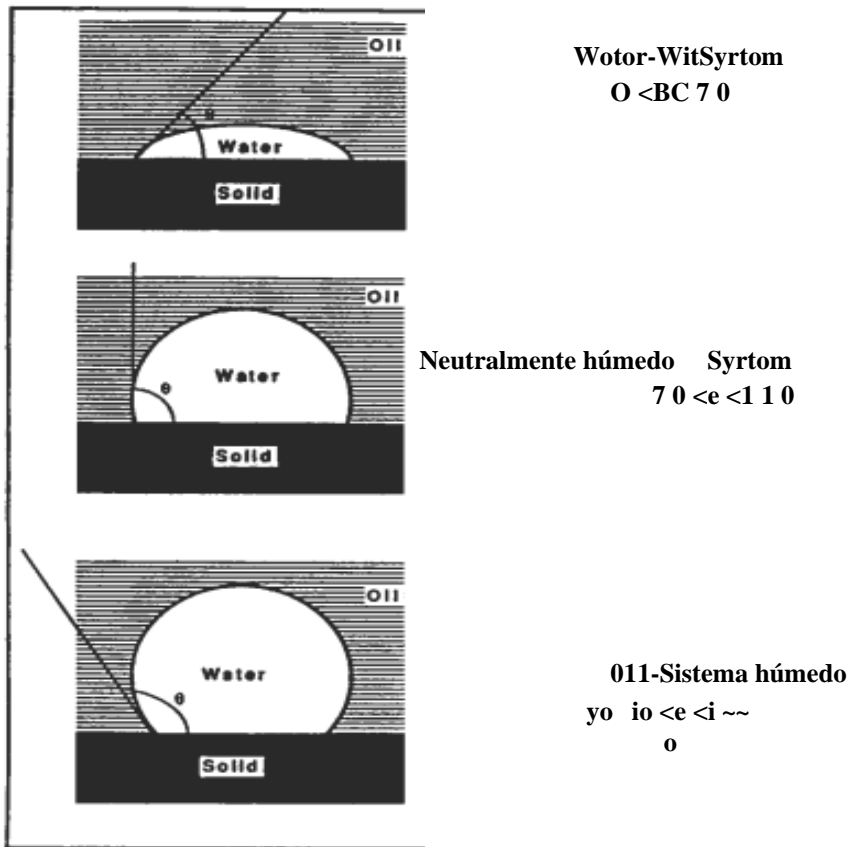


Figura 5.1. Varias condiciones de humectación que pueden existir para agua y aceite en contacto en un capilar, utilizando el método del ángulo de contacto.

### DERIVACIÓN DE LA ECUACIÓN DE PRESIÓN CAPILAR

UN propiedad fundamental de los líquidos es la tendencia a contraerse y producen la menor superficie posible, produciendo una forma esférica en pequeñas gotas. La explicación de este comportamiento puede ilustrarse como un desequilibrio de las fuerzas de atracción moleculares en la superficie de un líquido. Considere un líquido que coexiste con un gas: moléculas en el interior está rodeado por otros por todos lados, sometiéndolos a una atracción molecular uniforme en todas las direcciones. En la superficie, sin embargo, las moléculas se atraen hacia adentro y en todos los lados, pero no hay atracción hacia afuera para equilibrar el tirón hacia adentro en las moléculas de superficie. Este desequilibrio de fuerzas hacen que la superficie se contraiga al área más pequeña posible y produce una tensión superficial ( $\theta$ ) expresado como newtons por metro. Se debe trabajar para extender la superficie en oposición a la tensión superficial.



forzando moléculas desde el interior hacia la superficie. Esto indica que hay energía libre asociada con la superficie que tiene las mismas dimensiones que la tensión superficial.

La presión capilar está relacionada con la curvatura de la interfaz por la expresión desarrollada por Plateau y aplicado a medios porosos por Leverett [1,2]. Considere un segmento de la superficie interfacial que separa dos fluidos con una diferencia de presión en la interfaz, produciendo un rectángulo curvilíneo como se ilustra en Figura 5.2. Ambos centros de curvatura están en el mismo lado, por lo tanto **R1** y **R2** son ambos positivos.

El trabajo realizado en la expansión de la superficie, aumentando la presión en el lado convexo, es el trabajo contra la tensión superficial. Las longitudes de los arcos en los lados aumentan de **L1** a **L1 + (L1 / R1) (dz)** y de **L2** a **L2 + (L2 / R2) (dz)**. El área de la superficie original (A B C D) se expande al área de la superficie A'B'C'D' donde:

$$\text{Area ABCD} = L_1 \times L_2 \tag{5.2}$$

$$\begin{aligned} \text{Area A'B'C'D'} &= \left[ L_1 + \left( \frac{L_1}{R_1} \right) dz \right] \times \left[ L_2 + \left( \frac{L_2}{R_2} \right) dz \right] \\ &= L_1 L_2 \times \left( 1 + \frac{dz}{R_1} + \frac{dz}{R_2} + \frac{dz^2}{R_1 R_2} \right) \end{aligned} \tag{5.3}$$

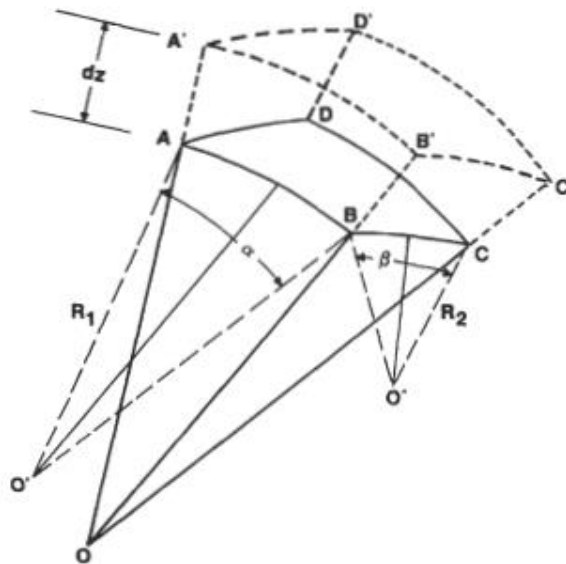


Figura 5.2. Radios de curvatura de la interfaz entre dos fluidos. Trabajo es hecho en la interfaz para expandir la superficie contra la tensión interfacial.

3 16 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

Despreciando el término pequeño  $dz^2 / R \sim R^2$ , el aumento en el área es igual a:

$$A B C D' - A B C D = L_1 L_2 X dz \quad (5,4)$$

El trabajo isotérmico  $[(N / m) \times m^2 = Nm]$  requerido para expandir el área contra la tensión superficial es:

$$(L_1 L_2 X dz)$$

$$\text{Trabajo (1)} = \int L_1 L_2 X dz \quad (5,5)$$

El trabajo isotérmico realizado por el aumento de presión para avanzar la superficie una distancia  $dz$  es igual a:

$$\text{Trabajo (2)} = p (L_1 L_2 X dz) \quad (5,6)$$

Equiparando el **dos** cantidades de trabajo y la cancelación de términos comunes produce la presión capilar en función de tensión interfacial y radios de curvatura [2]:

$$\text{Ordenador personal} = \frac{2\sigma}{R} \quad (5,7)$$

Cuando se considera un medio poroso,  $R_2$  en ecuación 5.7 puede ser negativo; por lo tanto, la ecuación más general para la presión capilar es:

$$\text{Ordenador personal} = \frac{2\sigma \cos \theta}{R} \quad (5,8)$$

Si los radios de la curvatura es igual (en un tubo capilar, por ejemplo), Ecuación 5.8 reduce a:

$$\text{ordenador personal} = \frac{2\sigma \cos \theta}{R} \quad (5,9)$$

El caso especial de la ecuación Plateau (Ecuación 5.9) puede usarse para derivar una relación de la geometría interfacial de un fluido humectante en un capilar. Figura 5.3 es una vista exagerada de un tubo capilar que contiene agua como fase humectante en contacto con un fluido no humectante (gas o **petróleo**). El radio de la interfaz esférica es más grande que el radio de los

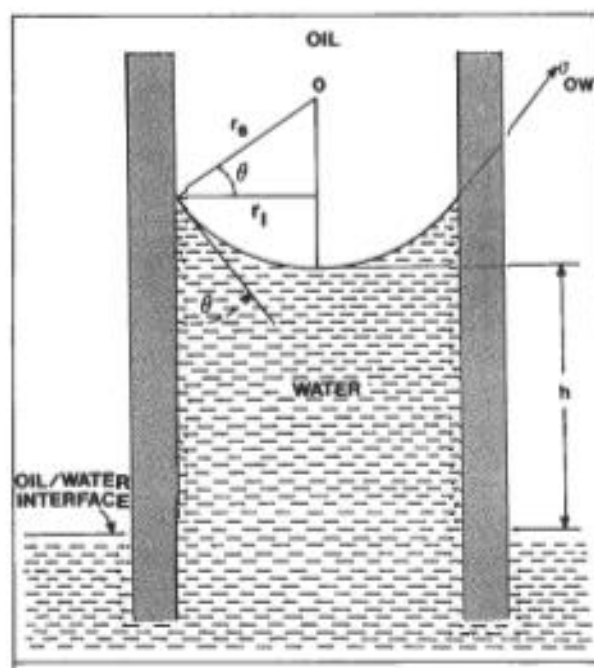


Figure 5.3. Capillary rise of water in a water-wet capillary tube.

capillary, and the two radii are related by the cosine of the contact angle as follows:

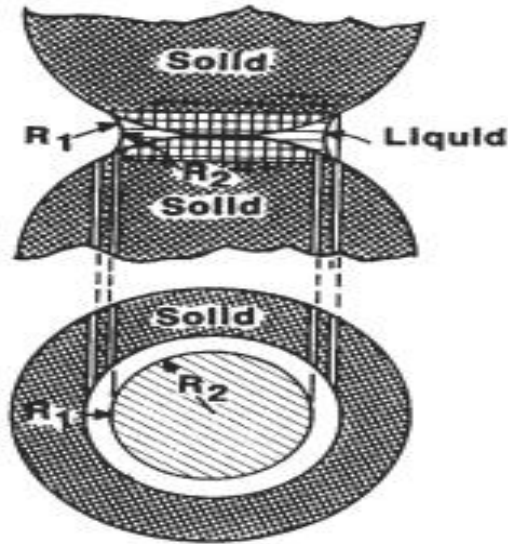
$$\cos \phi = \frac{r_c}{R_{si}} \quad (5.10)$$

where:  $r_c$  = radius of the capillary tube.  
 $R_{si}$  = radius of the spherical interface.

Substituting  $R_{si}$  for  $R$  in Equation 5.14 yields the expression for capillary pressure in terms of the interfacial tension, contact angle, and radius of the capillary tube:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \quad (5.11)$$

Microscopic observations of immiscible fluids using glass beads and sand grains have established the complex geometrical aspects of the liquid-liquid and liquid-solid contacts. Figure 5.4 is a sketch of a three-phase system (water-oil-rock) at equilibrium. The curvature of the fluid interfacial boundary is a function of grain size, interstitial volume,



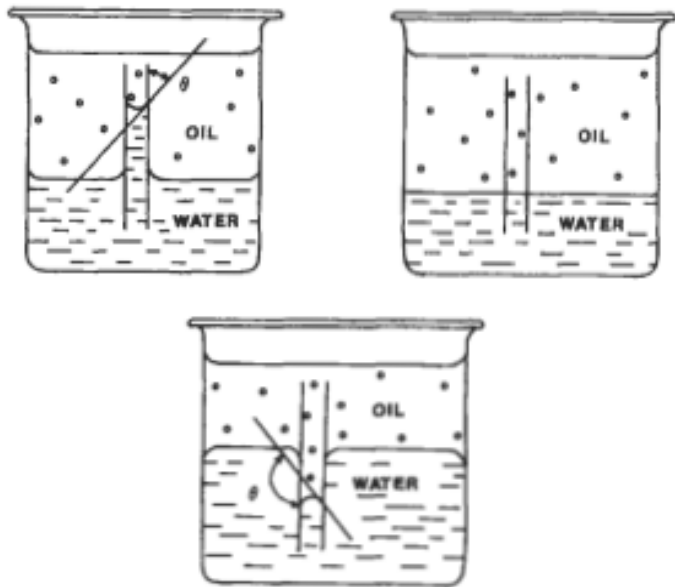
**Figura 5.4. Tres fases sistema mojado por agua en equilibrio que muestra los radios de curvatura interfacial.**

saturación de fluidos y tensión superficial. El ángulo de contacto( $\theta$ )entre la interfaz del líquido y el sólido, medido a través de la fase más densa, es una función de las características de humectación relativa de los dos fluidos con respecto al sólido. Figura5.4 ilustra las formas típicas de la interfaz y el ángulo de contacto cuando la fase de humectación preferencial se encuentra entre los granos sólidos esa baja saturación. Cuando los radios de curvatura tienen sus centros de rotación en el mismo lado de la interfaz, son positivos, pero cuando los radios están en lados opuestos, como se muestra en la Figura5,4,  $R_1$  es positivo y  $R_2$  es negativo [3, 4]. El radio de curvatura en el El lado de la interfaz ocupado por el fluido de humectación preferencial recibe un signo negativo [5 -8].

## CAPILLARYRISE

Cuando se inserta un tubo capilar debajo de la interfaz de un sistema de dos fases, el menisco de los fluidos inmiscibles en el capilar será:

- (1) cóncavo con respecto a la fase más densa, que se elevará por encima de la interfaz entre los dos líquidos fuera del capilar;
- (2) directamente a través del capilar y nivelado con la interfaz de fluidos a granel; o
- (3) convexo con respecto a la fase más densa y debajo de la interfaz de fluidos a granel como se ilustra en la Figura 5.5.



La forma y altura del menisco depende de las magnitudes relativas de las fuerzas cohesivas moleculares y de las fuerzas adhesivas moleculares entre los líquidos y las paredes del capilar. El líquido más denso moja el sólido preferentemente cuando el ángulo de contacto es menor que  $90^\circ$  (Figura 5.5a). Cuando el ángulo de contacto es  $0^\circ$ , las fuerzas moleculares están equilibrados y los dos fluidos mojan las paredes por igual (figura 5.5b). Cuando el ángulo de contacto es más grande que  $90^\circ$ , el fluido más denso moja el **paredes** del capilar en menor medida que el fluido de combate (Figura 5.5c).

El fluido más denso subirá en el capilar hasta que el peso de la columna de El líquido equilibra la diferencia de presión a través del menisco. Considerar la superficie del menisco en un tubo circular de radio  $r$ , como un segmento de una esfera con radio  $r_s$ , Figura 5.3. Entonces  $\cos \theta = rc / r_s$ , y la sustitución en la Ecuación 5.9 produce la Ecuación 5.11.

La fuerza descendente  $W$ , expresado en dinas (una dina es  $1.0197 \times 10^{-3} \text{ g} \cdot \text{cm} / \text{s}^2$ ) debido a la gravedad, ejercida por la columna cilíndrica (Figura 5.5a) es:

$$\text{Forzar hacia abajo (W - SEGUNDO)} = (\rho_w - \rho_o) g h r \tag{5.12}$$

dónde:  $\rho_w$  = densidad del agua en  $\text{g} / \text{cm}^3$ ,  
 $\rho_o$  = densidad de petróleo en  $\text{g} / \text{cm}^3$ , y  
 $g$  = aceleración gravitacional =  $981 \text{ cm} / \text{s}^2$ .

Esta fuerza descendente se opone a la fuerza debida a la presión capilar:

$$\text{Vigente hasta, } FZ = 20 \cos \theta \text{ mi} \tag{5,13}$$

Equiparando el **dos** fuerzas produce Ecuación 5.14:

$$\text{Ordenador personal} = G_{pg}, \quad 20 \text{ porque} \tag{5,14}$$

$$h = \frac{\text{mi}}{rC}$$

donde  $P_c$  se expresa en dinas / cm<sup>2</sup> = mN / m<sup>2</sup> = Pensilvania(  $10^{-1}$  ).

### PRESIÓN CAPILAR FUNCIÓN J

Leverett propuso la función J de un yacimiento específico que describe las características heterogéneas de la roca, de manera más adecuada al combinar la porosidad y la permeabilidad en un parámetro de correlación [2]. La función J explica los cambios de permeabilidad, porosidad y humectabilidad del yacimiento siempre que la geometría general de los poros permanezca constante. Por lo tanto, los diferentes tipos de rocas exhiben diferentes correlaciones de función J. **Todos** los datos de presión capilar de un Por lo general, la formación específica se puede reducir a una función J única frente a la curva de saturación. Esta está ilustrado en Figura 5,6, donde Rose y Bruce prepararon la función J correlaciones para seis formaciones y las comparó con los datos obtenidos de un núcleo de alundum y la correlación de Leverett para una arena no consolidada [9].

La función J se puede derivar por análisis dimensional o por sustitución de la ecuación de presión capilar en la ecuación de Carman-Kozeny. [ 10]. La permeabilidad tiene la dimensión L<sup>2</sup> y la porosidad es adimensional; por lo tanto,  $(k / \phi)^{1/2}$  puede sustituirse por el radio en la ecuación de presión capilar (Ecuación 5.11) y reorganizado de la siguiente manera:

$$\text{PAGS-} \quad \frac{\phi \cos \theta}{(k / \phi)^{1/2}} \tag{5,15}$$

Alternativamente, eso puede ser derivado desde la ecuación de Carman-Kozeny:

$$\tag{5,16}$$

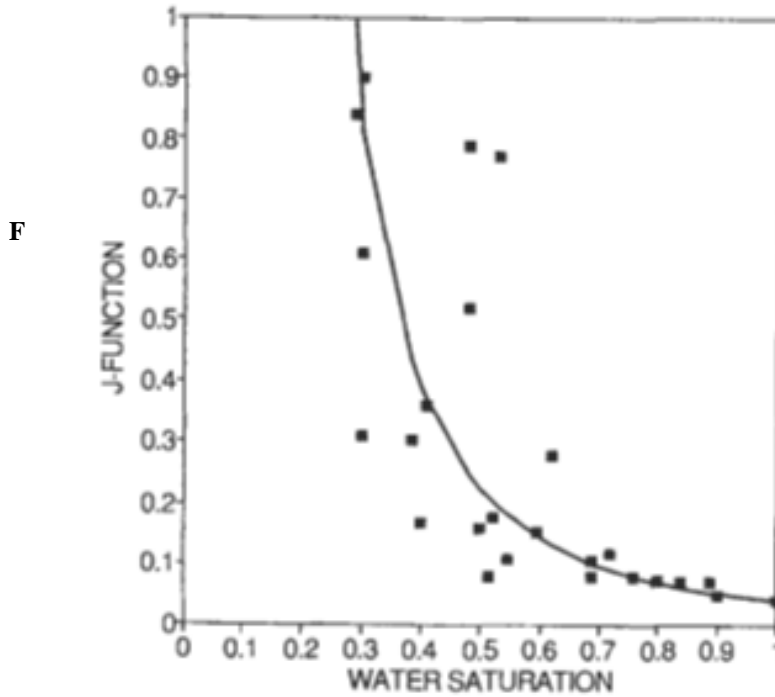


Figura 5.6. Comportamiento típico de la función  $J_r$  adimensional frente a la saturación para núcleos de piedra arenisca.

dónde:  $K_z$  = Constante de Kozeny.

$L$  = longitud de el medio poroso, cm.

$L_e$  = longitud de paso del fluido a través del medio poroso, cm.

$p$  = presión, g / cm<sup>2</sup>.

$r_h$  = radio hidráulico medio, cm.

$u$  = velocidad, cm / s.

$\mu$  = viscosidad, dina X s = g / cm X s = Pa. S. cm<sup>2</sup>

Reorganizando:

(5,17)

dónde:  $U_N$ , = zona de la superficie de la roca.

$d$  = diámetro medio de los poros.

El radio hidráulico medio ( $r_h$ ) se define como el área de la superficie dividida por la porosidad por centímetro cúbico muestra. Sustituyendo  $r_h$  para  $r_h$ , Ecuación de Darcy para la velocidad del fluido y reordenamiento:

44)

(5,18)

ml

dónde  $k$  es la permeabilidad absoluta de el medio poroso. Sustituyendo la ecuación de presión capilar por el diámetro de poro promedio y reordenando:

$$31.3 = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left( \frac{K_2 k}{\phi} \right)^{1/2}$$

or:

$$J = \frac{P_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \tag{5,19}$$

Aunque la ecuación 5.28 se derivó de la física de los equilibrios de fluidos en un tubo vertical recto, se aplica para análisis generales de fenómenos capilares en medios porosos según lo indicado por aplicaciones que utilizan la función  $J$ . Por lo tanto, las evaluaciones de presión capilar de medios porosos no incluyen los efectos de tortuosidad y constricciones alternas de los poros.

**EJEMPLO**

Los fluidos en un tubo recto tiene un tensión interfacial igual a 32 mN / m y exhiben un ángulo de contacto de 80 ' y presión capilar de 5.5 kPa. Cual es el radio de el tubo?

**SOLUCIÓN**

$$r, = \frac{2 \sigma \cos \theta}{P_c} = \frac{2 \times 0.032 \text{ N / m} \times \cos 80^\circ}{5.5 \times 10^3 \text{ N / m}^2}$$

$$= 2.02 \times 10^{-6} \text{ metro} = 2.0 \mu\text{m}$$

**MEDIDA DE DISCO SEMIPERMEABLE**

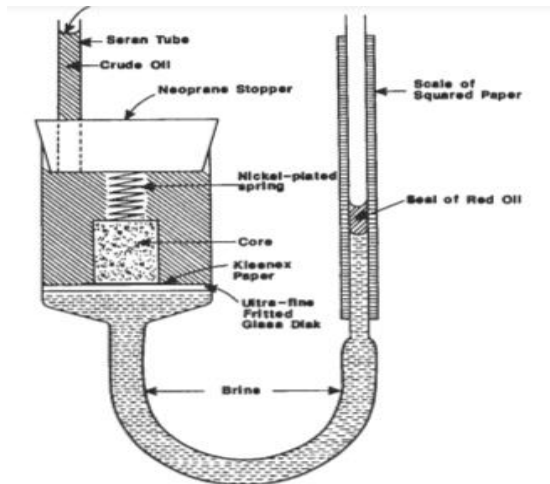
**PRESIÓN CAPILAR**

Los derivación de ecuaciones de presión capilar así lejos se ha basado en un solo uniformetubo capilar. Los materiales geológicos porosos, sin embargo, están compuestos por poros interconectados de varios tamaños. Además, la humectabilidad de las superficies de los poros varía de un punto a otro dentro de la roca debido a la variación en la mezcla de minerales en contacto con los fluidos. Esta Guía a variación de la presión capilar como Una función de líquido saturación y una descripción media general de la mojabilidad de la roca.

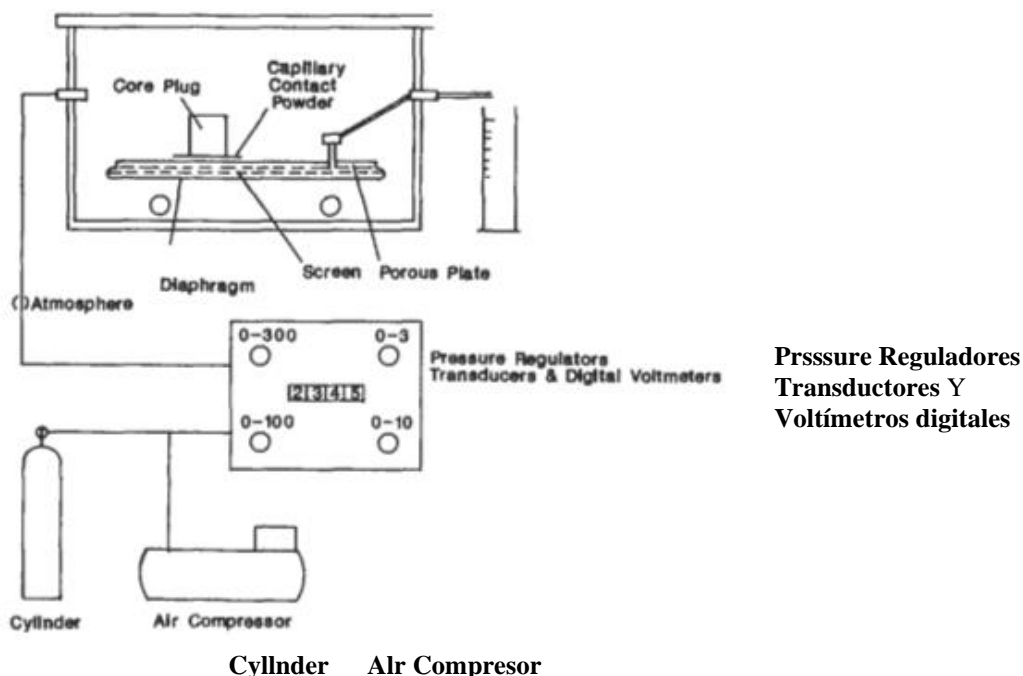


Los reservorios de hidrocarburos estaban inicialmente saturados con agua, que fue desplazada por la migración de hidrocarburos. El agua se acumuló en la estructura geológica y se formó un trampa para el aceite, produciendo así un depósito de petróleo. Este proceso se puede repetir en el laboratorio desplazando el agua de un núcleo con gas o aceite. La presión requerida para el desplazamiento en equilibrio de la fase humectante (agua) con el gas o aceite no humectante es la presión capilar de drenaje de agua, que se registra como un función de la saturación de agua.

A El núcleo está saturado con agua que contiene sales (NaCl, CaCl<sub>2</sub>, o KCl) para estabilizar los minerales arcillosos, que tienden a hincharse y desprenderse cuando entran en contacto con agua dulce. El núcleo saturado se coloca luego en un disco poroso, que además está saturado de agua (Figura 5.7). El disco poroso tiene poros más finos que la muestra de roca. (La permeabilidad del disco debe ser al menos 10 veces menor que la permeabilidad del núcleo). El tamaño de los poros del disco poroso debe ser lo suficientemente pequeño para evitar la penetración del fluido desplazante hasta que la saturación de agua en el núcleo haya alcanzado su valor irreducible.



**Figura 5.7. Método de disco poroso para medir la presión capilar usando un manómetro [4].**



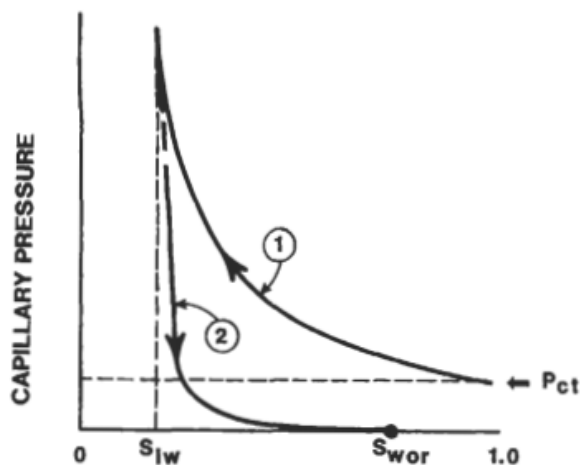
**Figura 5.8. Poroso disco método para medición de presión capilar utilizando un presión transductor [331].**

La presión del fluido que se desplaza aumenta en pequeños incrementos (Figura 5.8). Después de cada aumento de presión, se monitorea la cantidad de agua desplazada hasta que alcanza el equilibrio estático. La presión capilar se representa como un función de la saturación de agua como se muestra en las Figuras 5.9 y 5.10. Si las superficies de los poros están preferentemente mojadas por agua, una presión finita (la presión umbral, Mascota) será necesario antes de que el agua se desplace del núcleo (Figura 5.9). Si el núcleo está preferentemente húmedo con aceite, y **petróleo** es el fluido de desplazamiento, **petróleo** embeberá en el núcleo, desplazando el agua a presión capilar cero (Figura 5.10).

El desplazamiento mayo ser revertido colocando el núcleo en otro disco poroso, que está saturado de aceite, y el núcleo está cubierto de agua. Si el núcleo se moja preferentemente con agua, el agua se embeberá en el núcleo y desplazará el **petróleo** hacia residual **petróleo** saturación ( $S_{or} = 1 - \text{Espada}$ ), siguiendo un camino como una curva 2 en Figura 5.9. Si el núcleo *es* preferentemente mojado por aceite, un camino similar a la curva 2 En figura 5.10 será seguido.

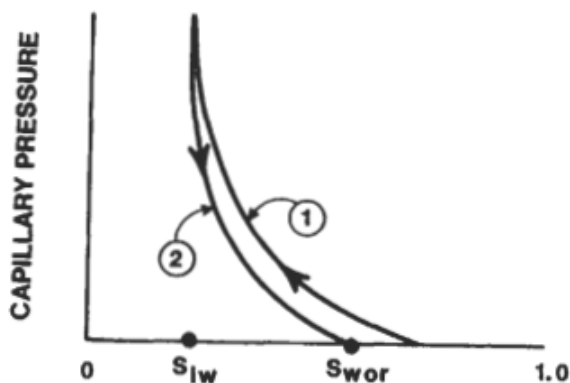
### MEDICIÓN DE CAPILAR PRESIÓN POR INYECCIÓN MERCURY

Las curvas de presión capilar de las rocas se han determinado mediante inyección y extracción de mercurio porque el método es sencillo de realizar.



AGUA SATURATION

Figura 5.9. Método típico para graficar la presión capilar versus la saturación para tu sistema mojado por agua. Tenga en cuenta la presión umbral.



AGUA SAT UR EN yo0norte

Figura 5.10. Método típico para trazar curvas de presión capilar humedecidas con aceite. Nota la bebida de petróleo a presión capilar cero. Se traza la presión capilar versus la saturación de agua en la mayoría de los casos; sin embargo, eso Y frecuentemente representado frente a la saturación de la fase de humectación, que es aceite en este caso.

y rápido. Los datos se pueden utilizar para determinar la distribución del tamaño de los poros, para estudiar el comportamiento de curvas de presión capilar, y para inferir características de geometría de poros. En Además, O'Meara et al. mostró que los datos de presión capilar de inyección de mercurio de Los sistemas de agua-aceite (normalizados usando la función J de Leverett) son en buena concordancia con las curvas de presión capilar fuertemente mojadas por agua obtenidas por otros métodos [ 111. Los sistemas agua-aceite-roca, sin embargo, exhiben amplias variaciones de mojabilidad

que juegan un papel decisivo en el comportamiento de las curvas de presión capilar. Por lo tanto, cuando los datos de inyección de mercurio se normalizan para representar sistemas agua-aceite, se debe considerar el estado de humectabilidad.

El método de inyección de mercurio ha **dos** desventajas:

- (1) después de inyectar mercurio en un núcleo, eso No puede ser usado para cualquier otra prueba porque el mercurio no se puede eliminar de forma segura, y
- (2) vapor de mercurio es tóxico, entonces Deben seguirse estrictas precauciones de seguridad al utilizar mercurio.

A realizar una prueba, un el núcleo se limpia, se seca y el volumen de poros y la permeabilidad **son** determinado. Si se utilizan líquidos en el núcleo, se seca una vez más antes de la presión capilar **es** determinado. El núcleo se coloca en la cámara de muestra del equipo de inyección de mercurio (Figura 5.11). Se vacía la cámara de muestra y se inyectan cantidades incrementales de mercurio mientras se registra la presión requerida para la inyección de cada incremento. Se grafican los volúmenes de poros incrementales de mercurio inyectado como un función de la presión de inyección para obtener la curva de presión capilar de inyección (Figura 5.12, curva 1). Cuando el volumen de mercurio inyectado alcanza un límite Con Respeto a

aumento de presión (**S-**), un curva de presión capilar de extracción de mercurio puede obtenerse disminuyendo la presión en incrementos y registrando el volumen de mercurio extraído (Figura 5,12, curva 2). Un limite se acercará donde el mercurio deje de ser extraído **como** la presión se acerca a cero (**S<sub>wmh</sub>**). Se obtiene una tercera curva de presión capilar Si

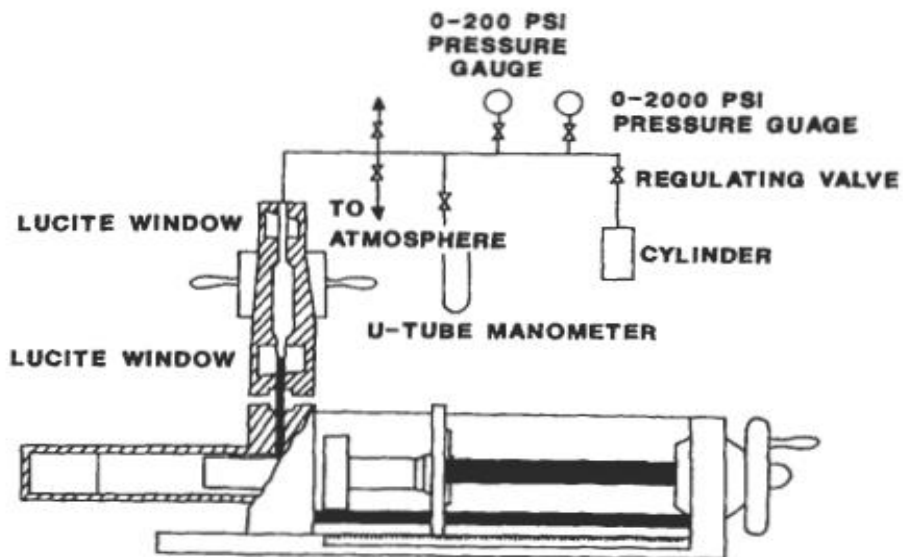
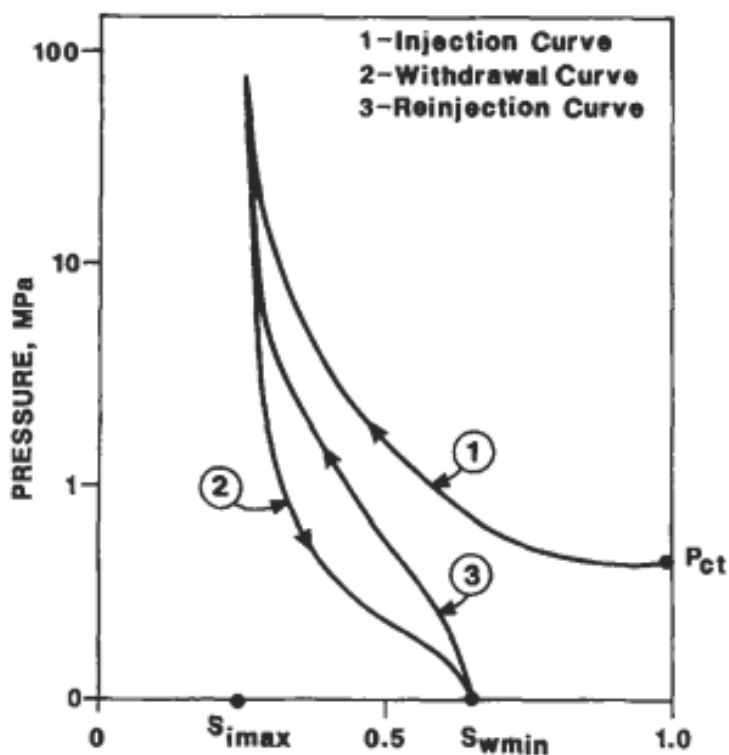


Figura 5.11. Equipo para mercurio Inyección Capilar medición de presión.



SATURACIÓN DE MERCURIO, % PV

**Figura 5.12.** Curvas de presión capilar de mercurio-gas que muestran el cuve de inyección inicial con su presión umbral y el bucle de histéresis. Tenga en cuenta que se requieren vev altas presiones para mercurio inyección.

El mercurio se reinyecta aumentando la presión de forma incremental de cero a la máximo presión en  $S_{imax}$  (Figura 5,12, curva 3).

El circuito cerrado de las curvas de extracción y reinyección (2 y 3, Figura 5.12) es el circuito de histéresis de presión capilar característica. Mercurio es un fluido no humectante por lo tanto, el circuito de histéresis exhibe un presión positiva para todas las saturaciones, es decir, el circuito de histéresis está por encima de la línea de presión cero [ 121].

Para transponer los datos de inyección de mercurio para representar curvas de presión capilar agua<sup>41</sup> o agua-aire, los datos de presión capilar de mercurio se normalizan utilizando la función J de Leverett:

$$J = \frac{P_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (5.20)$$

where:  $\sigma_{Hg} = 480 \text{ N}(10^{-3})/\text{m}$   
 $\theta = 140^\circ$   
 $k = \text{darcies}$

$$\frac{P_{cw-o}}{\sigma_{w-o} \times \cos(0^\circ)} = \frac{P_{cw-a}}{\sigma_{w-a} \times \cos(0^\circ)} = \left( \frac{P_{cHg}}{\sigma_{Hg} \times \cos(140^\circ)} \right) (k/\phi)^{1/2} \quad (5.21)$$

(5,20)

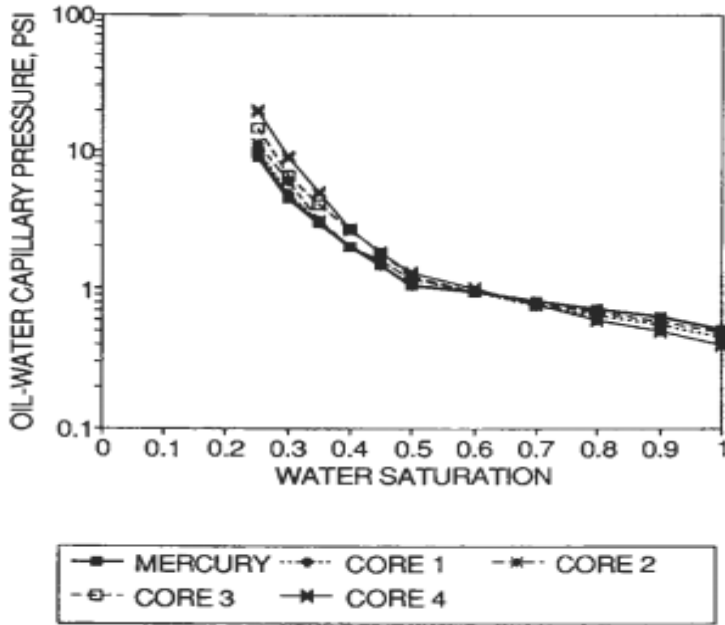


Figura 5.13. Drenaje de aceite-agua nos. mercurio, normalizado con  $k / @$ .

La presión capilar transpuesta de los datos de mercurio para representar agua sistemas húmedos, agua-aceite o agua-aire ( $p_{cww}$  p, +) se puede obtener de la ecuación 5.21. O'Meara y col. mostró la estrecha correspondencia que se puede obtener entre las curvas de presión capilar de mercurio normalizadas con función J y las curvas obtenidas para sistemas de agua-aceite utilizando una centrífuga (Figura 5.13) [ 111. Las muestras centrales descritas en Figura 5.13 son núcleos de arenisca limpios tomados de un intervalo de un pie.

Ya que eso Es una práctica aceptada considerar que el ángulo de contacto para un sistema aire-agua es igual a cero, se puede usar esto para obtener una relación entre el ángulo de contacto y la saturación de los sistemas agua-aceite de la siguiente manera:

$$\cos \theta_{a-w} = 1.0 = \left( \frac{p_{c-aw}}{\sigma_{aw}} \right) \left( \frac{r}{2} \right) = f(S_w) \tag{5.22}$$

$$\cos \theta_{o-w} = \left( \frac{p_{c-ow}}{\sigma_{ow}} \right) \left( \frac{r}{2} \right) = f(S_w) \tag{5.23}$$

$$\cos \theta_{o-w} = \left( \frac{p_{c-ow}}{\sigma_{ow}} \right) \left( \frac{p_{c-aw}}{\sigma_{aw}} \right) = f(S_w) \tag{5.24}$$

se obtiene utilizando la Ecuación 5.23. El radiodel presiones capilares en cada saturación de  $S_w = 1.0$  a  $S_w = S_i$ , se obtiene, y el ángulo de contacto para un sistema agua-aceite en un medio poroso poderluego se representará gráficamente en función de la saturación de la fase de humectación. Implícito en la ecuación 5.24 es la suposición de que el tamaño de los poros es lo mismo para una saturación de fase de humectación dada del dos fluidos [ 13, 141,

**EJEMPLO**

los siguiendo los datos de presión capilar de inyección de mercurio fueron adquirido de un núcleo de piedra arenisca con  $k = 26$  mD y  $\phi = 12\%$ . Calcule las presiones capilares de agua correspondientes para un sistema fuertemente mojado por agua Si la tensión interfacial agua-aceite es  $36$  mN / m.

**Mercurio-Aire**

S (Hg)	S (aire)	P, (Hg-aire)
0,05	0,95	4.1
0.40	0,60	8. 3
0,50	0,50	34. 5
0,55	0,45	82,7
0,60	0.40	144,8
0,65	0,35	220,6

**SOLUCIÓN**

$$= (36 \times 1.0) \times (480 \times 0,766)$$

$$= 1,44 \times P, \text{ (Hg)}$$

**Agua-Aceite**

S (aceite)	S (agua)	P, (agua-aceite)
0,05	0,95	5.9
0.40	0,60	12,0
0,50	0,50	49,7
0,55	0,45	119,2
0,60	0.40	208,7
0,65	0,35	318.0



## CENTRÍFUGO MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR

### LABORATORIO PROCEDIMIENTO

El procedimiento de centrifugación que se usa ahora en general fue introducido por Slobod et al. en 1951 [15]. El núcleo se coloca en un tubo que contiene un tubo extendido calibrado de diámetro pequeño donde los fluidos se desplazan desde se recogen el núcleo por fuerza centrífuga (Figuras 5.14 y 5.15). El procedimiento paso a paso fue presentado por Donaldson et al. [16].

1. El núcleo pesado y medido está saturado con salmuera al vacío, y luego se volvió a pesar para determinar el peso de salmuera saturando el núcleo ( $w_b$ ). El volumen de salmuera en el núcleo saturado ( $V_w$ ) se determina dividiendo el peso de la salmuera por su densidad, y la porosidad se determina dividiendo el volumen de agua en el núcleo saturado por el volumen total de el núcleo ( $v_b$ ):  

$$V_w = \frac{W_b}{\rho_w}$$

$$\rho = \frac{V_w}{v_b}$$
2. El núcleo se coloca en el soporte del núcleo, que luego se llena con petróleo para cubrir el núcleo. El titular del núcleo es medido en el escudo de la centrifuga y luego adjunto a la centrifuga brazo.

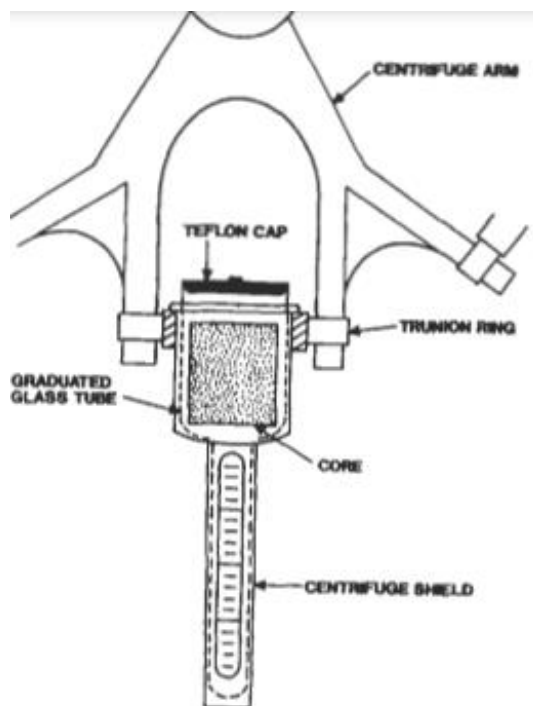
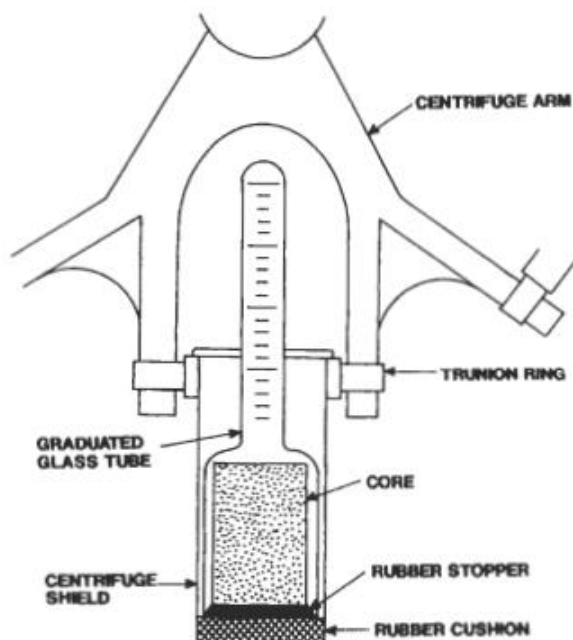


Figura 5.14. Posición de núcleo y núcleo más audaces en una centrifuga para medida de *oikisplaeingwater capUaty presión curvas FISOLDADO AMERICANO.*



**Figura 5.15. Posiciones de núcleo y núcleo más audaces en una centrifugadora para medición de las curvas de presión capilar de aceite con desplazamiento de vatios [I 61.**

3. Cuando el rotor es lleno de soportes de núcleos que contienen núcleos colocados en lados opuestos, la tapa de la centrífuga está bloqueada y la velocidad de rotación (revoluciones por minuto) es aumentado en incrementos. A cada velocidad incremental, se mide la cantidad de fluido desplazado a intervalos sucesivos hasta que se detiene el desplazamiento de fluido. Este proceso continúa hasta que no se desplaza más fluido cuando se aumenta la velocidad de rotación. Se considera que este punto representa un volumen estabilizado de agua desplazada y, por tanto, la saturación de fluido irreducible de el núcleo que se calcula a partir de la cantidad de agua desplazada por el petróleo. La presión capilar asociada con el desplazamiento del agua por petróleo (curva 1, Figura 5.16) se calcula a partir de la fuerza centrífuga como se describe en el siguiente paso.
4. El núcleo que contiene petróleo y el agua en la saturación irreducible se extrae del porta-núcleo y se coloca en otro porta-núcleo similar y se llena con agua hasta que el núcleo está completamente sumergido en la salmuera. Este procedimiento debe realizarse lo más rápido posible para evitar pérdidas de fluido por evaporación durante el período de transferencia. Luego, los porta-núcleos se ensamblan en el rotor de la centrífuga con el extremo graduado apuntando hacia el centro de la centrífuga para la recolección de aceite, que será desplazado por el agua (Figura 5.15). Los núcleos se centrifugan una vez más en incrementos

5.16.  
de  
de

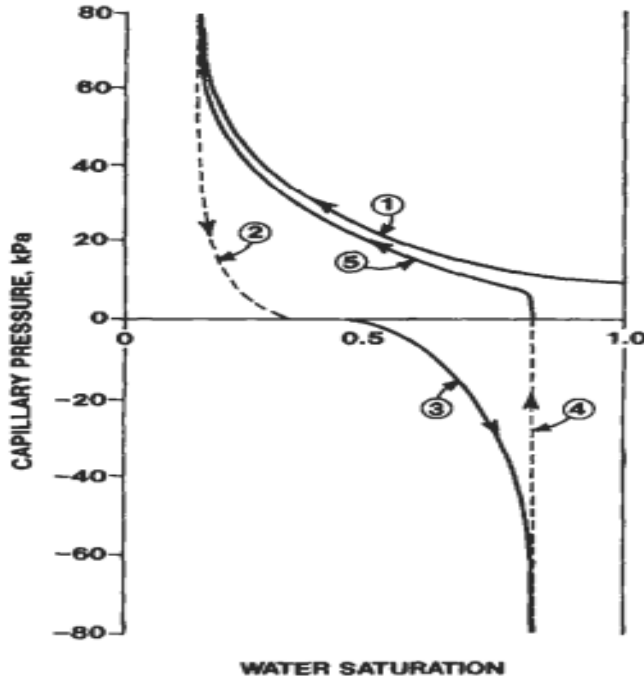


Figura  
Curvas  
presión  
capilar

centrífuga datos. Curvas 2 y 4 show la ruta estimada porque normalmente no se pueden determinar por centrífugo.

velocidades de rotación hasta *petróleo* ya no se puede desplazar del núcleo. Este es el punto de saturación de agua correspondiente al residuo *petróleo* saturación de el núcleo ( $S_{wor} = 1.0 - S_{r,n}$ ). Las velocidades de rotación incrementales y el aceite desplazado se utilizan para calcular la curva de presión capilar negativa 3 (Figura 5.16).

5. El núcleo, que ahora está en una saturación igual a *Espada* es colocado en otro soporte de núcleo bajo aceite y el desplazamiento de a *Si*, se lleva a cabo como se describe para el primero desplazamiento de agua por *petróleo*. La curva obtenida de este correr es curva 5 (Figura 5.16). Curvas 2 y 4 no se puede obtener con el equipo disponible actualmente utilizando el método de centrifugación.

La fuerza centrífuga que afecta al núcleo varía a lo largo del núcleo. Por lo tanto, la presión capilar y la saturación de agua varían a lo largo de toda la longitud de el núcleo (Figura 5.17). La presión capilar en cualquier posición del núcleo es igual a la diferencia en presión hidrostática entre el *dos*fases (desarrolladas por la fuerza centrífuga). La saturación de agua medida a cada velocidad de rotación incremental es la saturación promediode el núcleo en ese momento de medición.

## SUSCRIPCIONES

a	actual
C	sección transversal, corregida
D	registro de densidad
e	intercambio, efectivo
F	fractura
fm	zona de filtrado de lodo
g	gas
gr	grano
im	intermatriz
m	matriz
n	registro de neutrones
O	aceite, original
S	estancamiento
sd	arena
sh	esquisto
shd	arcillas dispersas
t	cierto
w	agua o solución
wo	zona enrojecida

## SÍMBOLOS GRIEGOS

$\mu$	viscosidad
$v$	coeficiente de reparto
$\rho$	densidad
$\rho_b$	Densidad a Granel
$\rho_f$	densidad del fluido
$\rho_m$	densidad de matriz
$\rho_{ma}$	desviación estándar de la distribución de
$\sigma_2$	tamaño de grano log2
$\tau$	tortuosidad
$\phi$	porosidad
$\phi_{ch}$	porosidad asociada con canales
$\phi_D$	densidad de porosidad del registro
$\phi_e$	porosidad efectiva
$\phi_n$	porosidad del registro de neutrones
$\phi_N$	porosidad de registro sísmico
$\phi_s$	porosidad del lecho de arena
$\phi_{sd}$	porosidad asociada con trampas
$\phi_{tr}$	

## REFERENCIAS

1. Pirson, S. J. Manual de análisis de registros de pozos. Prentice-Hall, 1963, 326 págs.
2. Archie, G. E. "El registro de resistividad eléctrica como ayuda para determinar algunas características del yacimiento". Trans. AZME, vol. 146, 1942.
3. Hilchie, D. W. "Una nueva ecuación de resistividad del agua versus temperatura". la Log Analisis, julio-agosto. 1984, págs. 20-21.
4. Worthington, AE, Hedges, JH y Pallat, N. "Directrices de la SCA para la preparación de muestras y la medición de la porosidad de la muestra de resistividad eléctrica - Parte I: Directrices para la preparación de salmuera y la determinación de la resistividad de la salmuera para su uso en mediciones de resistividad eléctrica", 7be Log AnaZyst, SPWLA, enero-febrero. 1996, págs. 20-28.
5. Dusenbery, R. A. y Osoba, J. S. "Determinación de la resistencia al agua de formación utilizando propiedades de lutita". Soc. Gasolina. Eng., Documento 15030, Petróleo y recuperación de la cuenca pérmica Conf., Midland, TX, 13-14 de marzo de 1986.
6. Calhoun, J. C., Jr. Fundamento de Ingeniería de Yacimientos, 4ª ed. Prensa de la Universidad de Oklahoma, Norman, 1960, 426 págs.
7. Cornell, D. y Katz, D. L. "Flujo de gases a través de medios porosos consolidados". Znd. Ing. Chem., Vol. 45, 1953.
8. Wyllie, M. R. J. y Gardner, G. H. F. "La ecuación generalizada de Kozeny-Carman". Petroleo mundial, marzo de 1958.
9. Rosales, C. P. "Sobre la relación entre el factor de resistividad de la formación y la porosidad". Soc. Gasolina. Ing. J, agosto de 1982.
10. Chilingarian, G. V. "Relación entre porosidad, permeabilidad y distribución granulométrica de arenas y areniscas". En: L. M. J. U. van Straaten (Ed.), Depósitos marinos deltaicos y poco profundos, Z. Elsevier Sci. Publ., Amsterdam, 1964, págs. 71-75.
11. Rosales, C. P. "Generalización de los factores de resistividad de formación de la ecuación de Maxwell". J Petrol. Tech., Julio de 1976.
12. Timur, A., Hemkins, W. B. y Worthington, A. E. "Dependencia de porosidad y presión del factor de resistividad de la formación para areniscas". Proc. Canadian Well Logging SOC., 4th Formation Evaluation., Calgary, 9-10 de mayo de 1972.
13. Anderson, W. G. "Efecto de la humectabilidad sobre las propiedades eléctricas de los medios porosos". J Pet. Tech., Diciembre de 1986, págs. 1371-1378.
14. Sweeney, S. A. y Jennings, H. Y. "Efecto de la humectabilidad sobre la resistividad eléctrica de la roca carbonatada de un yacimiento de petróleo". J Phys. Chem., Vol. 64, mayo de 1960, págs. 551-553.
15. Longeron, D. G., Argaud, M. J. y Feraud, J. P. "Efecto de la presión de sobrecarga, la naturaleza y la distribución microscópica de los fluidos sobre las propiedades eléctricas de las muestras". SOC. Gasolina. Ing. documento 15383, 1986.

16. Lewis, M. G., Sharma, M. M. y Dunlap, H. F. "Efecto de humectabilidad y esfuerzos exponentes de saturación y cementación ". SPWLA 29th Ann. Symp de registro., Artículo K, 5-8 de junio de 1988.
17. Soendena, E., Brattel, F., Kolltvelt, K. y Normann, H. P. "Una comparación entre los datos de presión capilar y el exponente de saturación obtenidos en condiciones ambientales y en condiciones de yacimiento". SOC. Gasolina. Ing. papel 9592,64thAnn. Conf., San Antonio, Texas, 8-11 de octubre de 1989, págs. 213-225.
18. Aguilera, R. Reservorios naturalmente fracturados. Gasolina. Pub. Co., Tulsa, 1980, 703 págs.
19. Hutchinson, C. A., Dodge, C. F. y Polasek, T. L. : "Identificación y predicción de irregularidades en los yacimientos que afectan las operaciones de producción". Soc. Gasolina. Ing. J. Petrol. Tech., Marzo de 1961.
20. Principios de interpretación de registros de Schlumberger, Inc.. Servicios educativos de Schlumberger, Houston, TX, 1972.
21. Poupon, A., Loy, M. E. y Tixier, M. P. "Una contribución a la interpretación de registros eléctricos en arenas arcillosas". Soc. Gasolina. Ing. J. Gasolina. Tech., Junio de 1954.
22. Poupon, A. y Gaymard, R. "La evaluación del contenido de arcilla de los troncos". SOC. Prof. Well Log Anal. (SPWLA) Symp., 1970.
23. de Witte, L. "Relaciones entre resistividades y contenido fluido de rocas porosas". Petróleo y gas J. 24 de agosto de 1950.
24. Wilson, M. D. "Origen de las arcillas que controlan la permeabilidad en arenas de gas compactas". J Petrol Tech., Diciembre de 1982, págs. 2871-2876.
25. Katahara, K. W. "Respuesta del registro de rayos gamma en arenas arcillosas". Analista de registros, SPWLA, julio-agosto. 1995, págs. 50-56.
26. Hilchie, D. W. Interpretación aplicada de registros de pozo descubierto para geólogos e ingenieros. D. W. Hilchie Inc .. Golden, CO, 1982, 380 págs.
27. Iarinov, V. V. "Radiometría de pozo". Neclra, Moscú, 1969.
28. Waxman, M. H. y Smits, L. J. H. "Conductividades eléctricas en arenas de lutitas petrolíferas". Soc. Gasolina. Ing. J, junio de 1968, págs. 107-122; Trans. AZME, vol. 243.
29. Hoyer, W. A. y Spann, M. M. "Comentarios sobre la obtención de propiedades eléctricas precisas de los núcleos". SOC. Prof Well Log. Anal. (SPWLA) Symp., 4-7 de junio de 1975.
30. Mortland, M. M. y Mellow, J. L. "Valoración conductimétrica de suelos para determinar la capacidad de intercambio catiónico". Proc. Ciencia del suelo. SOC. Am., Vol. 18, 1954, pág. 363.
31. Waxman, M. H. y Thomas, E.C. "Conductividades eléctricas en arenas arcillosas-I. La relación entre la saturación de hidrocarburos y el índice de resistividad; 11. El coeficiente de temperatura de la conductividad eléctrica. "J Gasolina. Tech., Febrero de 1974, págs. 213-225; Trans. AZME. Vol. 257, 1974, págs. 213-225.
32. Keelan, D.K. y McGinley, D.C. "Aplicación de la capacidad de intercambio catiónico en el estudio de la arena de Shannon de Wyoming". SOC. Prof. Well Log Anal. (SPWLA), 3-6 de junio de 1979.

## REFERENCIAS 311

33. Bush, D. C. y Jenkins, R. D. "Hidratación adecuada de arcillas para determinaciones de propiedades de rocas". J Petrol. Tech, julio de 1970, págs. 800-804.
34. SOC. Prof. Well Log Anal. (SPWLA). Sbaly Sand. Reimpresión, julio de 1982.
35. Ferd, W. H. "Avances en el registro de pozos y la interpretación del registro de pozos". Proc. XI Mundial de gasolina. Bacalao. Londres, artículo de revisión No. RP-4, 2 de septiembre de 1983.
36. Worthington, P. F. "La evolución de los conceptos de arena arcillosa en la evaluación de yacimientos". Log Analyst, enero-febrero. 1985, págs. 23-40.
37. Fertl, W. H. "Evaluación derivada de log del yacimiento arcilloso clástico". J Petrol. Tech., Febrero de 1987, págs. 175-194.
38. Ruhovets, N. y Fertl, W. H. "Análisis digital de arenas arcillosas basado en el modelo de Waxmar- Herrera y tipificación de arcilla derivada de registros". Trans. SAID / SPWLA Europa Symp., París, 1981.
39. Berilgen, B. W., Sinha, A. K. y Fertl, W. H. "Estimación de la productividad de Lobo 6 Sand (Lower Wilcox, TX) mediante la identificación de arcillas diagenéticas utilizando datos de registros de pozos". SOC. Gasolina. Ing. Documento n° 14278, SPE Ann. Tech. Conf., Las Vegas, 22-25 de septiembre de 1985.
40. Howard, J. J. "Arcillas de capas mixtas en lutitas y areniscas interlaminaadas del Eoceno". Proc. Ana. Conf. AAPG / SEPM Houston, TX, 1-4 de abril de 1979.
41. Anderson, G. Coring and Core Analysis Handbook. Petroleum Publ. Co., Tulsa, OK, 1975.
42. Bell, H. J. "Los núcleos orientados guían la reurbanización de Eliasville". Gasolina. Ing. Int .. Vol. 38, diciembre de 1979.
43. Archer, J. S. y Wall, C. G. Principios y práctica de ingeniería petrolera. Graham y Trotman, Londres, 1986, 362 págs.
44. Kersey, D. G. "Coring". Petróleo mundial, enero de 1986.
45. Keelan, D. K. "Análisis básico para la ayuda en la descripción del yacimiento". Soc. Gasolina. Eng. J Gasolina. Tech., Noviembre de 1982, págs. 2483-2491.
46. Gatlin, C. Ingeniería petrolera: perforación y terminación de pozos. Prentice-Hall, 1960, 241 págs.
47. Schlumberger, Inc. Interpretación de registros: principios / aplicación. Servicios educativos de Schlumberger. Houston, TX, 1987, 198 págs.
48. Helander, D. P. Fundamentos de la evaluación de la formación. Petroleo 13 Gas Consultas Publ., Tulsa, OK, 1983, 332 págs.
49. Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. y Gardner, G. H. F. "Una investigación experimental de los factores que afectan las velocidades de las ondas elásticas en medios porosos." Geofísica, SOC. de Geofísica de exploración., Vol. 23, núm. 3, julio de 1958, págs. 459-493.
50. Wilson, D. A. y Hensel, W. M., Jr. "El análisis de registros informáticos más el análisis de núcleos equivale a una evaluación de formaciones mejorada en la Unidad West Howard-Glasscock". SOC. Motor de gasolina J Gasolina. Tech., Enero de 1978, págs. 43-51.

**312      PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO**

51. Osbome, C. K. y Hoga, C. A. "Corecomp-Una aplicación práctica del análisis de núcleos". Curso corto de Petróleo del suroeste, Texas Tech. U., Lubbock, abril de 1972.
52. Sneider, R. M., Tinker, C. N. y Richardson, J. G. " Geología de yacimientos de areniscas". SOC. Gasolina. Ing. Ana. Conf., Nueva Orleans, 26-29 de septiembre de 1982, notas breves del curso.
53. Elins, L. F. "Evaluación". En: Determinación de la saturación de aceite residual. Comisión Interstate Oil Compact, Oklahoma City, 1978, págs. 177-254.
54. Fed, W. H. y Hammack, G. W. "Una mirada comparativa a los cálculos de saturación de agua en arenas arcillosas", Trans., SPWLA, artículo R, 1971.
55. Bassiouni, 2. Teoría, medición e interpretación de registros de pozos, serie de libros de texto de la SPE, vol. 4 de 1994.



# CAPILAR

# PRESIÓN

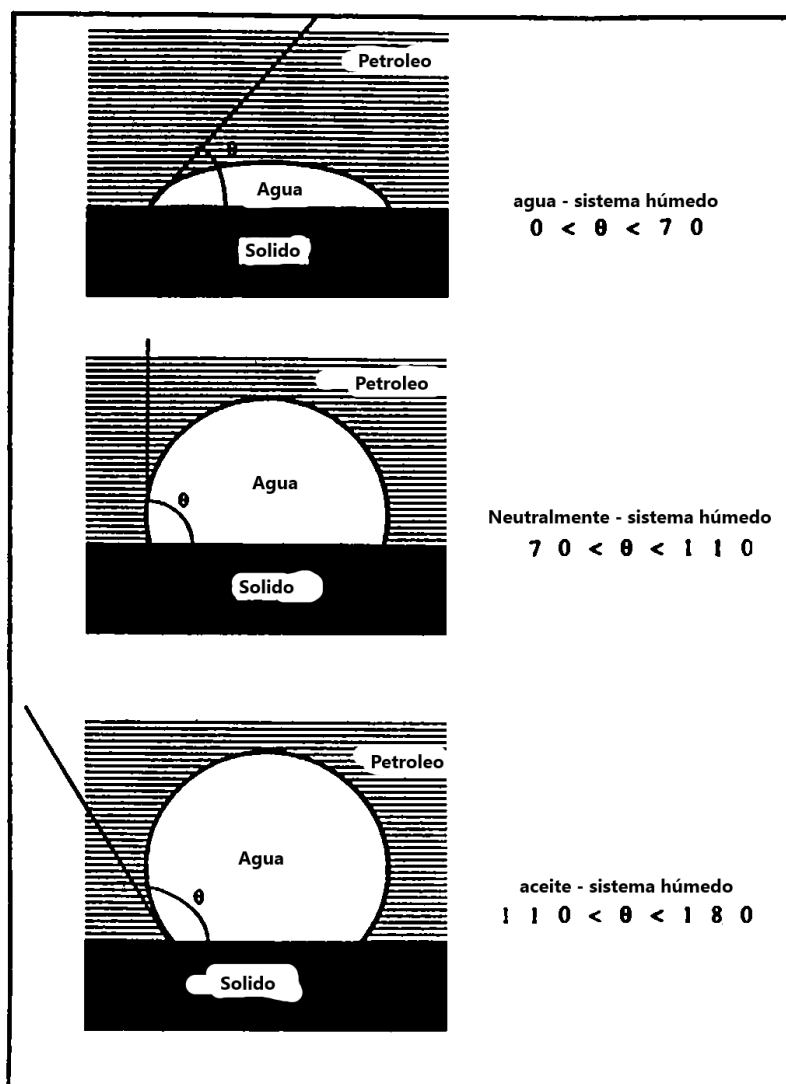
## PRESION CAPILAR

La presión capilar es la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de una interfaz curva en equilibrio. La curvatura de la interfaz es consecuencia del humedecimiento preferencial de las paredes capilares por una de las fases. La figura 5.1 ilustra varias condiciones de humectación. En la Figura 5.1a, se muestran dos fluidos inmiscibles en contacto con un capilar. El agua moja las paredes del capilar, pero el aceite no moja y descansa sobre una fina película del fluido humectante. La presión dentro del fluido no humectante es mayor que la presión en el fluido humectante y, en consecuencia, la interfaz entre los fluidos es convexa curvada con respecto al fluido no humectante. La presión capilar se define como la diferencia de presión entre las fases no humectante y humectante:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (5.1.)$$

En la Figura 5.1b, los dos fluidos humedecen las paredes del capilar en la misma medida y la presión de cada fluido es la misma. Por lo tanto, la interfaz entre los fluidos inmiscibles es recta ( $-90^\circ$ ) y la presión capilar es igual a cero. Si la presión en el agua es mayor que en el aceite, la curvatura de la interfaz se dirige hacia el aceite y la presión capilar es positiva (Figura 5.1c).

Los radios de curvatura entre el agua y el aceite en los poros de la roca son funciones de la humectabilidad, las saturaciones de agua y aceite, la geometría de los poros, la mineralogía de las paredes de los poros y el historial de saturación del sistema. Por lo tanto, los radios de curvatura y el ángulo de contacto varían de un poro a otro, y se aplican las propiedades macroscópicas promedio de la muestra de roca.



**Figura 5.1.** Varias condiciones de humectación que pueden existir para el agua y el aceite en contacto en un capilar, utilizando el método del ángulo de contacto.

### DERIVACIÓN DE LA ECUACIÓN DE PRESIÓN CAPILAR

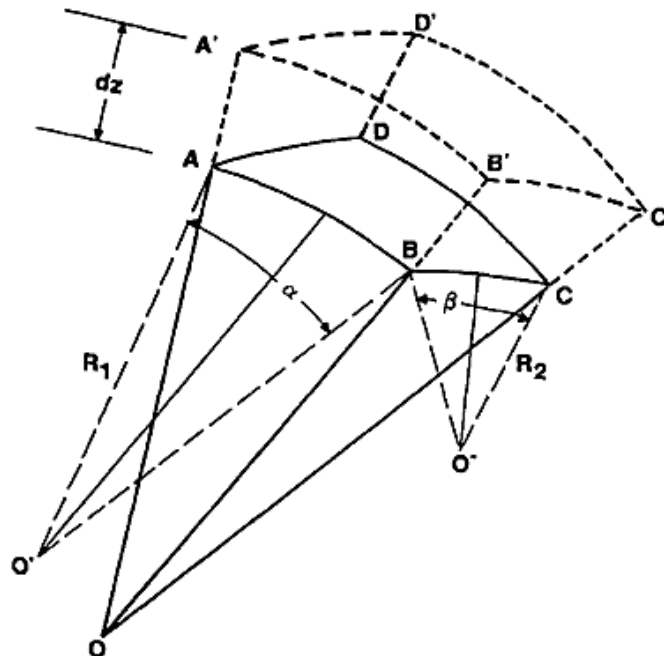
Una propiedad fundamental de los líquidos es la tendencia a contraerse y ceder la menor superficie posible, produciendo una forma esférica en pequeñas gotas. La explicación de este comportamiento puede ilustrarse como un desequilibrio de las fuerzas de atracción moleculares en la superficie de un líquido. Considere un líquido que coexiste con un gas: las moléculas en el interior están rodeadas por otras en todos los lados, sometiéndolas a una atracción molecular uniforme en todas las direcciones. En la superficie, sin embargo, las moléculas son atraídas hacia adentro y por todos los lados, pero no hay atracción hacia afuera para equilibrar el tirón hacia adentro de las moléculas de la superficie. Este desequilibrio de fuerzas hace que la superficie se contraiga al área más pequeña posible y produce una tensión superficial expresada en newtons por metro. Se debe trabajar para extender la superficie en oposición a la tensión superficial.

forzando moléculas desde el interior hacia la superficie. Esto indica que hay energía libre asociada con la superficie que tiene las mismas dimensiones como la tensión superficial. La presión capilar está relacionada con la curvatura de la interfaz por la expresión desarrollada por Plateau y aplicada a medios porosos por Leverett [1,2]. Considere un segmento de la superficie interfacial que separa dos fluidos con una diferencia de presión a través de la interfaz, produciendo un curvilíneo rectángulo como se ilustra en la Figura 5.2. Ambos centros de curvatura están en el mismo lado, por lo tanto,  $R_1$  y  $R_2$  son positivos.

El trabajo realizado en la expansión de la superficie, aumentando la presión en el lado convexo, es el trabajo contra la tensión superficial. Las longitudes de los arcos en los lados aumentan de  $L_1$  a  $L_1 + (L_1 / R_1) (dz)$  y de  $L_2$  a  $L_2 + (L_2 / R_2) (dz)$ . El área de la superficie original (ABCD) se expande a la superficie A'B'C'D' donde:

$$\text{Area ABCD} = L_1 \times L_2 \tag{5.2}$$

$$\begin{aligned} \text{Area A'B'C'D'} &= \left[ L_1 + \left( \frac{L_1}{R_1} \right) dz \right] \times \left[ L_2 + \left( \frac{L_2}{R_2} \right) dz \right] \\ &= L_1 L_2 \times \left( 1 + \frac{dz}{R_1} + \frac{dz}{R_2} + \frac{dz^2}{R_1 R_2} \right) \end{aligned} \tag{5.3}$$



**Figura 5.2.** Radios de curvatura de la interfaz entre dos fluidos. El trabajo está hecho en la interfaz para expandir la superficie contra la tensión interfacial.

314 **PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO**

Descuidar el pequeño plazo  $dz^2/R_1R_2$ , el aumento en el área es igual a:

$$A'B'C'D' - ABCD = L_1L_2 \times dz \times \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (5.4)$$

El trabajo isotérmico  $[(N / m) \times m^2 = Nm]$  requerido para expandir el área contra la tensión superficial es:

$$\text{Trab (1)} = \sigma(L_1L_2 \times dz) \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (5.5)$$

El trabajo isotérmico realizado por el aumento de presión para hacer avanzar la superficie una distancia  $dz$  es igual a:

$$\text{Trab (2)} = p(L_1L_2 \times dz) \quad (5.6)$$

Al igualar las dos cantidades de trabajo y cancelar los términos comunes se obtiene la presión capilar en función de la tensión interfacial y los radios de curvatura [2]:

$$P_c = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (5.7)$$

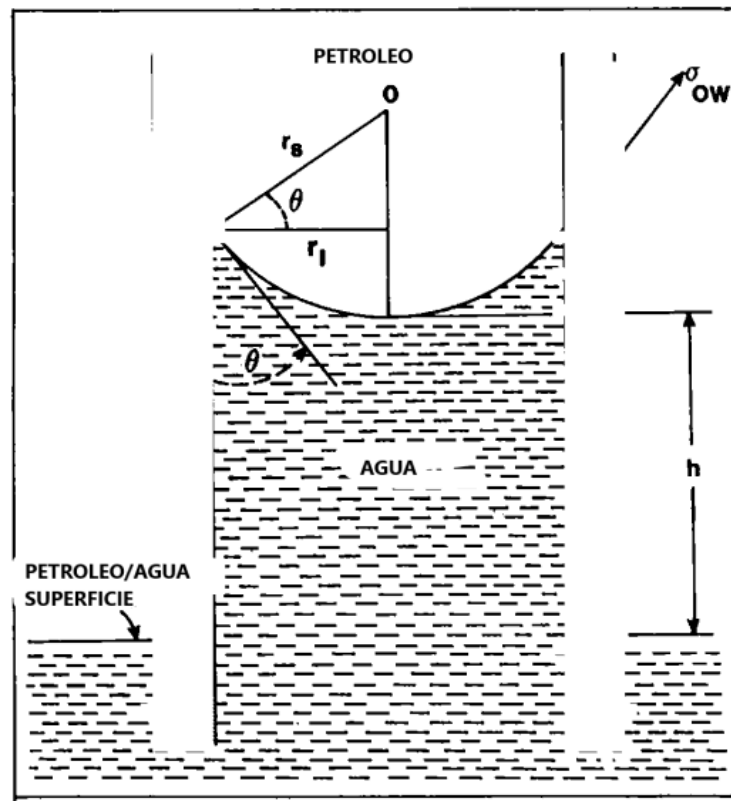
Cuando se considera un medio poroso,  $R_2$  en la ecuación 5.7 puede ser negativo por lo tanto, la ecuación más general para el capilar la presión es:

$$P_c = \sigma \left( \frac{1}{R_1} \pm \frac{1}{R_2} \right) \quad (5.8)$$

Si los radios de curvatura son iguales (en un tubo capilar, por ejemplo), La ecuación 5.8 se reduce a:

$$P_c = \frac{2\sigma}{R} \quad (5.9)$$

Se puede utilizar el caso especial de la ecuación Plateau (Ecuación 5.9) derivar una relación de la geometría interfacial de un fluido humectante en un capilar. La figura 5.3 es una vista exagerada de un tubo capilar que contiene agua como fase humectante en contacto con un fluido no humectante (gas o petróleo). El radio de la interfaz esférica es mayor que el radio de la capilaridad.



**Figura 5.3.** subida capilar de agua en un tubo capilar húmedo con agua.

Capilar, y los dos radios están relacionados por el coseno del ángulo de contacto de la siguiente manera:

$$\cos \phi = \frac{r_c}{R_{si}} \quad (5.10)$$

Donde:

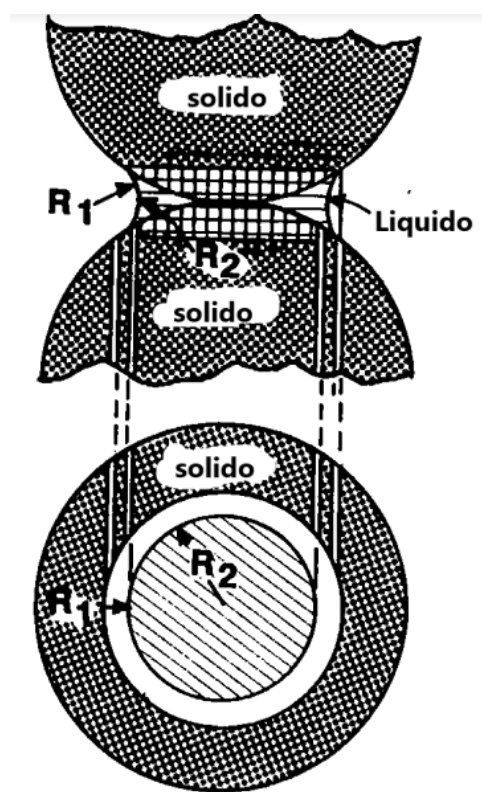
$r_c$  = radio del tubo capilar

$R_{si}$  = radio de la interfaz esférica

Al sustituir  $R_{si}$  5.14 se obtiene la expresión de la presión capilar en términos de tensión interfacial, ángulo de contacto y radio del tubo capilar

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \quad (5.11)$$

Las observaciones microscópicas de fluidos inmiscibles utilizando perlas de vidrio y granos de arena han establecido el complejo aspecto geométrico de los contactos líquido-líquido. Figura 5.4 un esquema de un sistema de tres fases (agua - aceite - roca) en equilibrio. La curvatura del límite interfacial fluido es una función del tamaño de grano, volumen intersticial,



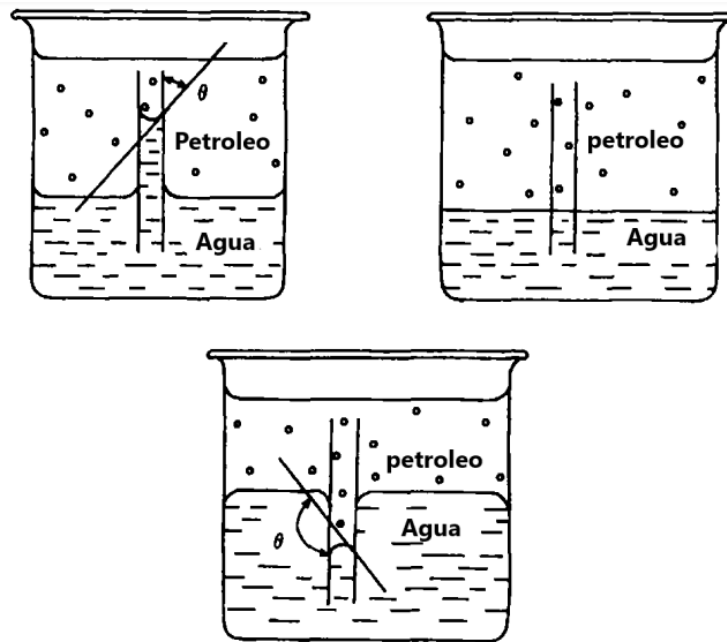
**Figura 5.4.** Sistema trifásico mojado por agua en equilibrio que muestra los radios de curvatura interfacial.

saturación de fluidos y tensión superficial. El ángulo de contacto ( $\phi$ ) entre la interfaz del líquido y el sólido, medido a través de la fase más densa, es función de las características de humectación relativa de los dos fluidos con respecto al sólido. La Figura 5.4 ilustra las formas típicas de la interfaz y el ángulo de contacto cuando la fase de humectación preferencial ubicada entre los granos sólidos tiene una saturación baja. Cuando los radios de curvatura tienen sus centros de rotación en el mismo lado de la interfaz, son positivos, pero cuando los radios están en lados opuestos, como se muestra en la Figura 5.4,  $R_1$  es positivo y  $R_2$  es negativo [3, 41]. El radio de curvatura en el lado de la interfaz ocupado por el fluido de humectación preferencial recibe un signo negativo [5-8].

### SUBIDA CAPILAR

Cuando se inserta un tubo capilar debajo de la interfaz de un sistema de dos fases, el menisco de los fluidos inmiscibles en el capilar será:

- (1) cóncava con respecto a la fase más densa, que se elevará por encima de la interfaz entre los dos líquidos fuera del capilar;
- (2) directamente a través del capilar y nivelado con la interfaz de fluidos a granel; o
- (3) convexo con respecto a la fase más densa y debajo de la interfaz de fluidos a granel como se ilustra en la Figura 5.5.



**Figura 5.5.** Meniscos de capilares con diferentes humectabilidades.

La forma y altura del menisco depende de las magnitudes relativas de las fuerzas cohesivas moleculares y de las fuerzas adhesivas moleculares entre los líquidos y las paredes del capilar. El líquido más denso moja al sólido preferentemente cuando el ángulo de contacto es menor de  $90^\circ$  (Figura 5.5a). Cuando el ángulo de contacto es  $0^\circ$ , las fuerzas moleculares se equilibran y los dos fluidos humedecen las paredes por igual (Figura 5.5b). Cuando el ángulo de contacto es mayor de  $90^\circ$ , el fluido más denso moja las paredes del capilar en menor medida que el líquido de combate (Figura 5.5c).

El líquido más denso se elevará en el capilar hasta que el peso de la columna de líquido equilibre la diferencia de presión a través del menisco. Considere la superficie del menisco en un tubo circular de radio  $r$ , como un segmento de una esfera con radio  $r_s$ , Figura 5.3. Entonces  $\cos \theta = rc / r_s$ , y la sustitución en la ecuación 5.9 produce la ecuación 5.11.

La fuerza descendente  $W$ , expresada en dinas (una dina es  $1.019716 \times 10^{-3} \text{ g} \times \text{cm} / \text{s}^2$ ) debido a la gravedad, ejercida por la columna cilíndrica (Figura 5.5a) es: Forzar hacia abajo

$$(W - B) = (\rho_w - \rho_o)g_c h \pi r_c^2 \quad (5.12)$$

Donde:

- $\rho_w$  = densidad del agua en  $\text{g} / \text{cm}^3$ ,
- $\rho_o$  = densidad del aceite en  $\text{g} / \text{cm}^3$ , y
- $g_c$  = aceleración gravitacional =  $981 \text{ cm} / \text{s}^2$

Esta fuerza descendente se opone a la fuerza debida a la presión capilar: Vigente hasta

$$F_z = \left( \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \right) \pi r_c^2 \quad (5.13)$$

Al igualar las dos fuerzas se obtiene la ecuación 5.14:

$$P_c = \delta \rho g_c h = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \quad (5.14)$$

donde  $P_c$  se expresa en dinas / cm<sup>2</sup> = mN / m<sup>2</sup> = Pa (10<sup>-1</sup>).

### FUNCIÓN J DE PRESIÓN CAPILAR

Leverett propuso la función J de un yacimiento específico que describe las características heterogéneas de las rocas, de manera más adecuada al combinar la porosidad y la permeabilidad en un parámetro de correlación [2]. La función J explica los cambios de permeabilidad, porosidad y humectabilidad del yacimiento siempre que la geometría general de los poros permanezca constante. Por lo tanto, los diferentes tipos de rocas exhiben diferentes correlaciones de función J. Todos los datos de presión capilar de una formación específica generalmente se pueden reducir a una sola función J frente a la curva de saturación. Esto se ilustra en la Figura 5.6, donde Rose y Bruce prepararon correlaciones de función J para seis formaciones y las compararon con los datos obtenidos de un núcleo de alundum y la correlación de Leverett para una arena no consolidada [91].

La función J puede derivarse por análisis dimensional o por sustitución de la ecuación de presión capilar en la ecuación de Carman-Kozeny [10]. La permeabilidad tiene la dimensión  $L^2$  y la porosidad es adimensional; por lo tanto,  $(k/\phi)^{1/2}$  puede sustituirse por el radio en la ecuación de presión capilar (Ecuación 5.1 1) y reorganizarse de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{\sigma \cos \theta}{(k/\phi)^{1/2}}$$

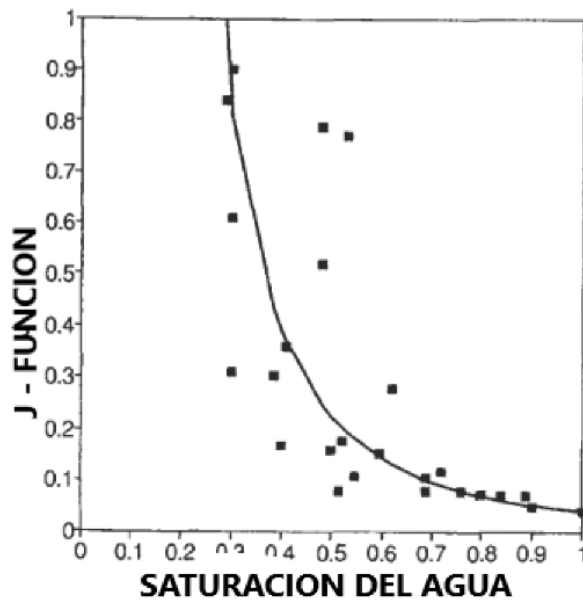
or

$$J = P_c \frac{(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (5.15)$$

Alternativamente, se puede derivar de la ecuación de Carman-Kozeny:

$$u = \left( \frac{\bar{r}_H^2 \phi}{K_z \mu} \right) \left( \frac{\Delta p g_c}{L} \right) \left( \frac{L}{L_c} \right)^2 \quad (5.16)$$





**Figura 5.6.** Comportamiento típico de la función Jr adimensional frente a la saturación para núcleos de arenisca.

aquí:  $K_z$  = constante de Kozeny.

$L$  = longitud del medio poroso, cm.

$L_e$  = longitud de la trayectoria del fluido a través del medio poroso, cm.

$p$  = presión, g / cm<sup>2</sup>.

$R_h$  = radio hidráulico medio, cm.

$u$  = velocidad, cm / s.  $\mu$  = viscosidad, cm/s

$$\frac{\text{dyne} \times \text{s}}{\text{cm}^2} = \text{g/cm} \times \text{s} = \text{Pa} \cdot \text{s}.$$

Reorganizando:

$$\frac{1}{\bar{r}_H} = \left( \frac{\phi \Delta p g_c}{u K_z \mu L_e} \right)^{1/2} = \frac{\phi}{A_s} = \frac{\bar{d}}{4} \tag{5.17}$$

donde:  $A_s$  = área de la superficie de la roca.

$d$  = diámetro medio de los poros.

El radio hidráulico medio ( $r_H$ ) se define como el área de la superficie dividida por la porosidad por centímetro cúbico de muestra. Sustituyendo  $\phi / A_s$  por  $r_H$ , la ecuación de Darcy para la velocidad del fluido y reordenando:

$$\frac{A_s}{\text{ml}} = \left( \frac{981 \phi^3}{K_z k} \right)^{1/2} = \frac{4 \phi}{\bar{d}} \tag{5.18}$$

### 318 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO

donde  $k$  es la permeabilidad absoluta del medio poroso. Sustituyendo la ecuación de presión capilar por el diámetro de poro promedio y reordenando:

$$31.3 = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left( \frac{K_z k}{\phi} \right)^{1/2}$$

o

$$J = \frac{P_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (5.19)$$

Aunque la Ecuación 5.28 se derivó de la física de los equilibrios de fluidos en un tubo vertical recto, se aplica para análisis generales de fenómenos capilares en medios porosos como lo indican las aplicaciones que utilizan la función  $J$ . Por tanto, las evaluaciones de la presión capilar de los medios porosos no incluyen los efectos de la tortuosidad y las constricciones alternas de los poros.

#### EJEMPLO

Los fluidos en un tubo recto tienen una tensión interfacial igual a 32 mN / my exhiben un ángulo de contacto de 80 'y una presión capilar de 5,5 kPa. ¿Cuál es el radio del tubo?

#### SOLUCION

$$\begin{aligned} r_c &= \frac{2\sigma \cos \theta}{P_c} = \frac{2 \times 32 \times 10^{-3} \times 0.174 \text{ N/m}}{5.5 \times 10^3 \text{ N/m}^2} \\ &= 2.02 \times 10^{-6} \text{ m} = 2.0 \mu\text{m} \end{aligned}$$

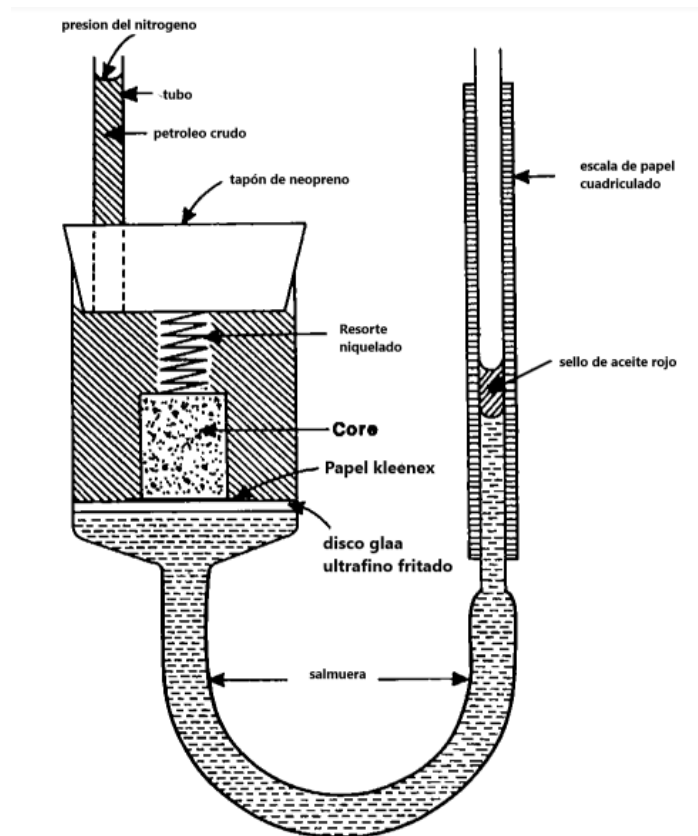
#### MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR CON DISCO SEMIPERMEABLE

La derivación de las ecuaciones de presión capilar hasta ahora se ha basado en un solo tubo capilar uniforme. Los materiales geológicos porosos, sin embargo, están compuestos por poros interconectados de varios tamaños. Además, la humectabilidad de las superficies de los poros varía de un punto a otro dentro de la roca debido a la variación en la mezcla de minerales en contacto con los fluidos. Esto conduce a una variación de la presión capilar en función de la saturación del fluido y una descripción media general de la mojabilidad de la roca.

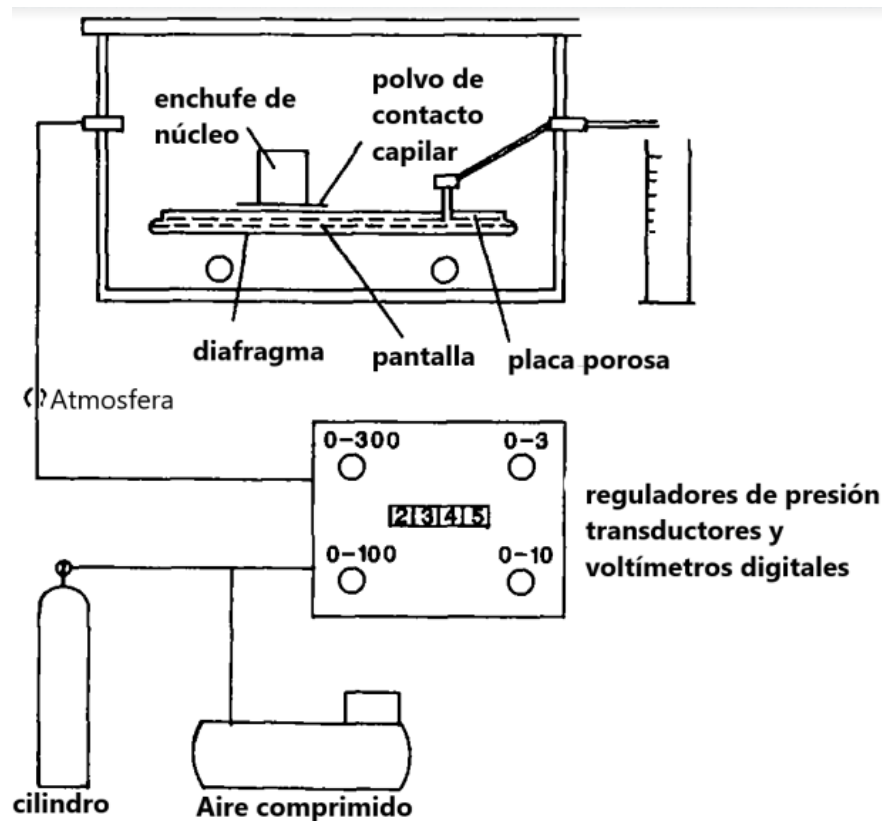
## MEDICIÓN DE DISCO SEMIPERMEABLE 323

Los reservorios de hidrocarburos estaban inicialmente saturados con agua, que fue desplazada por la migración de hidrocarburos. El agua se acumuló en la estructura geológica y formó una trampa para el petróleo, produciendo así un depósito de petróleo. Este proceso se puede repetir en el laboratorio desplazando el agua de un núcleo con gas o aceite. La presión requerida para el desplazamiento en equilibrio de la fase humectante (agua) con el gas o aceite no humectante es la presión capilar de drenaje de agua, que se registra en función de la saturación de agua.

Un núcleo está saturado con agua que contiene sales (NaCl, CaCl<sub>2</sub> o KCl) para estabilizar los minerales arcillosos, que tienden a hincharse y desprenderse cuando están en contacto con agua dulce. Luego, el núcleo saturado se coloca en un disco poroso, que también está saturado con agua (Figura 5.7). El disco poroso tiene poros más finos que la muestra de roca. (La permeabilidad del disco debe ser al menos 10 veces menor que la permeabilidad del núcleo). El tamaño de los poros del disco poroso debe ser lo suficientemente pequeño como para evitar la penetración del fluido de desplazamiento hasta que la saturación de agua en el núcleo haya alcanzado su nivel irreducible valor.



**Figura 5.7.** Método de disco poroso para medir la presión capilar usando un manómetro [4]



**Figura 5.8.** Método de disco poroso para medir la presión capilar utilizando un transductor de presión [33].

La presión del fluido que se desplaza aumenta en pequeños incrementos (Figura 5.8). Después de cada aumento de presión, se monitorea la cantidad de agua desplazada hasta que alcanza el equilibrio estático. La presión capilar se representa gráficamente en función de la saturación de agua, como se muestra en las Figuras 5.9 y 5.10. Si las superficies de los poros están preferentemente húmedas por agua, se requerirá una presión finita (la presión umbral,  $P_{et}$ ) antes de que el agua se desplace del núcleo (Figura 5.9). Si el núcleo está preferentemente húmedo y el aceite es el fluido que lo desplaza, el aceite se embeberá en el núcleo, desplazando el agua a presión capilar cero (Figura 5.10).

El desplazamiento puede revertirse colocando el núcleo sobre otro disco poroso, que está saturado de aceite, y el núcleo se cubre con agua. Si el núcleo se moja preferentemente con agua, el agua se embeberá en el núcleo y desplazará el aceite hacia la saturación de aceite residual ( $S_{or} = 1 - S_{wor}$ ), siguiendo una trayectoria como la curva 2 en la Figura 5.9. Si el núcleo está preferentemente húmedo por aceite, se seguirá una trayectoria similar a la curva 2 de la Figura 5.10.

### MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR POR INYECCIÓN DE MERCURIO

Las curvas de presión capilar de las rocas se han determinado mediante inyección y extracción de mercurio porque el método es sencillo de realizar.

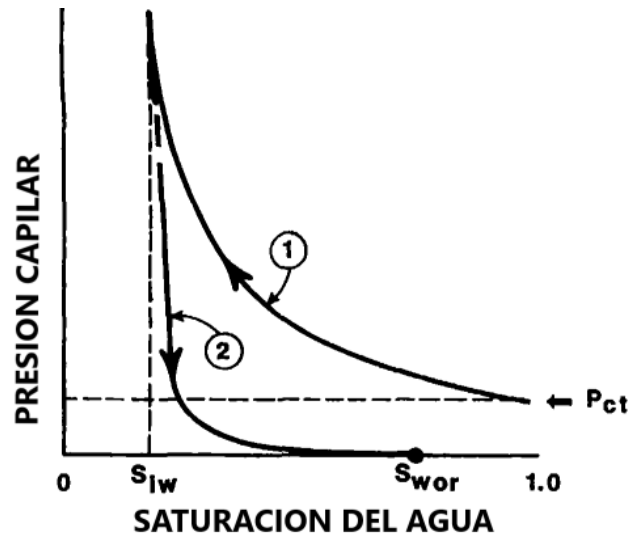


Figura 5.9. Método típico para graficar la presión capilar versus la saturación para un sistema mojado por agua. Tenga en cuenta la presión umbral

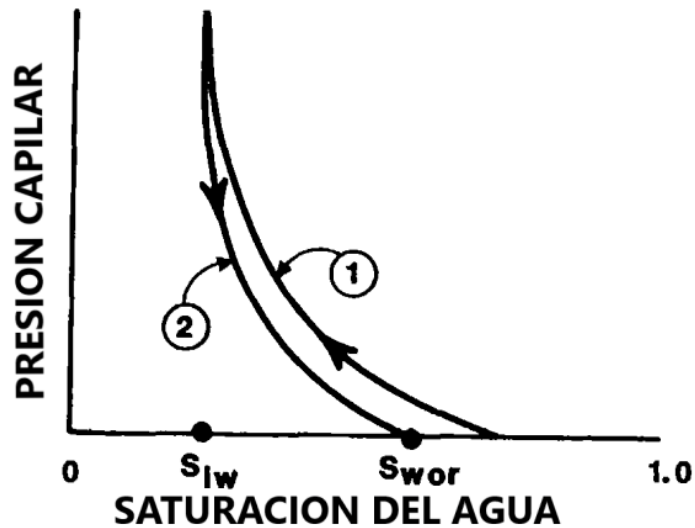


Figura 5.10. Método típico para trazar curvas de presión capilar humedecidas con aceite. Tenga en cuenta la imbibición de aceite a presión capilar cero. La presión capilar y se representa en función de la saturación de agua en la mayoría de los casos; sin embargo, con frecuencia se representó frente a la saturación de la fase de humectación, que en este caso es aceite.

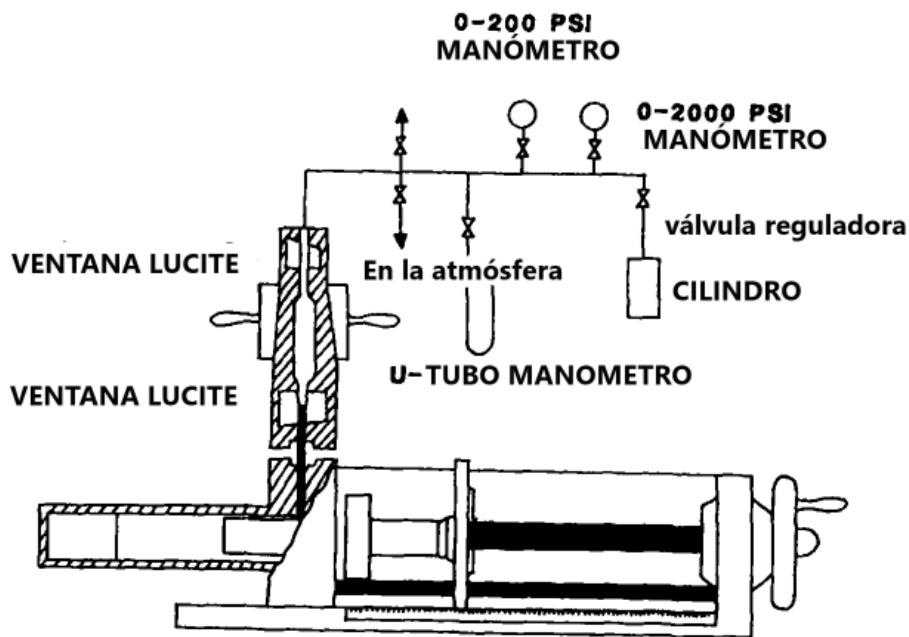
y rápido. Los datos se pueden utilizar para determinar la distribución del tamaño de los poros, estudiar el comportamiento de las curvas de presión capilar e inferir características de la geometría de los poros. Además, O'Meara et al. demostró que los datos de presión capilar de inyección de mercurio de los sistemas agua-aceite (normalizados utilizando la función J de Leverett) están en buena concordancia con las curvas de presión capilar fuertemente mojadas por agua obtenidas por otros métodos [11]. Sin embargo, los sistemas agua-aceite-roca exhiben amplias variaciones de humectabilidad.

que juegan un papel decisivo en el comportamiento de las curvas de presión capilar. Por lo tanto, cuando los datos de inyección de mercurio se normalizan para representar sistemas agua-aceite, se debe considerar el estado de humectabilidad.

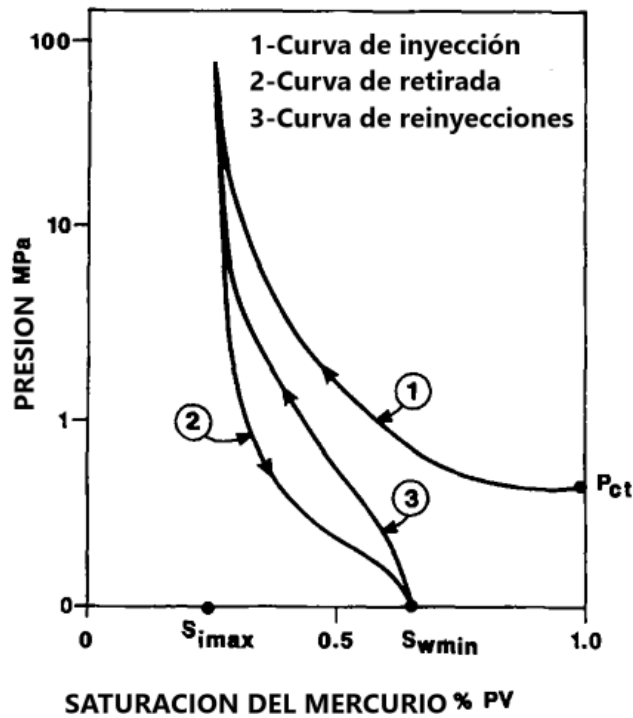
El método de inyección de mercurio tiene dos desventajas:

- (1) después de inyectar mercurio en un núcleo, no se puede usar para otras pruebas porque el mercurio no se puede eliminar de manera segura, y
- (2) el vapor de mercurio es tóxico, por lo que se deben seguir estrictas precauciones de seguridad al usar mercurio.

Para realizar una prueba, se limpia un núcleo, se seca y se determina el volumen de poro y la permeabilidad. Si se utilizan líquidos en el núcleo, se seca una vez más antes de determinar la presión capilar. El núcleo se coloca en la cámara de muestra del equipo de inyección de mercurio (Figura 5.11). Se vacía la cámara de muestra y se inyectan cantidades incrementales de mercurio mientras se registra la presión requerida para la inyección de cada incremento. Los volúmenes de poros incrementales de mercurio inyectado se representan como una función de la presión de inyección para obtener la curva de presión capilar de inyección (Figura 5.12, curva 1). Cuando el volumen de mercurio inyectado alcanza un límite con respecto al aumento de presión (S-), se puede obtener una curva de presión capilar de extracción de mercurio disminuyendo la presión en incrementos y registrando el volumen de mercurio extraído (Figura 5.12, curva 2). Se acercará a un límite en el que dejará de extraerse mercurio cuando la presión se acerque a cero (Swmh). Se obtiene una tercera curva de presión capilar si



**Figura 5.11.** *Equipo para medición de presión capilar por inyección de mercurio.*



**Figura 5.12.** Curvas de presión capilar de mercurio-gas que muestran la curva de inyección inicial con su presión umbral y el circuito de histéresis. Tenga en cuenta que se requieren presiones muy altas para la inyección de mercurio.

El mercurio se reinyecta aumentando la presión de forma incremental desde cero hasta la presión máxima en  $S_{imax}$  (Figura 5.12, curva 3).

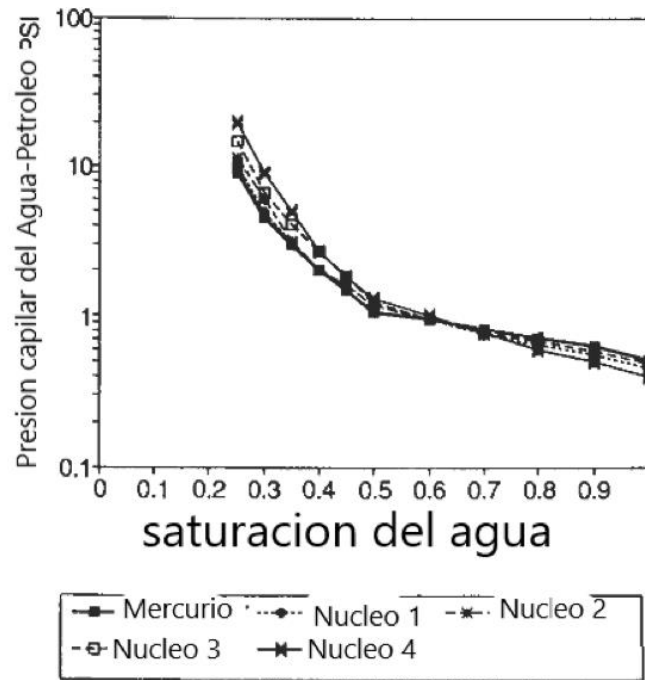
El circuito cerrado de las curvas de extracción y reinyección (2 y 3, Figura 5.12) es el circuito de histéresis de presión capilar característica. El mercurio es un fluido no humectante, por lo tanto, el circuito de histéresis exhibe una presión positiva para todas las saturaciones, es decir, el circuito de histéresis está por encima de la línea de presión cero [12].

Para transponer los datos de inyección de mercurio para representar curvas de presión capilar agua-aire o agua-aire, los datos de presión capilar de mercurio se normalizan utilizando la función J de Leverett:

$$J = \frac{P_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \tag{5.20}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{Hg} &= 480 \text{ N}(10^{-3})/\text{m} \\ \theta &= 140^\circ \\ k &= \text{darcies} \end{aligned}$$

$$\frac{P_{cw-o}}{\sigma_{w-o} \times \cos(0^\circ)} = \frac{P_{cw-a}}{\sigma_{w-a} \times \cos(0^\circ)} = \left( \frac{P_{cHg}}{\sigma_{Hg} \times \cos(140^\circ)} \right) (k/\phi)^{1/2} \tag{5.21}$$



**Figura 5.13.** Drenaje primario de aceite-agua. mercurio, normalizado con  $k/\phi$ .

La presión capilar transpuesta de los datos de mercurio para representar sistemas de agua, agua, aceite o agua y aire ( $P_{c-w-o}$  o  $P_{c-w-a}$ ) se puede obtener de la Ecuación 5.21. O'Meara et al. mostró la estrecha correspondencia que se puede obtener entre las curvas de presión capilar de mercurio normalizadas en función  $J$  y las curvas obtenidas para sistemas de agua-aceite usando una centrífuga (Figura 5.13) [11]. Las muestras de núcleos descritas en la Figura 5.13 son núcleos de arenisca limpios tomados de un intervalo de un pie.

Dado que es una práctica aceptada considerar que el ángulo de contacto para un sistema aire-agua es igual a cero, se puede usar esto para obtener una relación entre el ángulo de contacto y la saturación de los sistemas agua-aceite de la siguiente manera:

$$\cos \theta_{a-w} = 1.0 = \left( \frac{P_{c-aw}}{\sigma_{aw}} \right) \left( \frac{r}{2} \right) = f(S_w) \tag{5.22}$$

$$\cos \theta_{o-w} = \left( \frac{P_{c-ow}}{\sigma_{ow}} \right) \left( \frac{r}{2} \right) = f(S_w) \tag{5.23}$$

$$\cos \theta_{o-w} = \left( \frac{P_{c-ow}}{\sigma_{ow}} \right) \left( \frac{P_{c-aw}}{\sigma_{aw}} \right) = f(S_w) \tag{5.24}$$

Se obtiene una curva de presión capilar de agua con desplazamiento de aire utilizando Ecuación 5.22, mientras que una curva de presión capilar de agua con desplazamiento de aceite



se obtiene utilizando la Ecuación 5.23. Se obtiene la relación de las presiones capilares en cada saturación de  $S_w = 1.0$  a  $S_w = S_{iw}$ , y el ángulo de contacto para un sistema agua-aceite en un medio poroso se puede representar como una función de la saturación de la fase de humectación. Implícito en la Ecuación 5.24 está el supuesto de que el tamaño de poro es el mismo para una saturación de fase de humectación dada de los dos fluidos [13,14]

**EJEMPLO**

Los siguientes datos de presión capilar de inyección de mercurio se obtuvieron de un núcleo de arenisca con  $k = 26$  mD y  $\phi = 12\%$ . Calcule las correspondientes presiones capilares de agua para un sistema fuertemente mojado por agua si la tensión interfacial agua-aceite es de 36 mN / m.

**Aire de mercurio**

<b>S(Hg)</b>	<b>S(air)</b>	<b>P<sub>c</sub>(Hg-air)</b>
0.05	0.95	4.1
0.40	0.60	8.3
0.50	0.50	34.5
0.55	0.45	82.7
0.60	0.40	144.8
0.65	0.35	220.6

**SOLUCION**

$$\begin{aligned}
 P_{c(w-o)} &= (\sigma_{w-o} \times \cos 90^\circ) \times \left( \frac{P_c(\text{Hg})}{\sigma_{\text{Hg}} \times \cos 140^\circ} \right) \times \left( \frac{k}{\phi} \right)^{1/2} \\
 &= (36 \times 1.0) \times \left( \frac{P_c(\text{Hg})}{(480 \times 0.766)} \right) \times \left( \frac{26}{0.12} \right)^{1/2} \\
 &= 1.44 \times P_c(\text{Hg})
 \end{aligned}$$

**AGUA -PETROLEO**

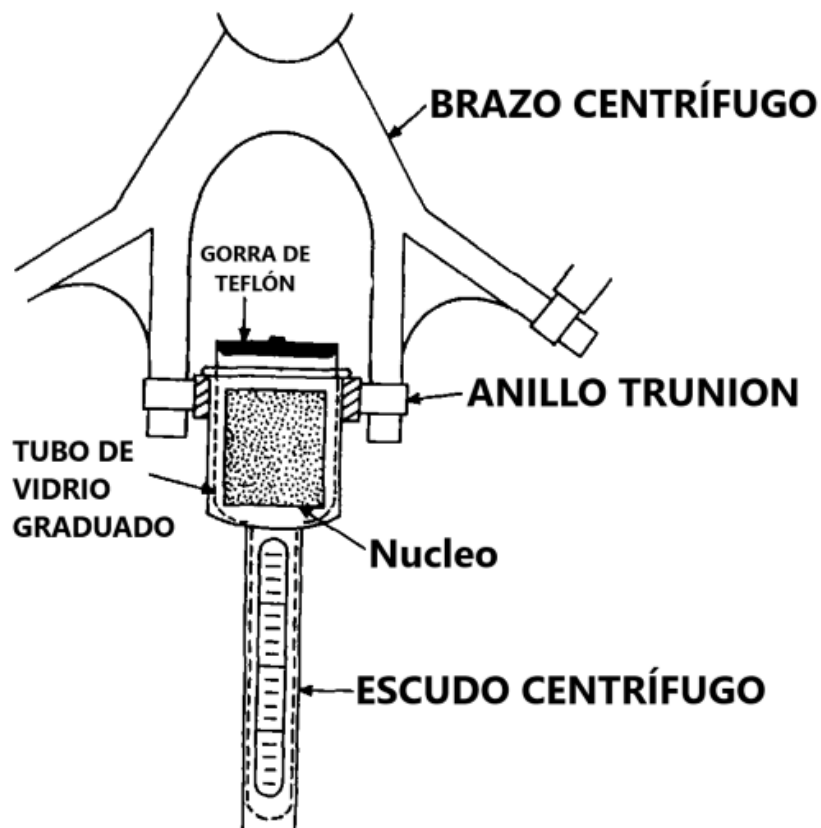
<b>S(Petroleo)</b>	<b>S(agua)</b>	<b>P<sub>c</sub>(agua-petroleo)</b>
0.05	0.95	5.9
0.40	0.60	12.0
0.50	0.50	49.7
0.55	0.45	119.2
0.60	0.40	208.7
0.65	0.35	318.0

## MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR POR CENTRÍFUGA

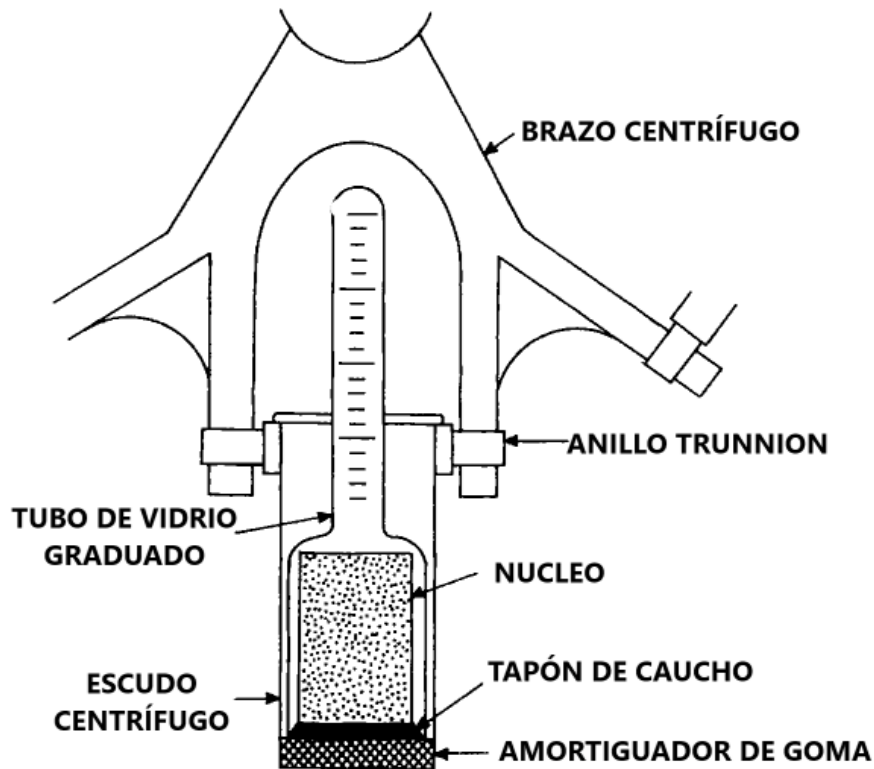
### PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

El procedimiento de centrifugación que se usa ahora en general fue introducido por Slobod et al. en 1951 [15]. El núcleo se coloca en una taza que contiene un tubo calibrado extendido de pequeño diámetro donde se recogen los fluidos desplazados del núcleo por la fuerza centrífuga (Figuras 5.14 y 5.15). Donaldson et al. Presentaron un procedimiento paso a paso. [16].

1. Un núcleo pesado y medido se satura con salmuera al vacío y luego se vuelve a pesar para determinar el peso de la salmuera que satura el núcleo ( $w_b$ ). El volumen de salmuera en el núcleo saturado ( $V_w$ ) se determina dividiendo el peso de la salmuera por su densidad, y la porosidad se determina dividiendo el volumen de agua en el núcleo saturado por el volumen total del núcleo ( $v_b$ ). :  $V_w = W_b / \rho = v_w / v_b$ .
2. El núcleo se coloca en el soporte del núcleo, que luego se llena con aceite para cubrir el núcleo. El soporte del núcleo se coloca en el protector de la centrífuga y luego se fija al brazo de la centrífuga.



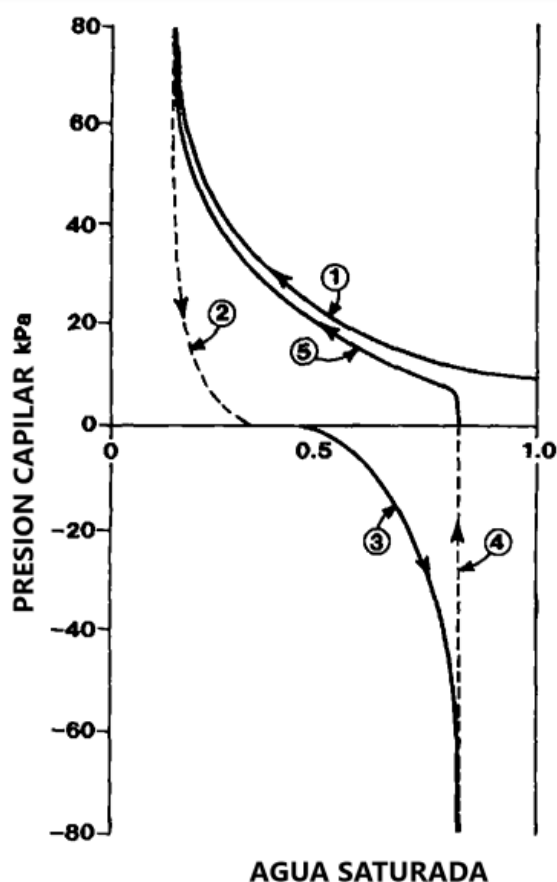
**Figura 5.14.** Posición del núcleo y el audaz del núcleo en una centrífuga para medir las curvas de presión capilar de aceite y agua de desplazamiento [16].



**Figura 5.15.** Posiciones del núcleo y del núcleo más audaz en una centrifuga para medir las curvas de presión capilar de aceite que desplaza el agua [16].

3. Cuando el rotor está lleno de soportes de núcleos que contienen núcleos colocados en lados opuestos, la tapa de la centrifuga se bloquea y la velocidad de rotación (revoluciones por minuto) aumenta en incrementos. A cada velocidad incremental, se mide la cantidad de fluido desplazado a intervalos sucesivos hasta que se detiene el desplazamiento de fluido. Este proceso continúa hasta que no se desplaza más fluido cuando se aumenta la velocidad de rotación. Se considera que este punto representa un volumen estabilizado de agua desplazada y, por tanto, la saturación de fluido irreducible del núcleo que se calcula a partir de la cantidad de agua desplazada por el aceite. La presión capilar asociada con el desplazamiento del agua por el aceite (curva 1, Figura 5.16) se calcula a partir de la fuerza centrífuga como se describe en el siguiente paso.

4. El núcleo que contiene aceite y agua en la saturación irreducible se retira del porta-núcleos y se coloca en otro porta-núcleos similar y se llena con agua hasta que el núcleo esté completamente sumergido en la salmuera. Este procedimiento debe realizarse lo más rápido posible para evitar la pérdida de fluido por evaporación durante el período de transferencia. Luego, los porta-núcleos se ensamblan en el rotor de la centrifuga con el extremo graduado apuntando hacia el centro de la centrifuga para recolectar el aceite, que será desplazado por el agua (Figura 5.15). Los núcleos se centrifugan una vez más a incremento.



**Figura 5.16.** Curvas de presión capilar a partir de datos centrífugos. Las curvas 2 y 4 muestran la ruta estimada porque estos normalmente no pueden ser determinados por centrifugación

velocidades de rotación hasta que el aceite ya no pueda ser desplazado del núcleo. Este es el punto de saturación de agua correspondiente a la saturación de aceite residual del núcleo ( $S_{wr} = 1.0 - S_{or}$ ). Las velocidades de rotación incrementales y el aceite desplazado se utilizan para calcular la curva de presión capilar negativa 3 (Figura 5.16).

5. El núcleo, que ahora tiene una saturación igual a  $S_{wr}$ , se coloca en otro soporte de núcleo bajo aceite y el desplazamiento desde  $S_{ii}$ , se realiza como se describe para el primer desplazamiento de agua por aceite. La curva obtenida de esta corrida es la curva 5 (Figura 5.16). Las curvas 2 y 4 no se pueden obtener con el equipo disponible actualmente utilizando el método de centrifugación.

La fuerza centrífuga que afecta al núcleo varía a lo largo del núcleo. Por tanto, la presión capilar y la saturación de agua varían a lo largo de toda la longitud del núcleo (Figura 5.17). La presión capilar en cualquier posición del núcleo es igual a la diferencia de presión hidrostática entre las dos fases (desarrollada por la fuerza centrífuga). La saturación de agua medida a cada velocidad de rotación incremental es la saturación promedio del núcleo en el momento de la medición.

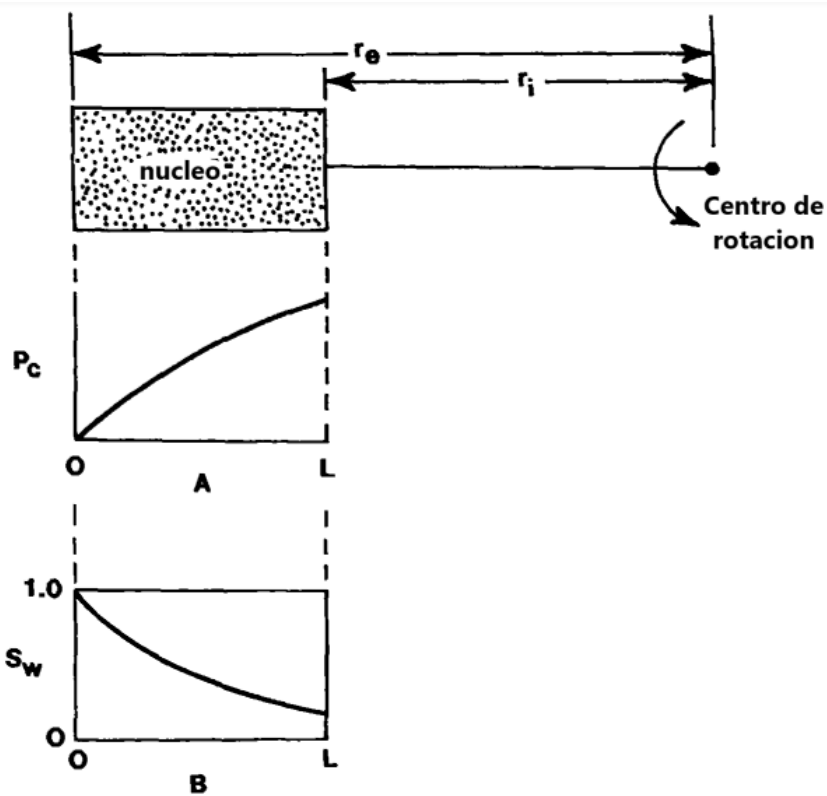


Figura 5.17. Determinación centrífuga de la presión capilar que muestra la variación de la presión y la saturación de agua en función de la longitud del núcleo.

### CÁLCULO DE LOS DATOS DE PRESIÓN CAPILAR DE LA CENTRÍFUGA

Slobod y Blum y Slobod et al. desarrolló un método para calcular la presión capilar en la parte superior del núcleo [14, 15]. La ecuación para la presión capilar en un campo de fuerza centrífuga se deriva a partir de la Ecuación 5.9, que se obtuvo para el aumento capilar en un tubo recto. La aceleración centrífuga,  $a$ , es:

$$a = \frac{v_{\theta}^2}{r} \tag{5.25}$$

$$v_{\theta} = \frac{2rN}{60} \tag{5.26}$$

donde  $V_{\phi}$  es la velocidad de rotación, cm/s. Dividiendo  $a$  por  $g_c$  para obtener la relación entre la aceleración centrífuga y la aceleración gravitacional, luego sustituyendo  $a / g_c$  por  $g_c$  en la ecuación 5.14:

$$\frac{a}{g_c} = \frac{4\pi^2 r N^2}{981 \times 3600} \tag{5.27}$$

$$P_c = phg_c = ph \left( \frac{a}{g_c} \right) = 1.1179 \times 10^{-5} \Delta\rho N^2 hr \quad (5.28)$$

donde  $P_c$ , se expresa en gf / cm<sup>2</sup>. La ecuación 5.28 produce la presión capilar en gf / cm<sup>2</sup> a cualquier altura,  $h$ , en el núcleo que gira a  $N$  revoluciones por minuto con un radio de rotación,  $r$ . Integrar a través de la altura total del núcleo (desde el radio interior,  $r_1$ , del núcleo al radio exterior,  $r_e$ ) para tener en cuenta la variación del campo centrífugo dentro del núcleo con respecto a la distancia:

$$(P_c)_i = (P_c)_D + 1.1179 \times 10^{-5} \Delta\rho N^2 [(r_e^2 - r_1^2)/2] \quad (5.29)$$

Como se expresa en la Ecuación 5.29, existe un gradiente de presión capilar dentro del núcleo; también existe un gradiente de saturación dentro del núcleo, y las únicas cantidades medidas son las revoluciones por minuto,  $N$ , y la saturación promedio del núcleo,  $S_w$ . La mayoría de los datos de centrifugas reportados en la literatura adoptan la condición de límite, asumida por Hassler y Brunner, es decir, que la cara final del núcleo permanece saturada al 100% con la fase de humectación a todas las velocidades centrífugas de la prueba [171]. Por lo tanto, la presión capilar en la cara del extremo,  $(P_c)_D$ , es igual a cero durante todo el rango de velocidades de centrifugación utilizadas. Siempre que exista una película continua en la superficie de la almohadilla de goma que sostiene el núcleo en la parte inferior, que es la suposición más frecuente, la condición de presión capilar cero en la cara del extremo es correcta.

La ecuación 5.29 se modifica en la práctica para introducir la longitud del núcleo,  $L$ , porque las longitudes de los núcleos utilizados en la centrifuga varían ligeramente. Además, la presión se expresa en kPa en lugar de gramos-fuerza / cm<sup>2</sup>. Estos cambios producen la ecuación final, que se utiliza para obtener la presión capilar (en kPa) en el extremo de entrada,  $r_i$ , del núcleo:

$$(P_c)_i = (1.096 \times 10^{-6}) \Delta\rho N^2 (r_e - L/2)L \quad (5.30)$$

### LIMITACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CENTRÍFUGA

Melrose examinó la condición de límite de la cara final de Hassler-Brunner y concluyó que la suposición de presión capilar cero es válida para las velocidades máximas de centrifugación utilizadas en la práctica [17-191]. Se llega a esta conclusión considerando el mecanismo de desplazamiento de la fase humectante (agua) por la fase no humectante (aire o aceite), comúnmente conocida como presión capilar de drenaje.

Si la velocidad de la centrifuga alcanza un valor suficientemente alto, la fase no humectante se deslizará (o cavitará) a través de los poros más grandes para atravesar la cara final del núcleo. La presión capilar en el extremo

## MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR POR CENTRÍFUGA 335

El límite ya no será igual a cero si el fluido no humectante irrumpe. El fluido no humectante llegará a la cara del extremo cuando la presión capilar en este punto exceda la presión de desplazamiento requerida por el canal de poros más grande. Esta condición se puede expresar en términos de las ecuaciones básicas de presión capilar.

Al considerar una distancia,  $r = r_e - R$ , donde  $R$ , es el radio del grano más grande que determina los tamaños de las aberturas de los poros en la cara final del núcleo, la presión capilar en el núcleo en este punto debe ser igual a la presión de desplazamiento,  $(P_c)_D$ , del fluido humectante; así de la Ecuación 5.29:

$$(P_c)_D = C\Delta\rho N^2[r_e^2 - (r_e - R_g)^2] \quad (5.31)$$

en la parte superior del núcleo:

$$(P_c)_i = C\Delta\rho N^2(r_e^2 - r_i^2) \quad (5.32)$$

dividiendo la Ecuación 5.32 por 5.31 y despreciando el término pequeño  $R_g$ :

$$(P_c)_i = \left( \frac{r_e^2 - r_i^2}{2r_e R_g} \right) \times (P_c)_D \quad (5.33)$$

La ruptura de la fase no humectante ocurrirá cuando  $(P_c)_i > (P_c)_D$  que establece la presión capilar de ruptura crítica:  $(P_c)_i = (P_c)_D$ . Para evaluar la Ecuación 5.33 cuantitativamente,  $R$  y  $(P_c)_D$  deben expresarse en términos que puedan medirse o estimarse.  $(P_c)_D$  se puede expresar en términos de la ecuación de presión capilar (Ecuación 5.1) reemplazando  $\cos \theta$  con Ecuación 5.10, donde  $H = r_e / r_i$ , e introduciendo el radio de grano,  $R_g$ , en lugar del radio de poro medio:

$$(P_c)_D = \frac{2H\sigma}{R_g} \quad (5.34)$$

Melrose estimó que  $H$  asume valores entre 4 y 6, lo que puede ocurrir cuando la interfaz fluido-fluido está entrando en la constricción de un capilar en forma de cono entre dos granos de igual tamaño [18]. La función  $J$  de Leverett se puede expresar de la siguiente manera [2]:

$$J = \left( \frac{(P_c)_D}{\sigma} \right) \times \left( \frac{k}{\phi} \right)^{1/2} \quad (5.35)$$

### 336 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO

sustituyendo la Ecuación 5.34 en la Ecuación 5.35 y reordenando:

$$R_g = \left( \frac{2H}{J} \right) \times \left( \frac{k}{\phi} \right)^{1/2} \quad (5.36)$$

Luego, al sustituir la Ecuación 5.36 en la Ecuación 5.33 se obtiene la presión capilar crítica para el avance en términos que se pueden evaluar:

$$(P_c)_{i-crit} = \frac{(r_c^2 - r_i^2)J^2\sigma\phi}{4r_c Hk} \quad (5.37)$$

Melrose usó estimaciones de los términos de la Ecuación 5.37 para examinar el rango de presión capilar crítica con respecto a la permeabilidad de la roca. Usando  $J = 0.22$ ,  $H = 5.55$ ,  $\sigma = 25$  y  $\phi = 0.25$ , usó la Ecuación 5.37 para calcular los valores de  $(P_c)_{i-crit}$  como una función de  $k$  como se muestra en la Figura 5.18. Para una muestra de 100 mD, la presión crítica excede las limitaciones de presión capilar alcanzables con la centrífuga de análisis de núcleos Beckman. Incluso a 1000 mD, la presión crítica es de 552 kPa (80 psi), que es aún más alta que las presiones capilares esperadas para todos los yacimientos menos los más inusuales. Excepto en casos muy inusuales, por lo tanto, se mantendrá la condición de límite Hassler-Brunner de presión capilar cero en la cara de salida del núcleo.

#### CÁLCULO APROXIMADO DE LA SATURACIÓN DE ENTRADA

La presión capilar calculada usando la Ecuación 5.30 es la presión capilar en el extremo de entrada del núcleo; sin embargo, la saturación, medida a partir de la cantidad de fluido desplazado, es igual a la saturación promedio. Para utilizar la presión capilar derivada de la centrífuga, debe estar relacionada con la saturación en la entrada.

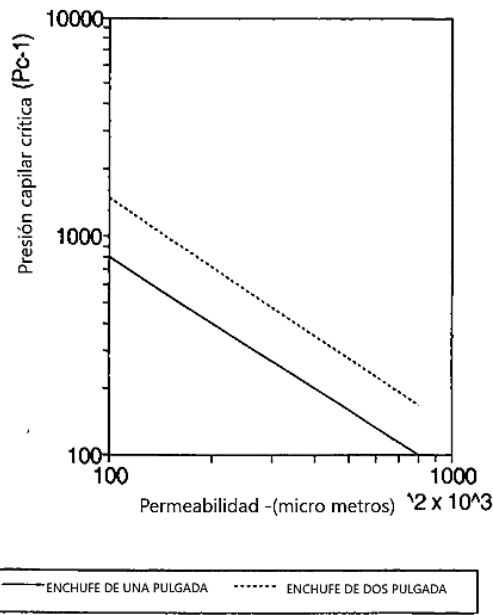
La longitud del núcleo puede considerarse despreciable con respecto al radio de rotación de la centrífuga; en otras palabras, la distancia a la parte superior del núcleo es igual a la distancia a la parte inferior del núcleo ( $q = r_e$ ). Usando esta aproximación, un método para calcular la saturación de entrada puede derivarse directamente de la definición matemática de la saturación promedio, 3. Hassler y Brunner afirmaron que si la relación  $r_i / r_e$  es mayor que 0.7, el error introducido por esta suposición es insignificante [17]. Esta relación es de 0,88 para la ultracentrífuga Beckman L5-50P Rock Core y es aún mayor para la centrífuga internacional modificada utilizada por Donaldson et al. [16].

Por definición, la saturación promedio en el núcleo,  $S$ , es:

$$\bar{S} = \frac{1}{L} \int S \times dl \quad (5.38)$$



## MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR POR CENTRÍFUGA 337



**Figura 5.18.** Relación estimada entre la presión capilar de ruptura crítica y la permeabilidad para los rotores Beckman PIR-20 y RIR-I 65 para un sistema aire-aceite con 25% de porosidad.

$$\bar{S} = \frac{1}{\rho g L} \int S \times d(\rho g L) \quad (5.39)$$

La presión total a través del núcleo es:

$$P_c = \rho g_c L \quad (5.40)$$

Usando el supuesto de que  $r_i = r_e$ , la ecuación 5.39 se convierte en sinónimo de la presión de entrada del núcleo, donde  $(P_c)_i = p \& L$ ; por lo tanto:

$$\bar{S} = \frac{1}{(P_c)_i} \int S \times d(P_c)_i \quad (5.41)$$

diferenciar y reorganizar,

$$d[\bar{S} \times (P_c)_i] = S \times d(P_c)_i \quad (5.42)$$

$$S_i = d[d(P_c) \times \bar{S} \times (P_c)_i] = \bar{S} \times (P_c)_i \times \frac{d\bar{S}}{d(P_c)_i} \quad (5.43)$$

Para calcular la saturación de entrada en función de la presión capilar de entrada, la derivada de la saturación promedio con respecto a

### 336 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO

la presión capilar de entrada,  $dS / d(P_c)$  debe evaluarse a partir de los datos experimentales. Esto presenta un problema difícil porque los datos tienen errores inherentes que producen grandes errores en las derivadas. Los diversos enfoques para el análisis de las mediciones de la presión capilar centrífuga difieren en la forma en que se evalúa la derivada.

Donaldson y col. encontraron que una solución de mínimos cuadrados de una función hiperbólica representaba todas las curvas de presión capilar de la literatura que se examinó, así como las curvas obtenidas de muestras que fueron tratadas para establecer condiciones extremas de humedad y aceite [20]. Usando los datos experimentales, se evalúan las constantes A, B y C y luego se evalúa la derivada requerida por la Ecuación 5.43

$$(P_c)_i = \frac{A + B\bar{S}}{1 + C\bar{S}} \quad (5.44)$$

Ecuación de diferenciación 5.44:

$$d(P_c)_i = \left[ \frac{B + AC}{(1 + C\bar{S})^2} \right] \times d\bar{S} \quad (5.45)$$

Sustituyendo en la ecuación 5.43:

$$S_i = \bar{S} + (P_c)_i \times \left[ \frac{(1 + C\bar{S})^2}{B - AC} \right] \quad (5.46)$$

Con este método, el ruido de los errores experimentales se elimina mediante el ajuste por mínimos cuadrados de los datos experimentales mediante la Ecuación 5.44. Por tanto, la saturación en la cara de entrada del núcleo, sujeta a la suposición de Hassler y Brunner, se puede calcular fácilmente a partir de la Ecuación 5.46. Esta saturación corresponde a la presión capilar en la cara de entrada del núcleo, calculada usando la Ecuación 5.31. Los detalles de este procedimiento se presentan en el ejemplo de la página 327.

### CÁLCULO TEÓRICAMENTE EXACTO DE LA SATURACIÓN DE ENTRADA

Se han realizado varios intentos para obtener un método exacto para calcular la saturación de la cara de entrada. Hassler y Brunner propusieron un procedimiento que involucra iteraciones sucesivas para resolver la ecuación básica sin hacer los supuestos simplificadores, pero estas iteraciones introducen aproximaciones [171]. Van Domselaar mostró la derivación de la ecuación básica comenzando con la Ecuación 5.38 y reemplazó la

## MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR POR CENTRÍFUGA 337

longitud con las distancias radiales entre la entrada y el final del núcleo [21]

$$\bar{S} = (r_e - r_i)^{-1} \int S dr \quad (5.47)$$

que es la saturación promedio,  $\bar{S}$ , entre  $r$  y  $r_e$ . La presión capilar correspondiente es:

$$(P_c) = 0.5\Delta\rho N^2(r_e^2 - r^2) \quad (5.48)$$

Resolviendo para  $r$ :

$$r = r_e[1 - P_c(0.5\Delta\rho N^2 r_e^2)^{-1}]^{1/2} \quad (5.49)$$

Diferenciar la ecuación 5.48 con respecto a  $r$  y resolver para  $dr$ :

$$dr = -(\Delta\rho N^2 r)^{-1} dP_c \quad (5.50)$$

Sustituyendo las ecuaciones 5.49 y 5.50 en la ecuación 5.47 y reconociendo que existen las siguientes condiciones:

$$(P_c) = 0.5\Delta\rho N^2(r_e^2 - r_i^2)$$

$$P_c = 0 \text{ at } r = r_e$$

$$P_c = (P_c)_i \text{ at } r = r_i$$

la reducción algebraica produce:

$$\bar{S} = \frac{1 + R}{2(P_c)_i} \int (S dP_c) \left[ 1 - \left( \frac{P_c}{(P_c)_i} \right) (1 - R^2) \right]^{-1/2} \quad (5.51)$$

Esta ecuación básica (Ecuación 5.51) da la relación exacta entre la saturación promedio,  $\bar{S}$ , la saturación en cualquier punto del núcleo,  $S$ , y la presión capilar de entrada,  $(P_c)_i$ . La saturación de la cara de entrada,  $S_i$ , correspondiente a  $(P_c)_i$  se obtiene resolviendo la Ecuación 5.51. Van Domselaar [21] intentó derivar una solución general para la Ecuación 5.51, pero, como lo mostró Rajan, también implicó una aproximación [22].

Rajan desarrolló una solución general para la Ecuación 5.51 sin utilizar los supuestos simplificadores de Hassler y Brunner [22]. Sin embargo, el cálculo de  $S_i$  usando la expresión de Raja también requiere la evaluación de la derivada,  $dS/d(P_c)_i$ , que se puede obtener del ajuste de mínimos cuadrados de los datos

### 340 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO

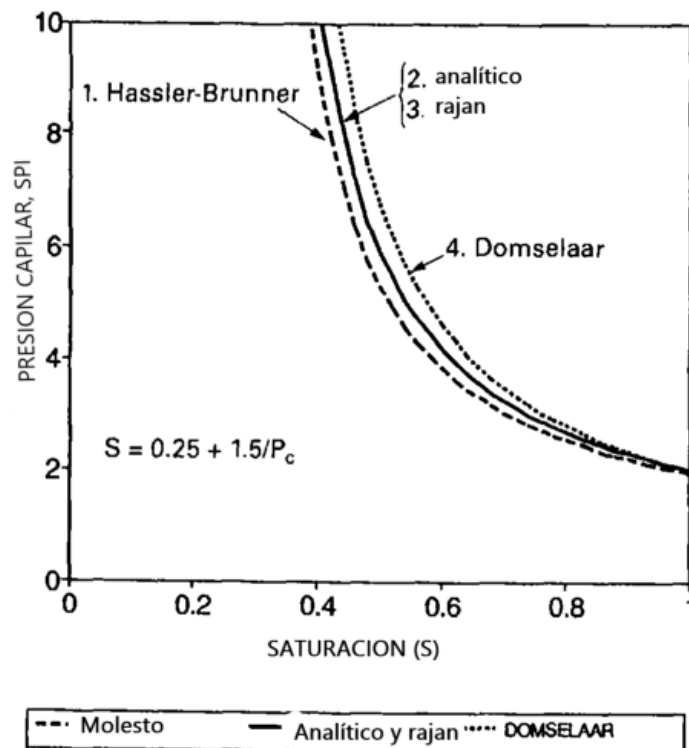
utilizando la expresión hiperbólica (Ecuación 5.44). Consulte el artículo de Rajan para conocer los detalles de la derivación [22]. La solución general es:

$$S_i = \bar{S} + \left[ \frac{2R}{1+R} \right] (P_c)_i \times \left( \frac{dS}{d(P_c)_i} \right) + \frac{R}{1-R^2} \int_0^{(P_c)_i} \left( \frac{1-Z}{Z} \right)^2 \left( \frac{dS}{d(P_c)_i} \right) dP_c \quad (5.52)$$

Donde:

$$Z = \left[ 1 - \left( \frac{P_c}{(P_c)_i} \right) \times (1 - R^2) \right]^{1/2} \quad (5.53)$$

Rajan utilizó una expresión analítica para obtener datos teóricos de presión pseudocapilar que se utilizaron para comparar las distintas soluciones (Figura 5.19). La curva 2 describe los datos de  $P_c$  frente a  $S$  de la expresión analítica (que se muestra en la ilustración). Los datos pseudo- ( $P_c$ )  $i$  versus  $S_i$  obtenidos de la Ecuación 5.52 se ilustra mediante la Curva 3, que coincide exactamente con los datos pseudo-experimentales de la expresión analítica. La curva 1 muestra los resultados obtenidos usando la aproximación de Hassler y Brunner (Ecuación 5.43), que da la presión capilar calculada.



**Figura 5.19.** Acuerdo entre varios métodos para el cálculo de la saturación de entrada versus la presión capilar ( $S = 1.0$  para  $P_c < 2$ ;  $S = 0,25 + 1,5 / P_c$  para  $P_c > 2$ ).

datos que tienen un error negativo creciente como la saturación de la fase de humectación disminuye. La curva 4 muestra los resultados de la ecuación de Van Domselaar que es aparentemente más precisa que la aproximación de Hassler y Brunner solución en las saturaciones más altas de la fase de humectación. Pero como la fase de humectación La saturación disminuye, introduce un error positivo creciente en la presión capilar calculada. Es evidente que el cálculo exacto de  $(P_c)_i$  versus  $S_i$  se puede obtener usando la ecuación de Rajan, que es teóricamente exacto porque modela correctamente la física del problema y no contiene supuestos simplificadores.

El procedimiento recomendado es:

- (1) ajuste los datos experimentales  $(P_c)_i$  versus  $S$  a los mínimos cuadrados hiperbólicos
- (2) evaluar las derivadas en valores específicos de  $S$  y sus correspondientes
- (3) obtenga  $S_i$  correspondiente a cada  $(P_{Ji})$ , a partir de una solución informática de Ecuación 5.52; y
- (4) establezca una tabla de valores de  $(P_c)_i$  versus  $S_i$  para trazar el capilar curvas de presión y para evaluar la humectabilidad y la termodinámica energía requerida para los desplazamientos de fluidos inmiscibles.

### EJEMPLO

Prepare la curva de presión capilar versus saturación del inyector según la centrífuga el desplazamiento del agua por el aire. Datos:  $L = 2,0$  cm;  $d = 2,53$  cm;  $V_p = 1,73$  cm<sup>3</sup>;  $k = 144$  mD; brazo de centrífuga  $r = 8,6$  cm; agua-aire diferencia de densidad = 0,9988; porosidad = 0,17. Los datos experimentales para un experimento de presión capilar de agua de desplazamiento de aire y la calculada presión capilar (en psi) obtenida de la Ecuación 5.31 se presentan en Cuadro 5. la.

### SOLUCIÓN

La tabla 5. lb presenta el procedimiento de regresión de mínimos cuadrados para cálculo de  $P_c$  en función de  $S$ , mientras que la Figura 5.20 muestra una comparación de los datos brutos versus los datos suavizados obtenidos de la función hiperbólica.

La función hiperbólica  $(A + B \times S) / (1.0 + C \times S)$  se utilizó luego para obtenga la saturación del inyector utilizando el método Hassler-Brunner. Los datos presentados en la Tabla 5.lc y la Figura 5.20 muestra una comparación entre el promedio y la saturación de entrada.

TABLA 5.1A

**CÁLCULO DE LA PRESIÓN CAPILAR PARA EL AIRE QUE DESPLAZA EL  
AGUA DE UN NÚCLEO DE PIEDRA ARENISCA BERE A**

<b>N (rpm)</b>	<b>V<sub>d</sub>(H<sub>2</sub>O)</b>	<b>S(ave)</b>	<b>p(psi)</b>
1,300	0.30	0.827	4.135
1,410	0.40	0.769	4.865
1,550	0.50	0.711	5.879
1,700	0.60	0.653	7.071
1,840	0.70	0.595	8.284
2,010	0.75	0.566	9.885
2,200	0.80	0.538	11.843
2,500	0.90	0.480	15.293
2,740	1.00	0.422	18.370
3,120	1.05	0.393	23.818
3,810	1.10	0.364	35.518
4,510	1.20	0.306	49.769
5,690	1.25	0.277	79.219

Se utilizaron unidades de libras por pulgada cuadrada (psi) para determinar las tres constantes (A, B y C) para la ecuación 5.44 mediante la regresión de mínimos cuadrados análisis de los datos experimentales para evitar números muy grandes que resultaría del uso de kPa en estos cálculos.

Los valores de las constantes para  $P_c$  (hy) versus S son: A = -25.5296, B = 17,6118 y C = -4,5064. El análisis de regresión se utilizó una vez más para obtener las constantes para  $P_c$  (hy) versus  $S_i$ , que difieren solo con respecto a la primera constante (A); el segundo conjunto de constantes es: A2 = -24.5296, B2 = 17,6118 y C2 = -4,5064.

### **DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DEL PORO**

Se puede obtener una distribución aproximada del tamaño de los poros de las rocas a partir de curvas de presión capilar si una de las fases del fluido no es humectante. Si uno la fase es no humectante, se supone que el  $\cos \theta$  en la Ecuación 5.11 es igual a 1.0 en todas las saturaciones. La presión capilar es entonces una función sólo de la tensión interfacial y el radio del poro. La ecuación 5.1 se basa en tubos capilares uniformes; sin embargo, una roca se compone de interconectados capilares con tamaños de garganta de poros y volúmenes de poros variables. El capilar La presión necesaria para invadir un poro determinado es función del tamaño del poro. garganta. Aunque la determinación de la distribución del tamaño de la garganta de los poros de rocas basadas en curvas de presión capilar es sólo una aproximación, la La distribución es un parámetro importante para el análisis de muchos transportes de fluidos. propiedades de los medios porosos [23].

TABLA 5.1 B

**CÁLCULO DE MENOS CUADRADOS DE Pc (Y) EN FUNCIÓN DE S (AVE)**  
**(x). LA ECUACION ES:  $Y = (A + B \cdot X) / (1 + C \cdot X)$**

N = 13							
X	Y	X × Y	X <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup>	X × Y <sup>2</sup>	X <sup>2</sup> × Y	X <sup>2</sup> × Y <sup>2</sup>
0.827	4.135	3.418	0.683	17.099	14.134	2.825	11.683
0.769	4.865	3.740	0.591	23.664	18.192	2.875	13.986
0.711	5.879	4.180	0.505	34.557	24.569	2.972	17.468
0.653	7.071	4.619	0.427	50.004	32.661	3.017	21.334
0.595	8.284	4.932	0.354	68.624	40.857	2.936	24.325
0.566	9.885	5.600	0.321	97.722	55.357	3.172	31.358
0.538	11.843	6.366	0.289	140.248	75.394	3.422	40.530
0.480	15.293	7.337	0.230	233.866	112.202	3.520	53.831
0.422	18.370	7.751	0.178	337.450	142.392	3.271	60.085
0.393	23.818	9.362	0.154	567.316	222.991	3.680	87.650
0.364	35.518	12.934	0.133	1261.557	459.411	4.710	167.300
0.306	49.769	15.247	0.094	2476.926	758.827	4.671	232.473
0.277	79.219	21.980	0.007	6275.611	1741.210	6.098	483.110

NUM(1) =  $\sum(X^2) \times [\sum(X \times Y) \times \sum(X \times Y^2) - \sum Y \times \sum(X^2 \times Y^2)] + \sum(X \times Y) \times [\sum X \times \sum(X^2 \times Y \times 2) - \sum(X \times Y) \times \sum(X^2 \times Y)] + \sum(X^2 \times Y) \times [\sum Y \times \sum(X^2 \times Y) - \sum X \times \sum(X \times Y^2)]$

NUM(2) =  $N \times [\sum(X^2 \times Y) \times \sum(X \times Y^2) - \sum(X \times Y) \times \sum(X^2 \times Y^2)] + \sum X \times [\sum Y \times \sum(X^2 \times Y^2) - \sum(X \times Y) \times \sum(X \times Y^2)] + \sum(X \times Y) \times [\sum(X \times Y) \times \sum(X \times Y) - \sum Y \times \sum(X^2 \times Y)]$

NUM(3) =  $N \times [\sum(X^2) \times \sum(X \times Y^2) - \sum(X \times Y) \times \sum(X^2 \times Y)] + \sum X \times [\sum Y \times \sum(X^2 \times Y) - \sum X \times \sum(X \times Y^2)] + \sum(X \times Y) \times [\sum X \times \sum(X \times Y) - \sum Y \times \sum(X^2)]$

DENOM =  $N \times [\sum(X^2 \times Y) \times \sum(X^2 \times Y) - \sum(X^2) \times \sum(X^2 \times Y^2)] + \sum X \times [\sum X \times \sum(X^2 \times Y^2) - \sum[(X \times Y) \times \sum(X^2 \times Y)] + [\sum(X \times Y) \times \sum(X^2) - \sum X \times \sum(X^2 \times Y)]$

A = NUM(1)/DENOM = -25.5296

B = NUM(2)/DENOM = 17.6118

C = NUM(3)/DENOM = -4.5064

Ritter y Drake desarrollaron la teoría de la penetración de un fase no humectante en un medio poroso [24]. Burdine y col. lo aplicó a las rocas del yacimiento utilizando curvas de presión capilar de inyección de mercurio [25]. La distribución del área promedio de la superficie del poro, D (fi), por definición, es:

$$D_{(ri)} dr = dV_p = V_p dS_w \quad (5.54)$$

Diferenciando la Ecuación 5.54 y reordenando para obtener dr:

$$dr = \left( \frac{r^2}{2\sigma} \right) dP_c \quad (5.55)$$

TABLA 5.1C

**CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE ENTRADA,  $S_i$ , USANDO EL MTHOD  
HASSER-BRUNNER.  $\{S_i = S (AVE) + P_c (HY) \times (D_s AVEIDP \sim)\}$  y  
 $\{D_s AVEIDP, = - (1 + c \times GUARDAR) \sim / (B - A \times c)\}$**

$S_{av}$	$P(hy)$	$dS/dP$	$P \times dS/dP$	$S_i$
1.000	2.258	-0.036	-0.081	0.964
0.950	2.682	-0.034	-0.090	0.916
0.900	3.167	-0.031	-0.099	0.869
0.850	3.731	-0.029	-0.108	0.821
0.800	4.391	-0.027	-0.117	0.773
0.750	5.177	-0.024	-0.126	0.726
0.700	6.127	-0.022	-0.135	0.678
0.650	7.300	-0.020	-0.145	0.630
0.600	8.782	-0.017	-0.154	0.583
0.550	10.716	-0.015	-0.163	0.535
0.500	13.345	-0.013	-0.172	0.487
0.450	17.127	-0.011	-0.181	0.439
0.400	23.033	-0.008	-0.190	0.392
0.350	33.549	-0.006	-0.199	0.344
0.300	57.532	-0.004	-0.208	0.296
0.278	82.400	-0.003	-0.212	0.275

Sustituyendo la Ecuación 5.55 en la Ecuación 5.54 se obtiene:

$$D_{(ri)} = \left( \frac{2\sigma V_p}{r^2} \right) \left( \frac{dS_w}{dP_c} \right) \quad (5.56)$$

para un volumen de poro, es decir,  $V_p = 1$ ,

$$D_{(ri)} = \left( \frac{2\sigma}{r^2} \right) \left( \frac{dS_w}{dP_c} \right) \quad (5.57)$$

Suponiendo que  $\cos \theta$  en la ecuación 5.1 es igual a 1.0, y sustituyendo  $P_c \times r$  para 20 en la Ecuación 5.56, la ecuación utilizada para la interpretación de  $S_e$  obtiene la distribución del tamaño de la garganta de los poros a partir de la presión capilar:

$$D_{(ri)} = \left( P_c \times \frac{V_p}{r} \right) \left( \frac{dS_w}{dP_c} \right) \quad (5.58)$$

El tamaño máximo de garganta de poros para la muestra ocurre en  $S_e = 1.0$  donde  $r_{máx} = 20 / P_c$ , y el tamaño mínimo de poro que conducirá el fluido ocurre en una saturación de agua irreducible ( $S_{i,r}$ ) donde  $r_{mi} = 20 / P_{cmm}$ .



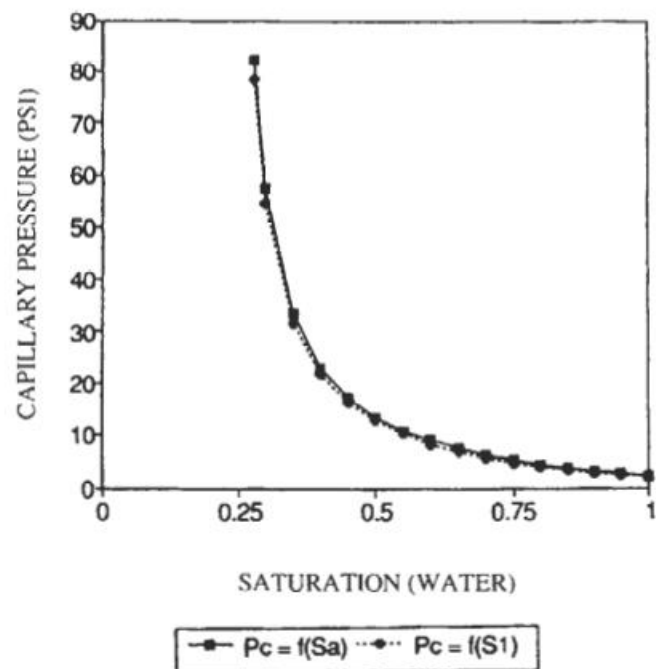
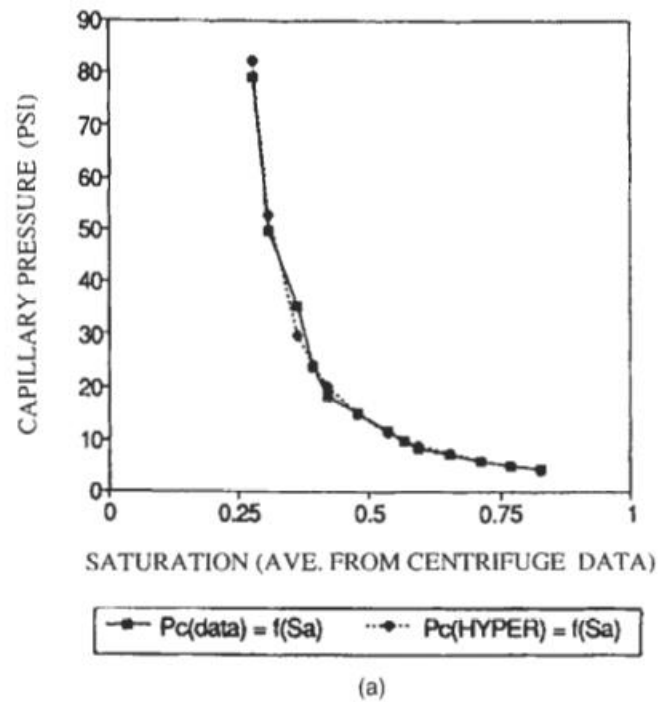


Figura 5.20. (a) Comparación de curvas suavizadas y determinadas experimentalmente de la presión capilar versus la saturación promedio obtenida por análisis de regresión. (b) Presión capilar para una arenisca de Berea en función del promedio y entrada saturaciones para datos derivado del centrifugado.

Las distribuciones de tamaño de poro se utilizan para analizar reducciones de permeabilidad causado por la hinchazón de la arcilla; precipitaciones de materia orgánica en poros ejemplo, asfaltenos y parafinas; migración de partículas; y crecimiento de microbios en los poros [26-291].

El procedimiento para determinar la distribución del tamaño de los poros de los núcleos es:

1. Obtenga la presión capilar de entrada de aire-salmuera (Ecuación 5.22) versus el promedio datos de saturación utilizando el método de centrifugación.
2. Obtenga las tres constantes (A, B y C) para el ajuste de los datos a un hipérbola utilizando el método de mínimos cuadrados.
3. Obtenga la saturación de entrada ( $S_i$ ) que corresponde al capilar de entrada presión ( $P_d$ ), u obtenga la solución exacta (Ecuación 5.46 o Ecuación 5.52); utilice la hipérbola para obtener la derivada ( $dS / dP_c$ ).
4. Utilice el ajuste de mínimos cuadrados de los datos de  $P_d$  versus  $S_i$  para obtener los valores A, B y Constantes C para la hipérbola  $P_{ci} = (A + BS_i) / (1 + CS_i)$ .
5. Extrapolar la curva de  $P_{ci}$  versus  $S_i$  a  $S_i = 1.0$  para obtener la presión umbral (PD) que corresponde al mayor valor teórico tamaño de entrada de poro ( $r_{max} = 20 / PD$ ).
6. Obtenga una tabla de  $r_j$  versus  $P_{cj}$  para valores específicos de  $S_{ij}$  ( $r_j =$
7. Diferenciar la hipérbola para obtener  $dS_{ij} / dP_{cj}$  en cada punto (j).
8. Calcule la distribución del tamaño de la garganta de los poros a partir de la ecuación 5.58.

### EJEMPLO

Utilice los datos de presión capilar para el aire que desplaza el agua del Berea Núcleo de arenisca presentado en el Ejemplo de la página 342 (Tabla 5.1a) para Calcule la distribución del tamaño de la garganta de los poros.

La saturación de entrada y la presión capilar del ejemplo anterior son enumerados en la Tabla 5.2 junto con la distribución del tamaño de la garganta de los poros,  $D$  ( $r_i$ ), en función del radio de la garganta de los poros,  $4$ , y los resultados se muestran en Figura 5.21.

### SOLUCIÓN

El tamaño máximo de entrada de poros (10.59  $\mu\text{m}$ ) ocurre en  $S_i = 1.0$ , y el tamaño mínimo de poro que conducirá el fluido ocurre en el agua irreducible saturación (0,27  $\mu\text{m}$ ).

### PERFIL DE SATURACIÓN VERTICAL EN UN DEPÓSITO

Welge y Bruce derivaron la ecuación de presión capilar a partir del equilibrio de fuerzas verticales en un tubo capilar [30, 311]. El peso

**TABLA 5.2**

**DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE LA GARGANTA DE LOS POROS A PARTIR DE LOS DATOS DE UN NÚCLEO DE BEREA SANDSTONE UTILIZADO EN LA TABLA 5.1A**

$S_i$	$P_c(\text{hyper})$	$r_i$	$D(r_i), m^2$
1.000	1.973	10.586	0.043
0.950	2.377	8.787	0.054
0.900	2.840	7.353	0.067
0.850	3.377	6.184	0.081
0.800	4.008	5.211	0.097
0.750	4.757	4.390	0.114
0.700	5.663	3.688	0.133
0.650	6.781	3.080	0.153
0.600	8.195	2.549	0.174
0.550	10.039	2.080	0.196
0.500	12.547	1.665	0.220
0.450	16.154	1.293	0.246
0.400	21.787	0.959	0.273
0.350	31.817	0.656	0.301
0.300	54.691	0.382	0.330
0.278	78.408	0.266	0.344

$$R_i = 144/P_c$$

$$D(r_i) = (P_c \times V_p/r) \times (dS_i/dP_c)$$

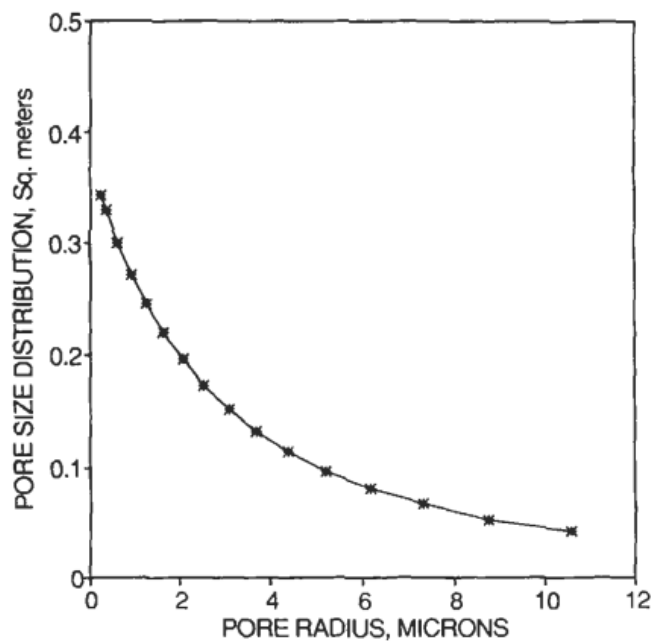


Figura 5.21. Tamaño de entrada de distribución de poro para un núcleo de arenisca Berea.

de agua (fase de humectación) en el tubo capilar,  $W$ , que actúa hacia abajo, es igual a:

$$W = \pi r_c^2 h \gamma_w \quad (5.59)$$

La fuerza de flotación (peso) del fluido desplazado (aceite) es hacia arriba e igual a:

$$B = \pi r_c^2 h \gamma_o \quad (5.60)$$

El componente vertical de la fuerza de tensión interfacial ( $F_z$ ), que actúa hacia arriba, es igual a:

$$F_z = 2\pi r_c \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \quad (5.61)$$

Igualando las fuerzas y despejando  $h$ :

$$h = \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta_{wo}}{r_c(\gamma_w - \gamma_o)} = \frac{P_c}{\Delta \rho} \quad (5.62)$$

Welge y Bruce demostraron que la ecuación 5.62 se puede utilizar para calcular las saturaciones de agua y aceite a cualquier altura por encima de la superficie del líquido libre si se dispone de datos de presión capilar versus saturación [30, 311]. Aplicaron esto al cálculo de la saturación vertical de agua-petróleo-gas. distribución en función de la altura para los reservorios de hidrocarburos:

$$h(m) = \frac{0.102 P_c}{\rho_w - \rho_o} \quad \text{and} \quad h(ft) = \frac{2.3 P_c}{\rho_w - \rho_o} \quad (5.63)$$

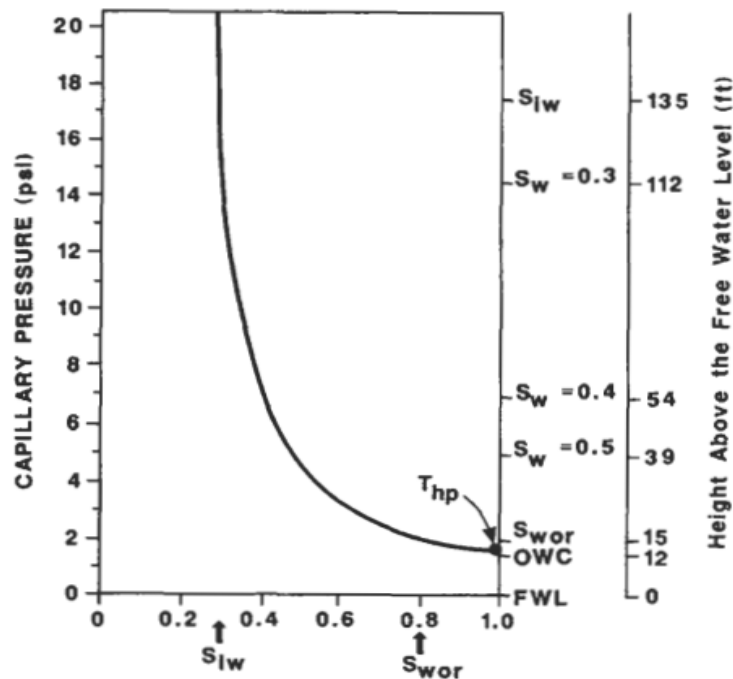
dónde:

$h$  es la altura del ascenso capilar en m (pies);

$\rho_w$  y  $\rho_o$  son las densidades de agua y aceite, respectivamente, en g / cm<sup>3</sup> (libras / pie<sup>3</sup>); y la presión capilar  $P$ , está en kPa (psi).

Usando la curva de presión capilar para el aceite que desplaza el agua de un saturación de agua inicial de 100%, la saturación de aceite en el depósito puede ser calculado a cualquier altura por encima del nivel de agua libre, FWL, que ocurre a presión capilar cero, como se muestra en las Figuras 5.16 y 5.22.

El nivel de agua libre es difícil de localizar en un depósito, pero el aceite-agua el contacto, OWC, es evidente en los registros de pozos. Conociendo la presión umbral,  $P_{ct}$ , a partir de una curva de presión capilar obtenida de los núcleos del yacimiento y el aceite, Se puede determinar la ubicación del nivel de agua libre y la vertical El perfil de saturaciones se puede calcular en función de la altura por encima



**SATURACION DEL AGUA**

Figura 5.22. Perfil de saturación vertical de un yacimiento calculado a partir de una curva de presión por capilaridad.

el nivel del agua libre. La posición del valor máximo del aceite residual. Se puede localizar la saturación; esto es importante porque no existe aceite móvil a profundidades por debajo de este punto. Existe una zona de transición entre  $S_w$  y  $S_i$ , donde siempre se produce agua junto con el aceite. Si el depósito el espesor es lo suficientemente grande como para exceder el valor en  $S_i$ , (135 pies, Figura 5.22), sólo se producirá petróleo a alturas por encima del punto donde se produce el  $S_i$ .

La humectabilidad mixta y los reservorios húmedos por petróleo no tendrán un umbral presión porque los núcleos, cuando están saturados al 100% con agua y en contacto con aceite, absorberá aceite a presión capilar cero. El aceite-agua contacto y el nivel del agua libre, por lo tanto, son sinónimos (ocurriendo en el mismo punto).

Cuando los datos del núcleo de un yacimiento indican variabilidad de permeabilidad y la porosidad en toda la arena, o como una tendencia creciente o decreciente con respecto a la profundidad, los datos de presión capilar para cada núcleo se pueden reducir a una sola curva de función  $J$ , que es una función de saturación:

$$J_{ij}(S_{wij}) = \left( \frac{P_{cij}(S_{wij})}{\sigma} \right) \times \left( \frac{k_i}{\phi} \right)^{1/2} \tag{5.64}$$

dónde:

(1) el subíndice  $i$  indica los núcleos individuales probados, y

(2) el subíndice  $j$  indica valores de  $J$  y  $P_c$  con respecto al específico núcleo y punto de datos ( $S_{wij}$ ).

Después de  $J$ -versus- $S$ , todos los datos se han reunido, el único (promedio) La curva se puede obtener utilizando la función hiperbólica:

$$J_j = \frac{A + BS_{wi}}{1 + CS_{wj}} = \left( \frac{P_{cj}}{\sigma} \right) \times \left( \frac{\bar{k}}{\bar{\phi}} \right)^{1/2} \quad (5.65)$$

La media geométrica de la permeabilidad y la media aritmética de la porosidad se utilizan en la Ecuación 5.65. Usando estos datos y el promedio Curva  $J$ , se puede obtener la curva de presión capilar correlacionada única de la Ecuación 5.64 y se utiliza para determinar el perfil de saturación del yacimiento como se discutió.

### EJEMPLO

Los datos centrales de la Tabla 5.3 se obtuvieron para cuatro núcleos extraídos de la misma formación. Calcule el perfil de saturación vertical y Determinar las ubicaciones (alturas por encima del nivel del agua libre) del contacto aceite-agua,  $S_o$  y  $S_i$ . La tensión interfacial es de  $25 \text{ N} \times 10^{-3} / \text{m}$ , la diferencia de densidad entre la salmuera y el aceite es de  $0,80 \text{ g} / \text{cm}^3$ , la saturación de aceite residual es del 30% y el  $S_i$  se produce en  $S = 0,20$ .

### SOLUCIÓN

La permeabilidad media es:

$$\log \bar{k} = \frac{1}{4} \times [\log (0.60) + \log (0.095) + \log (0.132) + \log (0.155)]$$

$$\bar{k} = 0.104 \text{ D}$$

La porosidad media es:

$$\bar{\phi} = \frac{1}{4} \times [0.18 + 0.20 + 0.21 + 0.23]$$

$$\bar{\phi} = 0.21$$

**TABLA 5.3**  
**DATOS DE ANÁLISIS BÁSICOS**

<b>Core 1</b> $k_1 = 0.060$ $\phi_1 = 0.18$			<b>Core 2</b> $k_2 = 0.095$ $\phi_1 = 0.20$		
$P_{c1j}$	$S_{w1j}$	$J_{1j}$	$P_{c2j}$	$S_{w2j}$	$J_{2j}$
3	1.00	.069	3	1.00	.057
4	.88	.092	5	.80	.095
7	.70	.162	8	.64	.152
11	.58	.254	14	.48	.266
19	.40	.439	23	.38	.437
36	.25	.832	33	.32	.627
56	.19	1.294	45	.26	.855
78	.19	1.802	61	.22	1.159
			74	.21	1.406

<b>Core 3</b> $k_3 = 0.132$ $\phi_3 = 0.21$			<b>Core 4</b> $k_4 = 0.155$ $\phi_4 = 0.23$		
$P_{c3j}$	$S_{w3j}$	$J_{3j}$	$P_{c4j}$	$S_{w4j}$	$J_{4j}$
6	1.00	.151	3	1.00	.081
8	.86	.201	4	.84	.108
10	.72	.251	7	.68	.189
12	.60	.301	16	.45	.432
20	.48	.502	27	.34	.729
29	.40	.728	41	.27	1.107
38	.34	.954	54	.21	1.458
51	.32	1.280	69	.21	1.863
67	.30	1.682	76	.20	2.052
81	.30	2.033			

J para cada uno de los cuatro conjuntos de datos de presión capilar se calcularon y trazada para obtener la curva J promedio. Entonces, las constantes (A, B y C) para el ajuste hiperbólico se obtuvieron a partir de un ajuste de mínimos cuadrados

$$\bar{J} = \frac{(-0.0075 - 0.2856 S_{wj})}{(1 + 0.0391 S_{wj})}$$

La presión capilar promedio versus la saturación de agua fue entonces calculado a partir de J como sigue (Tabla 5.4):

$$\bar{P}_{cj} = J_{j(sw)} \sigma \times \left( \frac{\bar{k}}{\phi} \right)^{1/2} = 35.525 \bar{J}_{j(sw)}$$

**TABLA 5.4**  
**PERFIL DE SATURACIÓN**

$S_{wj}$	$J_j$	$P_{cj}$	$h(m)$
1.00	0.090	3.179	0.41
0.80	0.140	4.973	0.64
0.70	0.170	6.039	0.77
0.60	0.235	8.348	1.07
0.50	0.350	12.434	1.59
0.40	0.560	19.894	2.55
0.35	0.700	24.867	3.18
0.30	0.950	33.749	4.32
0.20	1.650	58.616	7.50

La altura sobre el nivel del agua libre se calculó a partir de:

$$h(m) = \frac{0.102 P_c}{0.8} = 0.128 P_c$$

El contacto aceite-agua (OWC) ocurre en el umbral de presión donde

$S = 1,00$ ; por lo tanto:

OWC = 0.41 m por encima del FWL

La altura por encima del FWL en Entonces, ocurre en  $S = 0,70 = 0,77$  m.

Altura por encima del FWL. en  $S_i = 7,50$  m.

### NÚMERO CAPILAR

El número capilar es un grupo adimensional que representa la relación de fuerzas viscosas a las fuerzas interfaciales que afectan el flujo de fluido en medios porosos. Aplicado al desplazamiento de agua de aceite, el capilar número es:

$$n_c = \frac{(\mu_w u_w)}{(\phi \sigma_{ow})} \quad (5.66)$$

donde  $p$ ,  $u_w$  y  $d$  se expresan, respectivamente, en poises (o  $kg / m \times s$ ),  $m / s$  y  $N / m$  ( $kg \times m / s^2 \times m$ ).

En la práctica, la viscosidad se expresa como centipoise, la velocidad como  $m / día$  y la tensión interfacial como  $N \times 10^{-3} / m$ ; por lo tanto:

$$n_c = 1.16 \times 10^{-4} \left[ \frac{\mu_w (cP) \times u_w (m/D)}{\phi \sigma_{ow} (mN/m)} \right] \quad (5.67)$$



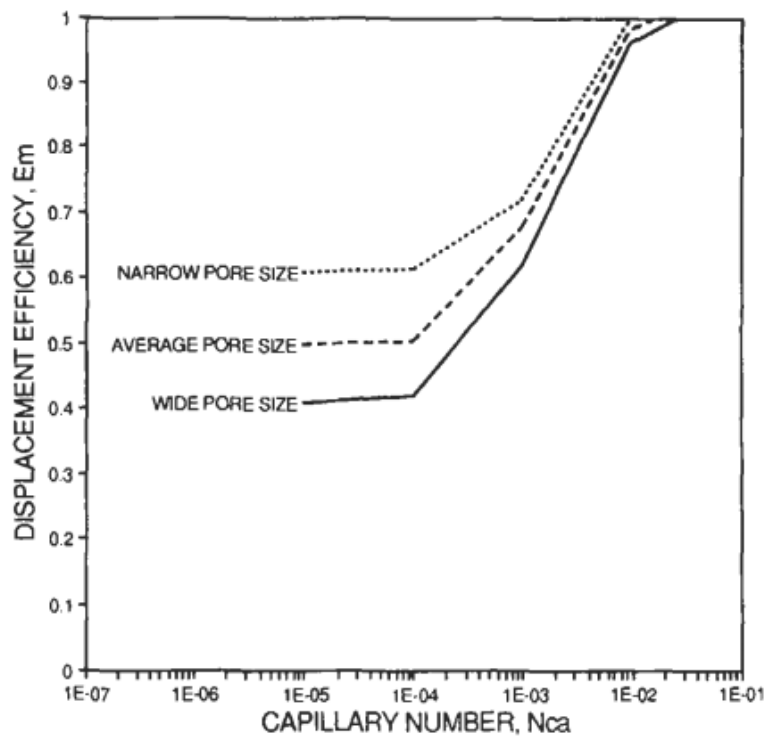


Figura 5.23: efecto de aumentar el número capilar sobre la saturación de aceite residual al final de una inundación de agua.

El número de capilares para las inundaciones de agua de campo varía de a  $10^{-6}$  a  $10^{-4}$ . Los estudios de laboratorio han demostrado que el valor del número de capilares puede tener una influencia marcada en la recuperación final de petróleo. En orden para estudiar los efectos de  $n$ , en la recuperación de petróleo, Melrose y Bradner definieron la eficiencia de desplazamiento microscópico como la relación del aceite móvil saturación a la saturación total de aceite (32):

$$E_D = \frac{(1 - S_{or} - S_{iw})}{(1 - S_{iw})} = 1 - \frac{S_{or}}{1 - S_{iw}} \tag{5.68}$$

A medida que el valor de  $n$ , aumenta a  $10^{-4}$ , no hay un efecto notable en la eficiencia de desplazamiento (la saturación de aceite residual para un sistema dado permanece constante). Sin embargo, a valores mayores que se observa un aumento de la eficiencia de desplazamiento. A valores mayores que  $E_D$  se convierte en 1.0 y ocurre el desplazamiento completo de aceite (Figura 5.23). Por lo tanto, el valor crítico de  $n$ , se ha establecido para ser igual a las fuerzas capilares son dominante y el desplazamiento de aceite se produce por el movimiento de los ganglios de aceite varios diámetros de poro de longitud. La saturación de aceite residual se distribuye como gotas aisladas y grupos (dependiendo de las propiedades humectantes). Cuando  $n$ , excede las fuerzas viscosas de desplazamiento dominan y comenzar a aumentar la eficiencia de desplazamiento.

Como se indica en la Figura 5.23, las distribuciones del tamaño de la garganta de los poros pueden tener influencia considerable en la saturación de aceite residual, pero el crítico el número de capilares permanece en aproximadamente  $10^{-3}$ . Pequeñas variaciones en él se espera un valor crítico debido a la amplia variabilidad de los procedimientos experimentales, rocas y fluidos. La influencia directa de la notabilidad sobre el valor crítico no se ha explorado porque los experimentos llevados a cabo hasta ahora se han concentrado en fuertemente mojado por agua sistemas. Los sistemas húmedos por aceite exhibirán una menor eficiencia de desplazamiento y probablemente cambiará el número capilar crítico a un valor más alto.

El número de capilares generalmente se varía aumentando el caudal y bajar la tensión interfacial. El caudal de la fase de desplazamiento puede ser aumentado a un valor cercano al inicio del flujo turbulento; flujo turbulento produce corrientes parásitas que crean flujos cruzados que no se contabilizan para en el número de capilares. Se han realizado numerosos experimentos realizado bajando la tensión interfacial, que puede ser precisamente controlado para un sistema dado, pero para una respuesta eficaz debe ser rebajado a un valor inferior a  $0,1 \text{ mN / m}$ .

Usando la ley de Darcy, el número capilar se puede reordenar por sustitución de la velocidad para obtener:

$$n_c = \left( \frac{k_{rw} \times k}{\phi \times \sigma_{ow}} \right) \left( \frac{\Delta p}{L} \right) \quad (5.69)$$

Esta ecuación se puede utilizar para obtener la relación entre el número de capilares y el gradiente de presión para un sistema dado, o puede ser se utiliza para calcular el número de capilares si se conocen todas las demás condiciones para el sistema que se analiza.

### EJEMPLO

Dados los siguientes datos para un sistema de flujo de fluido, calcule el capilar número y el gradiente de presión para el flujo del fluido a la velocidad dado: viscosidad =  $120 \text{ cP}$ , tensión interfacial =  $36 \text{ mN / m}$ , velocidad =  $0,68 \text{ m / D}$ , porosidad =  $0,18$ , permeabilidad absoluta =  $60 \text{ pm}$  y relativa permeabilidad =  $0,21$

### SOLUCIÓN

$$n_c = \frac{1.16 \times 10^{-4} \times 120 \times 0.68}{0.18 \times 36} = 1.46 \times 10^{-3}$$

$$\begin{aligned} \text{Pressure gradient } \left( \frac{\Delta p}{L} \right) &= \frac{1.46 \times 10^{-3} \times 0.18 \times 36 \times 10^{-3}}{0.21 \times 60 \times 10^{-12}} \\ &= 0.751 \times 10^6 \text{ Pa/m} = 109 \text{ psi/m} = 33 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

**PROBLEMAS**

1. Explique por qué el menisco de un capilar insertado en mercurio es deprimido por debajo de la superficie del mercurio. (Vea la Figura 5.5c, donde el menisco está deprimido debajo de la superficie del agua de un aceite de agua sistema.)
2. Explica cómo la ecuación para la presión capilar en capilares rectos se deriva de la ecuación Plateau.
3. Suponga que los siguientes datos se obtuvieron mediante inyección de mercurio [ $\sigma = 465 \text{ x N / m}$ ] en un núcleo que tiene un volumen de poro total de  $2,8 \text{ cm}^3$  a  $20^\circ \text{ C}$

$P_c$ (psi)	$S_w$
3	1.00
4	0.88
7	0.70
11	0.58
19	0.40
36	0.25
56	0.19
78	0.19

- (a) ¿Cuál es el valor de la presión umbral, el poro máximo tamaño, y el tamaño mínimo de poro que puede conducir un fluido?
- (b) Determine la distribución del tamaño de los poros y muestre todos los gráficos utilizados.
4. Si los datos de presión capilar dados en el problema 3 se obtuvieron del aceite desplazar agua en una centrífuga, donde  $P_i$  es la presión de entrada del núcleo y  $S_w$  es la saturación de agua promedio, calcule lo siguiente:
- (a) La saturación de entrada del núcleo frente a la presión capilar de entrada, utilizando la Ecuación 5.43.
- (b) Grafique  $P_i$  vs  $S_i$  y determine la presión umbral.
- (c) Calcule el perfil de saturación vertical si el contacto agua-aceite ocurrió a 2,000 pies ( $p_w - p_o = 0.180 \text{ em}^3$ ).
- (d) ¿Cuál es el significado de cavitación cuando se usa con respecto a centrifugar determinación de la presión capilar?
5. Si la porosidad = 0,16 y la permeabilidad = 0,120 darcy para el núcleo en Problema 4, calcule la función  $J$  frente a la saturación del sistema y mostrar el gráfico.

**NOMENCLATURA**

A	Área
$A_s$	área de la superficie de rocas o arenas
cP	viscosidad (centipoise)
D	día; Darcy
$d_{ave}$	diámetro medio de los poros
F	energía gratis
FWL	nivel de agua libre (en referencia al aumento capilar de fluidos)
g	constante gravitacional; 980 cm / s <sup>2</sup> ; 32,2 pies / s <sup>2</sup>
$H_0$	longitud medida desde el nivel de aceite hasta el fondo de la muestra en la medida de drenaje, cm
h	altura de subida capilar
J	función adimensional para la correlación de la presión capilar con permeabilidad y porosidad
k	permeabilidad absoluta (pm *, darcy)
$K_z$	Constante Carman-Kozeny
L	longitud (m, cm, pies)
m	metro
N	centrifugar revoluciones por minuto; Newton
$n_c$	número capilar
o	aceite (usado como subíndice)
OWC	contacto aceite-agua
P	presión (Pa, atm, psi)
$P_c$	presión capilar (Pa, psi)
$(P_c)_D$	presión capilar de desplazamiento en el extremo efluente de un núcleo en una centrífuga
$(P_c)_i$	presión capilar en la entrada del núcleo (centrífuga medición de la presión capilar)
$P_{ct}$	presión capilar umbral
$P_{ct}$	presión de un fluido no humectante
$P_{nw}$	presión de un fluido humectante (generalmente tomado como la fase acuosa)
$P_w$	presión de la fase oleosa
$P_o$	presión de la fase oleosa
r	radio de curvatura de un arco de una interfaz (cm)
$r_g$	radio de un grano
$r_{si}$	radio de una interfaz esférica
$r_w$	resistividad del agua
r	radio
$r_c$	radio de un tubo capilar
$\bar{r}_H$	radio hidráulico medio
$r_i$	radio de una interfaz esférica
$r_o$	radio del eje de rotación de la centrífuga medido al nivel de aceite
$r_w$	Radio del eje de rotación de la centrífuga medido hasta el nivel agua

$r(c)$	salida (inferior) extremo del núcleo (medición centrífuga de presión capilar)
$r(i)$	extremo de entrada (superior) del núcleo (medición centrífuga del capilar presión)
$S_{i\max}$	máxima saturación de inyección de mercurio
$S_{iw}$	saturación de la fase de humectación irreducible
$S_{or}$	saturación de aceite residual
$S_{wa}$	saturación de agua promedio
$S_{wmin}$	saturación mín. de mercurio después de la extracción de un núcleo
$S_{wor}$	saturación de agua a saturación de aceite residual
$S_w(i)$	saturación de agua en el extremo de entrada del núcleo (centrífuga medición de la presión capilar)
$u, v$	velocidad (m / s, cm / s, ft / s)
$v_\theta$	velocidad angular del rotor de la centrífuga
$V$	volumen
$V_p$	volumen de poros

### SÍMBOLOS GRIEGOS

$\phi$	ángulo
$\Phi$	ángulo de contacto
$\sigma$	tensión interfacial (N / m)
$\mu$	viscosidad (Pa * s, cP)
$\rho_o$	densidad de aceite
$\rho_w$	densidad del agua

### REFERENCIAS

1. Plateau, J. A. F. "Statique Expérimentale et Theorique des Liquides Soumis aux Seules Forces Molkulaires." (Experimental and Theoretical Researches on the Figures of Equilibrium of a Liquid mass Withdrawn from the Action of Gravity.) Smithsonian Institute Annual Reports: Series No. 1, 1863, pp. 207-285; Series No. 2, 1864, pp. 285-369; Series No. 50, 1865, pp. 411-435; Series No. 6, 1866, pp. 254-289.
2. Leverett, M. C. "Capillary Behavior in Porous Solids." Trans. AIME, Vol.
3. Leja, J. Surface Chemistry of Froth Flootation. Plenum Press, New York, 1982, 758 pp.
4. Purcell, W. R. "Capillary Pressures-Their Measurement using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom." Trans. AZME, Vol. 186, 1949, 142, 1941, pp. 152-169. pp. 39-1 10.

5. Adam, N. K. *The Physics and Chemistry of Surfaces*, 3rd ed. Oxford University Press, London, 1941, pp. 7-12.
6. Champion, M. A. and Davy, N. *Properties of Matter*, 3rd ed. Blackie & Sons, London, 1960, pp. 115-118.
7. Moore, W. J. *Pysical Chemistry*, 2nd ed. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1955, pp. 500-502.
8. Neumann, H. J. "Investigations on the Wettability of Formations and on Oil Migration." *Erdoel- und Kohle-Erdgas-Petrochemie*. Vol. 19, No. 3, 1966, pp. 171-172.
9. Rose, W. and Bruce, W. A. "Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rocks." *Trans. AZME*, Vol. 186, 1949, pp. 127-141.
10. Carman, P. C. "Fluid Flow through Granular Beds." *Trans. Inst. Cbem. Eng.*, 1937, pp. 150-166.
11. O'Meara, D. J., Jr., Hirasaki, G. J. and Rohan, J. A. "Centrifuge Measurements of Capillary Pressure: Part 1-Outflow Boundary Condition." *SPE 18296*, 63rd Annual Conf., Houston, TX, Oct. 2-5, 1988, 14 pp.
12. Wardlaw, N. C. and Taylor, R. P. "Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Capillary Behavior in Reservoir Rocks." *Bull. Can. Petrol. Geol.*, Vol. 24, No. 2, 1976, pp. 225-262.
13. Lorenz, P. B. "Notes on Capillary Pressure Curves." Data obtained at U.S. Bureau of Mines, Bartlesville Energy Technology Center, 1972 (not previously published-used here with permission from P.B. Lorenz).
14. Slobod, R. L. and Blum, H. A. "Method for Determining Wettability of Reservoir Rocks." *Trans. AIME*, Vol. 195, 1952, pp. 1-4.
15. Slobod, R. L., Chambers, A. and Prehn, W. L., Jr. "Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples." *Trans. AIME*, Vol. 192, 1951, pp. 127-134.
16. Donaldson, E. C., Kendall, R. F., Pavelka, E. A. and Crocker, M. E. "Equipment and Procedures for Fluid Flow and Wettability Tests of Geological Materials." *DOE/BETC/IC-79/5*, Nat. Tech. Info. Sv., Springfield, VA, 1980, 40 pp.
17. Hassler, G. L. and Brunner, E. "Measurement of Capillary Pressures in Small Core Samples." *Trans. AIME*, Vol. 160, 1945, pp. 114-123.
18. Melrose, J. C. "Interpretation of Mixed Wettability States in Reservoir Rocks." *SPE 10971*, Annual Conf., New Orleans, Sept. 1982, pp. 26-29.
19. Melrose, J. C. "Interpretation of Centrifuge Capillary Pressure Data." *The Log Anatyst*, Vol. 29, No. 1, Jan.-Feb. 1988, pp. 40-47.
20. Donaldson, D., Ewall, N. and Singh, B. "Characteristics of Capillary Pressure Curves." *J Petrol. ScL C Eng.*, Vol. 6, 1991, pp. 249-261.
21. Van Domselaar, H. R. "An Exact Equation to Calculate Actual Saturations from Centrifuge Capillary Pressure Measurement." *Rev. Tech. INTEVEP*, Vol. 4, NO. 1, 1984, pp. 55-62.

22. Rajan, R. R. "Theoretically Correct Analytic Solution for Calculating Capillary Pressure-Saturation from Centrifuge Experiments." SPWLA Trans., 27<sup>th</sup> Annual Logging Symp., Houston, TX, June 9-12, 1986, Paper 0, 18 pp.
23. Obeida, T. A. "Quantitative Evaluation of Rapid Flow in Porous Media." General Examination for Ph.D., Department of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma, 1988.
24. Ritter, L. C. and Drake, R. L. "Pore Size Distribution in Porous Material." Ind. GEng. Chem. Fundamentals, Vol. 17, 1945, p. 782.
25. Burdine, N. T., Gournay, L. S. and Reichertz, P. P. "Pore Size Distribution of Petroleum Reservoir Rocks." Trans. AIME, Vol. 198, 1950, pp. 195-204.
26. Chilingar, G. V. and Yen, T. F. "Some Notes on Wettability and Relative Permeability of Carbonate Reservoir Rocks." Energy Sources, Vol. 7, No. 1, 27. Donaldson, E. C., Baker, B. A. and Carroll, H. B. "Particle Transport in Sandstones." Soc. Petrol. Eng. Paper No. 6905, 52nd Annual Fall Conf., Denver, CO, Oct. 9-12, 1977, 20 pp.
28. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. and Yen, T. F. (Eds.). Enhanced Oil Recovery, I-Fundamentals and Analyses. Elsevier Science Publ., Amsterdam, 1985, 357 pp.
29. Zajic, J. E. and Donaldson, E. C. (Eds.). Microbes and Oil Recovery. Bioresources Publications, El Paso, TX, 1985, 368 pp.
30. Archer, J. S. and Wall, C. G. Petroleum Engineering Principles and Practice. Graham & Trotman, The Alden Press, Oxford, 1986, 362 pp.
31. Welge, H. J. and Bruce, W. A. "A Restored-State Method for Determination of Oil in Place and Connate Water. Drilling and Production Practice." Am. Petrol. Znst., 1945, pp. 161-165.
32. Melrose, J. C. and Bradner, C. F. "Role of Capillary Forces in Determining Microscopic Displacement Efficiency for Oil Recovery by Waterflooding." J. Can. Petrol. Tech., Vol. 13, No. 4, 1974, pp. 54-62.
33. Cram, P. J. "Wettability Studies with Non-hydrocarbon Constitutes of Crude Oil." Pet. Rec. Research Inst., Report No. RR-17, Socorro, NM, Dec. 1972.

# HUMEDAD

## HUMEDAD

Humedad es el término utilizado para describir la adhesión relativa de dos fluidos a una superficie sólida. En un medio poroso que contiene dos o más fluidos inmiscibles, la humectabilidad es una medida de la tendencia preferencial de uno de los fluidos para mojar (esparcir o adherir) la superficie. En un agua mojada salmuera-aceite-roca, el agua ocupará los poros más pequeños y mojará la mayor parte de las superficies en los poros más grandes. En áreas de alto contenido de aceite saturación, el aceite descansa sobre una película de agua esparcida por la superficie. Si la superficie de la roca está preferentemente mojada por agua y la roca está saturada con aceite, el agua se embeberá en los poros más pequeños, desplazando el aceite del núcleo cuando el sistema está en contacto con el agua.

Si la superficie de la roca está preferentemente húmeda por aceite, aunque pueda estar saturado con agua, el núcleo absorberá aceite en los poros más pequeños, desplazando el agua del núcleo cuando entra en contacto con el agua. Así, un núcleo saturado con aceite está mojado con agua si se empapa de agua y, a la inversa, un núcleo saturado con agua está mojado en aceite si se empapa de aceite. En realidad, la humectabilidad de un sistema puede variar desde muy húmedo a muy húmedo por aceite dependiendo de las interacciones de la salmuera con la superficie de la roca. Si la roca no muestra preferencia por ninguno de los fluidos, se dice que el sistema exhibir humectabilidad neutra o humectabilidad intermedia, una condición que uno podría visualizar igualmente húmedo por ambos fluidos (50% / 50% humectabilidad).

Otros términos descriptivos han evolucionado a partir de la comprensión de que Los componentes del petróleo pueden mojar áreas seleccionadas a lo largo de la roca superficie. Por lo tanto, la humectabilidad fraccionada implica manchas heterogéneas mojado de la superficie, etiquetado como "mojado dalmata" por Brown y Fatt [11. Mojabilidad fraccionada significa que las áreas dispersas la roca está fuertemente mojada por el petróleo, mientras que el resto del área está fuertemente mojado por agua. La



humectabilidad fraccional ocurre cuando las superficies de las rocas están compuestas de muchos minerales que tienen superficies muy diferentes propiedades químicas, lo que lleva a variaciones en la humectabilidad en todas las superficies internas de los poros. Este concepto es diferente de neutral humedad, que se utiliza para implicar que todas las porciones de la roca tienen una igual preferencia por agua o aceite. Núcleos que presentan humectabilidad fraccionada absorberá una pequeña cantidad de agua cuando la saturación de aceite sea alta (por ejemplo, en la saturación de agua irreducible,  $L_i$ ), y también beber una pequeña cantidad de aceite cuando la saturación de agua es alta (por ejemplo, en la saturación de aceite residual,  $S_r$ ).

El término "humectabilidad mixta" se refiere comúnmente a la condición donde los poros más pequeños están ocupados por agua y están mojados por agua, pero los poros más grandes de la roca están mojados por aceite y un filamento continuo de aceite existe en todo el núcleo en los poros más grandes [2-41]. Porque el aceite se encuentra en los grandes poros de la roca en forma continua camino, el desplazamiento de aceite desde el núcleo se produce incluso con muy poca cantidad de aceite saturación; por lo tanto, la saturación de aceite residual de las rocas de humectabilidad mixta es inusualmente bajo. La humectabilidad mixta puede ocurrir cuando el aceite que contiene compuestos orgánicos polares interfacialmente activos invaden una roca mojada por agua saturado con salmuera. Después de desplazar la salmuera de los poros más grandes, los compuestos interfacialmente activos reaccionan con la superficie de las rocas, desplazando la película acuosa restante y, por lo tanto, produciendo un revestimiento húmedo de aceite en los poros dilatados. La película de agua entre la roca y el aceite en el poro se estabiliza mediante una doble capa de fuerzas electrostáticas. Como el espesor de la película se ve disminuida por el aceite invasor, la fuerza electrostática el equilibrio se destruye y la película se rompe, permitiendo que la orgánica polares compuestos para desplazar el agua restante y reaccionar directamente con la superficie de la roca [5].

La humectabilidad de un sistema de roca fluida es una característica promedio general de un sistema heterogéneo con humectación relativa microscópica en todo el medio poroso [6]. Las superficies de los poros de las rocas tienen preferencia tendencias de humectación hacia el agua o el aceite que conducen al establecimiento de los diversos estados de humectabilidad general. Esta humectabilidad general tiene una influencia dominante en el flujo de fluidos y las propiedades eléctricas del sistema agua-hidrocarburo-roca. Controla la presión capilar y el comportamiento de permeabilidad relativa y por lo tanto la tasa de hidrocarburos desplazamiento y recuperación final (7- 10).

### **TENSIÓN INTERFACIAL**

Cuando dos fluidos inmiscibles (gas-líquido o líquido-líquido) están en contacto, los fluidos están separados por una interfaz bien definida, que es sólo unos pocos diámetros moleculares de espesor. Dentro del fluido y lejos del

interfaz y las paredes del recipiente, las moléculas se atraen entre sí en todas direcciones. En la superficie entre dos fluidos inmiscibles, hay no hay moléculas similares más allá de la interfaz y, por lo tanto, hay una fuerza dirigida hacia adentro que intenta minimizar la superficie tirando de ella en forma de esfera. Esta actividad superficial crea una capa similar a una película de moléculas que están en tensión, que es una función del específico libre energía de la interfaz. La tensión interfacial tiene las dimensiones de fuerza por unidad de longitud (newtons / metro) que es el estándar moderno expresión de las unidades. En la literatura anterior, sin embargo, es expresado como dinas / cm, que es numéricamente igual a milinewtons / m[(N x 10A3) / mo mN / ml.

### ÁNGULO DE CONTACTO

Cuando la interfaz está en íntimo contacto con las paredes de un contenedor, Por ejemplo, un tubo capilar, la interfaz interseca la superficie sólida en un ángulo,  $\theta$ , que es función de la tensión adhesiva relativa de los líquidos al sólido. Este ángulo se describe mediante la siguiente ecuación de Young (11). Las relaciones se ilustran en la Figura 6.1 donde dos líquidos, agua (w) y aceite (o), están asociados con una (s) superficie (s) sólida (s). El ángulo de contacto (medido a través de la fase más densa) es:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \quad (6.1)$$

DONDE:

$\sigma_{so}$  = tensión interfacial entre el sólido y el aceite.

$\sigma_{sw}$  = tensión interfacial entre el sólido y el agua.

$\sigma_{wo}$  = tensión interfacial entre agua y aceite

No es posible la medición directa de las tensiones superficiales sólido-fluido; Sin embargo, al considerar un sistema trifásico se puede eliminar la tensión superficial sólido-fluido para obtener una relación medible entre

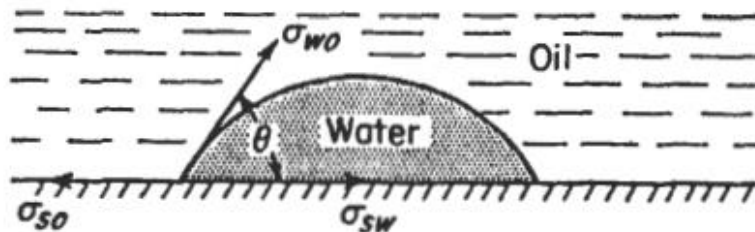


Figura 6.1. Relaciones entre el ángulo de contacto y la tensión interfacial expresada por la ecuación de Young donde  $\sigma_{so}$  = sólido-aceite,  $\sigma_{sw}$  = sólido-agua y  $\sigma_{wo}$  = agua-aceite tensiones interfaciales.

los tres ángulos de contacto. Escribiendo la ecuación para las tres condiciones: (1) agua, aceite, sólido; (2) agua, gas, sólido; y (3) gas, petróleo, sólido, uno obtiene:

$$\begin{aligned}\sigma_{so} &= \sigma_{sw} + \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \\ \sigma_{sg} &= \sigma_{sw} + \sigma_{wg} \cos \theta_{wg} \\ \sigma_{sg} &= \sigma_{so} + \sigma_{og} \cos \theta_{og}\end{aligned}\tag{6.2}$$

La eliminación algebraica de las tensiones interfaciales sólido-fluido produce:

$$\sigma_{wo} \cos \theta_{wo} = \sigma_{wg} \cos \theta_{wg} = \sigma_{og} \cos \theta_{og}\tag{6.3}$$

Las condiciones de humectación se pueden determinar a partir de las tensiones interfaciales y los ángulos de contacto fácilmente medidos, utilizando la Ecuación 6.3 (12, 13).

La tensión de adhesión,  $z$ , se define como la diferencia entre las tensiones interfaciales sólido-aceite y sólido-agua:

$$\tau = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta\tag{6.4}$$

Tres condiciones de humectabilidad son evidentes de la Ecuación 6.4 y son ilustrado en la Figura 6.2:

1. cuando la tensión de adhesión es positiva, el sistema está mojado con agua ( $0 < 90^\circ$ ,  $\cos \theta = +$ );
2. cuando  $z$  es cero, el sistema es neutramente húmedo ( $\theta = 90^\circ$ ,  $\cos \theta = 0$ ); y
3. cuando  $z$  es negativo, el sistema está mojado por aceite ( $\theta > 90^\circ$ ,  $\cos \theta = -$ ).

Cuando un líquido se esparce sobre un sólido o sobre la superficie de otro líquido inmisible, el desequilibrio de fuerzas se define como la dispersión coeficiente,  $C$ , como sigue:

- (1) Agua esparcida sobre un sólido en presencia de aceite (mojado por agua):

$$C_{swo} = \sigma_{so} - \sigma_{wo} - \sigma_{sw}\tag{6.5}$$

- (2) Aceite extendido sobre un sólido en presencia de agua (humedecido con aceite):

$$C_{sow} = \sigma_{sw} - \sigma_{wo} - \sigma_{so}\tag{6.6}$$

- (3) Un líquido esparcido sobre una superficie sólida en presencia de gas:

$$C_{slg} = \sigma_{sg} - \sigma_{lg} - \sigma_{sl}\tag{6.7}$$

Definir el comportamiento de humectación relativo de los fluidos en una roca es complejo porque hay variaciones de comportamiento de propagación en puntos o áreas, dentro de la roca y la mojabilidad medida es un promedio de la e interacciones químicas de los fluidos. Las cantidades relativas de roca superficie mojada por un fluido u otro define la mojabilidad global del sistema [14-17, 55)

Suponga que un núcleo de roca preferentemente mojado por agua está saturado con 20% de agua y 80% de aceite. En este caso, la tensión de adherencia es positiva. ( $\sigma_{so} > \sigma_{sw}$ ) y el ángulo de contacto es inferior a  $90^\circ$ . Si este núcleo mojado por agua entra en contacto con agua, algo de aceite se expulsará espontáneamente del núcleo como agua se embebe a lo largo de las paredes y en los poros más pequeños hasta que se logre un estado de equilibrio entre el sólido-fluido específicas energías superficiales (tensiones interfaciales). El fluido humectante que ingresa al núcleo se acumulará en los poros que crean el mayor fluido-fluido. curvatura interfacial consistente con la Ecuación 6.1; así, la humectación la fase se acumula en los poros más pequeños.

### MEDICIÓN DE GOTA SÉSIL DE ÁNGULOS DE CONTACTO

El método de la gota sésil se utiliza a menudo para realizar mediciones directas. del ángulo de contacto para determinar la humectación preferencial de un sólido dado por aceite y agua. Es necesaria una superficie lisa y homogénea para esta prueba; una superficie de cuarzo pulido se usa generalmente para hacer ángulo de contacto mediciones de sistemas agua-aceite [18-20]. Dos procedimientos pueden ser utilizado, como se muestra en la Figura 6.2. Las figuras 6.2 A, B, C ilustran el procedimiento

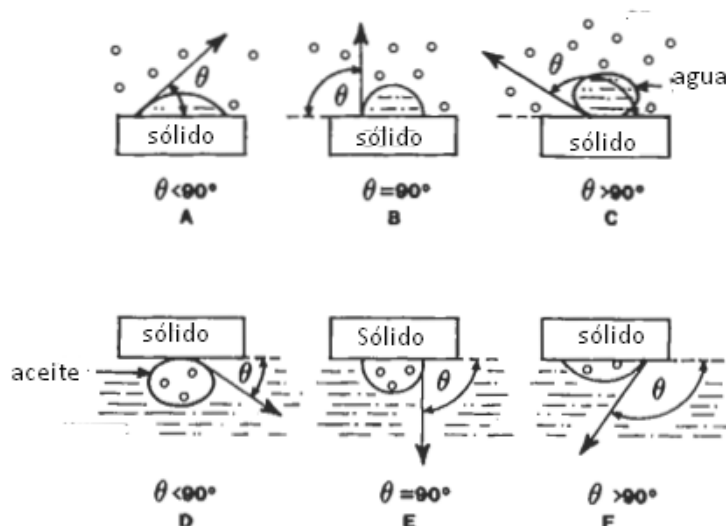


Figura 6.2. Medición de ángulos de contacto para sistemas agua-aceite; Arco A, B y C mediciones con una gota de agua rodeada de aceite; y D, E y F show drops de aceite rodeado de agua. El ángulo de contacto se mide a través de la base densa.

donde la placa sólida está suspendida horizontalmente debajo de la superficie de se coloca un aceite claro (o refinado) y una gota de agua sobre el sólido. Se toma una fotografía del sistema para medir con precisión el Angulo de contacto. Por convención, el ángulo de contacto se mide a través de la fase más densa.

El segundo método consiste en suspender la placa horizontalmente en el agua. y coloque una gota de aceite en el fondo de la placa (Figura 6.2 D, E, F). El ángulo de contacto se mide a través de la fase acuosa y el mismo se aplica el análisis.

Una modificación del método de la gota sécil fue introducida por Leach y col. para medir el ángulo de contacto de avance del agua [21]. Dos las placas minerales pulidas se montan horizontalmente con un pequeño espacio entre ellos; una placa está fija y la otra se puede mover sin problemas con un tornillo (Figura 6.3). Se coloca una gota de aceite entre las placas y se le permite envejecer hasta que el ángulo de contacto ya no cambia; luego el móvil la placa se mueve, creando el ángulo de contacto de avance. Este ángulo cambia gradualmente y eventualmente alcanza un valor estable después de unos días.

El método de la gota sécil fue utilizado por Yan et al. para determinar los mecanismos de histéresis de ángulos de contacto y ángulos de contacto de avance [22]. Superficies de mica equilibradas con petróleo crudo, que se diluyó con

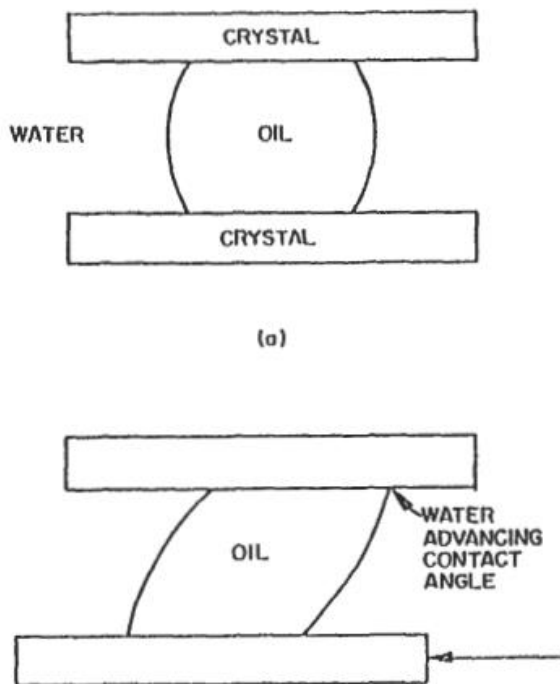


Figura 6.3. Método utilizado para medir el ángulo de contacto de avance y retroceso.

heptano para disminuir la solvencia de los asfaltenos, exhibió un mayor contacto ángulos ( $\sim 140^\circ$ ) que las superficies equilibradas con el crudo sin diluir aceite ( $\sim 75^\circ$ ). Por lo tanto, el ángulo de contacto aumenta (el sistema se vuelve más húmedo) cuando los asfaltenos se depositan en las superficies. Esto es importante para la producción de petróleo porque indica que alguna deposición de asfaltenos en las superficies rocosas alrededor de un pozo productor zona para humedecer más el aceite. Esta zona húmeda de aceite reducirá el capilar efectos finales que causan una alta saturación de agua y, por lo tanto, una alta concentración de agua / aceite relación de producción.

### PLACA DE SALUD MEDICIÓN DE ÁNGULOS DE CONTACTO

El método de la placa de Wilhelmy produce mediciones directas de la tensión de adhesión (Figura 6.4) que actúa sobre el perímetro de una placa, así como

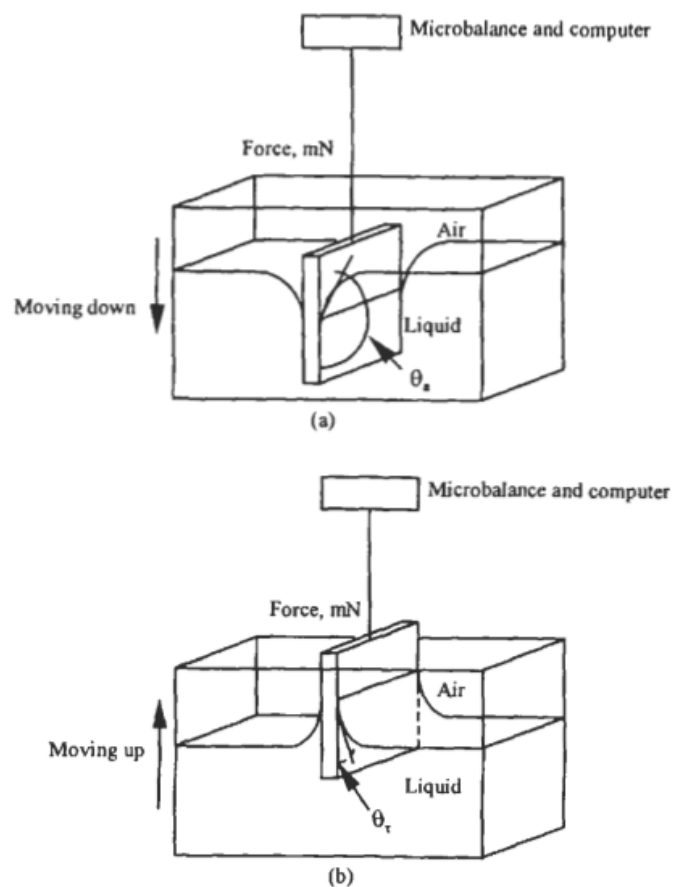


Figura 6.4. Método de placa wilbelmy para medir el ángulo de contacto de avance (a) y ángulo de contacto en retroceso e).

como los ángulos de contacto de avance y retroceso [23]. A medida que se mueve la placa dentro y fuera de un líquido, el cambio de fuerza,  $F$ , debido a la adherencia la tensión es:

$$F = l\sigma \cos \theta \quad (6.8)$$

y el ángulo de contacto es:

$$\theta = \arccos \left( \frac{F}{l\sigma} \right) \quad (6.9)$$

donde:  $F$  = fuerza, mN.  
 $l$  =  $2 \times$  (ancho + espesor), m.  
 $\sigma$  = tensión interfacial, mN / m.

La placa está unida a una microbalanza y su velocidad de movimiento es controlado por una computadora que calcula el valor instantáneo de la Angulo de contacto. El ángulo de contacto de avance se obtiene cuando la placa se movido hacia el líquido y el ángulo de retroceso cuando se tira de la placa del líquido [23-25)

. Los principales componentes de las areniscas y calizas son el cuarzo y calcita, respectivamente. En consecuencia, placas pulidas de cuarzo y calcita se utilizan como superficies representativas para la gota sésil y avance de las mediciones del ángulo de contacto. Estos no son representativos de rocas del yacimiento, sin embargo, porque las placas no tienen en cuenta rugosidad superficial, la gran variedad de minerales o capas delgadas de materiales orgánicos. La humectabilidad de estas superficies heterogéneas puede medirse sólo mediante uno de los métodos que miden la humectabilidad media del núcleo, como los métodos Amott y USBM. Los Por lo tanto, las mediciones de caída sésil y ángulo de contacto de avance son cualitativo, brindando información sobre el comportamiento del reservorio fluidos y la deposición gradual de compuestos interfacialmente activos en la superficie sólida. Los métodos son más útiles para medir efectos de humectabilidad de los solutos en fluidos puros. Uno puede observar rápidamente la humectabilidad cambia de la placa lisa hacia diferentes aceites y acuosas soluciones.

## PROPIEDAD QUÍMICA SUPERFICIAL

Las composiciones químicas de los fluidos y las superficies rocosas determinar los valores de la superficie específica sólido-fluido y fluido-fluido energías. Por tanto, la mineralogía de la superficie rocosa influye en las tensiones adhesivas relativas y contribuye a la humectabilidad general del sistema fluido-roca. Los compuestos orgánicos polares en el petróleo crudo pueden reaccionar

con la superficie, formando una superficie preferentemente mojada por aceite. Interfacialmente compuestos activos, los que tienden a acumularse en la interfaz, pueden bajar la tensión interfacial y afectar las características de humectación del sistema fluido-roca. Muchas de las propiedades superficiales de las lutitas, areniscas, y carbonatos que afectan la humectación relativa de las superficies por el agua y los petróleos crudos se explican fácilmente examinando la química general estructuras asociadas a los principales minerales.

Yaalon determinó la composición de 10,000 lutitas y llegó a la siguiente composición promedio: (1) 60% de minerales arcillosos, principalmente illita, (2) 20% de cuarzo, (3) 10% de feldespato, (4) 6% de carbonatos, (5) 3% de óxido de hierro, y (6) 1% de materia orgánica [26]. Las características dominantes de las lutitas son sus propiedades de intercambio iónico, conductividad eléctrica, hinchazón, y dispersión cuando se trata con agua dulce (o de baja salinidad). Estas Las propiedades se atribuyen a la presencia dominante de los minerales. Muchos de estas propiedades se pueden explicar utilizando una estructura general idealizada de arcillas (Figura 6.5). Esta no es una estructura exacta; estructura de arcilla es tridimensional y varía considerablemente de un tipo de arcilla a otro. El átomo de silicio es pequeño y tiene una carga muy fuerte de más cuatro por lo tanto, en el caso del dióxido de silicio, la valencia del átomo de silicio siempre está satisfecho con oxígeno fuertemente enlazado. Como consecuencia del fuerte enlace silicio-oxígeno, los enlaces minerales de arcilla se rompen, dejando oxígeno expuesto con su carga negativa. Esta carga negativa está satisfecha por asociación con cationes cargados positivamente, principalmente sodio y calcio como se ilustra en la Figura 6.5.

El intercambio catiónico ocurre cuando los iones di o trivalentes entran en una corriente de salmuera y desplazar los cationes monovalentes que están débilmente asociados con el mineral de arcilla. El ion con mayor carga se adhiere más fuertemente y no puede ser desplazado fácilmente por iones monovalentes.

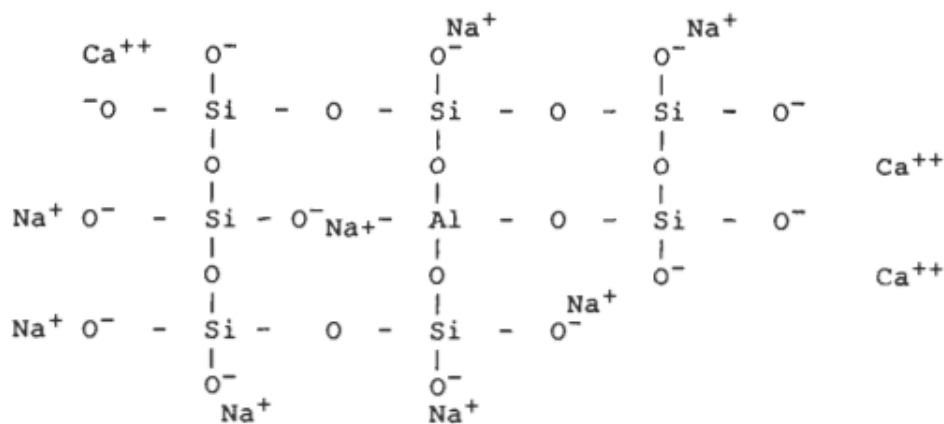


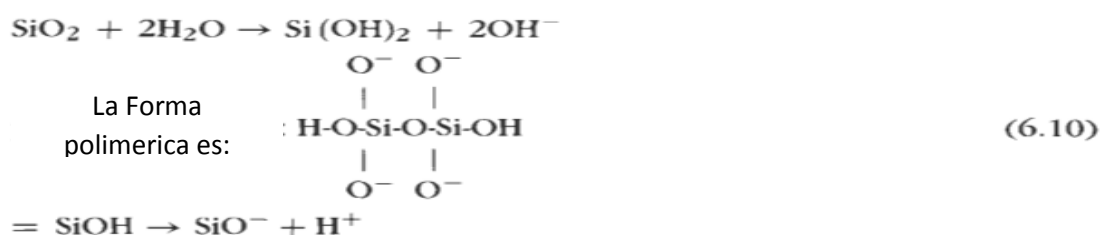
Figura 6.5. Ilustración plana idealizada de la estructura de la arcilla y el catión intercambiable asociación con la arcilla.



Esto se puede demostrar en el laboratorio tratando la lutita con fuertes ácido clorhídrico para dar lugar a una arcilla a base de "hidrógeno" y luego con una solución que contiene sales de los cationes di o trivalentes.

Las propiedades eléctricas se desarrollan porque los cationes asociados están sueltos sostenidos y, por lo tanto, son móviles y pueden ser desplazados por una corriente continua potencial eléctrico. La hinchazón ocurre cuando se introduce agua dulce y el ion  $H_3O^+$  puede entrar en la estructura reticular del mineral de arcilla. El ion  $H_3O^+$  es grande y puede entrar en la red de algunas esmectitas (montmorillonita, etc.) provocando que se hinchen en una masa gelatinosa que puede ser de 10 a 40 veces el volumen de la arcilla original. Dispersión de la arcillas ocurre cuando los iones  $H_3O^+$  aflojan las partículas de arcilla, especialmente los que recubren las paredes de los poros de la roca.

La molécula de arena  $SiO_2$  puede reaccionar con agua caliente y agua que contiene sales para formar grupos silanol que son ácidos de Bronsted (ácidos débiles capaces de liberar un protón):

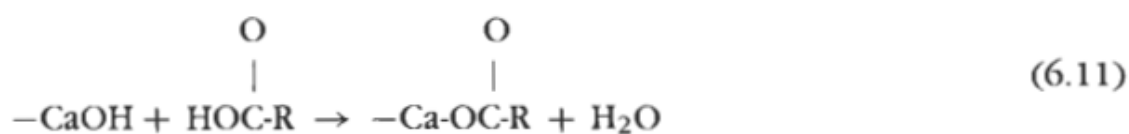


Debido a sus superficies ácidas, las areniscas reaccionan y adsorben compuestos básicos fácilmente, mientras que los compuestos ácidos son repelidos. Los principales componentes orgánicos polares de los petróleos crudos son ácidos débiles. Esta no se adsorbe fácilmente en las superficies de  $SiO_2$  y, por lo tanto, en las areniscas generalmente exhiben características neutrales a mojadas por agua, que han sido observado por muchos investigadores. Block y Simms proporcionaron alguna prueba experimental de esto [27]: demostraron que la octadeciamina, una base orgánica, se adsorbe fuertemente en la superficie del vidrio, mientras que el esteárico el ácido apenas se adsorbe.

Los minerales de sílice y arcilla mezclados con la arena tienen carga negativa superficies y, en consecuencia, se comportan como ácidos débiles en contacto con el agua tener un pH inferior a 7. Aunque estas superficies formarán una base ácido-base débil enlaces químicos con los compuestos orgánicos básicos presentes en los petróleos crudos, no se ven afectados por los compuestos ácidos. Las resinas y asfaltenos fracciones de petróleos crudos contienen compuestos orgánicos polinucleares polares que puede ser ácido o básico. Los compuestos básicos pueden interactuar con el sílice ácida y superficies de arcilla cargadas negativamente, haciendo que la superficie humedecido con aceite en un grado que depende de la cantidad y los tipos de orgánicos básicos compuestos disponibles [8, 28-33].

Las superficies de las rocas carbonatadas, por otro lado, son básicas en carácter y, en consecuencia, reaccionan fácilmente con los compuestos ácidos en los petróleos crudos y exhiben características neutrales a mojado por petróleo [30]. McCaffery y Mungan demostró que el ácido esteárico está fuertemente unido a la calcita [34]. Lowe y col. también mostró que los compuestos ácidos en los petróleos crudos se convierten unido a las superficies básicas de los carbonatos, formando quimisorbidos películas [35].

Las características básicas de los carbonatos pueden deberse a Arrhenius-Oswalt bases de tipo hidróxido de calcio o bases de Lewis debido al electrón pares disponibles en los oxígenos expuestos de los grupos carbonato -CO<sub>3</sub>. Si las características se deben a los grupos de hidróxido de calcio, la reacción es:



Si las características básicas de los carbonatos se deben al tipo Lewis bases, entonces la reacción es probablemente:



Dado que las superficies de carbonato están cargadas positivamente y en consecuencia se comportan como bases débiles, se ven fuertemente afectadas por componentes ácidos en los aceites crudos, que son ácidos carboxílicos, fenólicos compuestos y estructuras de anillo que contienen azufre y oxígeno [35-41). Aparentemente, los compuestos ácidos son más frecuentes en los petróleos crudos que los básicos compuestos, lo que puede explicar el hecho de que las rocas carbonatadas exhiben un rango de humectabilidad desde neutral hasta fuertemente humedecido con aceite.

Debido a las interacciones ácido-base entre las superficies rocosas y el crudo aceites, la química y el pH de la salmuera asociada con el petróleo crudo es muy importante. Si el pH es superior a 7, la disociación del hidrógeno Los iones se reprimen y la superficie adsorberá compuestos orgánicos ácidos. Si los cationes metálicos multivalentes como Ca ++, Ba++, Cu ++, Fe ++ y Al +++ están presentes en la salmuera, o agregados a ella, estos iones se adsorberán en la superficie de sílice negativa. Los cationes multivalentes proporcionan Sitios con carga positiva que permiten la adsorción de compuestos ácidos. sobre la roca de sílice [42, 43]. Las superficies de carbonato están cargadas positivamente en El pH varía menos de 7-8, pero se carga negativamente en los rangos de pH mayor que 8. Por lo tanto, las superficies de carbonato se adsorberán positivamente compuestos orgánicos cargados (básicos) si el pH de la salmuera es mayor de 8.

**EJEMPLO**

Se utiliza una solución de cloruro de calcio para desplazar el monovalente. cationes de una muestra de 600 g de arenisca que contiene una pequeña cantidad de arcilla. Usando una unidad analítica de adsorción atómica para analizar el efluente del núcleo, 284 mg de sodio y 162 mg de potasio se encuentran en el líquido efluente. Calcule la capacidad de intercambio catiónico (CEC) del rock.

**SOLUCIÓN**

$$\text{meq Na} = \frac{\text{mg} \times \text{valence}}{\text{atomic weight}} = \frac{284 \times 1.0}{23} = 12.3$$

$$\text{meq K} = \frac{162 \times 1.0}{39} = 4.2$$

$$\text{CEC} = \frac{12.3 + 4.2}{0.6} = 27.5 \frac{\text{meq}}{\text{kg}}$$

**EVALUACIÓN DE LA HUMEDAD**

La evaluación de la humectación relativa de agua / aceite de rocas porosas es un aspecto importante de la caracterización de yacimientos de petróleo. La humectabilidad tiene una influencia decisiva en las tasas de producción de petróleo, la producción de agua / aceite relación después del avance del agua, las tasas de producción de aceite de aceite mejorado tecnologías de producción, y la saturación de aceite residual de un yacimiento en abandono. Por lo tanto, se ha realizado una gran cantidad de investigación sobre la humectabilidad, a partir de la década de 1930. Varios métodos para evaluar se han desarrollado la humectabilidad, basándose en la característica observable interacciones de agua, aceite y rocas. La medición directa de La humectabilidad se puede lograr mediante un análisis cuidadoso de los ángulos de contacto. En Además, varios métodos indirectos proporcionan índices de humectación relativa propiedades: el método Amott, que se basa en las cantidades de fluidos absorbidos por una muestra de roca en diversas condiciones; el USBM (U.S. Bureau of Mines), que se basa en mediciones de las áreas bajo curvas de presión capilar obtenidas usando una centrífuga; el método combinado Amott-USBM; y la imbibición espontánea método. basado en las tasas de imbibición.

**ÍNDICE DE HUMEDAD AMOTT**

La prueba de Amott para la humectabilidad se basa en la imbibición espontánea y desplazamiento forzado de aceite y agua de los núcleos [44]. La prueba mide

a humectabilidad promedio del núcleo, utilizando un procedimiento que involucra cinco etapas:

- (1) La prueba comienza en la saturación de aceite residual; por lo tanto, los fluidos son reducido a  $S_{or}$  por desplazamiento forzado del aceite.
- (2) El núcleo se sumerge en aceite durante 20 horas y la cantidad de agua desplazado por imbibición espontánea de aceite, si lo hubiera, se registra como  $V_{wsp}$ .
- (3) El agua se desplaza a la saturación de agua residual ( $S_{iw}$ ) con aceite, y la cantidad total de agua desplazada (por imbibición de aceite y por desplazamiento forzado) se registra como  $V_w$ .
- (4) El núcleo se sumerge en salmuera durante 20 horas y el volumen de aceite desplazado, si lo hay, por imbibición espontánea de agua se registra como  $V_{osp}$ .
- (5) El aceite que queda en el núcleo es desplazado por agua a  $S_{iw}$  y la cantidad total de petróleo desplazada (por imbibición de agua y por desplazamiento).

Los desplazamientos forzados de aceite a  $S_{or}$  y agua a  $S_{iw}$ , pueden realizarse utilizando una centrífuga o montando el núcleo en un equipo de flujo de fluido y bombear los fluidos de desplazamiento hacia el núcleo.

El índice de humectabilidad de Amott se expresa como un índice de humectabilidad relativo definido como la relación de desplazamiento por aceite ( $V_{osp} / V_{ot} = \delta_o$ ) menos la relación de desplaz. por agua ( $V_{wsp} / V_{wt} = \delta_w$ ):

$$I_w = V_{osp}/V_{ot} - V_{wsp}/V_{wt} = \delta_w - \delta_o \quad (6.13)$$

Los núcleos preferentemente mojados con agua se caracterizan por un positivo relación de desplazamiento por agua,  $\delta_w$ , y un valor de cero para la relación de desplazamiento por aceite,  $\delta_o$ . Un valor cercano a 1.0 para el desplazamiento por agua proporción,  $\delta_w$ , indica una muestra muy húmeda de agua, mientras que una muestra mojada con agua se caracteriza por un valor cercano a cero. Neutral (o 50% / 50%) la humectabilidad se caracteriza por un valor de cero para ambas proporciones. Los núcleos que se humedecen con aceite muestran un valor positivo para el relación de desplazamiento por aceite,  $\delta_o$ , y cero para el desplazamiento por agua relación,  $\delta_w$ . Una muestra fuertemente mojada por aceite se caracteriza por un valor cercano a uno para la relación de desplazamiento por aceite. Por lo tanto, la humectabilidad de Amott El índice varía de + 1 para infinitamente mojado con agua a -1 para infinitamente mojado con aceite rocas, donde cero representa humectabilidad neutra [44, 45].

El límite de tiempo arbitrario de 20 horas para los dos períodos de imbibición fue probablemente elegido para permitir la finalización de la prueba en una duración razonable de tiempo. Sin embargo, la finalización de la imbibición a veces puede tomar varios semanas, y cuando el sistema tiene una humectabilidad casi neutra, la imbibición puede ser muy lenta [46, 47]. Si no se permite que la imbibición

TABLA 6.1

**RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HUMEDAD AHO EN TRES NÚCLEOS: (1) MUY HÚMEDO EN AGUA, (2) HÚMEDO NEUTRO Y (3) MUY HÚMEDO EN ACEITE**

	<b>Displacement-by-oil Spontaneous (ml)</b>	<b>Forced (ml)</b>	<b>Displacement-by-Water Spontaneous (ml)</b>	<b>Forced (ml)</b>	<b><math>I_w</math></b>
1	0.00	1.24	0.79	0.85	+0.48
2	0.00	1.64	0.00	0.96	0.00
3	0.43	0.51	0.00	0.56	-0.46

llegar a su finalización, los valores de  $\theta$  y  $S$  se subestimarán, lo que a conclusiones erróneas sobre la mojabilidad de la muestra de roca. En lugar de establecer un límite de 20 horas en los períodos de imbibición espontánea, por lo tanto, la cantidad de fluido desplazado debe medirse periódicamente y examinado gráficamente hasta que se alcanza un valor de equilibrio estable.

Los resultados de las pruebas en tres núcleos presentados por Amott se enumeran en Cuadro 6.1 [44]:

- (1) un núcleo de afloramiento de arenisca Berea fuertemente humedecido con agua;
- (2) un paquete de arena en el que los granos de arena se unieron con resina epoxi y exhibieron humectabilidad neutra; y
- (3) un núcleo de arenisca de Berea tratado con silano que estaba fuertemente mojado por aceite

Amott demostró que el método producirá una semicuantitativa medición de la humectabilidad mediante el tratamiento de muestras de arena no consolidadas con aumentar los porcentajes de una solución de silano y medir el resultado humectabilidad. Los resultados obtenidos por Amott se presentan en la Figura 6.6, mostrando un aumento lineal de la humectabilidad preferencial del aceite con respecto a el porcentaje de solución de silicona utilizada [48].

### ÍNDICE DE HUMEDAD USMB

Donaldson y col. desarrolló un método para determinar una humectabilidad índice del bucle de histéresis de las curvas de presión capilar [49, 50]. La prueba se conoce como método de la Oficina de Minas de los Estados Unidos (USBM). Las curvas de presión capilar se obtienen desplazando alternativamente agua y aceite de pequeños núcleos utilizando una centrífuga. Las áreas bajo las curvas de presión capilar representan el trabajo termodinámico requerido para los respectivos desplazamientos de fluido (Figura 6.7). Desplazamiento de una fase no humectante por una fase humectante requiere menos energía que desplazamiento de una fase humectante por una fase no humectante. Por lo tanto, los

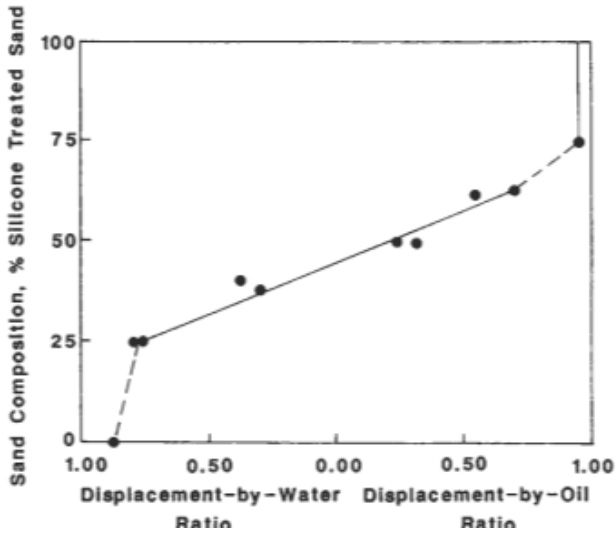


Figura 6.6. Ensayos de humectabilidad con muestras de Arena no consolidada tratada con soluciones de silicona.

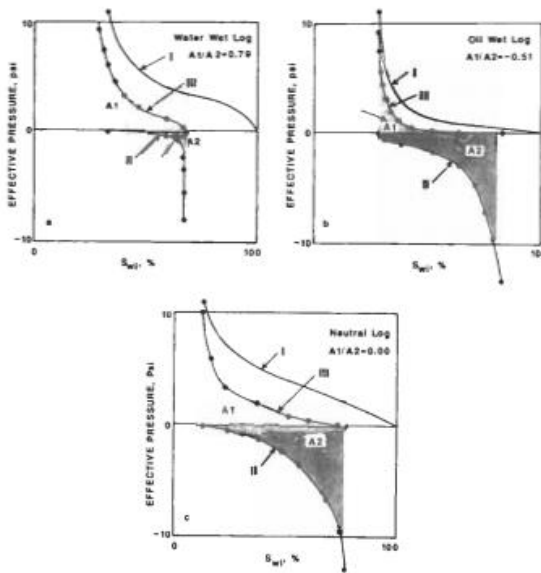


Figura 6.7. Método para determinación de el índice de humectabilidad USBM. El área debajo las curvas de presión capilar individuales representan el trabajo termodinámico requerido para el desplazamiento del fluido.

Las relaciones de las áreas bajo las curvas de presión capilar (entre  $S_i$  y  $S_{\infty}$ ) es un indicador directo del grado de humectabilidad. El logaritmo de la relación de área de aceite que desplaza agua,  $A_1$  (de  $S_{or}$  a  $S_i$ ), y agua que desplaza aceite,  $A_2$  (de  $S_i$  a  $S_o$ , -), se utilizó como una escala conveniente para el índice de mojabilidad ( $I_u$ ) :

$$I_u = \log \left( \frac{A_1}{A_2} \right) \quad (6,14)$$

dónde:

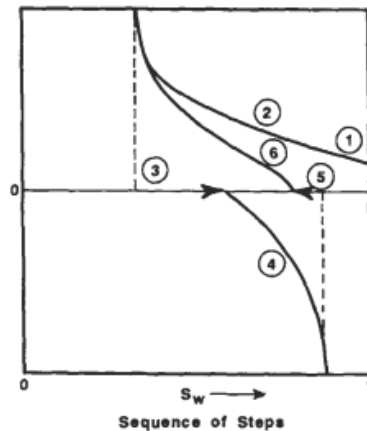
- (1) Incrementar valores positivos para +  $cc$  indican una humectación con agua preferencial creciente hasta una humectabilidad con agua infinita.
- (2) Un valor de cero representa igual humectación de la roca por ambos fluidos (humectabilidad neutra).
- (3) Incrementar los valores negativos para -metro indican un aumento de la humectación preferencial por aceite hasta infinito **petróleo** humectabilidad.

El método USBM no depende de la imbibición espontánea y, por lo tanto, es sensible a la humectabilidad en todo el rango desde la humectación completa con agua. (+ m) para completar la humectación del aceite (-metro). Por ejemplo, si un sistema de agua-petróleo-roca que se está probando repetidamente se vuelve progresivamente más húmedo,  $A_1$  se hará más grande mientras que  $A_2$  disminuirá. Eventualmente,  $A_2$  desaparecerá cuando el bucle de histéresis se eleve por encima de la línea que representa a  $P_c=0$ . En este caso,  $A_2$  es cero y el índice de mojabilidad (definido en la Ecuación 6.14) es infinito, lo que significa que el agua moja al 100% la superficie. También es posible una humectabilidad infinita del aceite, en cuyo caso  $A_1=0$  y el bucle de histéresis está debajo de la línea donde **Ordenador personal** = 0.

Kwan desarrolló un soporte de núcleo de centrifuga para arenas no consolidadas y lo utilizó para examinar la presión capilar y la humectabilidad del betún viscoso [5 1]. Las pruebas se realizaron con una centrifuga calentada (40 ° C) para mantener la movilidad del betún.

## PRUEBA DE HUMEDAD AMOTT-USBM COMBINADA

Se ha desarrollado un procedimiento para combinar Amott y **USBM** métodos que producen tanto el Índice de humectabilidad USBM y relación de Amott. Según varios autores, la resolución del índice USBM se mejora al poder dar cuenta de los cambios de saturación que se producen a presión capilar cero [46, 47]. La figura 6.8 ilustra este método combinado. En cada punto donde la presión capilar es igual a cero, la muestra se sumerge en el fluido de desplazamiento por 20 horas y la cantidad de líquido absorbido se registra y se usa para determinar las proporciones de Amott. Para la prueba combinada, los datos de presión capilar se representan frente al promedio



- 1- Muestra 100% C Wster saturado
- 2- Aceite Displacng Agua como Positve  
Incrementos de presión capilar
- 3- Agua Lmblbitlon gratis  
Desplazamiento del petróleo
- 4- Agua como negativo  
La presión capilar aumenta
- 5- Imbibición sin aceite
- 6- Oil Displacng Water como Positve  
Aumenta la presión capilar

Figura 6.8. Ilustración del método combinado USBM-Amott *para* determinación del índice de mojabilidad.

saturación (no las saturaciones en la cara de entrada del núcleo). Por tanto, el procedimiento consta de seis pasos:

- (1) saturación del núcleo con agua,
- (2) desplazamiento inicial de agua a Si, (impulsión de aceite),
- (3) imbibición espontánea de salmuera,
- (4) desplazamiento de **petróleo** por salmuera (impulsión de salmuera),
- (5) imbibición espontánea de **petróleo**, y
- (6) desplazamiento final de agua por **petróleo** (impulsión de aceite).

El índice de Amott se calcula a partir de los desplazamientos espontáneos y totales de agua y aceite, mientras que el índice USBM se calcula a partir de las áreas bajo las curvas.

Los datos presentados por Sharma y Wunderlich se muestran en la Tabla 6.2 [48]. Imbibición espontánea de **petróleo** no ocurre en muestras fuertemente mojadas por agua que están 100% saturadas por agua (punto 1, Figura 6.8). Por lo tanto, la relación de desplazamiento de agua por aceite para la prueba de Amott es cero para los tres núcleos humedecidos con agua. Un índice de humectabilidad USBM superior a 1.0



**TABLA 6.2**  
**PRUEBAS DE HUMEDAD PARA AGUA HÚMEDA Y MIXTA HUMEDAD CORES (CERRAR A WETTABILIN "NEUTRO") USANDO LOS CONJUNTO PRUEBA DE USBM - AMOTT WETTABILIN Y MEDIDAS DEL ÁNGULO DE CONTACTO (DESPUÉS DE SHARMA Y WUNDERLICH)**

[48]—TABLES III AND IV)

No.	Displacement of Water (Amott)	Displacement of Oil (Amott)	USBM Index	$\Theta_A$	$\Theta_R$
<b>Water-wet Samples</b>					
1	0	0.92	1.6	-	-
2	0	0.80	1.2	26°	6°
3	0		0.89	-	1.4°
<b>Mixed Wettability Samples</b>					
1	0.24	0.015	0.3	-	-
2	0.24	0.073	0.3	167°	145°
3	0.24	0.065	0.3	-	-

indica una humectabilidad con agua muy fuerte. Los sistemas mixtos de humectabilidad, sin embargo, absorben petróleo a  $S_w = 1.0$  y agua en  $S_{iw}$ ; los USBM El índice muestra que estos núcleos están cerca del punto de humectabilidad "neutral" (los núcleos humedecidos con aceite tienen valores negativos USBM índices de mojabilidad).

## PRUEBA DE HUMEDAD DE IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA

Las observaciones de la imbibición espontánea llevaron a la conclusión de que la cantidad y la velocidad de la imbibición están relacionadas con la humectabilidad general del sistema poroso. La prueba de humectabilidad de Amott se basa en parte en los desplazamientos de fluidos causados por la imbibición. Sin embargo, se reconoció que la velocidad de imbibición estaba influenciada por varios parámetros: viscosidades del fluido, forma y condiciones de contorno del núcleo, porosidad, permeabilidad y tensión interfacial. Zhang y col. aplicó la ecuación de escala que fue utilizada por Mattox y Kyte para la correlación de la recuperación de petróleo por imbibición en reservorios fracturados a los análisis de las tasas de imbibición de núcleos en estados controlados de humectabilidad desde fuertemente humedecido con agua hasta humectabilidad mixta [25, 521]. La ecuación de escala se generalizó utilizando el promedio geométrico de las viscosidades del fluido y una longitud de núcleo característica,  $L_c$ , que compensa el tamaño, la forma y la condición de contorno. Ma et al. la recuperación de petróleo correlacionada por imbibición espontánea al tiempo adimensional definido como [53]

$$t_d = t \left( \frac{k}{\phi} \right)^{1/2} \times \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \times \frac{1}{L_c^2} \quad (6,15)$$

A medida que el sistema se vuelve más húmedo por aceite, la tasa de imbibición disminuye. Por lo tanto, un gráfico de recuperación frente al tiempo adimensional indica diferencias de humectabilidad desde humectabilidad intensamente con agua hasta humectabilidad mixta o neutra.

Las curvas de recuperación de petróleo frente al tiempo adimensional se pueden ajustar al Ecuación de Aronofsky [54]:

$$W_R = \int_{S_{wi}}^{0.1 - S_{or,im}} P_{c,p} dS_w \tag{6,16}$$

La ecuación 6.16 puede usarse para obtener una curva promedio de varias pruebas repetidas para examinar el efecto de la saturación inicial sobre la imbibición.

Ma et al. propuso un índice de mojabilidad basado en el pseudo trabajo de imbibición,  $WR$  [53]. Una curva adimensional de la presión capilar de pseudoimbibición (frente a la saturación de agua) que indica el efecto de la humectabilidad en la tasa relativa de imbibición se definió:

$$P_{c,p} = a \sqrt{t_d} \tag{6,17}$$

El pseudo trabajo de imbibición,  $W$ , es el área bajo la curva  $P_c, p$  frente a  $S$ . El pseudo trabajo relativo de imbibición,  $WR$ , se definió como la relación entre el pseudo trabajo de una muestra y el pseudo trabajo de un sistema muy fuertemente mojado por agua. La constante,  $a$ , en la ecuación 6.17 se fijó en 1.0; así el pseudo trabajo es:

$$W_R = \int_{S_{wi}}^{0.1 - S_{or,im}} P_{c,p} dS_w \tag{6,17}$$

Zhou y col. obtuvo una correlación entre  $WR$  y el índice de mojabilidad de Amott [55].

**DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS ENERGÍA**

Si **dos** Las fases inmiscibles (agua y aceite) se distribuyen inicialmente por igual en una columna de material poroso, se ajustarán al equilibrio capilar y coexistirán en toda la columna. Si un volumen elemental,  $AV$ , de una de las fases se eleva desde la altura  $h$  a  $h + dh$ , el trabajo isotérmico reversible (el cambio total de energía libre),  $\Delta F$ , es cero porque se supone que existe equilibrio capilar dentro del sistema. El cambio total de energía libre es una combinación de **dos** partes:

1. el cambio de energía libre que acompaña a la transferencia del fluido (digamos, agua) de  $h$  a  $h + dh$ , y

2. el cambio de energía libre resultante del cambio de presión que experimenta el elemento agua cuando se transfiere de  $h$  a  $h + dh$ :

$$\frac{\delta F}{\delta h} = \rho_w g_c \Delta V$$

$$\frac{\delta F}{\delta p_w} = \Delta V$$

La expresión para el cambio total de energía libre, resultante del cambio en la altura del elemento agua, se obtiene tomando la derivada total con respecto a la altura y la presión y luego sustituyendo las ecuaciones 6.18 y 6.19 en ella:

$$\delta F = \left( \frac{\delta F}{\delta h} \right) dh + \left( \frac{\delta F}{\delta p_w} \right) dp_w = 0 \quad (6.20)$$

$$\rho_w g_c \Delta V dh + \Delta V dp_w = 0 \quad (6.21)$$

$$\rho_w g_c dh + dp_w = 0 \quad (6.22)$$

Since the same derivation can be made for any phase:

$$p_c = p_o - p_w = \rho_w - \rho_o g_c h \quad (6.23)$$

$$dp_c = \rho_w - \rho_o g_c dh \quad (6.24)$$

Cuando la presión capilar expresada por la ecuación 6.24 es cero, existe una de dos condiciones: **dos** las fases son completamente miscibles o existe una sola fase. Por **qued** **dos** Las fases inmiscibles se consideran en la Ecuación 6.24, la única condición en la que la presión capilar puede ser cero es cuando existe **solamente** una fase en algún punto dentro de la columna. Si la columna es lo suficientemente alta y se deja suficiente tiempo para alcanzar el equilibrio **entre** **dos** fluidos, no se encontrará aceite por debajo de algún nivel en la columna debido a la segregación por gravedad. Esta es la superficie líquida libre ( $h = 0$  en este punto como condición de frontera para la ecuación **6.19**).

Volver a la ecuación 6.24 y observar que el agua es esencialmente incompresible conduce a:

$$\frac{\delta F}{\delta V} = V, \text{ or } F_2 - F_1 = V(p_2 - p_1) = VP_c \quad (6.25)$$

Por lo tanto, para la transferencia de una unidad de volumen de agua, la presión capilar,  $P_c$ , representa el cambio en el trabajo isotérmico reversible que acompaña al proceso, o:

$$P_c = \frac{\delta F}{\delta V} \quad (6.26)$$

Si el elemento de volumen del sistema poroso que contiene agua y **petróleo** es tal que contiene una unidad de volumen de poros de agua, el fraccional La saturación de agua dentro del elemento multiplicada por el volumen de los poros es numéricamente igual al volumen de agua. Por lo tanto,  $dV = -V_p \times dS$ , donde  $V_p$  representa el agua transferida fuera del medio poroso. Sustituyendo esta expresión en la Ecuación 6.26 se obtiene:

$$dF = -P_c \times V_p \times dS_w \quad (6.27)$$

En la ecuación 6.27,  $dF$ , expresado en Nm o joules, representa el cambio de energía libre del agua por unidad de espacio poroso que acompaña a un cambio de saturación de agua,  $dS_w$ . La integral de la ecuación 6.27 es el área bajo la curva de presión capilar (figura 6.7). Las curvas de presión capilar se pueden ajustar a ecuaciones hiperbólicas mediante un ajuste de mínimos cuadrados de los datos de presión capilar versus saturación:

$$P_c = (1 + A \times S_w) / (B + C \times S_w) \quad (6.28)$$

$$\text{Area} = \left( \frac{A + B \times S_w}{1 + C \times S_w} \right) \times dS_w = \frac{BS_w}{C} + \frac{AB - C}{C^2} \log(1 + CS_w) \quad (6.29)$$

donde las constantes A, B y C se obtienen del ajuste de mínimos cuadrados de los datos.

Las áreas bajo las curvas de presión capilar (Figura 6.7) se pueden calcular fácilmente mediante la integración de la Ecuación 6.30 a continuación para obtener la

trabajo termodinámico requerido para los desplazamientos de fluidos:

$$\Delta w = \phi V_p \int_{S_{w1}}^{S_{w2}} P_c dS_w \tag{6,30}$$

Como un ejemplo, los desplazamientos de un núcleo de arenisca de Cottage Grove (Figura 5.16 en el Capítulo 5) fueron:

Curva 1 (aceite que desplaza agua de  $S_i = 1.0$  a  $S_e = 0,165$  julios / ml = Si,)

24,82 BTU / bbl

Curva 3 (agua que desplaza aceite desde  $S_i = 0$  a  $S_e = 1.0$  - inundación de agua)

0,0089J / ml = 1,34 BTU / bbl

Curva 5 (aceite que desplaza agua de  $S_i = 0$  a  $S_e = 0,771$  = ml

116,25 BTU / barril

Se requiere menos energía para el desplazamiento del agua del 100% de saturación (curva 1) que de  $S_i = 0$ , (curva 5), porque una cantidad considerable de agua se desplaza a baja presión después de que se excede la presión umbral. Se requiere una cantidad muy pequeña de energía para el desplazamiento del aceite porque la piedra arenisca Cottage Grove exhibe una fuerte tendencia a humedecer el agua; en consecuencia, algo de aceite se desplaza por imbibición (a presión capilar cero) en el contacto inicial del núcleo saturado de aceite con agua. Dicho de otra manera: si el sistema agua-aceite-roca está mojado por agua,  $A_1$  es un valor positivo grande y, por lo tanto, se debe realizar un trabajo considerable en el sistema para desplazar el agua. Por otro lado, el área bajo la curva de desplazamiento de agua y aceite es un valor positivo muy pequeño; por lo tanto,

Cuando un núcleo está muy mojado con agua ( $USBM I_1 > 0,7$ ), el núcleo será

beba agua hasta que la saturación de agua sea esencialmente y el área bajo la curva sea casi cero; por lo tanto, el trabajo requerido para el desplazamiento de aceite es casi nulo para un sistema fuertemente mojado por agua. La cantidad y velocidad de imbibición dependen de una serie de propiedades que actúan simultáneamente del sistema agua-aceite-roca: las propiedades químicas de la roca y el fluido expresadas como humectabilidad, tensión interfacial, historial de saturación del sistema, saturación inicial, viscosidades del fluido, geometría de los poros. y distribución del tamaño de los poros.

A medida que el sistema se vuelve menos húmedo, aumenta el trabajo requerido para el desplazamiento de aceite y, en consecuencia, la cantidad y la velocidad de la imbibición disminuye. Por lo tanto, se absorberá una cantidad menor de agua a una velocidad menor a medida que el sistema se humedezca menos. En mojabilidad neutra, el agua no se empapará cuando la saturación de agua esté en  $S_i = 0$ , y el aceite no se empapará cuando la saturación de agua esté en  $S_e = 1,0$ . Por tanto, una inicial positiva

## 382 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

Se requiere presión de desplazamiento para ambos fluidos (para aceite de desplazamiento de agua

de Si, o agua de desplazamiento de aceite de S, ...), que es la base para la determinación de la humectabilidad neutra. Sin embargo, si una pequeña cantidad de agua se empara **Si**, y una cantidad casi igual de aceite se embeberá en Sworr, el sistema se encuentra en una condición de humectabilidad fraccionada o mixta. La distinción entre estos sólo puede hacerse mediante observaciones microscópicas de secciones delgadas.

Si el sistema está mojado con aceite, estas condiciones para la carcasa mojada con agua se invierten: A1 es pequeño y A2 es grande. El aceite se emparará espontáneamente en el sistema, desplazando el agua. El agua debe ser forzada al sistema y, por lo tanto, **A2** es un gran valor.

El trabajo requerido para el desplazamiento de petróleo por agua es el trabajo teórico requerido para una inundación de agua y es uno de los factores económicos de la producción de petróleo. Por ejemplo: si la reserva estima, a partir de análisis de campo y de laboratorio de un campo pequeño, indique que 1.6X Se recuperarán 105m<sup>3</sup> (un millón de barriles de petróleo) de una inyección de agua y el trabajo requerido para el desplazamiento del petróleo (de la saturación actual del campo a So,) es de 10kJ / m<sup>3</sup> (**1,5** BTU / bbl), luego se requerirán 1,6 mJ (1,5 millones de BTU) de energía, además de las pérdidas por fricción en las bombas y tuberías, para completar la inyección de agua.

### AGUA ~ PETRÓLEO-ROCA INTERFACIAL ACTIVIDAD

Se ha descubierto que los compuestos de tipo tensioactivo en los petróleos crudos, que son parcialmente solubles en agua, pasan rápidamente a través de la fina película de agua en superficies mojadas por agua y se adsorben fuertemente en la roca. [ 11, **351** . Los asfaltenos (compuestos aromáticos polinucleares de alto peso molecular que contienen nitrógeno, azufre y oxígeno en estructuras de anillo) penetran en la capa acuosa. película para producir superficies humedecidas por aceite en la roca. Por tanto, las rocas que contienen Los aceites asfálticos exhibirán tendencias a humedecer el aceite.

La interfase silicato-agua es ácida. Los compuestos ácidos en los petróleos crudos (los que contienen grupos carboxílicos y fenólicos) no se adsorben en las superficies de silicato, pero los constituyentes básicos (compuestos que contienen nitrógeno como las aminas y amidas) se adsorben fácilmente, dejando la superficie húmeda por el aceite. A diferencia de, **Los** La superficie del agua-carbonato es básica y los compuestos ácidos se adsorben, mientras que los compuestos básicos son repelidos [28, **56-59**]. Dado que los petróleos crudos generalmente contienen compuestos polares que son ácidos, las tendencias de humectación de los sistemas de salmuera-petróleo crudo, -rocas es que las rocas de silicato sean neutrales a mojadas con agua y que los carbonatos sean neutrales a mojados con aceite. Akhlaq trató muestras de cuarzo y caolinita con aceites crudos y luego caracterizó los compuestos adsorbidos con espectroscopía infrarroja [GO]. Se encontraron compuestos nitrogenados básicos y ésteres orgánicos adsorbidos en

arena de cuarzo, mientras que los ácidos sulfónicos junto con los grupos carbonilo y los fenoles se adsorbieron en las superficies de la caolinita.

Los petróleos crudos contienen compuestos tensioactivos que pueden modelar la humectabilidad del yacimiento cambiando las especies químicas en las interfaces de fluido y roca, según el pH, la salinidad y la naturaleza de los compuestos tensioactivos. Dependiendo de las condiciones ambientales inmediatas, diferentes tipos de compuestos tensioactivos presentes en el petróleo crudo se trasladarán a las interfaces de fluido y roca y gobernarán la mojabilidad del yacimiento. La salinidad y el pH aparentemente controlan la unión de cationes interfacial acuoso-mineral y las reacciones ácido-base de los compuestos. La unión de los compuestos tensioactivos presentes en los petróleos crudos y las moléculas de tipo asfaltenos precipitadas se produce en las interfases petróleo-roca [61].

**Todos** Se creía originalmente que los yacimientos de petróleo estaban húmedos por agua. porque las rocas limpias de todo tipo exhiben tendencias preferenciales de humectación por agua. Además, las rocas sedimentarias que contienen petróleo se saturaron originalmente con agua que se desplazó cuando el petróleo migró a la trampa geológica. Los compuestos orgánicos polares del petróleo, sin embargo, se expulsan de la fase a granel y reaccionan químicamente con la arcilla y otros minerales de la roca para formar sistemas neutros, mixtos o preferentemente húmedos por aceite. La arenisca Wilcox del campo de la ciudad de Oklahoma, la arenisca Tensleep en Wyoming y las arenas Bradford en Pensilvania son reservorios húmedos por petróleo bien conocidos [3, 35,62,63]. Se ha encontrado que los reservorios de carbonato varían en humectabilidad de neutral a fuertemente humedecido con aceite [20,64,65].

Treiber y col. utilizaron mediciones del ángulo de contacto para examinar la humectabilidad de 30 rocas de silicato y 25 de carbonato (Tabla 6.3) [66]. Sus criterios de ángulo de contacto fueron: agua mojada= **0-75 °**, intermedio-húmedo = 75-105 ° y mojado con aceite = **105-180 °**. UN pocas de las rocas de silicato tenían humedad intermedia, pero el resto se dividió casi por igual entre húmedas con agua y con aceite. Por otro lado, las rocas carbonatadas estaban en gran parte mojadas por aceite. Chilingarian y Yen utilizaron mediciones de ángulos de contacto, con diferentes criterios para las divisiones de mojabilidad, para medir la mojabilidad de rocas carbonatadas de varias partes de

**TABLA 6.3**  
**TENDENCIAS RELATIVAS DE HUMEDAD DE PIEDRAS Y CARBONATOS**

<b>Mojabilidad</b>	<b>Treiber y col. [a61]</b>		<b>Chilingarian y Yen [64]</b>
	<b>Silicatos, %</b>	<b>Carbonatos, %</b>	<b>Carbonatos, %</b>
<b>Mojado por el agua</b>	43	8	8
<b>Intermedio-húmedo</b>	7	4	12
<b>Mojado por aceite</b>	50	88	80

## 384 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

el mundo [64]: mojado por agua =  $0-80^\circ$ , intermedio-húmedo =  $80-100^\circ$  y mojado con aceite =  $100-180^\circ$ . Usando estos criterios, midieron la humectabilidad de 161 núcleos compuestos de piedra caliza, caliza dolomítica y dolomita calcítica, y encontraron que el 80% de los núcleos estaban humedecidos por aceite (Tabla 6.3).

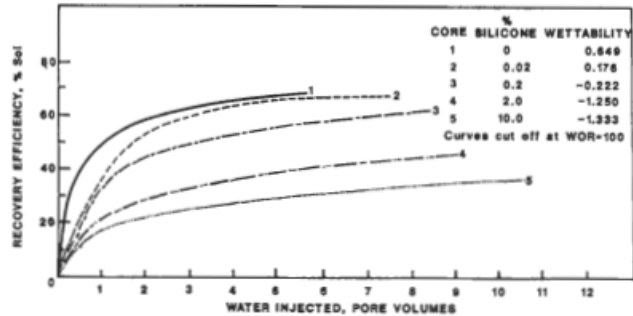
La humectabilidad general y la humectabilidad por contacto puntual son condiciones impuestas en los límites de las interfaces agua-aceite y fluido-roca por compuestos polares (NSO) en el petróleo crudo, dependiendo de las propiedades químicas del agua y los minerales de la superficie de la roca. **Un**La acumulación en equilibrio de tensioactivos en las interfaces puede desestabilizarse por cambios de pH, tensioactivo soluble en agua, concentración catiónica y temperatura. Una vez que los compuestos NSO se acumulan en las superficies minerales, las propiedades adhesivas fuertes los inmovilizan y el área de contacto ahora se humedece con aceite [14, 671]. Si la condición se distribuye de manera fragmentada (manchada) en la roca, se produce un cambio en la mojabilidad de mojado con agua a mojado fraccionado. Si la condición (precipitación de compuestos NSO) se propaga a través de la roca, establece zonas continuas humedecidas por petróleo en los poros de la roca; el cambio de mojabilidad de mojado con agua tenderá entonces a una mojabilidad mixta general o, en un caso extremo, el sistema fluido-roca cambiará de mojado con agua a mojado con aceite.

### **EFECTO DE HUMEDAD EN PETRÓLEO RECUPERACIÓN**

La recuperación primaria de petróleo se ve afectada por la mojabilidad del sistema porque un sistema mojado por agua exhibirá una mayor recuperación primaria de petróleo, pero no se ha desarrollado la relación entre la recuperación primaria y la mojabilidad. Los estudios de los efectos de la mojabilidad en la recuperación de hidrocarburos se limitan a la inundación de agua y los análisis del comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa. Los cambios en el comportamiento de la inyección de agua a medida que se altera la humectabilidad del sistema se muestran claramente en la Figura 6.9. Donaldson y col. núcleos largos tratados con varias cantidades de organoclorosilano para cambiar progresivamente la humectabilidad de los núcleos de afloramiento de los núcleos húmedos (USBM  $I_u = 0,649$ ) a fuertemente mojado por aceite ( $Y_{O_2} = -1,333$ ) [48]. Después de determinar la mojabilidad, usando un **un**smd pieza del núcleo, llevaron a cabo inundaciones de agua, utilizando un petróleo crudo. Los resultados muestran que a medida que el sistema se vuelve más húmedo por aceite, se recupera menos aceite en cualquier cantidad dada de agua inyectada. Emery et al. También han informado de resultados similares. y Kyte et al. 18, 91.

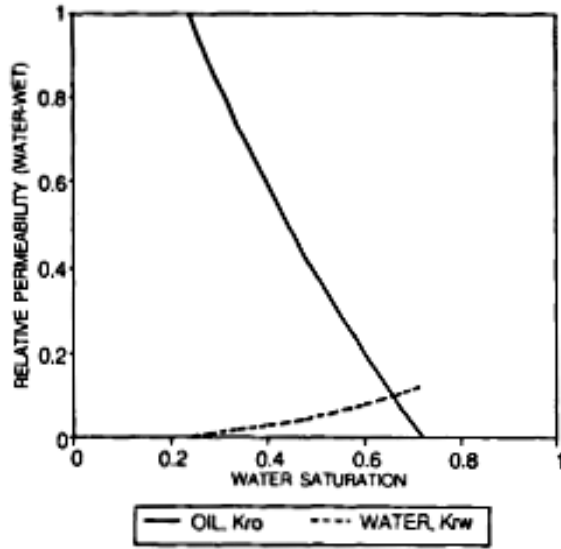
Las curvas de permeabilidad relativa se utilizan para la evaluación cuantitativa del comportamiento de la inyección de agua, y los efectos de la mojabilidad se pueden observar en los cambios que ocurren en las curvas de permeabilidad relativa (Figura 6.10). En los casos de humectabilidad mixta, sin embargo, la permeabilidad relativa de cada fase es una función de la distribución de saturación de las dos fases en las rocas.





Hay una serie de otras influencias que alteran la tendencia normal de las curvas de permeabilidad relativa, y no deben confundirse con los efectos debidos a la humectabilidad solamente [7 2]. El flujo relativo de fluidos es función de la distribución del tamaño de los poros; por lo tanto, cualquier cambio de esta distribución debido al bloqueo cambiará las curvas de permeabilidad relativa. La presión de sobrecarga aplicada a los núcleos en el laboratorio cambia la distribución del tamaño de los poros y del tamaño de la garganta de los poros, reduciendo el tamaño de los poros más grandes, lo que también cambia la porosidad. Además, los tamaños de poro más pequeños pueden aumentar la saturación de agua irreducible en rocas mojadas por agua y la saturación de aceite residual; por tanto, se reduce la saturación del aceite móvil. **Un** El aumento de temperatura hace que la mojabilidad cambie a una más sistema mojado por agua. Por lo tanto, las inundaciones del núcleo para la determinación de las permeabilidades relativas deben realizarse en condiciones de yacimiento simuladas de presión de sobrecarga, presión de poro y temperatura para que las curvas de permeabilidad relativa resultantes sean representativas de las condiciones en el yacimiento [69-721].

La historia de saturación del sistema agua-petróleo-roca (o núcleo) tiene una influencia fundamental en la condición de equilibrio de humectación de la roca. En general, se supone que los depósitos de petróleo se llenaron de agua, que fue desplazada a una trampa por la migración de petróleo. Por lo tanto, los yacimientos de petróleo tienden a ser preferentemente húmedos por agua, aunque se ha descubierto que varios de los principales yacimientos petrolíferos son depósitos de petróleo pesado y húmedos por petróleo ( $MI < 20$ ) generalmente están humedecidas con aceite. La humectabilidad de los depósitos probablemente cambió gradualmente de fuertemente humedecidos por agua a cierto grado de humectabilidad intermedia y finalmente a humedecidos por petróleo como compuestos polares en el **petróleo** difundido a la interfaz y adherido a la superficie de la roca. Así, las rocas de los campos petrolíferos exhiben **todos** grados de humectabilidad desde fuertemente humedecido por agua hasta fuertemente humedecido por aceite [3, 46, 65, 73, 741. Los compuestos de bajo peso molecular y el gas en el petróleo crudo pueden acelerar la deposición de compuestos polares por desasfaltado



(a)

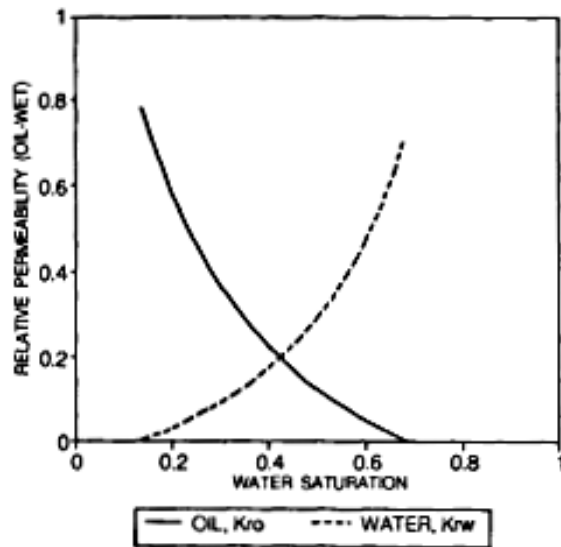
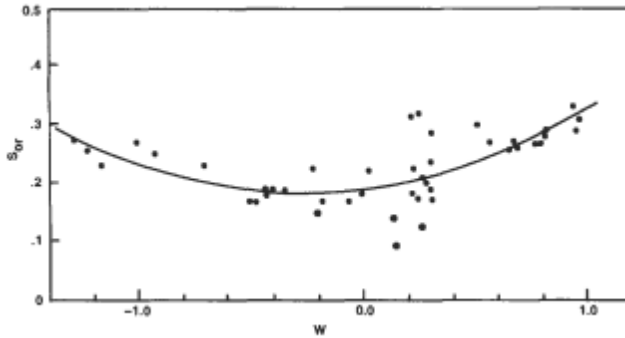


Figura 6.10. Curvas típicas de permeabilidad relativa aceite-aguapara (a) mojado con agua y (b) sistemas humedecidos por aceite, respectivamente.

proceso (los crudos tratados con hidrocarburos ligeros precipitan asfaltos y asfaltenos). Las rocas también se humedecen con agua y aceite de manera irregular (humectabilidad fraccionada y mixta). Por tanto, ciertas regiones de la superficie pueden mojarse con aceite y el resto con agua; la humectabilidad general depende de la relación entre la superficie mojada por el agua y la mojada por el aceite [1, 57, 72, 75-77].

Anderson presentó una revisión exhaustiva de la literatura sobre los efectos de la humectabilidad en las curvas de permeabilidad relativa [3, 46, 78-81]. En un sistema mojado por agua, el agua ocupa los poros pequeños y recubre la mayoría de los poros grandes con una fina película. Dado que la mayor parte del flujo ocurre a través de los poros más grandes donde se encuentra el aceite y no hay agua presente para impedir el flujo de aceite, la permeabilidad efectiva del aceite, en relación con el agua, es muy alta. Por otro lado, la permeabilidad relativa efectiva del agua es muy baja, incluso cuando la saturación de aceite se ha reducido a  $S_{or}$ , porque el aceite residual en los poros grandes permanece para bloquear eficazmente el flujo de agua (Figura 6.10). Cuando un núcleo mojado con agua se inunda con agua desde una saturación inicial igual a la saturación irreducible ( $S_{iw}$ ), solo se produce petróleo hasta que se alcanza una saturación de agua promedio crítica donde comienza la penetración de agua. La penetración de agua se indica cuando la producción de agua comienza por primera vez en la salida. Antes de la penetración del agua, se produce un desplazamiento de aceite similar a un pistón porque por cada volumen de agua inyectado se produce igual volumen de aceite. Justo después del avance del agua, la relación de producción de agua a aceite aumenta drásticamente, llegando a un punto en el que el petróleo la producción casi cesa y se alcanza una saturación de aceite residual práctica. Para lograr la verdadera (o última) saturación de petróleo residual se requiere que la inundación de agua continúe hasta que la producción de petróleo se detenga por completo. Este límite puede requerir cientos de volúmenes de poros de agua inyectada; por lo tanto, el  $S_{o}$  limitante solo se investiga para aplicaciones de investigación especiales. Para un sistema fuertemente mojado por agua con una relación de viscosidad moderada del agua, las tres saturaciones promedio - saturación revolucionaria,  $S_{or}$  práctico y  $S_{o}$ , último - son casi iguales [82]. Para sistemas intermedios o húmedos por aceite, las tres saturaciones pueden variar mucho.

En un sistema mojado por aceite, teóricamente, las ubicaciones de los dos fluidos se invierten. Incluso a bajas saturaciones de agua, la permeabilidad efectiva al petróleo es mucho menor que en los sistemas húmedos por agua (a cualquier saturación dada) porque el agua en los poros más grandes bloquea el flujo de petróleo. Esto se vuelve más pronunciado a medida que aumenta la saturación de agua durante una inundación de agua, y eventualmente resulta en una saturación de petróleo residual final más alta de lo que sería en un sistema mojado por agua (Figura 6.10). La permeabilidad efectiva al agua debe ser alta en un sistema humedecido con aceite porque, teóricamente, el aceite está ubicado en los poros pequeños y está recubriendo los poros más grandes con una capa delgada de película y no interfiere mucho con el flujo de agua. Las permeabilidades relativas están controladas por la distribución de los fluidos en los poros de la roca. La permeabilidad relativa de un fluido en cualquier saturación es



**Figura 6.11. Recuperación final como una función de la mojabilidad La recuperación máxima de otl aparentemente ocurre en rocas neutrales o ligeramente mojadas por petróleo**

en función de su movilidad, que a su vez es función del tamaño capilar y de la humectabilidad. La fase de humectación tiene menor movilidad si se ubica en los poros más pequeños y se adhiere a la superficie de la roca. En un sistema mojado por aceite, la penetración de agua ocurre muy temprano en la inundación; de hecho, puede ocurrir antes de que se produzca aceite si la relación de viscosidad agua / aceite es muy baja. Después del avance del agua, la producción de petróleo continúa con una proporción cada vez mayor de agua a producción de petróleo hasta que se toma una decisión con respecto al Sor práctico para la inyección de agua.

La importancia de la medición de la mojabilidad se ilustra mejor con el rendimiento de las inundaciones de agua para sistemas en varios estados de mojabilidad. Donaldson y col. Núcleos de arenisca tratados de 30 cm de largo con concentraciones crecientes de un compuesto de organosilano para hacer progresivamente más núcleos húmedos por aceite[48].A continuación, los núcleos se saturaron con salmuera y se redujeron hasta la saturación de agua irreducible mediante el desplazamiento de la salmuera con aceite. Se extrajo una pequeña parte de cada núcleo y se probó su humectabilidad, y se realizaron inundaciones de agua utilizando los núcleos de 25 cm restantes (Figura 6.9). Un rango de mojabilidad de 0.649 (fuertemente mojado con agua) a 1.333 (fuertemente mojado por aceite), y las inundaciones de agua muestran que un sistema fuertemente mojado por agua tendrá penetración de agua después de la mayor parte de la producción de **petróleo**ha tenido lugar y que muy poca producción de petróleo tendrá lugar después de la penetración del agua. A medida que el sistema se vuelve más húmedo por petróleo, la penetración de agua ocurre antes en la inundación y la producción continúa durante un largo período después de la penetración de agua en una proporción de producción de agua / petróleo bastante constante. Emery et al. También presentaron un trabajo similar, utilizando paquetes de arena no consolidada[8].Obtuvieron progresivamente más paquetes de arena mojados con aceite variando el tiempo de envejecimiento de los núcleos, a 71 ° C y 7 MPa de presión, de 5a 1000 horas (Figura 6.12). Sus resultados también muestran que, para un

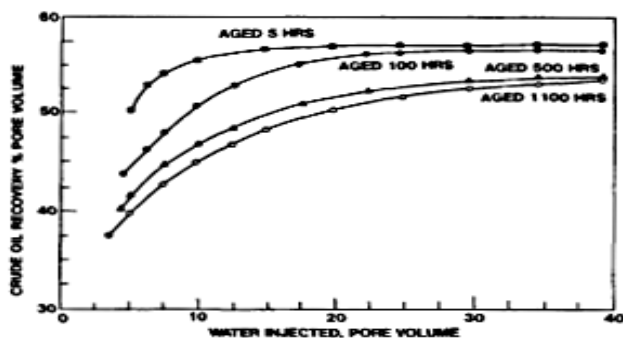


Figura 6.12. Efecto de envejecimiento del sistema agua-aceite-roca en petróleo recuperar la eficiencia.

cantidad de agua inyectada, se recupera menos aceite después de la penetración de agua a medida que el sistema se vuelve más húmedo por aceite.

Tweheyo y col. observaron que los sistemas húmedos por agua exhiben una mayor recuperación de petróleo en el momento de la penetración del agua con muy poca producción a partir de entonces [83]. Sin embargo, los sistemas cada vez más húmedos por aceite tienen un largo período de producción significativa después de la penetración del agua. Además, neutro-húmedo (o 50% / 50% humectabilidad) los sistemas producen la mayor cantidad de recuperación final.

## EFFECTO DE SALMUERASALINIDAD EN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Se ha producido una mayor recuperación de petróleo en algunos casos cuando la salinidad de la salmuera de inyección se redujo sustancialmente. Tang y Morrow concluyeron a partir de datos experimentales que son necesarias varias condiciones [84]:

El depósito debe ser un sistema de humectabilidad mixto donde el aceite residual permanezca inmóvil en los poros grandes humedecidos por petróleo y el agua connato ocupa principalmente los poros más pequeños humedecidos por agua.

La roca contiene partículas potencialmente móviles de arcilla y otros minerales adheridos a las paredes de los poros.

La distribución del tamaño de partículas es menor que la distribución del tamaño de los poros. Por lo tanto, cuando las partículas se desprenden, se pueden transportar a través de los roca por inyección de salmuera sin dañar la porosidad y permeabilidad.

En el sistema de humectabilidad mixta, los compuestos tensioactivos en el aceite tenderán migrar a la interfaz roca-petróleo y recubrir los

área de las partículas. Cuando la salmuera de inyección tiene la misma salinidad que el agua connada, las porciones expuestas mojadas por aceite de las partículas retienen gotas de aceite en algunos poros y filamentos de aceite. **llenar** una gran cantidad de poros. Cuando la salinidad de la salmuera de inyección disminuye, el equilibrio de la doble capa eléctrica (en el agua entre las partículas) se altera, lo que provoca la expansión de la doble capa y, por lo tanto, la liberación de las partículas de las paredes de los poros. **[15]**. Cuando **petróleo** descansa sobre capas de partículas, la salmuera de inyección desplaza las partículas con gotas de aceite adheridas (y los filamentos de aceite llenando los poros). La movilización acumulativa de partículas y aceite puede producir un aumento significativo en **petróleo** recuperación. Disminución diez veces mayor de la salinidad de la salmuera inyectable **petróleo** recuperación en el paso del agua de **56,0%** al 61,9% y la recuperación final de la inyección de agua del 63,6% al 73,2% **[MI]**.

### MODIFICACIÓN DE HUMEDAD

La humectabilidad es quizás el factor más importante que afecta la tasa de recuperación de petróleo y la saturación de petróleo residual, que es el objetivo de la tecnología mejorada de recuperación de petróleo. La humectabilidad controla la velocidad y la cantidad de imbibición espontánea de agua y la eficiencia del desplazamiento de aceite por inyección de agua, con o sin aditivos.

El estudio de los efectos de la mojabilidad en **petróleo** La recuperación se facilita mediante el uso de aditivos para tratar la superficie de la roca a fin de producir cambios directos a través de **todos** grados de mojabilidad desde mojado con agua, neutro, mixto o fraccionado hasta muy mojado con aceite. Además, los aditivos solubles en agua y aceite se utilizan para cambiar o establecer un estado particular de humectabilidad.

### TRATAMIENTO DE LA ROCA

Se han utilizado varios métodos para alterar la humectabilidad:

- (1) tratamiento con organosilanos de fórmula general  $(CH_3)_3SiCl_x$ ; los silanos quimisorben la superficie de la sílice, produciendo HCl y exponiendo los grupos CH; que producen las características de humectación del aceite;
- (2) envejecimiento a presión en petróleo crudo;
- (3) tratamiento con ácidos nafténicos;
- (4) tratamiento con asfaltenos; y
- (5) adición de tensioactivos a los fluidos.

El tratamiento de los núcleos o la arena se realiza primero limpiando con solventes, ácidos, vapor o calentando a 250 ° C para destruir los materiales orgánicos; sin embargo, el calentamiento a una temperatura tan alta deshidrata las arcillas y cambia la química de la superficie de la roca. Después de la limpieza, el núcleo se

tratados con varias concentraciones de los aditivos mencionados anteriormente y secados una vez más a 110 ° C para **reparar** el aditivo sobre la superficie de la roca.

La alteración de la humectabilidad debe realizarse bajo condiciones cuidadosamente controladas porque la humectabilidad final depende de:

- (1) la composición mineral de la roca;
- (2) el procedimiento de limpieza utilizado;
- (3) el tipo de aditivo utilizado (silano, asfaltenos, etc.);
- (4) la concentración del aditivo en el disolvente utilizado para penetrar el núcleo; y
- (5) el procedimiento utilizado para evaporar el disolvente y secar el núcleo.

No se logra una humectabilidad completamente uniforme en todo el núcleo, pero este método se ha utilizado con éxito para obtener sistemas en varios estados de humectabilidad promedio para examinar los efectos de la humectabilidad en la producción [75, **85-87**].

### **ADICIÓN DE COMPUESTOS LÍQUIDOS SOLUBLES A AGUAY PETRÓLEO**

La humectabilidad fraccionada de las arenas y perlas no consolidadas se ha logrado mediante tratamientos con solutos / solventes. Generalmente, una parte de la arena limpia y seca se trata con un disolvente que contiene el aditivo y luego se seca. La arena tratada se mezcla luego en diversas proporciones con arena sin tratar para producir diferentes grados de humectabilidad fraccionada [76, **88-90**]. Graue y col. encontraron que los núcleos de creta alcanzan una humectabilidad fraccionada cuando se envejecen durante aproximadamente 100 horas a 90 ° C por inmersión en petróleo crudo [91, 92]. El mismo método cuando se usa con núcleos de arenisca (incluida la arenisca Berea de Amherst, Ohio) no produce cambios de humectabilidad. Descubrieron que se logran varios grados de cambio de humectabilidad de humedecido con agua a humectabilidad neutra o fraccionada mediante la inmersión en diferentes aceites. La humectabilidad se determinó utilizando el índice de humectabilidad de Amott y el método de tasa de imbibición.

Tweheyo y col. cambió la humectabilidad de las areniscas de fuertemente humedecidas con agua a neutrales y humedecidas con aceite agregando ácidos orgánicos (ácido 0-toluico) y aminas (dodecilamina y hexadecilamina) al aceite usado para saturar los núcleos[**83**].Las aminas produjeron los cambios más grandes de mojado con agua a mojado con aceite. Las inundaciones de agua de los sistemas modificados produjeron resultados que se han informado anteriormente:

- (1) las muestras humedecidas con agua exhiben una producción rápida y casi completa cuando ocurre la penetración de agua;

- (2) la mayor cantidad de recuperación ocurre con sistemas de humedad neutra (8% - 10% más alto); y
- (3) la menor cantidad de **petróleo** La recuperación se obtuvo a partir de las muestras humedecidas con petróleo, que mostraron una penetración temprana de agua seguida de una baja tasa de recuperación de petróleo.

Kowalewski y col. encontraron que podían controlar los cambios de húmedo a neutro utilizando núcleos de Berea, n-decano y hexadecilamina soluble en aceite [93]. Las inundaciones de agua dieron como resultado una correlación casi lineal entre la concentración de la amina y un aumento de la recuperación de petróleo (disminución de S,) como el sistema cambió de mojado por agua ( $r_s = 0,7$ ) a neutral (IA=0,05). Se usaron isotermas de Langmuir para probar las cantidades de amina adsorbidas en la roca triturada de varias concentraciones que se usaron: los resultados variaron de 0,007 a 0,230 mg / g de roca. Así el cambio de mojabilidad estaba directamente relacionado con la cantidad de hexadecilamina que se adsorbió del aceite. Donaldson y col. desarrollaron un método para determinar las isotermas de Langmuir y Freundlich y calcular los calores termodinámicos de adsorción de compuestos orgánicos en núcleos de arenisca [94]. Las isotermas de adsorción mostraron cantidades máximas de compuestos adsorbidos que variaban de 0.200 a 10 mg / g de arenisca. También se midieron las velocidades de adsorción a diversas temperaturas.

Se han realizado muchos estudios sobre la viabilidad de usar tensioactivos y cáusticos disueltos en agua para mejorar la tasa y la recuperación total de petróleo de los núcleos de arenisca. [95, 96]. Además, el Departamento de Energía de EE. UU. Realizó varias pruebas de campo para evaluar el potencial de las inundaciones de agua de surfactante / polímero para la movilización de petróleo residual [97]. Los surfactantes y cáusticos reducen la tensión interfacial e, intuitivamente, esto debería resultar en una mejora económica **petróleo** recuperación, pero los resultados en general han sido decepcionantes; La recuperación mejorada (recuperación de más petróleo que el So, de las inundaciones de agua) suele ser inferior al 5% independientemente de la tecnología aplicada (tensioactivo / agua, tensioactivo / polímero, tensioactivo / CO<sub>2</sub>, inundaciones de espuma y tensioactivo / recuperación térmica). Los malos resultados son atribuido a la adsorción y precipitación causadas por cationes divalentes en las salmueras de los campos petrolíferos. El agotamiento temprano del tensioactivo de la solución de agua inyectada disminuye rápidamente la eficacia de los tensioactivos.

Standnes y Austad hizo un estudio cuidadoso de los cambios de humectabilidad de humedecido con aceite a humedecido con agua en núcleos de tiza, utilizando imbibición espontánea con tensioactivos aniónicos y catiónicos [98]. Los tensioactivos aniónicos fueron ineficaces; sin embargo, los tensioactivos catiónicos cambiaron la mojabilidad de mojado con aceite a mojado con agua y produjeron hasta un 70% del aceite original en su lugar en comparación con un máximo de 10% de producción utilizando solo salmuera. La producción mejorada y el cambio de humectabilidad causado por



Los tensioactivos catiónicos se atribuyeron a la reacción iónica de los cationes con los carboxilatos orgánicos adsorbidos del aceite.

Los núcleos de sílice humedecidos con agua se producen limpiando sucesivamente la roca con tolueno para eliminar los compuestos orgánicos, vapor para eliminar el tolueno residual y los componentes de petróleo crudo pesado o ácidos húmicos (en el caso de areniscas de afloramiento), seguido de un tratamiento con ácido clorhídrico. Esta secuencia producirá un núcleo mojado por agua cuya humectabilidad depende de la mineralogía de la roca y la composición de los fluidos. Por lo tanto, es posible una excelente reproducibilidad en condiciones cuidadosamente controladas.

Las superficies de las rocas carbonatadas pueden humedecerse más con aceite mediante el tratamiento con ácidos nafténicos, que reaccionan con el carbonato de calcio para producir una superficie estable humedecida con aceite [56]. Otra forma de controlar la humectabilidad de los núcleos limpios es agregar compuestos tensioactivos a los fluidos. Owens y Archer utilizaron dinonil sulfonato de bario disuelto en aceite para lograr una condición extrema de humedad por aceite con un ángulo de contacto de 180 ° [99]. Mungan usó hexilamina y n-octilamina disueltas en agua para cambiar el ángulo de contacto de avance en una superficie de sílice de 60 ° (ligeramente húmeda con agua) a 120 ° (ligeramente húmeda con aceite) [69]. Kowaleswki et al. Cambiaron la humectabilidad de núcleos de arenisca de mojados con agua a neutros mediante la adición de hexadecilamina a n-decano [93]. El grado de cambio de humectabilidad se controló mediante la concentración de la amina disuelta en el aceite. Grattoni et al. ortosilicato, que reacciona con el agua en los poros para formar un gel de silicato [100]. El gel inicialmente produce un sistema mojado por agua que cambia con respecto al tiempo a un sistema neutro o húmedo por aceite.

La humectabilidad de los núcleos de los yacimientos puede alterarse mediante la penetración de fluidos de perforación que contienen compuestos tensioactivos o que poseen un pH que es ácido o básico. Otros aspectos que deben controlarse para una evaluación adecuada de los núcleos de campos petrolíferos son el empaque en la boca del pozo, la duración del almacenamiento antes de su uso y los procedimientos de manipulación y corte de núcleos en el laboratorio. A medida que el núcleo se extrae a la superficie, la disminución de la presión da como resultado la expansión y pérdida de componentes de bajo peso molecular. Esta pérdida de componentes más ligeros puede resultar en la precipitación de parafinas y asfaltenos que pueden alterar la humectabilidad hacia una condición más húmeda por aceite. Varios investigadores han logrado preservar la humectabilidad a largo plazo (años) de los núcleos del campo de petróleo colocando el núcleo en un frasco de vidrio que contiene aceite de la formación tan pronto como el núcleo está disponible del perforador; los núcleos se transportan lo antes posible y se almacenan aproximadamente 5 ° C [101, 102]. Envolver los núcleos en papel de aluminio y recubrir con plástico (polietileno, polivinilideno) o parafina es adecuado durante unos seis meses. El problema con este método es que los componentes ligeros se difunden lentamente a través del recubrimiento, dejando que los compuestos de alto peso molecular se precipiten gradualmente, lo que provoca una

cambio gradual a una condición más húmeda por aceite. Cualquier método de almacenamiento que permita incluso una pequeña cantidad de evaporación resultará en una alteración de la humectabilidad..

### **ENVEJECIMIENTO LOS PETRÓLEO-SALMUERA-ROCASISTEMA**

Las rocas de yacimiento que se han limpiado y las rocas de afloramiento que no han estado en contacto con el petróleo, generalmente exhiben una condición húmeda de agua, especialmente si se seleccionan aceites refinados para los experimentos. Sin embargo, las rocas carbonatadas limpias tienen tendencias neutras a ligeramente húmedas por aceite. Se observa un pequeño cambio hacia más aceite húmedo si el núcleo se satura primero con agua, y luego el agua se desplaza hasta el punto de saturación de agua irreducible con el aceite. La inmersión en el petróleo crudo a una temperatura elevada (60 °-90 ° C) cambiará la humectabilidad a un sistema humedecido por aceite. La humectabilidad del núcleo estable generalmente se obtiene después de que el núcleo se envejece en petróleo crudo a una temperatura elevada durante al menos 100 horas ( Figura 6.12). Nitrógeno heterogéneo, azufre, y los compuestos de oxígeno (NSO) en el petróleo crudo migran lentamente a la interfase petróleo-roca y se adsorben fuertemente en las superficies minerales de las rocas. El aceite debe centrifugarse para eliminar las partículas sedimentarias en suspensión y los compuestos de alto peso molecular que han sido precipitados por los cambios de temperatura, presión y tiempo de almacenamiento después de la producción de los depósitos. Algunos aceites tienen compuestos que reaccionan con el oxígeno atmosférico para formar compuestos reticulados que precipitan del aceite. Las micelas que contienen asfaltenos en suspensión pueden romperse por oxidación del aire, provocando la precipitación de los asfaltenos. Cuando se encuentra un aceite que es sensible a la oxidación del aire, incluso después de filtraciones repetidas, debe recolectarse en el campo bajo una capa de nitrógeno y mantenerse bajo nitrógeno para todas las transferencias entre contenedores cuando se usa en el laboratorio.[ 1031.

Emery y col. investigó los efectos del envejecimiento de los núcleos con agua y petróleo crudo Singleton durante períodos de tiempo variables [8]. Al estar saturado de aceite, el sistema se comportó como un sistema mojado por agua. La mayor parte de la producción se produjo poco después del avance, y la saturación de aceite residual práctica se logró justo después de inyectar un volumen de poro de agua. A medida que se incrementó el tiempo de envejecimiento, la penetración de agua se produjo antes y hubo una cantidad considerable de producción posterior, con el So, ocurriendo después dos o se habían inyectado tres volúmenes de poros. Estos resultados son similares a los obtenidos por Donaldson et al. [48], como se muestra en la Figura 6.9, y muestran que se debe equilibrar un núcleo y sus fluidos antes de realizar pruebas de inundación de agua para determinar la cantidad de producción, las curvas de permeabilidad relativa o la mojabilidad.

Los núcleos con humectabilidad fraccionada o mixta tienen otros efectos que se han discutido anteriormente. Los experimentos realizados para evaluar el efecto de la mojabilidad sobre la saturación de aceite residual muestran que la saturación de aceite residual es menor para los sistemas que tienen una mojabilidad neutra (probablemente mojabilidad fraccionada o mixta). La saturación de aceite residual (en su mínimo en mojabilidad neutra) aumenta a medida que el sistema se vuelve más húmedo por agua o por aceite (Figura 6.11)[44, 104-108].

Un núcleo fuertemente mojado por agua producirá la mayor parte del petróleo antes de la penetración de agua, que se producirá poco después de que se haya inyectado un volumen de agua poroso. La relación agua / aceite aumentará rápidamente después de la penetración del agua hasta un valor infinito; por tanto, la producción disminuirá a una cantidad insignificante.

*Un* El núcleo mojado en aceite producirá agua temprano en una relación agua / aceite baja que seguirá aumentando gradualmente. Después de que se hayan inyectado aproximadamente dos volúmenes de poros de agua, la producción continuará durante mucho tiempo con un aumento gradual de la relación agua / aceite.

## EFFECTOS DE TEMPERATURA Y PRESIÓN

La humectabilidad de un sistema de agua-aceite-rocas se vuelve progresivamente más húmedo a medida que aumenta la temperatura del sistema. Lorenz et al., Trabajando con núcleos de afloramientos saturados con salmuera y petróleo crudo, observaron un promedio USBM Aumento del índice de humectabilidad de 0.3 para sistemas de arenisca de afloramiento de aceite de agua cuando la temperatura se cambió de 25 a 65 ° C (Tabla 6.4) [95].

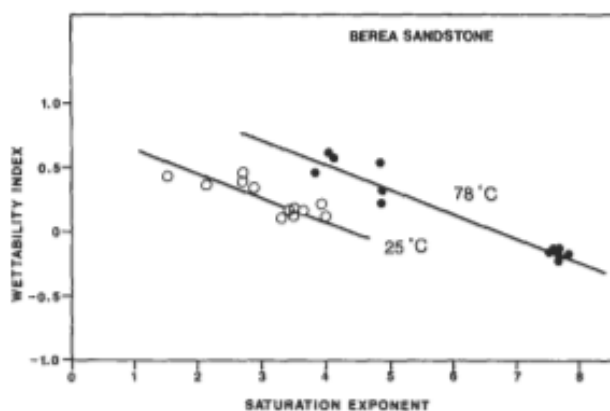
Trabajo realizado por Donaldson y Siddiqui para examinar el efecto de la mojabilidad en el exponente de saturación de Archie en **dos** Las temperaturas también mostraron el cambio a un sistema más húmedo que ocurre cuando se aumenta la temperatura. **[Iniciar sesión, 1101.** Figuras 6.13 y 6.14 mostrar un aumento de la USBM I, para sistemas de agua-aceite-roca cuando la temperatura de prueba se incrementa de 25 "a 78 ° C. El cambio observado en el índice de humectabilidad con respecto a la temperatura está fuertemente influenciado por las propiedades químicas y físicas de la superficie de la roca; la arenisca Berea (k = 325 mD), registró un aumento de I, de aproximadamente 0,4 sobre el de la arenisca de Elgin (k = 1900mD), que mostró un cambio de **0,9**. Otros investigadores también han observado, directa e indirectamente, el cambio de humectabilidad a un sistema más húmedo a medida que aumenta la temperatura. **[102, 111-1141.**

Donaldson y col. han demostrado de manera concluyente que un aumento de la temperatura produce un sistema más húmedo [7, 1091]. Por lo tanto, la prueba de humectabilidad debe realizarse a la temperatura del yacimiento utilizando fluidos del yacimiento. La presencia de trazas de metales en el agua de formación real, Si usado, hace que los núcleos estén más húmedos de agua.

**TABLA 6.4**  
**EFFECTO DE TEMPERATURA SOBRE EL USBM ÍNDICE DE FELICIDAD.**  
**LOS EXÁMENES FUERON**  
**REALIZADA UTILIZANDO NÚCLEOS SEPARADOS DEL**  
**DESIGNADO A FLORAMIENTO**  
**(DESPUÉS LORENZET ALABAMA. psi)**

(AFTER LORENZ ET AL. [72])

Core Samples	Crude Oil Samples	Average $I_u$ at 25°C		Average $I_u$ at 65°C	
		$I_u$	No. of samples	$I_u$	No. of samples
Cottage Grove sandstone	Bartlesville, OK	-0.16	3	0.13	3
Cottage Grove sandstone	Muddy J, CO	-0.39	3	-0.03	3
Cottage Grove sandstone	Singleton, NB	-0.32	3	0.21	3
Torpedo sandstone	Squirrel, OK	0.00	6	0.35	18
Torpedo sandstone	Squirrel, OK	0.09	2	0.22	6



Jadhunandan y Morrow examinaron los efectos de las variaciones de envejecimiento con temperatura y tiempo y establecido aproximadamente 240 horas de envejecimiento para obtener condiciones estables de humectabilidad [ 1151. Las inundaciones de agua después de los períodos de envejecimiento dieron como resultado una mayor recuperación de petróleo en sistemas de humectabilidad neutra.

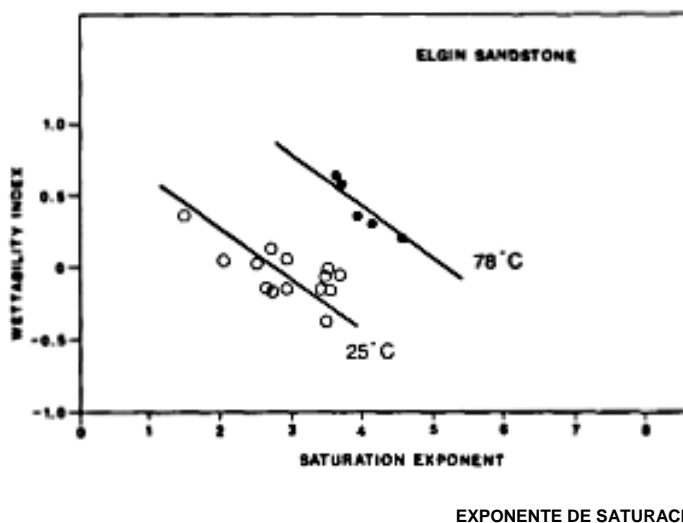


Figura 6.14. Cambio de el exponente de saturación de Archie como una función de humectabilidad y temperatura de la arenisca del afloramiento de Elgin, Oklahoma.

Zhou y col. usó tiempos de envejecimiento variables para obtener núcleos con diferentes grados de humectabilidad para desarrollar una correlación entre la imbibición espontánea y la humectabilidad [55]. La velocidad y la cantidad de imbibición de agua disminuye a medida que los núcleos cambian de condiciones fuertemente mojadas por agua a neutrales o mojadas por aceite. Por tanto, se podría hacer una correlación con el índice de humectabilidad a partir del área bajo la curva de presión capilar de imbibición (energía de desplazamiento o pseudo trabajo) y el ángulo de contacto de avance en el punto de recuperación de aceite del 50% por imbibición.

## RESTAURACION DE HUMEDAD ORIGINAL

Una vez que se ha determinado la mojabilidad del núcleo de un campo petrolífero y tal vez se hayan realizado pruebas de inundación con fluidos de yacimiento, el núcleo generalmente se limpia para determinar la permeabilidad, la porosidad y otros parámetros. Se han sugerido muchos métodos para limpiar núcleos, pero el método más utilizado es colocar el núcleo en un extractor Soxhlet y extraerlo con tolueno; esto es seguido frecuentemente por extracción con etanol para eliminar el tolueno. A continuación, los núcleos se secan y se utilizan para diversas pruebas. Si las pruebas requieren la restauración de la humectabilidad original, los núcleos generalmente se saturan con la salmuera y el aceite del campo petrolífero y se envejecen mediante varios procedimientos antes de utilizar. El principal problema con los núcleos tratados de esta manera es que no se eliminan todas las resinas y asfaltenos adsorbidos de alto peso molecular. Por lo tanto, los núcleos restaurados tienen humectabilidad variable que está más humedecida por aceite que el original. Extracción con cloroformo y metanol durante tres semanas, seguida de envejecimiento en

El petróleo crudo durante 30 a 40 días produce mejores resultados, pero el tiempo requerido puede ser una limitación.

McGhee y col. y Donaldson et al. encontraron que la restauración reproducible de la humectabilidad se puede lograr repetidamente, utilizando los mismos núcleos, con la siguiente secuencia de tratamiento [77, 801:

- (1) limpieza con tolueno;
- (2) limpieza con vapor (encontraron que el vapor no altera los minerales arcillosos);
- (3) saturar con salmuera y aceite crudo a SWi; y
- (4) envejecimiento en el petróleo crudo durante al menos 100 horas a 65 ° C

### **EFFECTODE HUMEDAD EN ELÉCTRICOPROPIEDADES**

Keller mostró que se pueden obtener diferentes valores de resistividad con la misma saturación de agua en rocas si se cambia la mojabilidad. [116]. Sus valores del exponente de saturación  $n$  oscilaron entre 1,5 y 1,7 para la misma roca. Las rocas mojadas por aceite tienen una alta resistividad porque el aceite es un aislante. Incluso con saturaciones de agua muy bajas, una arena mojada con agua tendrá una película de agua continua a lo largo de las superficies de los granos de arena desde la entrada hasta la salida, lo que proporciona un camino conductor para la corriente eléctrica. En una arena mojada con aceite, sin embargo, el aceite es la fase continua y está en contacto con las paredes de los poros. Dado que el agua es la fase discontinua en este caso, el aceite aislante interrumpe la ruta eléctrica. En consecuencia, la resistividad de una arena mojada con aceite es muy alta y el exponente de saturación de Archie  $n$  es considerablemente mayor que 2.0.

Sweeney y Jennings obtuvieron variaciones de  $n$  de 1,6 a 5,7 para rocas carbonatadas tratadas con ácidos para hacerlas preferentemente húmedas con agua. [117]. Incluso después de limpiar las superficies de carbonato con ácido, orgánico polar compuestos del petróleo crudo aparentemente adsorbidos en la superficie de muchas de las muestras, resultando en valores altos de  $n$ . Morgan y Pirson informaron un rango muy amplio de valores para  $n$ , desde 2.5 para muestras fuertemente humedecidas con agua hasta 25.2 para paquetes fuertemente humedecidos con aceite de perlas de vidrio tratados con concentraciones progresivamente más altas de soluciones de silicona [47]. Donaldson y Siddiqui confirmaron previamente reportado los resultados muestran que el exponente de saturación de Archie aumenta de valores cercanos a 2.0 para sistemas fuertemente humedecidos por agua a valores superiores a 8.0 para sistemas fuertemente humedecidos por aceite [log]. Se observó una relación lineal entre el índice de humectabilidad USBM y el exponente de saturación. Demostraron que los sistemas agua-aceite-roca se vuelven más húmedos cuando aumenta la temperatura. Las figuras 6.13 y 6.14 muestran un aumento del índice de mojabilidad de 0.4, correspondiente a un aumento de temperatura de 25 ° C a 78 ° C. La diferencia en las pistas

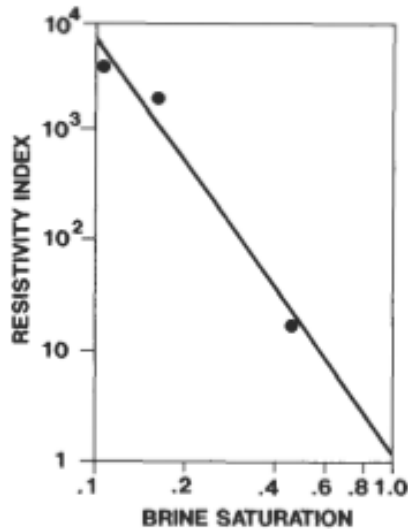


Figura 6.15. Índice de resistividad versus saturación de salmuera.

de las líneas del exponente de saturación del índice de mojabilidad para Berea ant Elgin areniscas se atribuye a una amplia diferencia en las propiedades físicas de estas dos areniscas (la permeabilidad y las porosidades promedio son: Berea arenisca  $k = 258 \text{ pm}^2$ ,  $\alpha = 0,210$ ; Arenisca de Elgin  $k = 1727 \text{ pm}^2$ ,  $\alpha = 0,239$ ).

El exponente de saturación de Archie se obtuvo del logaritmo del índice de resistividad  $IR$  versus  $\log(S_w)$  (línea);  $n$  es la pendiente de esta línea (Figura 6.15). El exponente  $n$  se determinó por regresión lineal de las resistividades medidas a saturaciones de agua de 1.00,  $S_{w1}$ , y  $S_{w2}$ , como se realizó la prueba de humectabilidad USBM.

La importancia de los errores en el valor del exponente de saturación es muy clara al examinar la Figura 6.16. Cuando el valor de  $n$  es menor que 8.0, pequeños errores de este parámetro dan como resultado grandes errores de la saturación de agua calculada a partir de los datos de resistividad. Por ejemplo, donde  $FR / R \approx 0,36$ , Si el valor correcto de  $n$  es 3.0, pero Si 2.0 se utiliza para calcular la saturación de agua, un error optimista (mayor saturación de aceite) de El resultado será el 10%. Esto podría conducir a la pérdida de una inversión considerable. Si la decisión de realizar un proceso de recuperación de petróleo mejorado, o algún otro procedimiento de estimulación de la producción, se basa en un error tan grande de saturación de aceite.

La humectabilidad juega un papel importante en todos los aspectos de los fluidos asociados con las rocas. Por lo tanto, para que las pruebas de laboratorio de los sistemas agua-petróleo-roca sean representativas de las condiciones del subsuelo in situ, el equipo y los procedimientos que simulan la temperatura y la presión del subsuelo

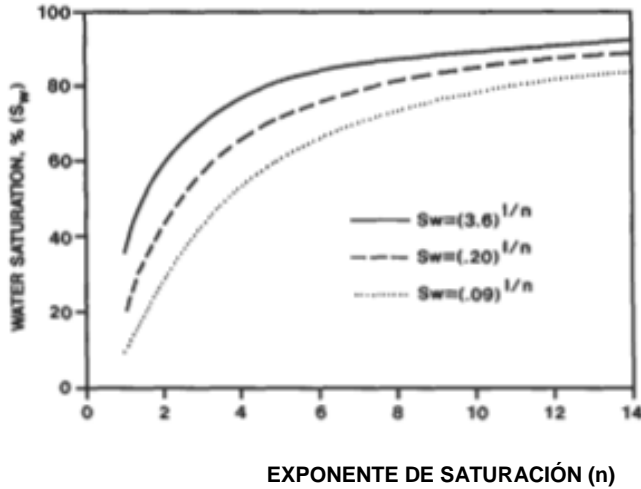


Figura 6.16. Variación de saturación de agua calculada desde Ecuación de Archie para varios valores de el exponente de saturación.

se deben utilizar condiciones para profundidades específicas. Además, el historial de saturación del núcleo de prueba y el envejecimiento de la muestra con el aceite deben considerarse cuidadosamente porque influyen en la humectación relativa de la superficie por el agua y el aceite. [1 18-1201.

Longeron et al. diseñó equipo experimental para medir las propiedades eléctricas de los núcleos en condiciones de yacimiento (Figura 6.17) [71]. El portamuestras está equipado con cuatro contactos eléctricos que permiten realizar mediciones de resistividad de forma continua a lo largo del núcleo (electrodos A y B en los extremos) y para cada sección realizando mediciones de resistividad entre los electrodos AM, MN y NB. La combinación de mediciones permitió un seguimiento continuo de la distribución de la saturación en el núcleo después de que se hicieran cambios mediante la inyección de aceite o agua. Después de que se alcanzó una saturación uniforme (por equilibrio de fuerza capilar), se registraron las mediciones de resistividad y presión capilar.

La medición de las presiones capilares de drenaje (aceite-desplazamiento-agua) e imbibición (agua-desplazamiento-aceite) fue posible colocando una placa porosa de baja permeabilidad, o diafragma, en la parte inferior del núcleo (elemento 7 en la Figura 6.17). El disco semipermeable permitió la medición de la presión capilar en condiciones de yacimiento de presión y temperatura de sobrecarga. La inyección y extracción de fluidos de este tipo de sistema debe realizarse con mucho cuidado utilizando el tipo de equipo de flujo de fluido descrito por Longeron et al. en la Figura 6.18 [71]. Desplazamiento de pistón libre (con mercurio como pistón de desplazamiento, o un pistón libre real),



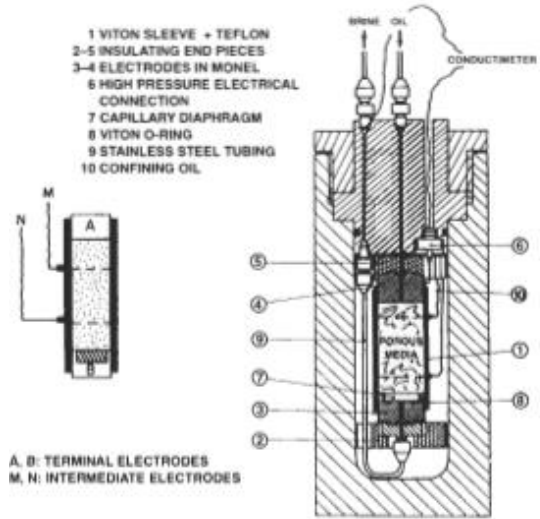


Figura 6.17. Diseño de titular para medición de porosidad, factor de resistividad de la formación y presión capilar en condiciones de yacimiento simuladas.

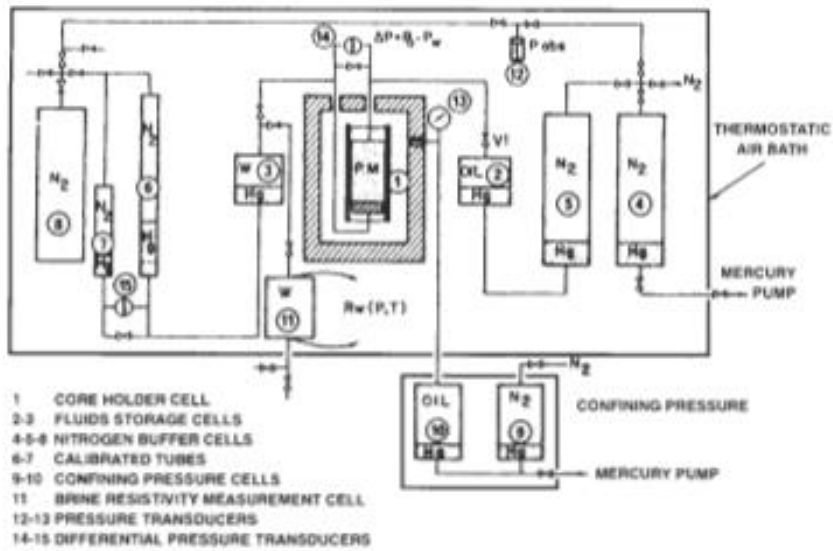


Figura 6.18. Líquido *fluir* equipo para medición de petrofísico de núcleos en condiciones de yacimiento simulado.

**TABLA 6.5**  
**CAMBIOS DE POROSIDAD Y FACTORES DE RESISTIVIDAD (FR) PARA**  
**ARENISCA Y PIEDRA CALIZA (CÓMPACTOS) DESDE 3 MPa [71]**

		Sandstone Cores			
		1	2	3	4
$\phi$ at 3 MPa		0.144	0.150	0.195	0.184
$\phi$ at 20 MPa		0.137	0.143	0.189	0.18
% change		4.9	4.7	3.1	1.6
$F_R$ at 3 MPa		33.7	33.1	21.3	22.1
$F_R$ at 20 MPa		40.4	41.4	23.2	23.6
% change		19.9	25.1	8.9	6.8

		Limestone Cores					
		1	2	3	4	5	6
$\phi$ at 3 MPa		0.204	0.231	0.246	0.241	0.260	0.261
$\phi$ at 20 MPa		0.197	0.225	0.236	0.231	0.249	0.249
% change		3.4	2.6	4.1	4.1	4.2	4.6
$F_R$ at 3 MPa		17.4	13.3	11.4	11.3	13.3	10.4
$F_R$ at 20 MPa		19.1	14.6	12.4	13.6	15.8	11.7
% change		9.8	9.8	8.1	10.6	18.8	12.5

donde el cilindro que contiene el fluido de desplazamiento es impulsado por una bomba dosificadora separada, se requiere mantener un estrecho control de la inyección y extracción de fluidos.

Los cambios de porosidad y factor de resistividad de la formación obtenidos por Longeron et al. para los núcleos de arenisca y piedra caliza, cuando se someten a una presión moderada de 20 MPa, se enumeran en la Tabla 6.5. A esta presión de sobrecarga total, se encontró que la deformación era completamente elástica, es decir, los núcleos volvieron a sus porosidades originales cuando se eliminó la tensión de sobrecarga. Sin embargo, si se aplica una mayor tensión, se producirá una deformación inelástica y se producirá una reducción de la porosidad.

Aunque los cambios relativos de la porosidad y los factores de resistividad de la formación fueron aproximadamente los mismos para el cambio de tensión, sus respuestas a los incrementos escalonados de presión fueron muy diferentes. Los núcleos de arenisca se deformaron inmediatamente en respuesta a la tensión aplicada, mientras que los núcleos de piedra caliza exhibieron una deformación gradual en cada paso de aumento de la tensión.

A 15% de subestimación de  $F_R$  conducirá a la subestimación de  $SO$  en un 7,5% para un arena limpia con un exponente de saturación de 2.0. A mayores profundidades, el error será más grave porque los núcleos del yacimiento expandidos

Desarrollar microfracturas que contribuyan a la medición de la porosidad en condiciones ambientales (además de la porosidad de la matriz expandida). Por lo tanto, las mediciones de las propiedades petrofísicas de las rocas del yacimiento deben realizarse en condiciones de yacimiento simuladas.

### EJEMPLO

Las áreas bajo el aceite de desplazamiento de agua (de  $S_{iw1}$  a  $S_c$ ), y el aceite-desplazador-agua (de  $S_c$  a  $S_{iw2}$ ) las curvas de presión capilar son **56** y **30**, respectivamente. Calcule el USBM índice de mojabilidad y el energía requerida para el desplazamiento de petróleo por agua (en J / m<sup>3</sup>). Propiedades centrales: **2,54** cm de diámetro por **2,54** cm de largo, porosidad

$$S_{iw} = 0.28, \text{ y } S_w, r = 0.77.$$

### SOLUCIÓN

De la ecuación 6.14, el índice de humectabilidad USBM es:

$$I_w = \log(56/30) = 0.271 \text{ (ligeramente mojado)}$$

$$V_p = 3.14 \times (2.54/2)^2 \times 2.54 \times 0.28 = 2.83 \text{ cm}^3$$

$$\text{Volumen de aceite desplazado} = 2.83 \times (0.77 - 0.28) = 1.39 \text{ cm}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Energía de desplazamiento} &= 30.000 \text{ N / m}^2 \times 1.39 \text{ (10}^{-6}\text{)} \text{ m}^3 \\ &= 0.0416 \text{ Nm / m}^3 = 0.0416 \text{ J / m}^3 \end{aligned}$$

### PROBLEMAS

1. Si el ángulo de contacto de una gota de agua colocada sobre una placa lisa sumergida en un aceite transparente es de 120 °, ¿cuál será el valor del ángulo de contacto para una gota de aceite en la placa? Si está sumergido en agua (ver Figura 6.2)?
2. A 0.655 kg de muestra de roca se inunda con una solución catiónica tetravalente que desplaza las siguientes cantidades de cationes: 30 mg Mg<sup>2+</sup>, 50 mg K<sup>+</sup>, 70 mg Ca<sup>2+</sup>, y 120 mg de Na<sup>+</sup>. Calcula la capacidad de intercambio catiónico de la roca. Informe el valor como miliequivalentes de cationes por kilogramo de roca.
3. (a) Si la superficie de una roca carbonatada está en equilibrio con una salmuera acética, ¿la roca adsorberá compuestos orgánicos polares acéticos de un aceite? Explica tu respuesta usando fórmulas químicas.

- (b) Si una piedra arenisca está saturada con una salmuera que contiene cationes multivalentes, ¿la superficie adsorberá compuestos orgánicos polares acéticos de un aceite? Explica tu respuesta usando fórmulas químicas.
4. (a) Explique tres métodos que pueden usarse para renderizar artificialmente una superficie de arenisca mojada por agua mojada por aceite.
- (b) ¿Cuál es la diferencia entre los términos humectabilidad mixta y humectabilidad fraccionada?
- (c) Si el índice de mojabilidad de Amott es negativo, ¿significa esto que la roca está mojada por agua o por aceite?
- (d) Si el índice de mojabilidad USBM es positivo, ¿significa esto que la roca está mojada por agua o por aceite?
- (e) Dibuje dos curvas de presión capilar de aceite con desplazamiento de agua hipotéticas (negativas), una para un sistema mojado por agua y la otra para un sistema mojado por aceite. ¿Por qué la energía de desplazamiento es menor para el desplazamiento de petróleo de la arena mojada por agua?
5. ¿Cuál es la razón principal por la que los experimentos de fluidos / flujo deben realizarse en condiciones de temperatura, presión y salinidad del yacimiento? ¿Cuál es la influencia de la salinidad?
6. Si se prueban dos sistemas de agua-petróleo-roca y se encuentra que uno está mojado por agua mientras que el otro está mojado por petróleo, el índice de saturación de Archie
- (n) ¿Ser mayor para uno de los sistemas? ¿Cuál? Justifica tu respuesta.
7. Si el factor de resistividad de la formación (FR) para un núcleo se mide en condiciones ambientales (25 ° C, 100 kPa) y nuevamente en condiciones de yacimiento (62 ° C, 28 MPa):
- (a) ¿Esperaría que la FR sea mayor en condiciones ambientales o menor? Da un ejemplo de cálculo para probar tu respuesta.
- (b) ¿Qué ocurrió para producir el cambio de FR, si lo hubo?
8. Dibuje dos curvas hipotéticas de recuperación de petróleo versus agua inyectada, uno para un sistema mojado por agua y el otro para un sistema mojado por aceite.
- (a) ¿Cuál tiene la mayor tasa de recuperación de petróleo?
- (b) ¿Cuál exhibe primero el avance del agua?
- (c) ¿Cuál muestra una mayor recuperación después de que se hayan inyectado 1.5 volúmenes de poro de agua?
- (d) Explique, teóricamente, por qué los sistemas son diferentes.

## NOMENCLATURA

A = zona; constante (como se define en el texto)

B = constante

C = constante

F = fuerza (mN)

FE = energía gratis

FR	= factor de resistividad de la formación
g	= constante gravitacional; gramo
h	= altura
I	= Índice de humectabilidad de Amott
A	= USBM índice de mojabilidad
Y	= índice de resistividad
O,	= permeabilidad absoluta (pm2, darcy)
,	= longitud característica para la imbibición de fluidos
Y	
O,	
k	
LC	
l	= longitud
R	= recuperación de aceite (porcentaje de aceite original en el lugar)
S,	= saturación de aceite
Sor	= saturación de aceite residual
S,	= saturación de agua
Si	= saturación de agua irreducible
t	= tiempo (minutos)
td	= tiempo adimensional
vq	= velocidad angular del rotor de la centrífuga
V	= volumen
vb	= volumen aparente
V,	= volumen de poros
VOt	= aceite total desplazado por imbibición y desplazamientos centrífugos (Amott)
V,,	= agua total desplazada por imbibición y desplazamientos centrífugos (Amott)
VOsp	= aceite desplazado por imbibición espontánea de agua (Amott)
Vwsp	= agua desplazada por la imbibición espontánea de aceite (Amott)
W	= pseudo trabajo de imbibición
WR	= índice de mojabilidad de pseudo trabajo de imbibición
w	= pseudo trabajo de imbibición; trabajo termodinámico

## SÍMBOLOS GRIEGOS

$\delta$	= derivada parcial, o relación de desplazamiento de fluido
$\theta$	= Angulo de contacto <b>pags</b> = viscosidad
$\rho$	= densidad
<b>Connecticut</b>	= tensión interfacial $\tau$ = tensión de adherencia
$\phi$	= porosidad

## SUSCRIPCIONES

s = sólido

l = líquido

o = aceite w

w= agua

o/ = Angulo de contacto

## REFERENCIAS

1. Brown, R. J. S. y Fatt, YO."Medición de la humectabilidad fraccionada de las rocas de los campos petrolíferos mediante el método de relajación magnética nuclear". Trans. AIME, vol. 207, 1956, págs. 262-264.
2. Alba, P. "Discusión sobre el efecto de la humectabilidad fraccionada enFlujo multifásico a través de medios porosos ". Trans. AIME, vol. 216, 1958, págs. 426-432.
3. Anderson, WG "Encuesta sobre literatura sobre humectabilidad - Parte 1: Interacciones RocWOilBrine y los efectos de Manejo del núcleo sobre humectabilidad ". **SOC . Gasolina**. Ing. JPT, vol. 38, octubre de 1986, págs. 1124-1144.
4. Salatiel, R. A. "OilRecovery por drenaje de película superficial enRocas de humectabilidad mixta ". **SOC. Gasolina**. Ing. JPT, vol. 25, octubre de 1973, págs. 1216-1224.
5. Melrose, J.C. "Interpretación de estados de humectabilidad mixta en rocas de yacimiento". SPE 10971, Annual Conf., Nueva Orleans, septiembre de 1982, págs. 26-29.
6. Iwankow, E. NORTE. "UNCorrelación de la saturación de agua intersticial y la humectabilidad heterogénea ". Productores Montbly, Vol. 24, No.12, Octubre de 1960, páginas. 18-26.
7. Donaldson, M.I.C. y Thomas, RD "Observaciones microscópicas del desplazamiento de aceite en sistemas de agua húmeda y aceite húmedo". SPE 3555, Ann. Conf., Nueva Orleans,LA, 1971.
8. Esmeril, L. W., Mungan, N. y Nicholson, R. W."Inyección de babosas cáusticas en el campo Singleton". **SOC. Gasolina**. Ing. JPT, vol. 22, diciembre de 1970, págs.1569-1576.
9. Kyte, JR, Naumann, J. O. y Mattox, CC "Efectos del medio ambiente del yacimiento en los desplazamientos de agua y aceite". **SOC.Gasolina**. Ing.JPT, Vol.13, Junio de 1961, págs. 579-582.
10. Masalmeh, SK"Estudio del efecto de la heterogeneidad de la humectabilidad en las curvas de presión capilar mediante la técnica de centrífuga". JPSE (especial Problema sobre mojabilidad-HI), Vol. 33, abril de 2002,páginas. 29-38.
11. Collins, S. H. y Melrose, JC "Adsorción de asfaltenos y agua en minerales de roca de depósito". **SOC.Gasolina**. Ing. Documento 11800, 1983 Int. Symp. sobre química geotérmica y petrolera, Denver,CO, junio 1-3, 1983.
12. Bartell, F. MI. y Osterhof, J. J."Determinación de la mojabilidad de un sólido por un líquido". Ind. Eng.**Cbem.**, Vol. 19, No. 11, 1927, págs. 1277-1280.

13. Van Dijke, M. I. J. y Sorbie, K. S. "La relación entre tensiones interfaciales y humectabilidad en sistemas trifásicos: consecuencias para la ocupación de poros y permeabilidad relativa". JPSE, vol. 33, abril de 2002.
14. Chesters, A. K., Elyousfi, A., Cazabat, A. M. y Vilette, S. "La influencia de los tensioactivos en la hidrodinámica de la humectación de superficies. SPSE (Número especial sobre humectabilidad-1) Vol. 20, junio de 1988, págs. 217-222.
15. Drummond, C. e Israelachvili, J. "Surface Forces and Wettability". JPSE (Número especial sobre humectabilidad-110, vol. 33, abril de 2002, págs. 123-133.
16. Pam, D. T.-K. e Hirasaki, G. J. "Humectabilidad / propagación de alcanos en la interfaz agua-gas a temperaturas y presiones elevadas." JPSE (Número especial sobre humectabilidad-0, vol. 20, junio de 1998, págs. 239-249.
17. Vizika, O., Rosenberg, E. y Kalaydjian, F. "Estudio de la humectabilidad y el impacto de propagación en la inyección de gas trifásico mediante microscopía electrónica de barrido criogénico". JPSE (Número especial sobre humectabilidad-I), vol. 20 de junio de 1998,
18. Raza, S. H., Treiber, L. E. y Archer, D. L. "Wettability of Reservoir Rocks and its Evaluation". Producers Monthly, Vol. 32, No. 4, abril de 1968,
19. Richardson, J. G., Perkins, F.M. y Osoba, J. S. "Diferencias en el comportamiento de los núcleos de Woodbine del este de Texas frescos y envejecidos". Soc. Gasolina Ing. JPT, vol. 7, junio de 1955, págs. 866-91.
20. Treiber, L. E., Archer, D. L. y Owens, W. W. "Una evaluación de laboratorio de la humectabilidad de cincuenta yacimientos productores de petróleo". Soc. Gasolina. Ing. J., vol. 12, núm. 6, diciembre de 1972, págs. 531-540.
21. Leach, RO, Wagner, O. R., Wood, HW y Harpke, CF "A Laboratory Estudio de ajuste de humectabilidad en inundaciones". Soc. Gasolina. Ing. JPT. Vol. 14, febrero de 1962, págs. 206-212.
22. Yan, S.-Y., Hirasaki, GJ, Basu, S. y Vaidya, R. "Statistical Análisis de parámetros que control la humectación del crudo / salmuera / mica Sistema." JPSE (Número especial sobre humectabilidad-110, vol. 33, abril de 2002,
23. Wilhelmy, L., 1863. "Ueber die Abhangigkeit der Capillaritats-Constanten des Alkohols von Substanz und Gestalt des Benetztenfesten Körpers". Ana. Physik., Vol. 119, núm. 6, 1863, págs. 177-217.
24. Mennella, A., Morrow, NR y Xie, X. "Application of the Dynamic Placa de Wilhelmy para la identificación de deslizamiento en un tres líquido-líquido-sólido fase Línea de contacto". JPSE, vol. 13, noviembre de 1995, págs.179-192.
25. Zhang, X., Tian, J., Wang, L. y Zhou, Z. "Wettability Effect of Coatings on Reducción de arrastre y prevención de la deposición de parafina en aceite". JPSE, vol. 36,

26. Yaalon, D. H. "Mineral Composition of Average Shale". Toro Mineral CZuy., págs. 39-48. págs. 189-202. págs. 2-7. págs. 203-215. Octubre de 2002, págs. 87-95. Vol. 5, NO. 27, 1962, págs.31-36
27. Block, A. y Simms, B. B. "Desorción e intercambio de adsorbidos Octadecilamina y ácido esteárico en acero y vidrio ". J. Coloide. y ZnterfaceSci., Vol. 25, 1967, pág. 514.
28. Cram, P. J. "Estudios de humectabilidad con constituyentes no hidrocarburos de Petróleo crudo." Mascota. Rec. Res. Znst., Report RR-17, Socorro, NM, diciembre de 1972.
29. Craig, F. F. "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". SOC. Gasolina, Ing. Monografía 3, Richardson, TX, 1971, 141 págs.
30. Cuiec, L. E. "Restauración del estado natural de muestras de testigos". SOC. Gasolina. Ing. Documento 5634, Ann. Tech. Cord., Dallas, TX, del 28 de septiembre al 28 de octubre. 1 de 1975.
31. Denekas, M. O., Mattax, C. C. y Davis, G. T. "Effect of Crude Oil Components on Rock Wettability". Trans, AZME, vol. 216, 1959, págs. 330-333.
32. Dunning, N. H., Moore, J. W. y Denekas, M. O. "Metaliferous Substances Adsorbido en interfaces de agua y petróleo crudo ". Znd. Ing. Chem., Vol. 44,
33. Dunning, N. H., Moore, J. W. y Myers, A. T. "Propiedades de las porfirinas en Petróleo ". Znd. Ing. Chem., Vol. 46, núm. 9, septiembre de 1954, págs. 2000-2007.
34. McCaffery, F. G. y Mungan, N. "Contact Angle and Interfacial Tension Estudios de algunos sistemas hidrocarburos agua-sólidos." J. Lata. Gasolina. Tech., Vol. 8, N ° 3, julio-septiembre. 1970, pág. 185.
35. Lowe, A. C., Phillips, M. C. y Riddiford, A. C. "On the Wettability of Superficies de carbonato por aceite y agua. "J. Lata. Gasolina. Tech., Vol. 12, núm. 44, Abril-junio de 1973, págs. 33-40.
36. Collins, R. E. y Cook, C. E., Jr. "Fundamental Basis for the Contact Angle y presión capilar ". Trans. Faraday SOC., Vol. 55, 1959, pág. 1602.
37. Cuiec, L. E. "Estudio de problemas relacionados con la restauración de lo natural Estado de las muestras principales". J. Lata. Gasolina. Tech., Vol. 16, N ° 4, Oct.-dic.
38. Rall, H. T., Thompson, C. J., Coleman, H. J. y Hopkins, R. L. "Sulphur Compuestos en petróleo crudo ". NOS. Mesa de Minas Bull. 659, el gobernador de EE. UU. Imprenta, Washington, DC, 1972, 193 págs.
39. Seifert, W. K. y Howells, W. G. "Interfacially Active Acids in a California Petróleo crudo." Analytical Chem., Vol. 41, núm. 4, abril de 1969, págs. 554-62.
40. Seifert, W. K. y Teeter, R. M. "Identificación de aromáticos policíclicos y Ácidos Carboxílicos Heterocíclicos de Petróleo Crudo ". Analytical Chem., Vol. 42, No. 7, junio de 1970, págs. 750-758.
41. Somasundaran, P. "Química interfacial de la flotación articulada. " En: Avances en fenómenos interfaciales de partículas / solución / gas Sistemas: aplicaciones a la



- investigación de la flotación. Somasundaran, P. y Grieves, R. B. (Eds.), AICHE Symp. Serie, vol. 71, núm. 150, 1975,
42. Leach, R. O., Wagner, O. R., Wood, H. W. y Harpke, C. F. "A Estudio de laboratorio de ajuste de humectabilidad en inundaciones ". JPT, feb. NO. 11, NOV. 1952, págs. 1759-1765. 1977, págs. 68-80. págs. 1-15. 1962, págs. 206-212.
  43. Somasundaran, P. y Agar, G. E. "The Zero Point of Charge of Calcite". J. Colloid Interface Sci., Vol. 24, núm. 4, agosto de 1967, págs. 433-440.
  44. Amott, E. "Observaciones relacionadas con la humectabilidad de la roca porosa". Trans. AZME, vol. 216, 1959, págs. 156-162.
  45. Trantham, J. C. y Clampitt, R. L. "Determinación de la saturación de aceite después Inundaciones de agua en un embalse mojado por petróleo-The North Burbank Unit, Track 97 Proyecto. Soc. Gasolina. Ing. JPT, vol. 29, mayo de 1977, págs. 491-500.
  46. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Medición." SOC. Gasolina. Ing. JPT, vol. 38, noviembre de 1986, págs. 1262.
  47. Morgan, W. B. y Pirson, S. J. "The Effect of Fractional Wettability on the Exponente de saturación de Archie ". Trans. SPWLA, 5th Annual Symp., Sec. SEGUNDO, 13-15 de mayo de 1964, Midland, TX, págs. 1-13.
  48. Sharma, M. M. y Wunderlich, R. W. "The Alteration of Rock Properties debido a las interacciones con los componentes del fluido de perforación ". J. Petrol. Sci. y Eng., Vol. 1, núm. 2, 1989, págs. 127-143.
  49. Donaldson, E. C., Lorenz, P. B. y Thomas, R. D. "Wettability Determinación y su efecto en la eficiencia de la recuperación ". SOC. Gasolina. Ing. J., vol. 9, núm. 1, marzo de 1969, págs. 13-20.
  50. Donaldson, E. C., Kendall, R. F., Pavelka, E. A. y Crocker, M. E. "Equipo y procedimientos para pruebas de fluidez y humectabilidad de Materiales geológicos ". Informe del Departamento de Energía de EE. UU. DOE / BETC / IC-79/5, 1980, Nat. Tech. Info. Sv., Springfield, VA, 40 págs.
  51. Kwan, M. Y. "Midiendo la humectabilidad de las arenas bituminosas no consolidadas usando el método USBM ". JPSE, vol. 21, septiembre de 1998, págs. 61-78.
  52. Mattox, C. D. y Kyte, J. R. "Imbibition Oil Recovery from Fractured Depósito de agua ". SPEJ, junio de 1962, págs. 177-184.
  53. Ma, S., Morrow, N. R. y Zhang, X. "Caracterización de la humectabilidad a partir de mediciones de imbibición espontánea. J. Can. Gasolina. Tech. (Edición especial), Vol. 38, núm. 13, 1999, pág. 56.
  54. Aranofsky, J. S., Masse, L. y Natanson, S. G. "A Model for the Mechanism de recuperación de petróleo de la matriz porosa debido a la invasión de agua en fracturados Embalses "Trans. AZME, vol. 213, 1958, págs. 17-19.
  55. Zhou, D. y Blunt, M. "Efectos de humectabilidad en la gravedad en tres planos Drenaje ", JPSE (Número especial sobre humectabilidad - r) 20 de junio: 203-21 1.

56. Benner, F. C. y Bartell, F. E. "El efecto de las impurezas polares sobre Fenómenos capilares y superficiales en la producción de petróleo ". Perforación y Prácticas de producción. A.m. Gasolina. Inst., Nueva York, 1941, pág. 34.
57. Holbrook, O. C. y Bernard, C. C. "Determinación de la humectabilidad por tinte Adsorción." Trans. AIME, vol. 213, 1958, págs. 261-264.
58. Morrow, N. R., Cram, P. J. y McCaffery, F. G. "Estudios de desplazamiento en Dolomita con control de humectabilidad mediante ácido octanoico ". SOC. Gasolina. Ing. J., Vol. 13, NO. 4, agosto de 1973, págs. 221-232.
59. Mungan, N. "Efectos interfaciales en desplazamientos líquido-líquido inmiscible en medios porosos ". SOC. Gasolina. Ing. J., vol. 6, N ° 3, septiembre de 1966,
60. Akhlaq, M. S. "Caracterización del petróleo crudo húmedo aislado Componentes con espectroscopía infrarroja ". JPSE, vol. 22 de febrero de 1999,
61. Buckley, J. S. y Liu, Y. "Some Mechanisms of Crude Oil / Brine / Solid Interacciones ". JPSE (Número especial sobre humectabilidad-I), vol. 20 de junio de 1998,
62. Katzkeller, D. L. "Posibilidad de recuperación secundaria para la ciudad de Oklahoma Wilcox Sand ". Trans. AIME, vol. 146, 1942, págs. 28-43.
63. Marsden, S. S. y Nikias, P. A. "The Wettability of the Bradford Sand (Parts Yo y diez " Producers Monthly, Vol. 26, núm. 5, mayo de 1962, págs. 2-5; Vol. 29, No. 6, junio de 1965, págs. 10-14.
64. Chilingarian, G. V. y Yen, T. F. "Some Notes on Wettability and Relative Permeabilidades de las rocas carbonatadas, 11. " Fuentes de energía, vol. 7, N ° 1,
65. Cuiec, L. E., Longeron, D. y Paesirszky, J. "On the Necessity of Respeto de las condiciones del yacimiento en los estudios de desplazamiento de laboratorio ". SPE 7785, SPE Middle East Oil Cod., Bahrein, 25-29 de marzo de 1979.
66. Treiber, L. E., Archer, D. L. y Owens, W. W. "A Laboratory Evaluation de la humectabilidad de los reservorios productores de petróleo ". SOC. Gasolina. Ing. J., Vol. 12, núm. 6, diciembre de 1972, págs. 531-540.
67. Standal, S., Heavik, J., Blokhus, A. M. y Skauge, A. "Effect of Polar Componentes orgánicos sobre humectabilidad según lo estudiado por adsorción y contacto Anglos." JPSE (Número especial sobre humectabilidad-10, vol. 24, diciembre de 1999,
68. Odeh, A. S. "Efecto de la relación de viscosidad en la permeabilidad relativa". Trans. ALME, vol. 216, 1959, pág. 346.
69. Mungan, N. "Role of Wettability and Interfacial Tension in Waterflooding". SOC. Gasolina. Ing. J., vol. 4, núm. 2, junio de 1964, págs. 115-123.
70. Mungan, N. "Mediciones de permeabilidad relativa utilizando fluidos de yacimiento". SOC. Gasolina. Ing. J., vol. 12, núm. 5, octubre de 1972, págs. 398-402.
71. Longeron, D. G., Argaud, M. H. y Feraud, J. P. "Effect of Overburden Presión y naturaleza de la distribución microscópica de fluidos en sistemas eléctricos Propiedades de las muestras de rocas ". SOC. Gasolina. Ing. Evaluación de la formación, Vol. 4, núm. 2, junio de 1989, págs. 194-202.

72. Geffen, T. M., Owens, W. W., Parrish, D. R. y Morse, R. A. "Investigación experimental de factores que afectan a los parientes de laboratorio Mediciones de permeabilidad ". Trans. AIME, vol. 192, 1951, págs. 99-110.
73. Schmid, C. "The Wettability of Petroleum Rocks and Results of Experimentos para estudiar los efectos de las variaciones en la humectabilidad del núcleo.
74. Donaldson, E. C. y Crocker, M. E. "Caracterización del petróleo crudo Extracto de compuesto polar ". Informe del Departamento de Energía de EE. UU. DOE / BETC / RI-80/5, Natl. Tech. Inf. Sv., Springfield, VA, 1980.
75. Gatenby, W. A. y Marsden, S. S. "Algunas características de humectabilidad de Medios porosos sintéticos ". Producers Monthly, Vol. 22, N ° 1, noviembre de 1957,
76. Fatt, I. y Klinkoff, W. A. "Effect of Fractional Wettability on Multiphase Fluid a través de medios porosos ". Trans. AZME, vol. 216, 1959, págs. 426-432.
77. McGhee, J. W., Crocker, M. E. y Donaldson, E. C. "Relative Wetting Propiedades del crudo en arenisca de Berea ". Informe del Departamento de Energía de EE. UU. BETC / RI-79/9, Natl. Tech. Inf. Sv., Springfield, VA, enero de 1979.
78. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey-Part 3: The Effects of Mojabilidad en las propiedades eléctricas de los medios porosos ". SOC. Gasolina. Ing. JPT, vol. 38, diciembre de 1986, págs. 1371-1378.
79. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey-Part 4: Effects of Humectabilidad en presión capilar ". SOC. Gasolina. Ing. JPT, vol. 39, oct.
80. Anderson, W. G. "Encuesta de literatura sobre humectabilidad - Parte 5: Los efectos de Mojabilidad sobre permeabilidad relativa ". SOC. Gasolina. Ing. JPT, vol. 39,
81. Anderson, W. G. "Encuesta de literatura sobre humectabilidad - Parte 6: Los efectos de Mojabilidad en caso de inundación ". SOC. Gasolina. Ing. JPT, vol. 39, diciembre de 1987, págs. 1605-1622.
82. Rathmell, J. J., Braun, P. H. y Perkins, R. K. "Reservoir Waterflood Saturación de aceite residual de pruebas de laboratorio ". SOC. Gasolina. Ing. JPT, Vol. 25, febrero de 1973, págs. 175-185.
83. Tweheyo, M. T., Holt, T. y Torsaeter, O. "An Experimental Study de la relación entre la humectabilidad y las características de la producción de petróleo ". JPSE (Número especial sobre humectabilidad-11), vol. 24 de diciembre de 1999,
84. Tang, G.-Q. y Morrow, N. R. "Influencia de la composición y las finas de la salmuera Migración de interacciones entre petróleo crudo / salmuera / roca y recuperación de petróleo ". JPSE (Número especial sobre mojabilidad-II), vol. 24, diciembre de 1999, págs. 99-111.
85. Coley, F. H., Marsden, S. S. y Calhoun, J. C. "A Study of the Effect de humectabilidad sobre el comportamiento de fluidos en medios porosos sintéticos ". Producers Monthly, Vol. 20, núm. 8, junio de 1956, págs. 29-45.
86. Singhal, A. K. y Dranchuk, P. M. "Wettability Control of Glass Beads". Can.J Cbem. Eng., Vol. 53, febrero de 1975, págs. 3-8.
87. Warren, J. E. y Calhoun, J. C. "A Study of Waterflood Efficiency in Oil-wet Sistemas ". SOC. Gasolina. Ing. JPT, vol. 7, febrero de 1955, págs. 22-29.

88. Talash, A. W. y Crawford, P. B. "Experimental Flooding Characteristics de arenas no consolidadas ". Conf. De recuperación de petróleo de la cuenca Pérmica de la SPE, Midland, TX, 4-5 de mayo de 1961.
89. Talash, A. W. y Crawford, P. B. "Experimental Flooding Characteristics de 75% de arenas húmedas por agua ". Producers Monthly, Vol. 25, N ° 2, Febrero de 1961, págs. 24-26.
90. Talash, A. W. y Crawford, P. B. "Experimental Flooding Characteristics de 50 por ciento de arenas húmedas por agua ". Producers Monthly, Vol. 26, No. 4, abril.
91. Graue, A., Viksund, B. G., Eilertsen, T. y Moe, R. "Systematic Wettability Alteración por envejecimiento de arenisca y roca carbonatada en petróleo crudo ". JPSE (Número especial sobre humectabilidad-11), vol. 24, diciembre de 1999, págs. 85-97.
92. Graue, A., Aspenes, E., Bogno, T., Moe, R. W. y Ramsdal, J. "Alteration de humectabilidad y heterogeneidad de humectabilidad ". JPSE (número especial sobre Humectabilidad-HI), vol. 33, abril de 2002, págs. 3-17.
93. Kowalewski, E., Holt, T. y Torsaeter, O. "Alteraciones de humectabilidad debidas a un aditivo soluble en aceite ". JPSE (Número especial sobre humectabilidad-III), vol. 33, Abril de 2002, págs. 19-28.
94. Donaldson, E. C., Crocker, M. E. y Manning, F. S. "Adsorción de Compuestos orgánicos en la piedra arenisca de Cottage Grove ". NOSOTROS DOE BERC / RI-75/4, Servicio Nacional de Información Técnica, Springfield, VA, 1975, 16 págs.
95. Lorenz, P. B., Donaldson, E. C. y Thomas, R. D. "Use of Centrifugal Medición de la humectabilidad para predecir la recuperación de petróleo ". NOS. Mesa de Minas RI 7873, Natl. Tech. Inf. Sv., Springfield, VA, 1974, 26 págs.
96. Sharma, M. K. y Shaw, D. O. "Use of Surfactants in Oil Recovery". En: Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., Yen, T. F. Enhanced Oil Recouely-11 Elsevier Science Publishers, Amsterdam, 1989, págs.
97. McCormick, C. y Hester, R. "Responsive Copolymers for Enhanced Recuperación de petroleo." DOE / BC / 14882-5, Departamento de Comercio de EE. UU. Y Información técnica, Springfield, VA, 1994, 184 págs.
98. Standnes, D. C. y Austad, T. "Wettability Alteration in Chalk-2. Mecanismo para la alteración de la humectabilidad de aceite húmedo a agua húmedo usando Surfactantes ". JPSE, vol. 28, noviembre de 2000, págs. 123-143.
99. Owens, W. W. y Archer, D. L. "The Effect of Rock Wettability on Relaciones de permeabilidad relativa aceite-agua. "SOC. Gasolina. Ing. JPT,
100. Grattoni, C. A., Jing, X. D. y Zimmerman, R. W. "Wettability Alteration por envejecimiento de un gel colocado dentro de un medio poroso ". JPSE (número especial sobre Humectabilidad-110, vol. 33, abril de 2002, págs. 135-145.
101. Melrose, J. C. y Bradner, C. F. "Papel de las fuerzas capilares en la determinación Eficiencia de desplazamiento microscópico para la recuperación de hidrocarburos por inyección de agua. " J. Can. Gasolina. Tech., Vol. 13, núm. 4, 1974, págs. 54-62. 1962, págs. 2-5. 255-315. Vol. 71, julio de 1971, págs. 873-878.

102. Mungan, N. "Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid: Parte 2- Fenómenos interfaciales y recuperación de petróleo: capilaridad ". *Petróleo mundial*, Vol. 192, núm. 5, mayo de 1981, págs. 149-158.
103. Xie, X., Morrow, N. R. y Buckley, J. S. "Contact Angle Hysteresis and la estabilidad de los cambios de humectación inducidos por la adsorción del petróleo crudo ». *JPSE*, vol. 33, abril de 2002, págs. 147-159.
104. Kennedy, H. T., Bruja, E. O. y Boykin, R. S. "An Investigation of the Efectos de la humectabilidad en la recuperación de hidrocarburos por inundación ". *J. Phys. Chem.*, Vol. 59, septiembre de 1955, págs. 867-869.
105. Loomis, A. G. y Crowell, D. C. "Estudios de permeabilidad relativa: Gas-Oil y sistemas de agua y aceite ". *NOS. Mesa de Minas Bull.* 599, EE. UU. Imprenta del gobierno Office, Washington, DC, 1962, 39 págs.
106. Moore, T. F. y Slobod, R. L. "The Effect of Viscosity and Capillarity on el Desplazamiento de Petróleo y Agua ". *Producers Monthly*, Vol. 20 de agosto 1956, pág. 20.
107. Morrow, N. R. y McCaffery, F. G. "Displacement Studies in Uniformly Mojar los medios porosos ". En: G. F. Paddy (Ed.), *Mojar, esparcir y Adhesion*, Academic Press, Nueva York, 1978, págs. 289-319.
108. von Engelhardt, W. y Lubben, H. "Study of the Influence of Interfacial Esfuerzo y ángulo de contacto en el desplazamiento de aceite por agua en poros Material, resultados de 11 pruebas ". *Erdol und Kohle*, vol. 10, N ° 12, diciembre de 1957,
109. Donaldson, E. C. y Siddiqui, T. K. "Relationship between the Archie Exponente de saturación y humectabilidad ". *SOC. Gasolina. Ing. Documento 16790*, presentado en la 62ª edición anual de *Tech. Conf.*, Dallas, TX, 27-30 de septiembre de 1987,
110. Archie, G. E. "La resistividad eléctrica como ayuda para determinar algunos Características del yacimiento ". *Trans. AZME*, vol. 146, 1942, págs. 54-62.
111. Donaldson, E. C., Civan, F. y Alam, M. W. U. "Permeabilidades relativas en condiciones de yacimiento simulado ". *Soc. Gasolina. Ing. Documento 16970*, 62o *Tecnología anual. Conf.*, Dallas, TX, 27-30 de septiembre de 1987, 10 págs.
112. Edmondson, T. A. "Efecto de la temperatura en las inundaciones". *J. Can. Gasolina, Tech.*, Vol. 4, N ° 4, Oct.-dic. 1965, págs. 236-242.
113. Lo, H. Y. y Mungan, N. "Effect of Temperature on Water-Oil Relative Permeabilidad en sistemas humedecidos por aceite y por agua ". *SOC. Gasolina. Ing. Papel 4505*, 48th Annual Conf., Las Vegas, NV, del 30 de septiembre al 30 de octubre. 3, 1973, 12 págs.
114. Poston, S. W., Ysrael, S. C., Hossain, A. K. M. S., Montgomery, E. F. y Ramey, H. J., Jr. "El efecto de la temperatura en el agua irreducible Saturación y permeabilidad relativa de arenas no consolidadas. " *Soc. Gasolina. Ing. J.*, vol. 10, núm. 2, junio de 1970, págs. 171-180.
115. Jadhunandan, P. P. y Morrow, N. R. "Effect of Wettability on Waterflood Recuperación para sistemas de petróleo crudo / salmuera / roca ". *Evaluación de la formación SPE*, Febrero de 1995, pág. 4.

116. Keller, G. V. "Efecto de la humectabilidad sobre la resistividad eléctrica de las arenas". *Oil C Gas J.*, vol. 51, núm. 1, 5 de enero de 1953, pág. sesenta y cinco.
117. Sweeney, S. A. y Jennings, H. Y., Jr. "The Electrical Resistivity of Rocas de carbonato preferentemente mojadas con agua y preferentemente mojadas con aceite". *Producers Monthly*, Vol. 24, mayo de 1960, págs. 29-32.
118. Moss, A. K., Jing, X. D. y Archer, J. S. "Laboratory Investigation de los efectos de humectabilidad e histéresis en el índice de resistividad y capilar Características de presión ". *JPSE (Número especial sobre humectabilidad-II)*, vol. 24, Diciembre de 1999, págs. 231-242.
119. Moss, A. K., Jing, X. D. y Archer, J. S. "Wettability of Reservoir Rock y sistemas de fluidos a partir de medidas resistivas complejas ". *JPSE (especial Edición sobre mojabilidad-110)*, vol. 33, abril de 2002, págs. 75-85.
120. Stalheim, S. O., Eidesmo, T. y Rueslatten, H. "Influence of Wettability sobre el modelado de saturación de agua ". *JPSE (número especial sobre humectabilidad-10)*, Vol. 24, diciembre de 1999, págs. 243-253.

# APLICACIONES DE LA LEY DE DARCY

Este capítulo describe las características del flujo de fluidos a través materiales geológicos porosos. Los poros, o conductos de flujo, son complejos, capilares y canales interconectados de tamaños variables como se describe en capítulos anteriores. El flujo de fluidos compresibles e incompresibles, a través de rocas porosas es descrito por la Ley de Darcy y sus derivados. El caso más simple de flujo de fluido a través de medios porosos es el flujo lineal de un fluido monofásico bajo un gradiente de presión constante, que se conoce como flujo lineal en estado estacionario. Cuando dos fluidos están presentes en un medio poroso, el flujo en estado estacionario ocurre bajo un gradiente de presión constante solo cuando las saturaciones de fluido permanecen constantes. Si las saturaciones cambian con respecto al tiempo (por ejemplo, si la saturación de agua aumenta mientras la saturación de aceite está disminuyendo), el flujo de fluidos se caracteriza como flujo en estado inestable.

Ecuaciones de caudal en estado estacionario y pseudoestacionario, basadas en Ley de Darcy para el flujo lineal y radial de compresibles e incompresibles fluidos, se puede utilizar para predecir el rendimiento de producción de poros y sistemas de flujo permeable de geometría simple. En flujo de estado estable sistemas, la presión y la velocidad del fluido en cada punto a lo largo del El sistema poroso se ajusta instantáneamente a los cambios de presión o caudal en cualquier parte del sistema [1]. Esta condición de flujo ocurre solo cuando la roca está 100% saturada con un fluido y la presión del poroso los medios se mantienen efectivamente constantes ya sea por un acuífero activo o la inyección de un fluido de desplazamiento, es decir, extracción de fluido del poroso la roca está exactamente equilibrada por la entrada de fluido a través del límite abierto y  $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$ . Si no hay flujo a través del límite del yacimiento y el pozo se produce a un caudal constante durante mucho tiempo, la caída de presión

a lo largo del yacimiento se convierte en una función lineal del tiempo y  $6p / 6t =$  constante. Cuando ocurre este régimen de flujo, se denomina pseudoestable estado o estado semiestacionario. Los sistemas de reservorios naturales normalmente no se ajustan a ninguna forma geométrica. Las dos geometrías más prácticas son el flujo lineal sistema y el sistema de flujo radial.

En el sistema lineal, el flujo ocurre a través de un área de sección transversal constante y las líneas de flujo son paralelas. En el sistema radial, el flujo se produce entre dos cilindros concéntricos superficies, el pozo es el cilindro interior y el límite del depósito el cilindro exterior. Otro sistema de flujo de interés es el esférico geometría. Finalmente, los fluidos del yacimiento se clasifican como incompresibles o líquido o gas ligeramente comprimible. Se define un líquido compresible como aquel cuyo cambio de volumen es pequeño con respecto al cambio de presión.

### LEY DE DARCY

Expresar la cantidad de fluido que fluirá a través de una roca porosa. sistema de geometría y dimensiones especificadas, como el que se muestra en Figura 7.1, es necesario integrar la ley de Darcy sobre los límites de el sistema poroso. Esta ley, en su forma diferencial simple, es:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

donde:  $v$  = velocidad aparente de flujo del fluido, cmJs.

$k$  = permeabilidad de la roca porosa, darcy.

$\mu$  = viscosidad del fluido que fluye, centipoise.

$dp/dx$  - = gradiente de presión en la dirección del flujo, atm / cm.

$x$  = distancia en la dirección del flujo, siempre positiva, cm.

Esta relación empírica unidimensional fue desarrollada por French ingeniero Henry Darcy en 1856 mientras investigaba el flujo de.

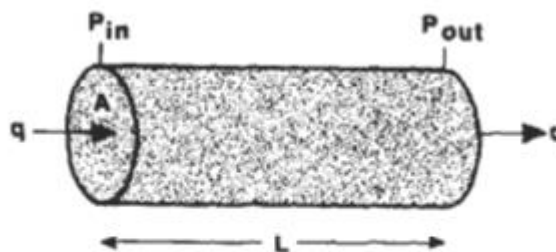


Figure 7.1. Typical linear flow system in a core sample.



agua a través de filtros de arena para la depuración del agua [2]. El experimental variación en esta investigación es el tipo de paquete de arena, que tenía la efecto de cambiar el valor de la permeabilidad. Todos los experimentos se llevaron a cabo con agua; por lo tanto, los efectos de la densidad del fluido y la viscosidad de la Ecuación 7.1 no se investigaron [3,4]. Adicionalmente, La ley de Darcy es válida solo para condiciones de flujo viscoso, es decir, la tasa de el fluido que fluye es lo suficientemente bajo para ser directamente proporcional a la gradiente potencial. Otro requisito de esta ley es que el fluido El fluido no debe reaccionar químicamente con el medio poroso. Tal reacción puede alterar la permeabilidad del cuerpo de arena a medida que continúa el flujo. los El paquete de arena en el experimento original de Darcy siempre se mantuvo en el posición vertical. Los investigadores posteriores repitieron este experimento bajo condiciones menos restrictivas y encontró que:

- (1) La ley de Darcy podría extenderse a otros fluidos además del agua,
- (2) la constante de proporcionalidad es en realidad el índice de movilidad  $U_p$ , y
- (3) La ley de Darcy es independiente de la dirección del flujo en la Tierra. campo gravitacional.

El gradiente  $dp / dx$  es la fuerza impulsora y puede deberse al fluido gradientes de presión y / o gradientes hidráulicos (gravitacionales) [5]. Generalmente, los gradientes hidráulicos son pequeños en comparación con la presión del fluido gradientes y, por lo tanto, son insignificantes. En depósitos de aceite con una gran expansión de la tapa de gas y considerables características de drenaje por gravedad, Sin embargo, los gradientes gravitacionales son importantes y deben tomarse en cuenta al analizar el rendimiento del yacimiento.

## **FLUJO LINEAL DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES**

Los siguientes supuestos son necesarios para el desarrollo de la ecuaciones básicas que describen el flujo lineal de incompresible o levemente fluidos compresibles a través de medios porosos:

- (1) existen condiciones de flujo de estado estable;
- (2) la roca porosa está 100% saturada con el fluido que fluye; sin embargo, un La fase fija e inmóvil puede estar presente y, a menudo, como es el caso para el flujo de petróleo en una roca porosa que contiene saturación de agua irreducible, o en el caso de flujo de aceite con una fase gaseosa inmóvil de saturación saturación de gas inferior a la crítica [5];
- (3) la viscosidad del fluido que fluye es constante;
- (4) prevalecen las condiciones isotérmicas;
- (5) la roca porosa es homogénea e isotrópica;
- (6) la porosidad y la permeabilidad son constantes, es decir, independientes de la presión;

- (7) el flujo es laminar, es decir, efectos de turbulencia insignificantes; y  
 (8) las fuerzas de gravedad son insignificantes.

Con estas restricciones en mente, la velocidad aparente es

$$v = \frac{q}{A}$$

(7.2)

donde  $q$  es el caudal volumétrico ( $\text{cm}^3 / \text{seg}$ ) y  $A$  es la sección transversal área perpendicular a la dirección del flujo ( $\text{an}^2$ ). La velocidad real ( $v_a$ ) es determinado dividiendo la velocidad aparente ( $v$ ) por la porosidad de la roca ( $Q$ ). Si una saturación de agua irreducible,  $S_{iw}$ , está presente, la La velocidad en un depósito mojado por agua es:

$$v_a = \frac{v}{\phi(1 - S_{iw})} \quad (7.3)$$

La combinación de las ecuaciones 7.1 y 7.2 produce:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (7.4)$$

Separando variables e integrando entre los límites 0 y L, y  $p_1$  y  $p_2$ , se obtiene la siguiente expresión para el caudal volumétrico:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (7.5)$$

La ecuación 6.5 es la ecuación de flujo lineal convencional utilizada en el flujo de fluidos. cálculos. Esta expresión está escrita en las unidades fundamentales que definir la unidad Darcy. Transformarlo en el campo petrolífero de uso común unidades, tales que  $q = \text{bbl} / \text{D}$ ,  $A = \text{ft}^2$ ,  $p = \text{psi}$ ,  $L = \text{ft}$ ,  $\mu = \text{mD}$ ,  $\text{da}$ :

$$q \left( \frac{5.615 \times 30.48^3}{24 \times 60 \times 60} \right) = A(30.48^2) \frac{k(10^{-3}) \Delta p (1/14.7)}{\mu L 30.48}$$

o:

$$q = 1.127 \times 10^{-3} \frac{kA \Delta p}{\mu L} \quad (7.6)$$

En unidades SI, resultará un caudal de  $1 \text{ m}^3 / \text{s}$  para un fluido que fluye a través un medio poroso con una permeabilidad de  $1 \text{ pm}^2$ , un área de sección transversal de  $1 \text{ m}^2$ , y viscosidad del fluido de  $1 \text{ Pa} \times \text{s}$  bajo un gradiente de presión de  $\text{Pa} / \text{m}$ .

**EJEMPLO**

Una muestra de núcleo cilíndrico de 10 cm de largo se sometió a un laboratorio prueba de flujo lineal bajo una presión diferencial de 3.4 atm usando un fluido de viscosidad 2.5 cp. El diámetro del núcleo es de 4 cm. Un caudal de Se obtuvieron 0,35 cc / seg. Calcule la permeabilidad de esta muestra de núcleo.

**SOLUCIÓN**

La figura 7.1 es una representación esquemática de la muestra principal. Usando la Ecuación 7.5 la permeabilidad de la muestra del núcleo es:

$$k = \frac{0.35 \times 2.5 \times 10}{12.57 \times 3.4} = 0.204 \text{ Darcy} = 204 \text{ mD}$$

Para usar la ecuación 7.6, uno debería primero convertir el dato de las unidades del campo de petróleo.

$$\Delta p = 3.4(\text{atm}) \times 14.7 \text{ psi/atm} = 50 \text{ psi}$$

$$q = \left(0.35 \frac{\text{cm}^3}{\text{sec}}\right) \left(\frac{1 \text{ ft}^3}{30.48^3 \text{ cm}^3}\right) \left(\frac{1 \text{ bbl}}{5.615 \text{ ft}^3}\right) \left(24 \times 60 \times 60 \frac{\text{sec}}{\text{D}}\right) \\ = 0.19 \text{ bbl/D}$$

$$L = (10 \text{ cm}) \left(\frac{1 \text{ ft}}{30.48 \text{ cm}}\right) = 0.328 \text{ ft}$$

$$A = \pi \frac{d^2}{4} = \pi \frac{4^2}{4} = 12.57 \text{ cm}^2 = 0.0135 \text{ ft}^2$$

La permeabilidad de este núcleo usando la ecuación 7.6 es:

$$k = \frac{q\mu L}{1.127 \times 10^3 A \Delta P} = \frac{0.19 \times 2.5 \times 0.328}{1.127 \times 10^3 \times 0.0135 \times 50} = 204 \text{ mD}$$

Por que, de muchas de los sistemas de unidades empleados por la industria, es importante que los ingenieros petroleros puedan convertir unidades de un sistema a otro.

Para estimar la presión cualquier punto en un sistema de flujo lineal. Ecuación 7.4 es integrada entre los límites de 0 y X a P1 y P, respectivamente, produciendo:

$$p_1 - p = \left(\frac{q\mu}{kA}\right) x \quad (7.7)$$

From Equation 7.5, one obtains:

$$p_1 - p_2 = \left(\frac{q\mu}{kA}\right) L \quad (7.8)$$

A lo largo del yacimiento se convierte en una función lineal del tiempo y  $\Delta p / \Delta t =$  constante. Cuando ocurre este régimen de flujo, se denomina pseudoestable estado o estado semiestacionario. Los sistemas de reservorios naturales normalmente no se ajustan a ninguna forma geométrica. Las dos geometrías más prácticas son el flujo lineal sistema y el sistema de flujo radial.

En el sistema lineal, el flujo ocurre a través de un área de sección transversal constante y las líneas de flujo son paralelas. En el sistema radial, el flujo se produce entre dos cilindros concéntricos superficies, el pozo es el cilindro interior y el límite del depósito el cilindro exterior. Otro sistema de flujo de interés es el esférico geometría. Finalmente, los fluidos del yacimiento se clasifican como incompresibles o líquido o gas ligeramente comprimible. Se define un líquido compresible como aquel cuyo cambio de volumen es pequeño con respecto al cambio de presión.

#### LEY DE DARCY

Expresar la cantidad de fluido que fluirá a través de una roca porosa. sistema de geometría y dimensiones especificadas, como el que se muestra en Figura 7.1, es necesario integrar la ley de Darcy sobre los límites de el sistema poroso. Esta ley, en su forma diferencial simple, es:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

donde:  $v$  = velocidad aparente de flujo del fluido, cmJs.

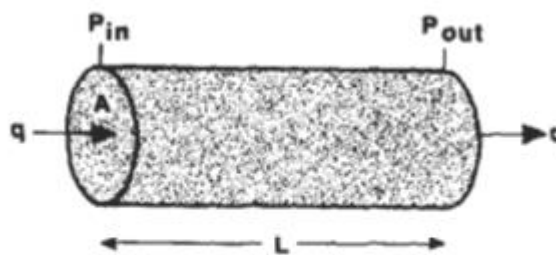
$k$  = permeabilidad de la roca porosa, darcy.

$\mu$  = viscosidad del fluido que fluye, centipoise.

$dp/dx$  = gradiente de presión en la dirección del flujo, atm / cm.

$x$  = distancia en la dirección del flujo, siempre positiva, cm.

Esta relación empírica unidimensional fue desarrollada por French ingeniero Henry Darcy en 1856 mientras investigaba el flujo de.



**Figure 7.1.** Typical linear flow system in a core sample.

agua a través de filtros de arena para la depuración del agua [2]. El experimental variación en esta investigación es el tipo de paquete de arena, que tenía la efecto de cambiar el valor de la permeabilidad. Todos los experimentos se llevaron a cabo con agua; por lo tanto, los efectos de la densidad del fluido y la viscosidad de la Ecuación 7.1 no se investigaron [3,4]. Adicionalmente, La ley de Darcy es válida solo para condiciones de flujo viscoso, es decir, la tasa de el fluido que fluye es lo suficientemente bajo para ser directamente proporcional a la gradiente potencial. Otro requisito de esta ley es que el fluido El fluido no debe reaccionar químicamente con el medio poroso. Tal reacción puede alterar la permeabilidad del cuerpo de arena a medida que continúa el flujo. los El paquete de arena en el experimento original de Darcy siempre se mantuvo en el posición vertical. Los investigadores posteriores repitieron este experimento bajo condiciones menos restrictivas y encontró que:

- (1) La ley de Darcy podría extenderse a otros fluidos además del agua,
- (2) la constante de proporcionalidad es en realidad el índice de movilidad  $U_p$ , y
- (3) La ley de Darcy es independiente de la dirección del flujo en la Tierra. campo gravitacional.

El gradiente  $dp / dx$  es la fuerza impulsora y puede deberse al fluido gradientes de presión y / o gradientes hidráulicos (gravitacionales) [51]. Generalmente, los gradientes hidráulicos son pequeños en comparación con la presión del fluido gradientes y, por lo tanto, son insignificantes. En depósitos de aceite con una gran expansión de la tapa de gas y considerables características de drenaje por gravedad, Sin embargo, los gradientes gravitacionales son importantes y deben tomarse en cuenta al analizar el rendimiento del yacimiento.

### **FLUJO LINEAL DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES**

Los siguientes supuestos son necesarios para el desarrollo de la ecuaciones básicas que describen el flujo lineal de incompresible o levemente fluidos compresibles a través de medios porosos:

- (1) existen condiciones de flujo de estado estable;
- (2) la roca porosa está 100% saturada con el fluido que fluye; sin embargo, un La fase fija e inmóvil puede estar presente y, a menudo, como es el caso para el flujo de petróleo en una roca porosa que contiene saturación de agua irreducible, o en el caso de flujo de aceite con una fase gaseosa inmóvil de saturación saturación de gas inferior a la crítica [5];
- (3) la viscosidad del fluido que fluye es constante;
- (4) prevalecen las condiciones isotérmicas;
- (5) la roca porosa es homogénea e isotrópica;
- (6) la porosidad y la permeabilidad son constantes, es decir, independientes de la presión;

- (7) el flujo es laminar, es decir, efectos de turbulencia insignificantes; y  
 (8) las fuerzas de gravedad son insignificantes.

Con estas restricciones en mente, la velocidad aparente es

$$v = \frac{q}{A}$$

(7.2)

donde  $q$  es el caudal volumétrico ( $\text{cm}^3 / \text{seg}$ ) y  $A$  es la sección transversal área perpendicular a la dirección del flujo ( $\text{an}^2$ ). La velocidad real ( $v_a$ ) es determinado dividiendo la velocidad aparente ( $v$ ) por la porosidad de la roca ( $Q$ ). Si una saturación de agua irreducible,  $S_{iw}$ , está presente, la La velocidad en un depósito mojado por agua es:

$$v_a = \frac{v}{\phi(1 - S_{iw})} \quad (7.3)$$

La combinación de las ecuaciones 7.1 y 7.2 produce:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (7.4)$$

Separando variables e integrando entre los límites 0 y L, y  $p_1$  y  $p_2$ , se obtiene la siguiente expresión para el caudal volumétrico:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (7.5)$$

La ecuación 6.5 es la ecuación de flujo lineal convencional utilizada en el flujo de fluidos. cálculos. Esta expresión está escrita en las unidades fundamentales que definir la unidad Darcy. Transformarlo en el campo petrolífero de uso común unidades, tales que  $q = \text{bbl} / \text{D}$ ,  $A = \text{ft}^2$ ,  $p = \text{psi}$ ,  $L = \text{ft}$ ,  $\mu = \text{mD}$ ,  $\text{da}$ :

$$q \left( \frac{5.615 \times 30.48^3}{24 \times 60 \times 60} \right) = A(30.48^2) \frac{k(10^{-3}) \Delta p (1/14.7)}{\mu L 30.48}$$

o:

$$q = 1.127 \times 10^{-3} \frac{kA \Delta p}{\mu L} \quad (7.6)$$

En unidades SI, resultará un caudal de  $1 \text{ m}^3 / \text{s}$  para un fluido que fluye a través un medio poroso con una permeabilidad de  $1 \text{ pm}^2$ , un área de sección transversal de  $1 \text{ m}^2$ , y viscosidad del fluido de  $1 \text{ Pa} \times \text{s}$  bajo un gradiente de presión de  $\text{Pa} / \text{m}$ .

- (7) el flujo es laminar, es decir, efectos de turbulencia insignificantes; y  
 (8) las fuerzas de gravedad son insignificantes.

Con estas restricciones en mente, la velocidad aparente es

$$v = \frac{q}{A}$$

(7.2)

donde  $q$  es el caudal volumétrico ( $\text{cm}^3 / \text{seg}$ ) y  $A$  es la sección transversal área perpendicular a la dirección del flujo ( $\text{an}^2$ ). La velocidad real ( $v_a$ ) es determinado dividiendo la velocidad aparente ( $v$ ) por la porosidad de la roca ( $Q$ ). Si una saturación de agua irreducible,  $S_{iw}$ , está presente, la La velocidad en un depósito mojado por agua es:

$$v_a = \frac{v}{\phi(1 - S_{iw})} \quad (7.3)$$

La combinación de las ecuaciones 7.1 y 7.2 produce:

$$q = \frac{kA \, dp}{\mu \, dx} \quad (7.4)$$

Separando variables e integrando entre los límites 0 y L, y  $p_1$  y  $p_2$ , se obtiene la siguiente expresión para el caudal volumétrico:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (7.5)$$

La ecuación 6.5 es la ecuación de flujo lineal convencional utilizada en el flujo de fluidos. cálculos. Esta expresión está escrita en las unidades fundamentales que definir la unidad Darcy. Transformarlo en el campo petrolífero de uso común unidades, tales que  $q = \text{bbl} / \text{D}$ ,  $A = \text{ft}^2$ ,  $p = \text{psi}$ ,  $L = \text{ft}$ ,  $\mu = \text{mD}$ ,  $\text{da}$ :

$$q \left( \frac{5.615 \times 30.48^3}{24 \times 60 \times 60} \right) = A(30.48^2) \frac{k(10^{-3}) \Delta p (1/14.7)}{\mu \, L \, 30.48}$$

o:

$$q = 1.127 \times 10^{-3} \frac{kA \, \Delta p}{\mu \, L} \quad (7.6)$$

En unidades SI, resultará un caudal de  $1 \text{ m}^3 / \text{s}$  para un fluido que fluye a través un medio poroso con una permeabilidad de  $1 \text{ pm}^2$ , un área de sección transversal de  $1 \text{ m}^2$ , y viscosidad del fluido de  $1 \text{ Pa} \times \text{s}$  bajo un gradiente de presión de  $\text{Pa} / \text{m}$ .

agua a través de filtros de arena para la depuración del agua [2]. El experimental variación en esta investigación es el tipo de paquete de arena, que tenía la efecto de cambiar el valor de la permeabilidad. Todos los experimentos se llevaron a cabo con agua; por lo tanto, los efectos de la densidad del fluido y la viscosidad de la Ecuación 7.1 no se investigaron [3,4]. Adicionalmente, La ley de Darcy es válida solo para condiciones de flujo viscoso, es decir, la tasa de el fluido que fluye es lo suficientemente bajo para ser directamente proporcional a la gradiente potencial. Otro requisito de esta ley es que el fluido El fluido no debe reaccionar químicamente con el medio poroso. Tal reacción puede alterar la permeabilidad del cuerpo de arena a medida que continúa el flujo. los El paquete de arena en el experimento original de Darcy siempre se mantuvo en el posición vertical. Los investigadores posteriores repitieron este experimento bajo condiciones menos restrictivas y encontró que:

- (1) La ley de Darcy podría extenderse a otros fluidos además del agua,
- (2) la constante de proporcionalidad es en realidad el índice de movilidad  $U_p$ , y
- (3) La ley de Darcy es independiente de la dirección del flujo en la Tierra. campo gravitacional.

El gradiente  $dp / dx$  es la fuerza impulsora y puede deberse al fluido gradientes de presión y / o gradientes hidráulicos (gravitacionales) [51]. Generalmente, los gradientes hidráulicos son pequeños en comparación con la presión del fluido gradientes y, por lo tanto, son insignificantes. En depósitos de aceite con una gran expansión de la tapa de gas y considerables características de drenaje por gravedad, Sin embargo, los gradientes gravitacionales son importantes y deben tomarse en cuenta al analizar el rendimiento del yacimiento.

## **FLUJO LINEAL DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES**

Los siguientes supuestos son necesarios para el desarrollo de la ecuaciones básicas que describen el flujo lineal de incompresible o levemente fluidos compresibles a través de medios porosos:

- (1) existen condiciones de flujo de estado estable;
- (2) la roca porosa está 100% saturada con el fluido que fluye; sin embargo, un La fase fija e inmóvil puede estar presente y, a menudo, como es el caso para el flujo de petróleo en una roca porosa que contiene saturación de agua irreducible, o en el caso de flujo de aceite con una fase gaseosa inmóvil de saturación saturación de gas inferior a la crítica [5];
- (3) la viscosidad del fluido que fluye es constante;
- (4) prevalecen las condiciones isotérmicas;
- (5) la roca porosa es homogénea e isotrópica;
- (6) la porosidad y la permeabilidad son constantes, es decir, independientes de la presión;



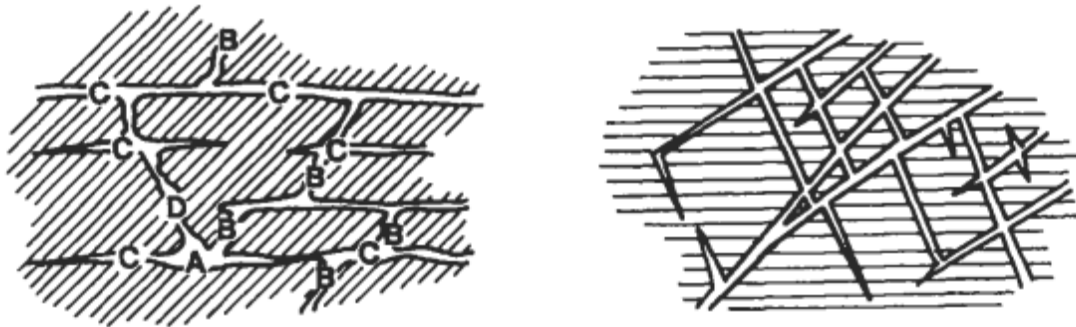


Figura 7.3% Roca de carbonato que muestra porosity vugs; B, canales conjuntos: A, la Figura 7.3b. Mostrando roca carbonatada; porosidad derivada de fracturas y C, canales del plano de la cama; 0, solución de fisuras [5]. cbanneZ [5].

La porosidad de fractura es común en muchas rocas sedimentarias y se forma por falla estructural de la roca bajo cargas causadas por diversas formas de diastrofismo, como plegado y fallamiento [8]. Solución o porosidad vuggy resulta de la lixiviación de rocas carbonatadas por la circulación de aguas ácidas. Las figuras 7.3ay 7.3b muestran la porosidad derivada de fracturas y fisuras, y porosidad derivada de la solución a lo largo de juntas y planos de cama, respectivamente. El rendimiento del yacimiento de la mayoría de los carbonatos es considerablemente diferente al de los reservorios de arenisca debido a la presencia de fuerte permeabilidad direccional. En reservorios de arenisca, vertical la permeabilidad,  $k_v$ , es generalmente mucho menor que la permeabilidad horizontal,  $k_h$ . En contraste,  $k_v$ , en los reservorios de carbonato comúnmente excede  $k_h$  debido a la efectos de disolución de los fluidos calientes y ácidos derivados de la compactación en movimiento hacia arriba, creando canales y cavidades y agrandando las fracturas existentes [7]. En reservorios de dolomita sucrosica con porosidad intergranular,  $k_v$ , es a menudo aproximadamente igual a  $k_h$ . Rendimiento de dolomitas sucrosicas con porosidad intergranular interrromboédrica es similar a la de areniscas [51].

## FLUJO A TRAVÉS DE FRACTURAS

La importancia de las fracturas como portadores de fluidos puede evaluarse mediante considerando una sola fractura que se extiende una cierta distancia hacia el interior del cuerpo de la roca y desemboca en el pozo, como se muestra en la Figura 7.4 [9]. Recordando la ecuación hidrodinámica clásica para el flujo a través de las ranuras de espacios finos y ancho de la unidad según lo informado por Croft y Kotyakhov [10, 111]:

$$q = \frac{h^3 w_f \Delta p}{12 \mu L} \quad (7.31)$$

where:  $h$  = height (or thickness) of fracture, cm.  
 $w_f$  = width of fracture, cm.

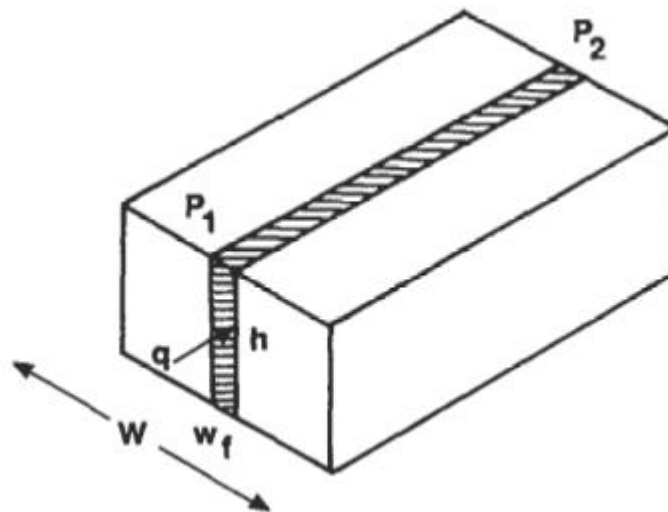


Figure 7.4. Linear model for fracture flow.

$L$  = longitud de la fractura, cm.

$\mu$  = viscosidad del fluido, Poise.

$\Delta p$  = caída de presión ( $p_1 - p_2$ ), dinas / cm<sup>2</sup>.

La velocidad real del fluido que fluye a través de la fractura es así:

$$v = \frac{q}{w_f h} = \frac{h^2 \Delta p}{12 \mu L} \quad (7.32)$$

Suponiendo que la porosidad de la fractura es la unidad y el agua connata saturación dentro de la fractura es cero, la velocidad real (según Ley de Darcy donde  $\Delta p$  se expresa en dinas / cm<sup>2</sup>,  $k$  en Darcy,  $\mu$  en Poise, y  $L$  en cm) es:

$$v = (9.869 \times 10^{-9} k_f) \frac{\Delta p}{\mu L} \quad (7.33)$$

Combinando las ecuaciones 7.32 y 7.33 y resolviendo la permeabilidad de la fractura  $k_f$  (donde  $w_f = \text{cm}$  y  $k_f = \text{Darcy}$ )

$$k_f = 8.444 \times 10^6 w_f^2 \quad (7.34)$$

Las fracturas se clasifican como abiertas (espacio abierto visible), cerradas (no visibles espacios abiertos en una sección delgada), parcialmente lleno o completamente lleno [8]. Muchos reservorios de carbonatos presentan fracturas con cierto grado de relleno, que puede consistir en cristales de calcita, dolomita, piritita, yeso, etc. Precipita de la solución de lixiviación, que circula a través del carbonato de roca y deposita partículas finas dentro de las fracturas y cavidades,

contribuir al proceso de llenado. Esto conduce a fracturas con porosidades. que van desde muy pequeñas hasta el 100%. Además, la saturación de agua connata en estas fracturas puede ser cero o 100% dependiendo del preferencial mojabilidad de la roca del yacimiento. La ecuación 7.34 es, por lo tanto, válida solo para el caso donde la fractura es totalmente abierto y limpio de cualquier partícula de relleno, es decir,  $\phi_f = 1$ . También asume que la saturación de agua connata en los poros secundarios es cero, o Entonces = 100% como en los reservorios donde el aceite entró en un hermético, húmedo formación por migración ascendente a lo largo de fracturas desde zonas más profundas. los El campo petrolífero de Ain Zalah, Irak, parece ser uno de esos depósitos [12]. En casos donde  $\phi_f < 1$  y  $S_{wcf} > 0$ , la Ecuación 7.34 debe modificarse. Sin embargo, determinar los valores de la porosidad de la fractura y el agua connada la saturación dentro de la fractura es difícil incluso con el análisis de núcleo completo, porque los núcleos tienden a romperse a lo largo del plano de fractura natural a medida que son llevados a la superficie. Además, se forman muchas fracturas durante el proceso de recuperación del núcleo. La técnica de laboratorio más común para estimando directamente la matriz y la porosidad de la fractura se presentó en 1950 por Locke y Bliss [133]. La permeabilidad real de la fractura puede se determinará a partir de la ecuación de la velocidad real del fluido que fluye a través de la fractura:

$$v_a = \frac{v}{\phi_f(1 - S_{wcf})} \quad (7.35)$$

donde  $\phi_f$  es la porosidad fraccionaria de la fractura y  $S_{wcf}$  es la connada saturación de agua en la fractura. Por definición:

$$\phi_f = \frac{w_f h}{A} = \frac{w_f h}{W h} = \frac{w_f}{W} \quad (7.36)$$

The apparent velocity from Equation 7.35 is:

$$v = v_a(1 - S_{wcf})\phi_f \quad (7.37)$$

donde la velocidad real se expresa como la tasa real de flujo de fluido a través de la fractura dividida por el área de la fractura, o:

$$v_a = \frac{q}{A_f} = \frac{q}{w_f h} \quad (7.38)$$

y el caudal  $q$  se expresa mediante la Ecuación 7.3 1. Sustituyendo  $V_a$  y  $q$  en la ecuación 7.37 da:

$$v = w_f^2 \phi_f (1 - S_{wcf}) \frac{\Delta p}{12 \mu L} \quad (7.39)$$

Suponiendo que la porosidad de la fractura es la unidad y el agua connata saturación dentro de la fractura es cero, la velocidad real (según Ley de Darcy donde  $\Delta p$  se expresa en dinas / cm<sup>2</sup>,  $k$  en Darcy,  $\mu$  en Poise, y  $L$  en cm) es:

$$v = (9.869 \times 10^{-9} k_f) \frac{\Delta P}{\mu L} \quad (7.33)$$

Combinando las ecuaciones 7.32 y 7.33 y resolviendo la permeabilidad de la fractura  $k_f$  (donde  $w_f = \text{cm}$  y  $k_f = \text{Darcy}$ )

$$k_f = 8.444 \times 10^6 w_f^2 \quad (7.34)$$

Las fracturas se clasifican como abiertas (espacio abierto visible), cerradas (no visibles espacios abiertos en una sección delgada), parcialmente lleno o completamente lleno [8]. Muchos reservorios de carbonatos presentan fracturas con cierto grado de relleno, que puede consistir en cristales de calcita, dolomita, pirita, yeso, etc. Precipita de la solución de lixiviación, que circula a través del carbonato de roca y deposita partículas finas dentro de las fracturas y cavidades,

Igualar esta expresión con la ley de Darcy (Ecuación 7.33) y resolver para la permeabilidad real de la fractura (en Darcy) se obtiene:

$$k_f = 8.444 \times 10^6 (1 - S_{wcf}) S_{wf} \quad (7.40)$$

### EJEMPLO

Un bloque cúbico de una roca carbonatada con un intergranular intercrystalino El sistema de porosidad tiene una porosidad de matriz del 19%. La permeabilidad de la matriz es de 1 mD. Calcular:

- (a) la permeabilidad de la fractura si cada pie cuadrado contiene una
- (b) el caudal en unidades de campo a través de la fractura y la fractura fractura en la dirección del flujo del fluido, y sistema de matriz.

El ancho de la fractura es  $2.5 \times 10^{-3}$  in., La viscosidad del fluido el líquido es de 1,5 cP y la  $A_p$  a través de este bloque es 10 psia.

### SOLUCIÓN

(a) La permeabilidad de una fractura se estima a partir de la Ecuación 7.34, donde  $w_f = 2.5 \times 10^{-3} \times 2.54 = 6.35 \times 10^{-4}$  cm  $k_f = 8.444 \times 10^6 \times (6.35 \times 10^{-4})^2 = 340.5$  Darcy Es obvio por este valor extremadamente alto de permeabilidad que las fracturas contribuyen sustancialmente a la recuperación de hidrocarburos formaciones que de otro modo no serían comerciales. Esta contribución es incluso mayor que un pie cuadrado de roca carbonatada. generalmente es probable que contenga más de una fractura.

(b) La tasa de flujo a través de la fractura solo se puede estimar a partir de los datos de Darcy. ley (Ecuación 7.6), donde  $L = 1$  pie,  $A_p = 10$  psia,  $k = 340.5$  Darcy,

$$q = 1.127 \frac{340.5 \times 2.08 \times 10^{-4} \times 10}{1.5 \times 1} = 0.533 \text{ bbl/Day}$$

El caudal a través de la matriz solamente también se obtiene de Ecuación 7.6, donde la permeabilidad de la matriz es  $1 \text{ mD}$  y  $A_f = 1 - 2.08 \times 10^{-3} \text{ pie}^2$ .  $1 \times 1 \times 10^{10} \times 1.5 \times 1 \times q = 1.127 \times 10^3 = 0.0075 \text{ bbl / día}$ .

$$q = 1.127 \times 10^{-3} \frac{1 \times 1 \times 10}{1.5 \times 1} = 0.0075 \text{ bbl/Day}$$

También asume que la saturación de agua connata en los poros secundarios es cero, o Entonces = 100% como en los reservorios donde el aceite entró en un hermético, húmedo formación por migración ascendente a lo largo de fracturas desde zonas más profundas. los El campo petrolífero de Ain Zalah, Irak, parece ser uno de esos depósitos [12].

En casos donde  $\alpha_f < 1$  y  $S_{wcf} > 0$ , la Ecuación 7.34 debe modificarse. Sin embargo, determinar los valores de la porosidad de la fractura y el agua connada la saturación dentro de la fractura es difícil incluso con el análisis de núcleo completo, porque los núcleos tienden a romperse a lo largo del plano de fractura natural a medida que son llevados a la superficie. Además, se forman muchas fracturas durante el proceso de recuperación del núcleo. La técnica de laboratorio más común para estimando directamente la matriz y la porosidad de la fractura se presentó en 1950 por Locke y Bliss [133]. La permeabilidad real de la fractura puede se determinará a partir de la ecuación de la velocidad real del fluido que fluye a través de la fractura:

agua a través de filtros de arena para la depuración del agua [2]. El experimental variación en esta investigación es el tipo de paquete de arena, que tenía la efecto de cambiar el valor de la permeabilidad. Todos los experimentos se llevaron a cabo con agua; por lo tanto, los efectos de la densidad del fluido y la viscosidad de la Ecuación 7.1 no se investigaron [3,4]. Adicionalmente, La ley de Darcy es válida solo para condiciones de flujo viscoso, es decir, la tasa de el fluido que fluye es lo suficientemente bajo para ser directamente proporcional a la gradiente potencial. Otro requisito de esta ley es que el fluido El fluido no debe reaccionar químicamente con el medio poroso. Tal reacción puede alterar la permeabilidad del cuerpo de arena a medida que continúa el flujo. los El paquete de arena en el experimento original de Darcy siempre se mantuvo en el posición vertical. Los investigadores posteriores repitieron este experimento bajo condiciones menos restrictivas y encontró que:

- (1) La ley de Darcy podría extenderse a otros fluidos además del agua,
- (2) la constante de proporcionalidad es en realidad el índice de movilidad  $U_p$ , y
- (3) La ley de Darcy es independiente de la dirección del flujo en la Tierra. campo gravitacional.

El gradiente  $dp / dx$  es la fuerza impulsora y puede deberse al fluido gradientes de presión y / o gradientes hidráulicos (gravitacionales) [51]. Generalmente, los gradientes hidráulicos son pequeños en comparación con la presión del fluido gradientes y, por lo tanto, son insignificantes. En depósitos de aceite con una gran expansión de la tapa de gas y considerables características de drenaje por gravedad, Sin embargo, los gradientes gravitacionales son importantes y deben tomarse en cuenta al analizar el rendimiento del yacimiento.

## FLUJO LINEAL DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES

Los siguientes supuestos son necesarios para el desarrollo de la ecuaciones básicas que describen el flujo lineal de incompresible o levemente fluidos compresibles a través de medios porosos:

- (1) existen condiciones de flujo de estado estable;
- (2) la roca porosa está 100% saturada con el fluido que fluye; sin embargo, una fase fija e inmóvil puede estar presente y, a menudo, como es el caso para el flujo de petróleo en una roca porosa que contiene saturación de agua irreducible, o en el caso de flujo de aceite con una fase gaseosa inmóvil de saturación de gas inferior a la crítica [5];
- (3) la viscosidad del fluido que fluye es constante;
- (4) prevalecen las condiciones isotérmicas;
- (5) la roca porosa es homogénea e isotrópica;
- (6) la porosidad y la permeabilidad son constantes, es decir, independientes de la presión;

$$v_a = \frac{v}{\phi_f(1 - S_{wcf})} \quad (7.35)$$

donde  $\phi_f$  es la porosidad fraccionaria de la fractura y  $S_{wcf}$  es la connada saturación de agua en la fractura. Por definición:

$$\phi_f = \frac{w_f h}{A} = \frac{w_f h}{W h} = \frac{w_f}{W} \quad (7.36)$$

The apparent velocity from Equation 7.35 is:

$$v = v_a(1 - S_{wcf})\phi_f \quad (7.37)$$

donde la velocidad real se expresa como la tasa real de flujo de fluido a través de la fractura dividida por el área de la fractura, o:

$$v_a = \frac{q}{A_f} = \frac{q}{w_f h} \quad (7.38)$$

y el caudal  $q$  se expresa mediante la Ecuación 7.3 1. Sustituyendo  $V_a$  y  $q$  en la ecuación 7.37 da:

$$v = w_f^2 \phi_f (1 - S_{wcf}) \frac{\Delta p}{12\mu L} \quad (7.39)$$

Integrando la Ecuación 7.55d y resolviendo explícitamente el flujo volumétrico tasa,  $q$ , da como resultado la siguiente ecuación:

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (7.56)$$

Expresando todos los términos en unidades prácticas de yacimientos petrolíferos, esta relación se convierte en:

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (7.57)$$

donde:  $q_{sc}$  = tasa de producción de superficie en  $T_{sc} = 60^\circ \text{F}$  y  $p_{sc} = 14.7 \text{ psia}$ , STB / D.

$k$  = permeabilidad de la formación, mD.

$h$  = espesor de formación, pies.

$\mu$  = viscosidad del aceite, cP.

$p_e$  = presión externa, psia.

$p_w$  = presión del pozo, psia.

$r$ , = radio del pozo, pies.

$r_e$  = radio externo,  $(43,560A / n)^{1/2}$ , ft.

$A$  = área de drenaje, acres.

$B_o$  = factor de volumen de formación de petróleo, bbl / STB.

Esta ecuación solo es válida para el caso de que el pozo esté ubicado en el centro de un área de drenaje circular. La presión externa  $p_e$  es generalmente aproximada por la estática presión del depósito, especialmente en el caso de un depósito infinito. En reservorios de agua fuerte,  $p_e$  es equivalente al reservorio inicial presión  $p_i$ . Si la presión  $p_e$  no se puede determinar con una precisión razonable, la ecuación 7.57 debe expresarse en términos de presión media del yacimiento,  $\bar{p}$ , que puede obtenerse fácilmente de un ensayo de acumulación o reducción de presión [20].

En tanto que  $r_e \gg r$ , la presión media volumétrica del yacimiento puede expresarse como [11:

$$\bar{p} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} p r \, dr \quad (7.58)$$

donde  $p$  es la presión del yacimiento en cualquier radio  $r$ . De la ecuación 7.56:

$$p = p_w + \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (7.59)$$

Sustituyendo la expresión anterior en la Ecuación 7.58, integrando y resolviendo explícitamente para el caudal volumétrico, se obtiene (en el campo petrolífero unidades):

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh(\bar{p} - p_w)}{\mu B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.5]} \quad (7.60)$$

asumiendo que el término  $\frac{r_w}{r_e}$  es despreciable. Es importante enfatizar que las ecuaciones 7.56 y 7.60 son estrictamente válidas para el caso de un solo pozo en un depósito infinito y un depósito de impulsión de agua fuerte que produce en condiciones de flujo de estado estacionario. Estas ecuaciones también se aplican igualmente bien en un depósito de aceite que experimenta mantenimiento de presión mediante inyección de agua o inyección de gas.

### FLUJO PSEUDOSTEADY-ESTADO

En reservorios cilíndricos delimitados, el régimen de flujo pseudoestacionario es común en tiempos de producción prolongados. En estos embalses, también llamados depósitos volumétricos, no puede haber flujo a través del exterior impermeable límite, como una falla de sellado, y la producción de fluido debe provenir de la expansión y disminución de la presión del depósito. Esta condición de no El límite de flujo también se encuentra en un pozo que está compensado en cuatro lados. Si no hay flujo a través del límite externo, entonces después Un largo tiempo de producción transcurre la disminución de la presión a lo largo de la el volumen de drenaje se convierte en una función lineal del tiempo. Por lo tanto, para un pozo produciendo a una tasa de producción constante, la tasa de disminución de la presión es constante:

$$\frac{\delta p}{\delta t} = \frac{-q}{cV_p} \quad (7.61)$$

donde  $V_p$  es el volumen de los poros de drenaje, que es igual a  $\pi r_e^2 h \phi$ , y  $c$  es la compresibilidad del fluido a la presión media del yacimiento. Sustituyendo la ecuación 7.61 en la ecuación de difusividad (ecuación 7.53, integrando dos veces y despejando el caudal (en unidades de campo de petróleo) da [4]

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.5]} = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(0.606r_e/r_w)} \quad (7.62)$$

Si se desconoce la presión externa,  $p_e$ , la ecuación 7.62 debe ser derivado en términos de la presión media del yacimiento,  $\bar{p}$ . La presión  $p$



Si se desconoce la presión externa,  $p_e$ , la ecuación 7.62 debe ser derivado en términos de la presión media del yacimiento,  $p_g$ . La presión  $p$

$$\frac{\delta p}{\delta t} = \frac{-q}{cV_p} \quad (7.61)$$

donde  $V_p$  es el volumen de los poros de drenaje, que es igual a  $\pi r_z h @$ , y  $c$  es la compresibilidad del fluido a la presión media del yacimiento. Sustituyendo la ecuación 7.61 en la ecuación de difusividad (ecuación 7.53, integrando dos veces y despejando el caudal (en unidades de campo de petróleo) da [4]

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.5]} = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(0.606r_e/r_w)} \quad (7.62)$$

Si se desconoce la presión externa,  $p_e$ , la ecuación 7.62 debe ser derivado en términos de la presión media del yacimiento,  $p_g$ . La presión  $p$

El gradiente  $dp / dx$  es la fuerza impulsora y puede deberse al fluido gradientes de presión y / o gradientes hidráulicos (gravitacionales) [51]. Generalmente, los gradientes hidráulicos son pequeños en comparación con la presión del fluido gradientes y, por lo tanto, son insignificantes. En depósitos de aceite con una gran expansión de la tapa de gas y considerables características de drenaje por gravedad, Sin embargo, los gradientes gravitacionales son importantes y deben tomarse en cuenta al analizar el rendimiento del yacimiento.

## FLUJO LINEAL DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES

Los siguientes supuestos son necesarios para el desarrollo de la ecuaciones básicas que describen el flujo lineal de incompresible o levemente fluidos compresibles a través de medios porosos:

- (1) existen condiciones de flujo de estado estable;
- (2) la roca porosa está 100% saturada con el fluido que fluye; sin embargo, un La fase fija e inmóvil puede estar presente y, a menudo, como es el caso para el flujo de petróleo en una roca porosa que contiene saturación de agua irreducible, o en el caso de flujo de aceite con una fase gaseosa inmóvil de saturación saturación de gas inferior a la crítica [5];
- (3) la viscosidad del fluido que fluye es constante;
- (4) prevalecen las condiciones isotérmicas;
- (5) la roca porosa es homogénea e isotrópica;
- (6) la porosidad y la permeabilidad son constantes, es decir, independientes de la presión;

$$v_a = \frac{v}{\phi_f(1 - S_{wcf})} \quad (7.35)$$

donde  $\phi_f$  es la porosidad fraccionaria de la fractura y  $S_{wcf}$  es la connada saturación de agua en la fractura. Por definición:

$$\phi_f = \frac{w_f h}{A} = \frac{w_f h}{W h} = \frac{w_f}{W} \quad (7.36)$$

The apparent velocity from Equation 7.35 is:

$$v = v_a(1 - S_{wcf})\phi_f \quad (7.37)$$

donde la velocidad real se expresa como la tasa real de flujo de fluido a través de la fractura dividida por el área de la fractura, o:

$$v_a = \frac{q}{A_f} = \frac{q}{w_f h} \quad (7.38)$$

y el caudal  $q$  se expresa mediante la Ecuación 7.3 1. Sustituyendo  $V_a$  y  $q$  en la ecuación 7.37 da:

$$v = w_f^2 \phi_f (1 - S_{wcf}) \frac{\Delta p}{12\mu L} \quad (7.39)$$

contribuir al proceso de llenado. Esto conduce a fracturas con porosidades. que van desde muy pequeñas hasta el 100%. Además, la saturación de agua connata en estas fracturas puede ser cero o 100% dependiendo del preferencial mojabilidad de la roca del yacimiento. La ecuación 7.34 es, por lo tanto, válida solo para el caso donde la fractura es totalmente abierto y limpio de cualquier partícula de relleno, es decir,  $\phi_f = 1$ . También asume que la saturación de agua connato en los poros secundarios es cero, o Entonces = 100% como en los reservorios donde el aceite entró en un hermético, húmedo formación por migración ascendente a lo largo de fracturas desde zonas más profundas. los El campo petrolífero de Ain Zalah, Irak, parece ser uno de esos depósitos [12]. En casos donde  $\phi_f < 1$  y  $S_{wcf} > 0$ , la Ecuación 7.34 debe modificarse. Sin embargo, determinar los valores de la porosidad de la fractura y el agua connada la saturación dentro de la fractura es difícil incluso con el análisis de núcleo completo, porque los núcleos tienden a romperse a lo largo del plano de fractura natural a medida que son llevados a la superficie. Además, se forman muchas fracturas durante la proceso de recuperación del núcleo. La técnica de laboratorio más común para estimando directamente la matriz y la porosidad de la fractura se presentó en 1950 por Locke y Bliss [133]. La permeabilidad real de la fractura puede se determinará a partir de la ecuación de la velocidad real del fluido que fluye a través de la fractura:

$$v_a = \frac{v}{\phi_f(1 - S_{wcf})} \quad (7.35)$$

donde  $\phi_f$  es la porosidad fraccionaria de la fractura y  $S_{wcf}$  es la connada saturación de agua en la fractura. Por definición:

$$\phi_f = \frac{w_f h}{A} = \frac{w_f h}{W h} = \frac{w_f}{W} \quad (7.36)$$

The apparent velocity from Equation 7.35 is:

$$v = v_a(1 - S_{wcf})\phi_f \quad (7.37)$$

donde la velocidad real se expresa como la tasa real de flujo de fluido a través de la fractura dividida por el área de la fractura, o:

$$v_a = \frac{q}{A_f} = \frac{q}{w_f h} \quad (7.38)$$

y el caudal  $q$  se expresa mediante la Ecuación 7.3 1. Sustituyendo  $V_a$  y  $q$  en la ecuación 7.37 da:

$$v = w_f^2 \phi_f (1 - S_{wcf}) \frac{\Delta p}{12\mu L} \quad (7.39)$$

Suponiendo que la porosidad de la fractura es la unidad y el agua connata saturación dentro de la fractura es cero, la velocidad real (según Ley de Darcy donde  $\Delta p$  se expresa en dinas / cm<sup>2</sup>,  $k$  en Darcy,  $\mu$  en Poise, y  $L$  en cm) es:

Si se desconoce la presión externa,  $p_e$ , la ecuación 7.62 debe ser derivado en términos de la presión media del yacimiento,  $p$ . La presión  $p$

$$\frac{\delta p}{\delta t} = \frac{-q}{cV_p} \quad (7.61)$$

donde  $V_p$  es el volumen de los poros de drenaje, que es igual a  $n r_z h @$ , y  $c$  es la compresibilidad del fluido a la presión media del yacimiento. Sustituyendo la ecuación 7.61 en la ecuación de difusividad (ecuación 7.53, integrando dos veces y despejando el caudal (en unidades de campo de petróleo) da [4]

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.5]} = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(0.606r_e/r_w)} \quad (7.62)$$

Si se desconoce la presión externa,  $p_e$ , la ecuación 7.62 debe ser derivado en términos de la presión media del yacimiento,  $p$ . La presión  $p$

En casos donde  $@ < 1$  y  $S_{wcf} > 0$ , la Ecuación 7.34 debe modificarse. Sin embargo, determinar los valores de la porosidad de la fractura y el agua connada la saturación dentro de la fractura es difícil incluso con el análisis de núcleo completo, porque los núcleos tienden a romperse a lo largo del plano de fractura natural a medida que son llevados a la superficie. Además, se forman muchas fracturas durante el proceso de recuperación del núcleo. La técnica de laboratorio más común para estimando directamente la matriz y la porosidad de la fractura se presentó en 1950 por Locke y Bliss [133]. La permeabilidad real de la fractura puede ser determinada a partir de la ecuación de la velocidad real del fluido que fluye a través de la fractura:

Todos los experimentos se llevaron a cabo con agua; por lo tanto, los efectos de la densidad del fluido y la viscosidad de la Ecuación 7.1 no se investigaron [3,4]. Adicionalmente, La ley de Darcy es válida solo para condiciones de flujo viscoso, es decir, la tasa de el fluido que fluye es lo suficientemente bajo para ser directamente proporcional a la gradiente potencial. Otro requisito de esta ley es que el fluido El fluido no debe reaccionar químicamente con el medio poroso. Tal reacción puede alterar la permeabilidad del cuerpo de arena a medida que continúa el flujo. los El paquete de arena en el experimento original de Darcy siempre se mantuvo en la posición vertical. Los investigadores posteriores repitieron este experimento bajo condiciones menos restrictivas y encontró que:

- (1) La ley de Darcy podría extenderse a otros fluidos además del agua,
- (2) la constante de proporcionalidad es en realidad el índice de movilidad  $U_p$ , y
- (3) La ley de Darcy es independiente de la dirección del flujo en la Tierra. campo gravitacional.

El gradiente  $dp / dx$  es la fuerza impulsora y puede deberse al fluido gradientes de presión y / o gradientes hidráulicos (gravitacionales) [5]. Generalmente, los gradientes hidráulicos son pequeños en comparación con la presión del fluido gradientes y, por lo tanto, son insignificantes. En depósitos de aceite con una gran expansión de la tapa de gas y considerables características de drenaje por gravedad, Sin embargo, los gradientes gravitacionales son importantes y deben tomarse en cuenta al analizar el rendimiento del yacimiento.

## **FLUJO LINEAL DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES**

Los siguientes supuestos son necesarios para el desarrollo de la ecuaciones básicas que describen el flujo lineal de incompresible o levemente fluidos compresibles a través de medios porosos:

- (1) existen condiciones de flujo de estado estable;
- (2) la roca porosa está 100% saturada con el fluido que fluye; sin embargo, un La fase fija e inmóvil puede estar presente y, a menudo, como es el caso para el flujo de petróleo en una roca porosa que contiene saturación de agua irreducible, o en el caso de flujo de aceite con una fase gaseosa inmóvil de saturación saturación de gas inferior a la crítica [5];
- (3) la viscosidad del fluido que fluye es constante;
- (4) prevalecen las condiciones isotérmicas;
- (5) la roca porosa es homogénea e isotrópica;
- (6) la porosidad y la permeabilidad son constantes, es decir, independientes de la presión;

- (7) el flujo es laminar, es decir, efectos de turbulencia insignificantes; y  
 (8) las fuerzas de gravedad son insignificantes.

Con estas restricciones en mente, la velocidad aparente es

$$v = \frac{q}{A} \quad (7.2)$$

donde  $q$  es el caudal volumétrico ( $\text{cm}^3 / \text{seg}$ ) y  $A$  es la sección transversal área perpendicular a la dirección del flujo ( $\text{an}^2$ ). La velocidad real ( $v_a$ ) es determinado dividiendo la velocidad aparente ( $v$ ) por la porosidad de la roca ( $Q$ ). Si una saturación de agua irreducible,  $S_{iw}$ , está presente, la La velocidad en un depósito mojado por agua es:

$$v_a = \frac{v}{\phi(1 - S_{iw})} \quad (7.3)$$

La combinación de las ecuaciones 7.1 y 7.2 produce:

$$q = \frac{kA \, dp}{\mu \, dx} \quad (7.4)$$

Separando variables e integrando entre los límites 0 y  $L$ , y  $p_1$  y  $p_2$ , se obtiene la siguiente expresión para el caudal volumétrico:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (7.5)$$

La ecuación 6.5 es la ecuación de flujo lineal convencional utilizada en el flujo de fluidos. cálculos. Esta expresión está escrita en las unidades fundamentales que definir la unidad Darcy. Transformarlo en el campo petrolífero de uso común unidades, tales que  $q = \text{bbl} / \text{D}$ ,  $A = \text{ft}^2$ ,  $p = \text{psi}$ ,  $L = \text{ft}$ ,  $\mu = \text{mD}$ , da:

$$q \left( \frac{5.615 \times 30.48^3}{24 \times 60 \times 60} \right) = A(30.48^2) \frac{k(10^{-3}) \Delta p (1/14.7)}{\mu \, L \, 30.48}$$

o:

$$q = 1.127 \times 10^{-3} \frac{kA \, \Delta p}{\mu \, L} \quad (7.6)$$

En unidades SI, resultará un caudal de  $1 \text{ m}^3 / \text{s}$  para un fluido que fluye a través un medio poroso con una permeabilidad de  $1 \text{ pm}^2$ , un área de sección transversal de  $1 \text{ m}^2$ , y viscosidad del fluido de  $1 \text{ Pa} \times \text{s}$  bajo un gradiente de presión de  $\text{Pa} / \text{m}$ .

en cualquier radio  $r$  del yacimiento acotado se obtiene de la Ecuación 7.62:

$$p = p_w + \frac{2\pi q\mu}{kh} [\ln(r/r_w) - 0.5(r/r_e)^2 + 0.5(r_w/r_e)^2] \quad (7.63)$$

Si se usa la Ecuación 7.63 en la Ecuación 7.58 y se lleva a cabo la integración, la siguiente expresión se obtiene para  $q_{sc}$  (en unidades de campo petrolífero), suponiendo  $re \gg TW$ :

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh(\bar{p} - p_w)}{\mu B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.75]} = \frac{0.00708kh(\bar{p} - p_w)}{\mu B_o \ln(0.472r_e/r_w)} \quad (7.64a)$$

Para otras ubicaciones de pozos, formas de áreas de drenaje y límites externos condiciones, la forma general de la ecuación 7.64a es:

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh(\bar{p} - p_w)}{\mu B_o \ln(r'_e/r_w)} \quad (7.64b)$$

donde  $r'_e$ , es un radio de drenaje efectivo que incluye el efecto de que un pozo colocación en un área de drenaje determinada tendrá sobre el rendimiento de la bien. El radio efectivo se puede escribir como:








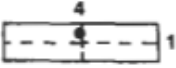

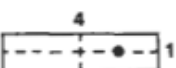
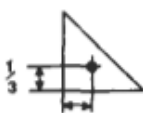
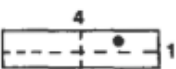


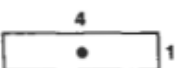
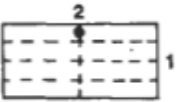
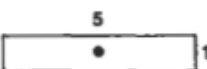
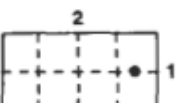
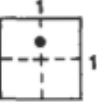

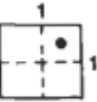
$$r'_e = 1.498 \sqrt{\frac{A}{C_A}} \quad (7.64c)$$

donde  $A$  es el área de drenaje ( $ft^2$ ) y  $C_A$  es el factor de forma, como se muestra en la Tabla 7.1 [20, 251].

Cuando los límites externos del yacimiento se mezclan, los métodos de La obtención de ecuaciones de flujo se vuelven más compleja, especialmente durante estado inestable. Durante el flujo de estado estacionario, sin embargo, este sistema puede aproximado por un depósito cilíndrico radial donde sólo una fracción  $f$  de la periferia del depósito está abierta a la invasión de agua. La fracción  $f$  es referido aquí como el índice de límite de drenaje. Este impulso de agua parcial El yacimiento se produce mediante dos procesos:

- (a) expansión del fluido del yacimiento, y
- (b) desplazamiento del fluido del yacimiento por el agua.

**TABLA 7.1 VALORES DEL FACTOR DE FORMA PARA VARIAS UBICACIONES DE POZOS Y FORMAS DEL AREA DE DRENAJE**

System	$C_A$	System	$C_A$
	<b>31.62</b>		<b>21.83</b>
	<b>30.88</b>		<b>4.51</b>
	<b>31.6</b>		<b>2.08</b>
	<b>27.6</b>		<b>2.69</b>
	<b>27.1</b>		<b>0.232</b>
	<b>21.9</b>		<b>0.115</b>
	<b>21.83</b>		<b>3.335</b>
	<b>5.38</b>		<b>3.157</b>
	<b>2.36</b>		<b>0.581</b>
	<b>12.98</b>		<b>0.111</b>
	<b>4.51</b>		

Kumar presentó una ecuación que da el caudal en cualquier radio  $r$  entre  $r_w$  y  $r_e$  21:

$$q_r = q \left[ 1 - (1 - f) \frac{r^2}{r_e^2} \right] \tag{7.65}$$

donde  $q$  es el caudal del pozo. Si la ecuación 7.65 se sustituye en la de Darcy ley (Ecuación 7.52), y la integración se lleva a cabo entre  $r_w$  y  $r_e$ ,

donde las presiones son  $p_q$  y  $P_{er}$  respectivamente, y suponiendo que  $N_p / = 0$ , se obtiene:

$$s_c - p_B \frac{0,00708kh (p_e - p_w)}{[\ln (r_e / r_p) - 0,50 (1 - f)]} \quad (7.5\hat{o})$$

Es evidente a partir de la ecuación 7.66 que:

- ⟨⟩  $f = 0$  representa una condición sin flujo en  $r_e$  porque para este valor de  $f$ , La ecuación 7.66 se vuelve similar a la ecuación 7.62, que se deriva específicamente para el caso de reservorios acotados en estado pseudoestacionario.
- q)  $f = 1$  representa un depósito de impulsión de agua completamente activo, y la Ecuación 7.66 se vuelve similar a la Ecuación 7.57.  $f = 1$  también representa un patrón de inyección de agua de cinco puntos equilibrado con movilidad de la unidad proporción.
- (C)  $f > 1$  indica que el volumen de fluido que entra en un depósito en  $r_e$  es mayor que el volumen de fluido que entra en el pozo a  $r_p$ , por ejemplo, bajo exceso de inyección de fluido. La ecuación 7.66 permite determinar la fuerza del impulso de agua  $f$ , si se conocen la tasa de producción y la caída de presión. El parámetro  $f$  se puede determinar con mayor precisión a partir del análisis de prueba de pozos transitorios [22].

// la presión promedio del yacimiento,  $p$  se usa en lugar de la presión externa,  $P_e$  Which  $r_e$  prácticamente imposible de establecer en un sistema de límites mixto de este tipo, la Ecuación 7.66 se convierte en:

$$s_c = \frac{0,0070 fkh (J_i - p_p)}{[ \ln (r_e / r_q) - 0,75 - 0,25f ]} \quad \text{rr. } \langle \rangle$$

Esta expresión es similar a las ecuaciones 7.60 y 7.64 para  $f = 1$  y  $f = 0$ , respectivamente, y se puede derivar fácilmente sustituyendo  $p$  en Ecuación 7.58 e integrando.  $p$  se obtiene de la Ecuación 7.66 por asumiendo  $r_e = M r_q$  y reemplazando  $P_e$   $M$   $p$  y  $r_e$   $W$   $r$ . La combinación de la ecuación 7.66 y 7.67 produce una relación muy útil para determinar la presión externa de un sistema de límites mixto:

$$P_e = \bar{p} + \frac{q_{sc} \mu B_o}{141.2kh} \left( \frac{1 + f}{4} \right) \quad (7,68)$$

Para un pozo en un reservorio de límite externo cerrado  $f = 0$ , y debido a que en  $t = 0$  la presión,  $p_q$ , es equivalente a la presión inicial del yacimiento,  $p_{yo}$ ,



La ecuación 7.68 se puede escribir en unidades de campo petrolero de la siguiente manera:

$$\left[ \frac{1.418 \times 10^{-4} q_p B}{kh} \right] \quad (7.69)$$

El lado derecho de esta ecuación corresponde al cantidad de fluido producido, lo que hace que la presión del yacimiento caiga de  $p_i$  a  $p$ . Se puede demostrar que esta caída de presión también se expresa como:

$$p_i - p = \left( \frac{0.074 y_4 q_p c B}{c t h^2} \right) t \quad (7.70)$$

Si se combinan las ecuaciones 7.69 y 7.70, se obtiene para el tiempo  $t$ :

$$t = 474.5 \frac{c q_p B}{k} \quad (7.71)$$

donde  $t$  está en horas,  $c$ , es la compresibilidad total en  $\text{psi}^{-1}$  y la permeabilidad está en mD. Craft y Hawkins definieron este tiempo como el tiempo de reajuste,  $t_{ra}$ , o el tiempo necesario para establecer una distribución de presión logarítmica.

Para un pozo en un yacimiento de impulsión de agua completamente activo, es decir,  $f = 1$ , la constante 0.25 en la Ecuación 7.69 se reemplaza por 0.50, y la constante 474.5 en la Ecuación 7.71 se reemplaza por 949. Generalmente, se deben usar ecuaciones de flujo en estado estacionario sólo cuando  $t_{ra}$  es pequeño en comparación con la vida productiva total del yacimiento. Si  $t_{ra}$  es demasiado grande, como suele ser el caso en los reservorios impulsados por agua completamente activos, se deben utilizar ecuaciones de flujo en estado inestable.

#### Zona de piel

En muchos casos, se ha encontrado que la permeabilidad en las proximidades del pozo difiere de la de la mayor parte del yacimiento, como se muestra en la Figura 7.7. 2 Esta zona de permeabilidad alterada,  $k_{ps}$ , y extensión radial,  $r_{ps}$ , se denomina "piel", y el grado de alteración se expresa en términos del factor cutáneo  $s$  [23, 24]. La permeabilidad de la zona cutánea puede reducirse ( $s > 0$ ) como resultado de las prácticas de perforación y terminación de pozos como se explica en el siguiente capítulo.

La permeabilidad promedio de la formación en la vecindad del pozo también puede ser mayor ( $s < 0$ ) que en la mayor parte del yacimiento después de fracturar o acidificar el pozo al finalizar. Por lo tanto, todas las ecuaciones de caudal radial de esta sección, que se derivaron sobre la base de que la permeabilidad de la formación es la misma entre  $r_q$  y  $r_e$  debe suavizarse para incluir el efecto de la piel. Esto se puede hacer restando la caída de presión adicional (debido a

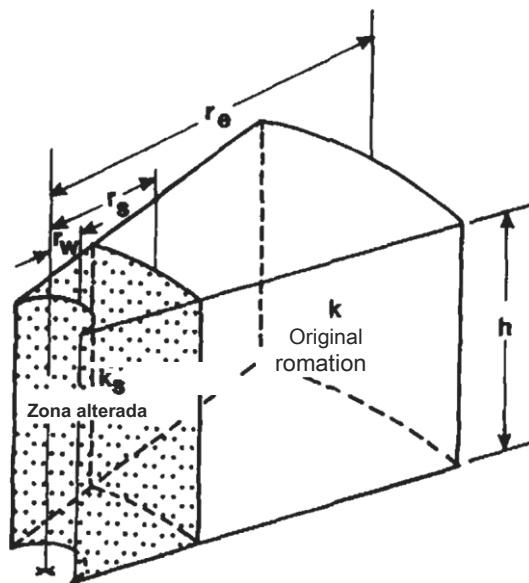


Figura 7.7. Skiti zona.

daño del pozo) o el aumento de presión (debido a la estimulación), de los términos \$(p - p\_p)\$ o \$(J\_i - p\_q)\$, donde:

PD>

$$\Delta p_s = \left( \frac{q_{sc} \mu B_o}{0.00708 k h} \right) s \tag{7,72}$$

o reemplazando el término de radio de pozo, \$r\_q\$, por un radio de pozo efectivo o aparente, \$r\_{wa}\$, que se estima a partir de [24]:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \tag{7,73}$$

Por ejemplo, si el pozo está dañado o estimulado, la ecuación 7.67 se convierte en:

$$q_{sc} = \frac{W \cdot 0.00708 k h (p - p_t - A p_s)}{J B_o ((P_g / r_q) - 0.75 - 1 - 0.25 f)} \tag{T.74}$$

o:

$$q_{sc} = \frac{0.00708 k h (p - p_t)}{y B_o (\ln (r_m / r_a) - 0.75 - 1 - 0.25 f)} \tag{7,79}$$

o, porque \$\ln (r\_g / r\_p) = \ln (r / r\_p) - i - s\$:

$$q_{sc} = \frac{0.0070 B k h (J_i - p_q)}{J_i B [\ln (0.472 e / y) - 0.25 f - s]} \tag{7.76}$$

La ecuación 7.76 es muy general y más precisa que las ecuaciones 7.61 y 7.64 porque incluye el efecto del pozo condición, así como el efecto del límite exterior • del embalse. La ecuación 7.76 es válida para los estados estacionario y pseudoestacionario, dependiendo del valor del parámetro f. El factor de piel se obtiene mejor a partir de pruebas de presión transitoria. [18, 20].

EJEMPLO

- (a) Calcule la tasa de producción de un pozo de petróleo en un drenaje de 160 acres. área donde la presión promedio se mantiene parcialmente a 1830 psia por inyección de agua en el límite. Están disponibles los siguientes parámetros:

rq = 0,3 pies	p = 2,2 cP
h = 16 pies	SEGUNDO1 bb1 / STB
k = 180 mD	p <sub>w</sub> = 1.230 psia
s = 2	F = 0,25

th) ¿Cuál es la producción ideal, es decir, sin daño cutáneo? •

SOLUCIÓN

En unidades de yacimientos petrolíferos, la Ecuación 7.76 puede ser expresado como

$$q_{sc} = \frac{0.00708kh (p - p_w)}{141.87 \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \tag{7,77}$$

- (a) El radio del área de drenaje es:

$$r_e = 43,560 \sqrt{A} = 43,560 \sqrt{160 \times 43,560} = 1,489 \text{ pies}$$

los producción tasa de este pozo es igual a:

$$q = \frac{(0,00708) (180) (16) (1.830 - 1.250)}{(2,2) \left[ \ln \left( \frac{1,489}{0,3} \right) + 0,25 \right]} = 561 \frac{\text{STB}}{\text{re}}$$

- J) Se obtiene la tasa de producción ideal de este pozo por dejando s = 0 en ecuación 7,77, que da esc = 75 STB / D • Por lo tanto, si este pozo es tratado para eliminar el daño de la piel, se recibirán 154 STR / D adicionales producido, un aumento de aproximadamente 27%

**Presión adimensional**

Las ecuaciones de flujo radial en estado estacionario y en estado pseudoestable presentadas anteriormente son estrictamente aplicables al caso en el que el pozo está ubicado en el centro de un área de drenaje circular. Para otras ubicaciones de pozos, formas de áreas de drenaje y condiciones de contorno externas, la forma adimensional de estas ecuaciones de flujo viene dada por:

$$q_{sc} = \left( \frac{kh}{141.2\mu B_o} \right) \left( \frac{\Delta p}{p_D - p_s} \right) \tag{7,78}$$

En los sistemas de yacimientos donde el cambio de presión con el tiempo es insignificante y se aplica la suposición de flujo radial en estado estacionario, la caída de presión adimensional,  $p_D$ , es:

$$p_D = \frac{1.418 \times 10^{-3} q_{sc} \mu h}{k h (p_i - p_w)} \ln \left( \frac{r_e}{r} \right) \tag{7.9}$$

A medida que aumenta el tiempo de producción, la disminución de la presión en todo el yacimiento se convierte en una función lineal de hora, y la suposición de flujo en estado pseudoestacionario se vuelve aplicable. Cuando este régimen de flujo ocurre, y  $p_D$  es igual a  $p_{eD}$  o  $(p_i - p_w)$ , el adimensional presión,  $p_{eD}$ , es:

$$p_{eD} = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{2.2456A}{r_w C_g} \right) \tag{7,80}$$

$C_g$  es una forma adimensional factor cuyo valor depende de la forma del yacimiento y la ubicación del pozo, como se muestra en la Tabla 7.1. El tiempo sin dimensión,  $t_{DA}$ , se define por:

$$t_{DA} = \left( \frac{0.0002637k}{4hC_g A} \right) t \tag{T.81}$$

donde el área de drenaje,  $A$ , se expresa en pies<sup>2</sup> y el tiempo de producción,  $t$ , está en horas.

Para un estado pseudoestacionario y  $p_D = p_{eD}$ , la presión adimensional ID en la Ecuación 7.78 viene dada por:

$$p_D = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{2.2456A}{r_w C_g} \right) \tag{7,82}$$

Para áreas de drenaje con límites externos mixtos y  $A_p = p_r - p_q$ , la expresión para  $p_D$  durante el estado pseudoestacionario es [22]:

$$p_D = p_i - \frac{2.2458A}{r C_g} (1 - p_f) tD + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{2.2458A}{r C_g} (1 - p_f) tD \right) \quad (7,83)$$

Como se señaló anteriormente, después de un tiempo prolongado de producción a una tasa constante, la presión de flujo del fondo del pozo,  $p_q$ , se convierte en una función lineal del tiempo. Un gráfico cartesiano de  $p_q$  vs. tiempo debería producir una línea recta con pendiente  $m^*$ . Para áreas de drenaje delimitadas:

$$m^* = - \frac{0.234q}{c_t V_p} \quad (7,54)$$

donde  $m^*$  se expresa en  $\text{psi} / \text{hr}$ .  $V_p$  es el volumen de poros del área de drenaje.

$V_p$  (ft<sup>3</sup>),  $\hat{V}_p$ :

$$V_p = \phi h A = \pi r_c^2 h \phi \quad (7.85)$$

La ecuación 7.84 se usa comúnmente para calcular el volumen de poros,  $V_p$ , de un embalse acotado. Para los sistemas de límites mixtos, como en los embalses bajo la influencia de un impulso de agua parcial o en patrones de inyección desequilibrados, el régimen de flujo pseudoestacionario ocurre solo para valores pequeños del índice de límite de drenaje  $f$ . En este caso, la pendiente de la porción de línea recta que corresponde al estado pseudoestacionario,  $m^*$ , se puede obtener de la derivada de la Ecuación 7.83 con respecto al tiempo adimensional  $tD$ :

$$\frac{dp_D}{dtD} = - \frac{2.2458A}{r C_g} (1 - p_f) \quad (7,86)$$

Sustituyendo  $p_a$  y  $tD$ , y resolviendo explícitamente  $m^* = dp / dt$ , se obtiene:

$$m^* = - \left( \frac{0.234q_{sc} B_o}{c_t V_p} \right) (1 - f) \quad (7,87)$$

Se puede utilizar la ecuación 7.87 para calcular  $V_p$  si se conoce  $f$  a partir de las pruebas de presión transitoria [22]. Si el volumen de poros se conoce de otras fuentes, la ecuación 7.57 proporciona una forma de calcular el índice  $f$ . Tenga en cuenta que para  $f = 0$ , es decir, el límite de drenaje  $q$  está cerrado, las ecuaciones 7.84 y 7.87 son idénticas. Para el raro caso donde  $f = 1$ , la tasa de cambio de presión con el tiempo,  $dp / dt$ , es cero, y el flujo en estado estacionario se convierte en el régimen dominante.

La presión adimensional de un pozo que produce a un mte constante en la parte de acción infinita de la curva de presión frente a tiempo, es decir, durante el estado inestable, se aproxima por:

$$p_{re} - 2 \cdot \exp\left(\frac{5,92 \times 10^{-4} \cdot kt}{Q_{pct}^2}\right) \quad (7,88)$$

En este caso, la caída de presión,  $\Delta p$ , en la ecuación 7.78 es activa ( $p_i - p_w$ ), donde  $p_i$  es la presión de depósito inicial. La ecuación 7.08 es aplicable solo si  $(0,0002637 \cdot kt / Q_{pc} \cdot r^2) > 100$ .

### EJEMPLO

Una gráfica gartiesiana de datos de presión registrados durante una prueba de pozo de tasa constante en un yacimiento de petróleo impulsado por agua arrojó una línea de resistencia en estado pseudoestable con pendiente  $-0,26$  psi /  $\log$ . Otros datos pertinentes de yacimientos y pozos incluyen lo siguiente:

$A = 7.72$ acres	$q_{sc} = 100$ STB / D
$h = 49$ pies	$B = 1,136$ bbl / STB
$Q = 0.23$	$CF = 17 \times 10^{-4}$ $\text{psi}^{-1}$

Determine el límite de drenaje iíndex  $f$ . ¿Es constante la presión en los límites de los drenajes?

### SOLUTION

El índice de drenaje  $f$  se calcula a partir de una forma reordenada de Ecuación 7.87:

$$f = 1 + \frac{c \cdot V_q}{0.234 \cdot B \cdot j} \quad (7,89)$$

donde el volumen del poro del yacimiento es:

$$N_p = \frac{A \cdot h \cdot \phi}{B} = \frac{7.72 \times 43,560 \times 49 \times 0.23}{1,136} = 3.79 \times 10^6 \text{ pies}^3$$

El índice de drenaje es:

$$f = 1 + \left[ \frac{17 \times 10^{-4} \times 3.79 \times 10^6}{0,234 \times 350 \times 1,136} \right] (-0,26) = 0,82$$

dado que  $f < 1$ , la presión en el límite de drenaje no es constante porque el impulso de agua no es muy fuerte o solo una fracción del límite del depósito está abierto al impulso de agua.

## FLUJO LAMINAR RADIAL DE GAS

Hay tres enfoques disponibles para describir el flujo de gas a través de una roca porosa.

**<YO>** Si la presión del yacimiento es alta ( $J_i > 3000$  psia), el flujo radial

Las ecuaciones de la sección anterior, aunque se desarrollaron estrictamente para el caso del flujo de líquido, se pueden utilizar para analizar el flujo de gas convirtiendo los índices de flujo de gas de SCF / D a STB / D y calculando el volumen de formación. factor en bbUSCF de:

$$B_g = 0.00904 \frac{zT}{p} \quad (7,90)$$

donde el gas el factor de desviación  $z$  se estima a la presión promedio del yacimiento  $p$ , y la temperatura del yacimiento  $T$  se expresa en ° R. El uso de este procedimiento puede conducir a grandes errores bajo ciertas condiciones, ya que la ecuación de difusividad que describe el flujo de líquido en la roca porosa (Ecuación 7.53) se derivó del supuesto de que los gradientes de presión pequeños son despreciables. Sin embargo, en los yacimientos de gas de baja permeabilidad, los gradientes de  $sc$  pueden ser considerablemente altos.

(2) Si la presión promedio del yacimiento es baja ( $p < 2000$  psia), la presión radial

Las ecuaciones de flujo de gas se pueden derivar en términos de la función de presión al cuadrado,  $p^2$ . Este enfoque clásico se analiza en la siguiente sección.

(3) Si la presión del depósito es intermedio ( $2000 < J_i < 3000$  psia), el

La función de pseudopresión de gas real,  $m(p)$ , es más precisa que la presión o el enfoque de presión al cuadrado. En realidad, en las formaciones de gas estancas se debe utilizar el enfoque  $m(p)$ , especialmente si el yacimiento se produce a altos índices. Esta función es definido

como [26, 27]:

$$m(p) = 2 p_b \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu(p)z(p)} dp \quad (7.f1)$$

donde  $p_b$  es una presión base arbitraria y  $m(p)$  se expresa en  $\text{psi}^2 / \text{cP}$ . La ecuación 7.91 solo tiene en cuenta los cambios en  $\mu$  y  $z$ , y no corrige los cambios en la compresibilidad del gas,  $c_y$  y la energía cinética. Cuando se usa la pseudopresión de gas real, la ecuación diffusiva (7.54) se convierte en:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{r} = \frac{Q J_i c_g}{k} \frac{8m(p)}{8t} \quad (7,92)$$

Las soluciones en estado estacionario o pseudoestacionario de esta ecuación de difusividad se pueden obtener utilizando esencialmente el mismo procedimiento matemático que se usó para resolver la Ecuación 7.54 para el flujo de fluidos incompresibles. Por tanto, la ecuación 7.77 es equivalente a:

$$Q_{sc} = \frac{kh[m(\bar{p}) - m(p_w)]}{1,422T [(0.472rg / rq) - (0.25f - s)]} \tag{7.93}$$

dónde:  $Q_{sc}$  = caudal de gas a  $T_g = 60^\circ F$  y  $p_g = 14,7$  psia, MSCF / D.  $k$  = permeabilidad, mD.  
 $h$  = espesor de formación, pies.  
 $T$  = temperatura absoluta del yacimiento, ° R  
 $r_e$  = drenaje radio, pie  
 $r_p$  = radio del pozo, pies.  
 $f$  = índice de límite de drenaje, adimensional.  $s$  = factor de piel total, adimensional.

$m(p_p)$ ,  $m(p_w)$  = pseudopresión de gas real a la presión del pozo y presión promedio del yacimiento, respectivamente, psi<sup>2</sup>/cP.

Los términos reales de pseudopresión de gas a cualquier presión,  $m(p)$ , pueden obtenerse de tablas publicadas o por integración numérica (regla trapezoidal) [26, 28].  $p$  también se puede convertir a  $m(p)$  trazando el grupo  $2p/z$  vs.  $p$  en un gráfico cartesiano. Este grupo se calcula para varios valores de  $p$  utilizando valores experimentales de  $J_g$  y  $z$ . El área bajo la curva de cualquier presión de referencia conveniente, generalmente cero,  $p_a$  es el valor de  $m(p)$  correspondiente  $p_a$ .

El enfoque  $m(p)$  es teóricamente un método mejor que  $p$  y  $p^2$  enfoques porque es válido para todos los rangos de presión, especialmente durante el régimen de flujo de estado inestable cuando arriba  $yz$  pueden variar considerablemente. Dado que solo los flujos radiales de gas durante el estado estable y pseudoestable estados se consideran, todas las ecuaciones de flujo de gas en el resto de este capítulo se expresarán en términos del método de presión al cuadrado, y se supondrá que  $J_g$  y  $z$  permanecen constantes a la presión promedio del yacimiento. Hay varios enfoques disponibles en la literatura para derivar ecuaciones de flujo de gas radial durante el estado estacionario. flujo régimen [2729]. Al tratar el gas natural como un fluido altamente compresible, se pueden desarrollar ecuaciones de flujo radial combinando la ley de Darcy (asumiendo laminar

$$V = \int_{r_p}^{r_e} \frac{k p}{J_g dr} \tag{7.94}$$



la continuidad ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho v_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho v_r) = 0 \tag{7,95}$$

y la ecuación de estado para el gas real:

$$p = \rho R T z \tag{7,96}$$

ASumiendo que Cg ES aproximadamente igual a 1 / p, la ecuación de difusividad que describe el flujo de gas real en una roca cilíndrica porosa y permeable es:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{\phi \mu_g c_g}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \tag{7.97}$$

donde ig se estima a la presión promedio del yacimiento p. Esta ecuación diferencial tiene esencialmente la misma forma que la ecuación de difusividad 7.SJ, que se derivó para fluidos incompresibles, excepto que la variable dependiente, p, ha sido reemplazada por p \*. 4'su similitud sugiere que las soluciones de la ecuación 7.97 también serán de la misma forma que las de la ecuación 7.54.

Las ecuaciones de flujo de gas real difieren de las ecuaciones de flujo de fluido incompresible porque la tasa de flujo de gas, q, varía con la presión debido a la compresibilidad del gas. 4'o hacer que el caudal del pozo sea un constante, dejar:

$$q = \text{EscBg} \tag{7,96}$$

donde q y qsc se expresan, respectivamente, en bb1 / D y MSCiF / D, y el factor de volumen de formación de gas se define mediante la Ecuación 7.90 en bbl / SCF. Así:

$$q = (5,04 Tq.), \tag{7,99J}$$

el caudal volumétrico, en bbl / D, en cualquier radio del yacimiento, según la ley de Darcy, donde la permeabilidad se expresa en mD, es:

$$q_r = 0,00708 \frac{kh}{\gamma} P \left( \frac{r_e}{r} \right) \tag{7.100j}$$

Si las ecuaciones 7.ff y 7.100 se sustituyen en la ecuación 7. € >5 y el variables separadas, se obtiene:

$$1 - (1 - f) - \frac{g^2 D r}{r_e^2} = \left( \frac{1,404 \times 10^4 kh}{Tq} \right) \frac{\text{pags dp}}{p.tz} \tag{7.101}$$

40 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL DEPÓSITO

Ninguno asume que yz permanecen constantes a la presión promedio del yacimiento e integrando entre r<sub>q</sub> y r<sub>e</sub> »Donde las presiones son p<sub>q</sub> y P<sub>e</sub>» se encuentra:

$$\int_{r_q}^{r_e} \left[ 1 - (1 - f) \frac{r^2 D}{r_e^2} \right] r \left( \frac{1,404 \times 10^{-3} kh}{q \{ \lg zT \}} \right) \int_{p}^{P_e} p \, dp \quad (7.102)$$

De la ecuación 7.102 se puede demostrar que florr r<sub>q</sub> el flujo volumétrico

La tasa en condiciones estándar, incluidos los factores cutáneos, es la siguiente:

$$Q_{sc} = \frac{** \cdot (P_2 - P_1)}{1,422 p \cdot g z T (\ln (r_e / r_q) - 0.50 (1 - f) - l - s)} \quad \text{Yo io5)}$$

El análisis de esta ecuación con respecto af es similar al de la Ecuación 7.66 para fluidos incompresibles, es decir, si f = l, el depósito de gas está bajo la influencia de un impulso de agua activo completo y el régimen de flujo dominante es el estado estacionario ; si f = 1, entonces el yacimiento está acotado y, por lo tanto, el régimen de flujo dominante es el estado pseudoestacionario. La ecuación 7.103, por supuesto, puede usarse para determinar la fuerza del impulso de agua, f, si se conocen la tasa de producción y la presión.

Si la presión externa, P<sub>e</sub> »es iiOt conocida, una ecuación similar a

La ecuación 7.65 se puede derivar expresando esta ecuación en términos de la presión del yacimiento p en cualquier radio r:

$$p = \left\{ p_w^2 + \frac{1,422 J q z T}{kh} \left[ \left( \frac{r}{r_e} \right)^{-0,50 (1 - f) - 1 - s} \right] \right\}^{0.5} \quad (7.104)$$

Si se sustituye la expresión anterior en la Ecuación 7.58 y se realiza la integración entre dos radios r<sub>q</sub> y r<sub>e</sub> »Se obtiene, después de algunas manipulaciones algebraicas, la siguiente ecuación para q, c:

$$Q_{sc} = \frac{kh(\bar{p}^2 - p_w^2)}{1,422 J q z T (\ln (r_e / r_q) - 0,75 - l - 0,25f + s)} \quad (7.105)$$

Se puede obtener una relación útil entre la presión límite externa y la presión promedio del yacimiento al igualar las ecuaciones 7.103 y 7.105, y despejar p<sub>e</sub> ,:

$$P_e = \left[ \bar{p}^2 - \frac{T}{0.70a - kh} \left( \frac{1}{4} \right) \right]^{0.5} \quad (7.106)$$

El valor del índice de impulsión de agua (o límite de drenaje) es significativo solo si el depósito de petróleo es pequeño, especialmente cuando f = 0.50.

Para otras ubicaciones de pozos dentro del área de drenaje cerrada (o delimitada) formas ( $f = 0$ ), la forma general de la Ecuación 7.105 es:

$$q_{sc} = \frac{kh(\bar{p}^2 - p_w^2)}{1,422qgzT [\ln(r/r_q) - 1 - s]} \quad (7,107J)$$

donde  $r_{mi}$  viene dada por la Ecuación 7.64c.

**EZAHPLE**

Un pozo está produciendo 275 MSCF / D de un depósito de gas bajo la influencia de una impulsión de agua parcial con un índice de 0.5. Calcule la presión del pozo y la presión en el límite de drenaje. Se conocen las siguientes propiedades del yacimiento y del fluido:

- $\mu = 0,035$  cP
- $k = 5$  mD
- $S = 17\%$
- $z = 0,95$
- $h = 35$  pies
- $\beta = 12\%$
- $T = 130$  ° F
- $r_{es} = 2,10$  pies
- $p_i = 2,720$  psia
- $r_q = 0,5$  pies
- $s = 0$

**SOLUCIÓN**

La presión del pozo se puede obtener de la Ecuación 7.105:

$$p_q = p_i - \frac{141,8 \times 10^{-4} q_{sc} \mu z T}{kh} \left( \ln \left( \frac{r}{r_q} \right) - 0,75 - 1 - 0,25 f \right)$$

dónde:

$$\frac{q_{sc} \mu z T}{0,702 \times 10^{-4} kh}$$

Sustituyendo los valores de las propiedades del fluido y del yacimiento se obtiene:

$$\frac{(275)(0,035)(0,95)(460 + 13)}{(0,702 \times 10^{-4})(5)(55)} = 43,8f5$$

y:

$$p_q = 2720 - (43,8f5) \ln \left( \left( \frac{2,640}{0,5} \right)^{\frac{5}{4}} \left( \frac{0,25}{2} \right) \right) = 2655 \text{ psia}$$

La presión en el límite de drenaje se obtiene de la Ecuación 7.106:

$$p_{\text{Educación física}} = p_0 - \gamma_o \left( \frac{1 - \lambda - 0.5}{4} \right) = 2723 \text{ psia}$$

que es solo 3 psia más alta que la presión promedio del yacimiento.

## FLUJO TURBULENTE DE GAS

Como la velocidad del gas que fluye mediante la roca porosa aumenta, es decir, el pozo se produce a mayor caudal, se observa una desviación de la ley de Darcy. En la literatura se presentan varias explicaciones para esta desviación [30-45]. La explicación generalmente aceptada de este fenómeno se atribuye a Wright, quien demostró que, a velocidades muy altas, la desviación de la ley de Darcy se debe a la inercia. *efectos* seguido de efectos turbulentos [28, 32). En realidad, este fenómeno fue observado por Reynolds en 1901 para el flujo en tuberías [35). Hubbert demostró que la transición del flujo laminar al flujo turbulento en medios porosos cubre una amplia gama de tasas de flujo [36].

## LINEAL FLUJO TURBULENTO

La relación cuadrangular sugerida por Forchheimer En general, se considera aceptable para expresar el flujo de fluidos en condiciones tanto laminares como turbulentas [41]. por horizontal, flujo de estado estacionario, esta ecuación es:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} + \beta v^2 \quad (7.108)$$

donde:  $p$  = presión, atm.

$L$  = largo, cm.

$\mu$  = Viscosidad del fluido, cP.

$k$  = permeabilidad, Darcy.

$v$  = velocidad, cm / seg.

$\rho$  = densidad del fluido, g / cm<sup>3</sup>.

$\beta$  = factor de turbulencia o no Darcy, atm-sec<sup>2</sup> / gramo.

Si  $\beta$  se da en atm-sec<sup>2</sup> / g usa la siguiente expresión para convertirlo a pie<sup>-1</sup>:

$$p(\beta) = \text{pags} \left( \frac{\text{atm} - \text{sec}^2}{\text{g}} \right) \times 3.088 \times 10$$

por gases, Katz y col. expresó la Ecuación 7.108 en términos de los masa caudal, am porque el caudal másico es una constante cuando el transversal el área, A, es constante, lo que permite la integración de la ecuación de Forcliheimer (35). Dejar

$$q_p = \rho q = \rho v A \tag{7.1G9}$$

donde  $\rho$  es la densidad de the iluid y  $q$  es el caudal volumétrico.

Si la ecuación de estado para gases reales (ecuación 7.96) se sustituye en la ecuación 7.109, el caudal másico es:

$$q = \left( \frac{p_m}{zRT} \right) v A \tag{7.104}$$

Resolver para  $v$  y sustituir en la ecuación 7.108 da:

$$\frac{dp}{dL} = \left( \frac{\mu_g q_m}{kA} + \beta \left( \frac{q_m}{A} \right)^2 \right) \frac{q_m}{A} \tag{7.11 1}$$

Si las variables están separadas y la integración es llevado  $\int$  sobre la longitud del cuerpo poroso, como un núcleo de longitud  $L$  y donde las presiones de entrada y salida son  $p_1$  y  $p_2$ , respectivamente, se obtiene:

$$\int_{p_2}^{p_1} \frac{dp}{zRT} = \int_0^L \left[ \frac{\mu_g q_m}{kA} + \beta \left( \frac{q_m}{A} \right)^2 \right] dL \tag{7.112}$$

El factor de desviación del gas  $z$  se mantiene fuera del integrando porque se supone que permanece constante a la presión promedio  $p$ , que es igual a  $(p_1 + p_2) / 2$ . los integración da:

$$\frac{M(p_1 - p_2) UN}{2zRTj \int L} = \left( \frac{\beta}{UN} \right) q_m^2 L + \left( \frac{1}{k} \right) q_m^2 L \tag{7. 11 5}$$

En unidades prácticas de yacimientos petrolíferos, la ecuación 7.113 se puede escribir de la siguiente manera:

$$\left( \frac{1.254 \times 10^{-10} T \bar{z} \gamma_g}{A^2} \right) \beta q_m^2 L + \left( \frac{T \bar{z} \gamma_g}{11.8 \times 10^{-4} A^2} \right) \frac{1}{k} q_m^2 L = \frac{p_1 - p_2}{2} \tag{7. 114}$$

donde  $k_g$  es el específico gravedad de gas.

Cornell usó la Ecuación 7.113 para evaluar la permeabilidad),  $k$ , y el factor de no Darcy,  $\beta$  para un gran número de muestras de testigos de una variedad de rocas dividiendo el lado izquierdo de la Ecuación 7.11 por  $q_m$ , y trazando

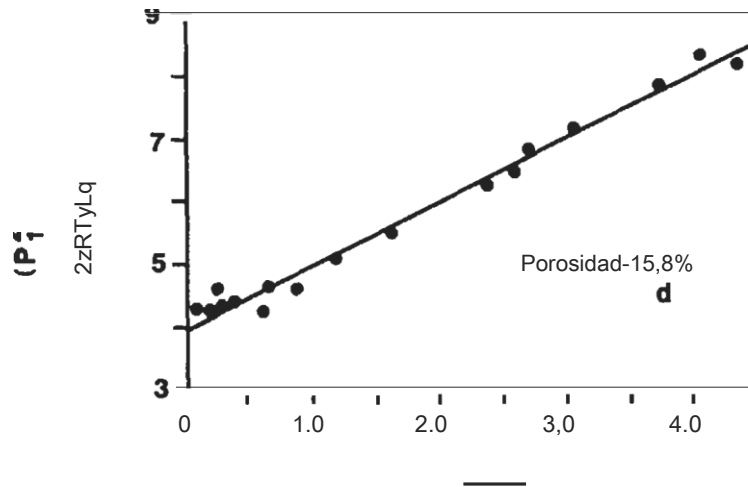


Figura 7.8. Zfratunffon de Q y X.

contra  $q_p / A_j$  \$, como se muestra en la Figura 7.8 [37]. La ecuación 7.113 se puede escribir en la forma general:

$$Y_{ck} = \beta X_{ck} + \frac{1}{k} \tag{7.115a}$$

donde  $X_{ck}$  (m<sup>2</sup>-sec / cm<sup>2</sup>-cP) viene dado por:

$$Y_{ck} = \frac{M (p_2 - p_{atm}) UN}{2ZRTJg \quad t_{ij}} \tag{7.115b}$$

y la variable  $X_{ck}$  (g / cm<sup>2</sup>-sec-cP) es:

$$X_{ck} = \frac{9m}{a_{go}} \tag{7.115c}$$

El subíndice ck significa Cornell-Katz. La ecuación 7.115a se traza como una línea recta, con pendiente  $\beta$  e intersección con  $1/k$ . Este gráfico se puede utilizar para estimar el coeficiente de flujo no Darcy, así como la permeabilidad de la muestra. Esta permeabilidad aparente debe corregirse por el efecto Klinkenberg para obtener la permeabilidad absoluta como se explica en el Apéndice, especialmente a presiones muy bajas. A alta presión, el efecto Klinkenberg es insignificante. La figura 7.9 es un gráfico log-log del factor de turbulencia frente a la permeabilidad, cuales se puede utilizar para estimar  $\beta$  conociendo k para cualquier reservorio:

$$\beta = \frac{4.11 \times 10^{-10}}{k^4} \tag{7.116a}$$

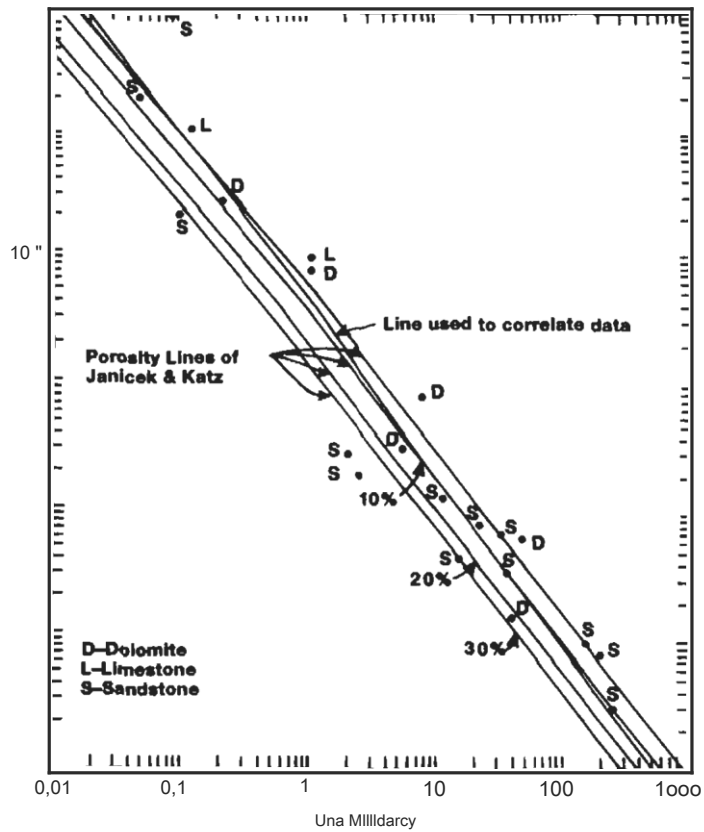


Figure T-9 • Correlation of permeability and porosity.

La figura 7.9 también muestra una correlación de  $\beta$  con la porosidad y permeabilidad para depósitos de carbonato y arenisca. Se puede obtener una estimación razonable del coeficiente de flujo no Darcy,  $\beta$  (ft<sup>2</sup>), a partir de la siguiente ecuación (34):

$$\beta = \frac{4.85 \times 10^4}{k} \quad (7.116b)$$

donde: k = permeabilidad media, mD.

$\beta$  = porosidad, fracción.

Usando datos de flujo experimental en muestras de testigos de arenisca, carbonato y dolomita consolidados y no consolidados, Liu y Civan obtuvieron una correlación de  $\beta$  (ft<sup>2</sup>) con respecto a la permeabilidad (mD), la porosidad (fracción) y la tortuosidad z [38]:

$$\beta = \frac{8.91 \times 10^8 z}{k} \quad (7.116c)$$

El trabajo experimental y teórico de Firoozabadi, Thomas y Todd muestra claramente que:

- (a) cambios en las propiedades de los fluidos a lo largo del sistema poroso no tienen en cuenta la insuficiencia de la ley de Darcy en el flujo de alta velocidad, y
- (b) el coeficiente de flujo no Darcy o de alta velocidad  $\beta$  es una función de propiedades de la roca y no depende de la longitud de los sistema poroso [145].

Es importante enfatizar que los valores de  $\beta$  obtenidos de la Figura 7.9 y las Ecuaciones 7.116ac son solo aproximaciones. El coeficiente de flujo no Darcy  $\beta$  se determina mejor a partir de laboratorio mediciones en núcleos obtenidos del yacimiento de gas de interés. Valores de  $\beta$  medidos en varias muestras principales adquirido de diferentes capas deben promediarse de la siguiente manera antes de aplicarse en ecuaciones de flujo radial:

$$\beta = \frac{\sum(\beta_i k_i^3 f_i)}{(\sum k_i f_i)^2} \quad (7.116d)$$

donde  $f_i$  es la fracción del total área de la sección transversal o altura del tapón del núcleo asociado con la  $i$ -ésima capa de altura  $h_i$ , o expresada, matemáticamente,  $f_i = h_i / h_T$ , donde  $h_T$  es el espesor total. Original de Jones La ecuación para calcular  $\beta$  no incluía el término  $Z k_{yo} f$ ; que en realidad es el promedio permeabilidad [33].

## EJEMPLO

- Determine el coeficiente de flujo no Darcy promedio o efectivo de un yacimiento de gas de dos capas, conociendo los siguientes datos.

Capa	k (mD)	PS	$\beta$ (pies <sup>2</sup> )	h (pies)
1	35,6	0,166	$5,22 \times 10^{-8}$	10
2	155	0,138	$3,75 \times 10^{-7}$	15

- En ausencia de valores de laboratorio de  $\beta$ , ¿cuál de las correlaciones habría sido aplicable en este embalse?

## SOLUCION

- La fracción  $f$  es  $10 / 25 = 0.40$  en la capa 1 y  $15/25 = 0.60$  en la capa 2. Los términos de suma en la Ecuación 7.116d son:

$$f_i k_i^3 = 5.22 \times 10^{-8} \times 0.40^3 + 3.75 \times 10^{-7} \times 0.60^3$$

$$= 93,2 \times 10^{-2}$$



$$Z(k; f) = (33,6 \times 0,40) + (133 \times 0,60) = 8851,77$$

$$k_{\text{geom}} = k = 33,6 \times 0,40 + 133 \times 0,60 = 107,24 \text{ mD}$$

De la Ecuación 7.116d, el coeficiente de flujo promedio no Darcy es:

$$\beta = \frac{95,2 \times 10 \text{ pies}^2}{8851,77 \times 107,24} = 9,82 \times 10^{-7}$$

2. La porosidad media aritmética de las dos capas es  $(0,166 + 0,138) / 2 = 0,152$ , y la permeabilidad promedio es 107,24 mD. Sustituyendo estos valores en las ecuaciones 7.116a y b, encontramos, respectivamente:

$$\beta = \frac{4 \cdot 10^{-7}}{(107,24)^3} = 8 \times 10^{-11}$$

$$0 = \frac{4,85 \times 10^{-10}}{1,152 \times 5 \times 107,24} = 14,8 \times 10^{-11}$$

El valor de  $\beta$  obtenido de la Ecuación 7.116a se compara bien con el  $\beta$  derivado de laboratorio.

**EJEMPLO**

Un núcleo de arena consolidada de 2 cm de diámetro y 5 cm de largo tiene una permeabilidad de 225 mD y una porosidad del 20%. Aire a 75°C. Se inyecta F en este núcleo. La presión de entrada es de 100 psia y la presión de salida de 14,7 psia. La viscosidad del aire es de 0,02 cP y se asume la compresibilidad  $\beta$  a ser igual a 1,0. Calcule el caudal másico.

**SOLUCIÓN**

El caudal másico de aire se puede calcular desde Ecuación 7.11.4. Dejar

$$b = \frac{\mu_g A}{k}$$

$$C = \frac{-MA(p_1^2 - p_2^2)}{2zRTp_g L}$$

Por tanto, la Ecuación 7. 113 se convierte en:

$$aq + bqp + c = 0$$

Esta es, por supuesto, una ecuación cuadrática con dos soluciones: una negativa y otra positiva. Dado que el valor negativo no tiene significado físico, la solución es:

$$qp = 2g - b (b^2 - 4ac)^{0.5}$$

Para  $k = 225 \text{ mD}$  y  $Q = 20\%$ , el valor de  $\xi$  de la Ecuación 7. 116a es

$3 \times 10^{-7} \text{ ft}^2$ . En la unidad de laboratorio (tic  $1 \text{ y} 0.13420 \text{ (g-cm)} / (\text{atm} / \text{cm}^2) (\text{s}^2)$ ],  $\xi$  es igual a:

$$D = \frac{\xi \times 10}{(2,54) (12) (1.013, 20)} \quad \text{o. } 97 \text{ atm-seg}^2 / \text{gramo}$$

El área de la sección transversal es igual a:

$$UN = \frac{(2.2)}{4} = 3.14 \text{ cm}^2$$

Las otras variables en unidades de laboratorio para  $qp$  en  $\text{g} / \text{s}$  son:

$$\begin{aligned} M &= 29 \text{ g} / \text{g-mol. } \mu = 0,02 \text{ cP.} \\ R &= 82,06 \text{ cm}^3 \cdot \text{atm} / (\text{g-mol}) (\text{° K}). \\ T &= 297,2 \text{ ° K.} \\ L &= 5 \text{ cm.} \\ \rho_{\text{gas}} &= \frac{P^2}{P_0^2} = 6,802 - 1-45,28 \text{ atm}^2 \\ k &= 0,225 \text{ Darcy.} \end{aligned}$$

Los valores de las constantes  $a, b, c$  son

$$\begin{aligned} a &= \frac{0,97}{(0,02) (3,14)} - 15,44 \\ b &= \frac{1}{0,225} = 4,44 \\ c &= \frac{(29) (3,14) (43,28)}{(2) (1) (82,06) (297,2) (0,02) (5)} - 0,85 \end{aligned}$$

Por lo tanto, la ecuación que describe el caudal másico a través del núcleo es:

$$15,44a + 4,44qp - 0,85 = 0$$

y qp es igual a:

$$q_p = \left( \frac{1}{2} \right) \left( \frac{4.44 \times 10^{-4}}{4} \right) \times 4.44 \times 10^{-4} \times (15.44) \times (0.85) \times J_0 \times 5 = 0.13 \text{ g/s}$$

Para cambiar este caudal másico a caudal volumétrico, que se utiliza más comúnmente, la densidad del fluido en algunos presión debe calcularse y el flujo másico dividido por la densidad del fluido. A una presión promedio  $p_i = (100 - 14.7) / 2 = 57.35 \text{ psia}$  o  $3.9 \text{ atm}$ , la densidad del fluido  $[\rho = Mp / zRT]$  es igual a:

$$\frac{(29)(3.9)}{(1)(82.07)(297.2)} = 4.64 \times 10^{-3} \frac{\text{gramo}}{\text{cm}^3}$$

y el caudal volumétrico, q, a la presión media es igual a:

$$\frac{0.13}{4.64 \times 10^{-3}} = 28 \frac{\text{cm}^3}{\text{s}}$$

**FACTO DE FRICCIÓN R DE ROCAS POROSAS**

En el flujo de fluidos en tuberías, es importante saber si el flujo es laminar o turbulento. El régimen de flujo laminar es dominante si los fluidos se mueven a lo largo de líneas de corriente suaves paralelas a la pared de la tubería. La velocidad del fluido que fluye es prácticamente constante en el tiempo durante el flujo laminar. El régimen de flujo turbulento es dominante si la velocidad del fluido en cualquier punto de la tubería varía aleatoriamente con el tiempo. Las diferencias entre estos dos regímenes de flujo fueron investigadas por primera vez por Reynolds. Su trabajo experimental y teórico mostró que la naturaleza del régimen de flujo en las tuberías depende del número de Reynolds ( $Re = Dv_p / \mu$ ), donde D es el diámetro interior de la tubería. En prácticas de ingeniería Si:

- (a)  $Re < 2,100$ , el flujo está en la región laminar,
- (@)  $2,100 < Re < 4,000$ , la naturaleza del régimen de flujo es impredecible, es decir, el flujo pasa a través de una región de transición en la que pueden estar presentes regímenes de flujo laminar y turbulento, y
- (c)  $Re > 4,000$ , el flujo es completamente turbulento.

El flujo de gas en tuberías muy rugosas puede considerarse completamente turbulento porque el gas fluye a altas velocidades y, por lo tanto, alto Re. El análisis adimensional de la pérdida de energía en el flujo de gas en la tubería condujo al concepto del factor de fricción. Moody demostró que el factor de fricción,  $2DAp / \rho L v^2$ , donde L es la longitud de la tubería, es un función de Re y la rugosidad relativa de la tubería [43]. Utilizando un enfoque similar, Cornell y Katz investigaron el flujo

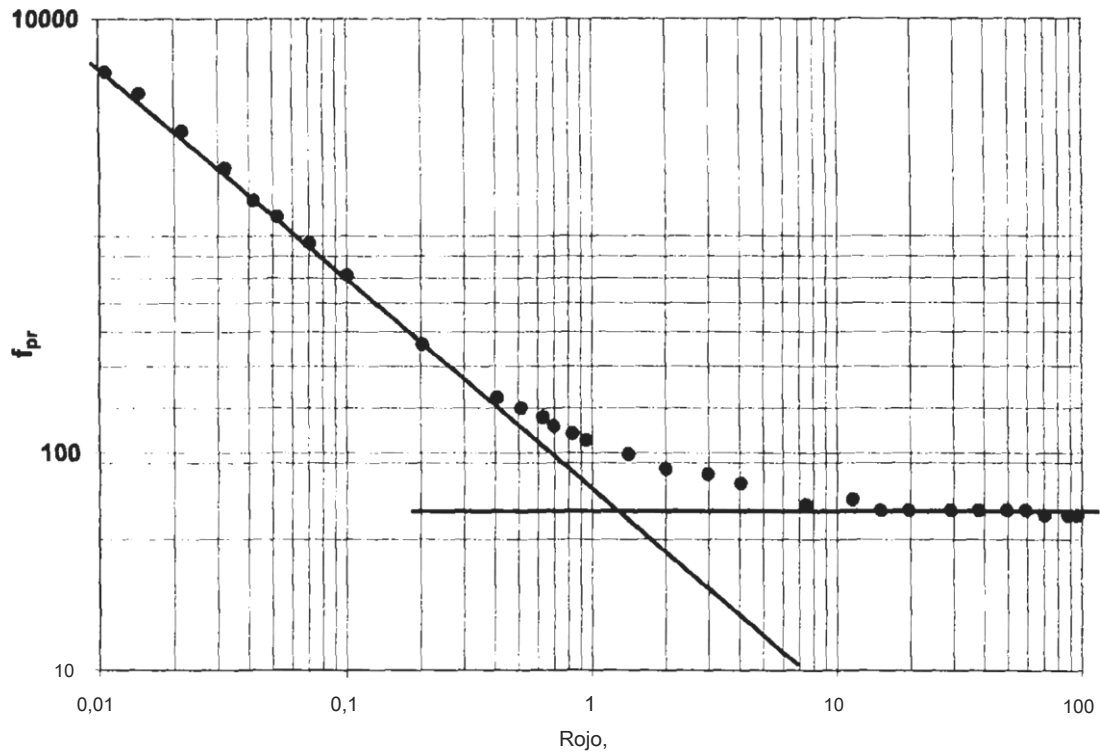


Figura 7.10. Factor de fricción para rocas porosas.

de gas a través de medios porosos en términos del número de Reynolds y el factor de fricción [401]. Descubrieron que para analizar la tasa de flujo de gas en medios porosos a velocidades muy altas, es decir, bajo el régimen de flujo turbulento, el factor de fricción debe representarse frente al número de Reynolds, Re, como se muestra en la figura 7.10. El factor de fricción de una roca porosa es igual a:

$$f_{pr} = \frac{64g_c \rho (p_1 - p_2)}{\beta L q_m^2} A^2 \tag{7.117}$$

donde el subíndice pr representa rocas porosas, y

Sc = factor de conversión, 32,17 lb<sub>m</sub> - ft / (lbf) (s<sup>2</sup>).

p = densidad del fluido, lbm / ft<sup>3</sup>.

p = presión, lbf / ft<sup>2</sup>

A = área de la sección transversal, pies<sup>2</sup>.

ξ = factor de turbulencia, ft<sup>-1</sup>. L =

longitud del flujo, pies.

q<sub>m</sub> = caudal másico, lbs / s.

Factor de fricción espía, adimensional.

Usando las mismas unidades, el número de Reynolds de una roca porosa es igual t :

$$Re = \frac{\rho K q_p}{6,33 \times 10^{-1} \mu A} \tag{7.118}$$

donde la permeabilidad k se expresa en mD y la viscosidad en cP. Los Medios porosos El número de Reynolds, Re<sub>p</sub>, no tiene unidades.

La figura 7.10 muestra tres regiones [40]:

- (a) para Re<sub>p</sub> < 0.05, la curva es una línea recta de pendiente igual a - 1; (flujo laminar)
- (b) una región de transición para 0.05 < Re<sub>p</sub> < 8; y
- (c) una línea horizontal para Re<sub>p</sub> > 8. (flujo turbulento)

Es importante notar que la línea de pendiente unitaria y la línea horizontal se interceptan en la Cuarta 1. La existencia de una línea recta para números de Reynolds pequeños indica que la caída de presión (P<sub>1</sub> - P<sub>2</sub>) para un medio poroso dado es directamente proporcional al flujo tasa (q<sub>p</sub>), y que el régimen de flujo laminar es dominante. La ley de Darcy es aplicable durante esta combinación de la curva solo porque la magnitud del grupo de términos (S<sub>g</sub> v<sup>2</sup>) en la Ecuación 7.108 es demasiado pequeña para ser detectada en datos experimentales [42]. A medida que aumenta la tasa de flujo y las Re<sub>p</sub> aumentan, el régimen de flujo turbulento se vuelve cada vez más dominante. La porción horizontal de la curva Appvs.-RC<sub>pp</sub> corresponde al llamado flujo no Darcy o régimen de flujo completamente turbulento. Katz y Lee y Firoozabadi y Katz sugirieron abandonar el concepto de flujo Darcy y no Darcy [42, \* a4]. Ellos

recomendó el uso de flujo viscoso de Darcy "para describir el régimen de flujo observado a tasas de flujo bajas, y para flujo de alta velocidad para usar el "flujo Darcy cuadrático". El flujo viscoso de Darcy ocurre teóricamente solo cuando el flujo la tasa es infinitamente pequeña [44].

**EJEMPLO**

Resuelva el ejemplo anterior utilizando la gráfica del factor de fricción para poros y roca permeable (Figura 7.10).

**SOLUCIÓN**

Las variables deben t (convertirse a las unidades utilizadas para derivar las ecuaciones 7.117 y 7. 118, que se utilizaron para generar la gráfica log-log de pp-vs.-Re ., Por lo tanto, del ejemplo anterior,

PS = 3 x 10<sup>7</sup> pies —i  
 A = 5,5 / 30,48<sup>2</sup> = 5.767 x 10<sup>-6</sup> pies<sup>2</sup>.  
 p = (4,64 x 10<sup>-4</sup>) (30,48<sup>3</sup> / 453,6) = 0,29 libras / pie.

$$L = 5 / 30.40 = 0.165 \text{ norte}$$

$$Ap = 85,3 \text{ psi} = 55,8 \times 144 = 12,283 \text{ psf (o lb / n}^2\text{)}.$$

El número de Reynolds y el factor de fricción son:

$$Re_r = \frac{(3 \times 10^{-7}) (225) q_p}{(6,33 \times 10 \text{ pies}) (3,767 \times 10^{-3}) (0,02) (64) (32,17) (0,29) (12,283) (3,767 \times 10^{-3})^2} = 1.415,38 q_p \quad (7.119)$$

$$f_p = \frac{(3 \times 10^{-7}) (0,164) q_p}{2.115 \times 10^{-4} q_p^2} \quad (7.120)$$

Es necesario un método de prueba y error para resolver el caudal. El valor correcto de  $q_p$  es tal que los valores calculados de  $Re_p$  y  $f_p$  concuerden con la curva de  $f_p$ -vs- $Re_p$  de la Figura 7. 10. Una primera estimación práctica es  $Re_p = 1$ . De las ecuaciones 7.119 y 7.120  $f_p = 0,164$  para  $Re_p = 1$ . Sin embargo, para  $Re_p = 1$ , Figura 7. 10 da  $f_p = 120$ . Después de varias pruebas, determinó ese  $Re_p = 0.48$  y  $f_p = 120$  son correctas; entonces,  $q_p = 3,40 \times 10^{-4} \text{ lb / seg}$  o  $0,158 \text{ g / seg}$ , que es aproximadamente el mismo valor obtenido de la Ecuación 7.116.

Este método de prueba y error puede simplificarse utilizando las correlaciones de Tiab que relacionan el factor de fricción directamente con el número de Reynolds [45]. Estas correlaciones se basan en un gran número de datos de  $q_p$  y  $Re_p$  presentados por Comell y Katz para varias areniscas, dolomitas y calizas (Figura 7.10) [40J]:

(a) Para  $Re_p < 0.08$

$$f_p = \frac{63,5}{Re_p} \quad (7.121)$$

(b) Para  $0.08 < Re_p < 8$

$$f_p = \frac{3.1423 + 1.7534 Re_p^{-0.25}}{Re_p} \quad (7.122)$$

(c) Para  $Re_p > 8$

$$f_p = 63.5 \quad (7.125)$$

Una fórmula general que cubre los regímenes de flujo laminar y turbulento y el rango de transición entre ellos es:

$$Aplicación \quad m_i \quad 3.5528 + 1.4253 R_c^{-0.181} \quad (7.124)$$

La ecuación 7.122 tiene un error máximo del 1%. La ecuación 7.124 tiene un error máximo de 5h.

Dado que el rango del número de Reynolds no se conoce hasta que se completa la prueba de flujo, la correlación generalizada (Ecuación 7.124) debe usarse primero para estimar la tasa de masa, qp. Sustituyendo las ecuaciones 7.117 y 7.118 en la ecuación 7.124, se pueden derivar las siguientes relaciones:

$$En(q) + 1.4253 (J_2 qp)^{-2} + En \left( \frac{33.115}{J} \right) = 0 = J(q_m) \quad (7.125)$$

dónde:

$$J_1 = \frac{64 g_c \rho A^2 \Delta p}{\beta L} \quad (7.125a)$$

y:

$$J_2 = \frac{\beta k}{6.33 \times 10^{10} A \mu_g} \quad (7.125b)$$

El caudal másico se determina mediante el siguiente procedimiento:

- (1) Suponga varios valores del número de Reynolds Re<sub>ps</sub> en el rango de 0.01 a 100 y calcule los valores correspondientes de qp a partir de la Ecuación 7.118.
- (2) Calcule los valores de la función J (q<sub>m</sub>) usando la Ecuación 7.125, que tiene un error máximo del 3%.
- (3) Trace J (qp) frente a qp en un gráfico semilogarítmico (qp está en el eje logarítmico).
- (4) El valor correcto de la masa el caudal qp corresponde a J (qp) = 0 en el gráfico, como se muestra en la Figura 7.11.
- (5) Para mayor precisión, es decir, menos que 1% error en el valor de qp calcular Re<sub>ps</sub> t que corresponde a qp obtenido en el Paso 4 usando la Ecuación 7.118.
- (6) Si este valor de Re<sub>ps</sub> es menor que 0.08, entonces use la siguiente ecuación para calcular un nuevo valor de qp:

$$qp = (5.122 \times 10^{-10}) \left( \frac{\mu_g}{L} \right) \quad (7.126)$$

La ecuación 7.126 es la ley de Darcy, que se puede derivar sustituyendo las ecuaciones 7.117 y 7.118 en la ecuación 7.121.

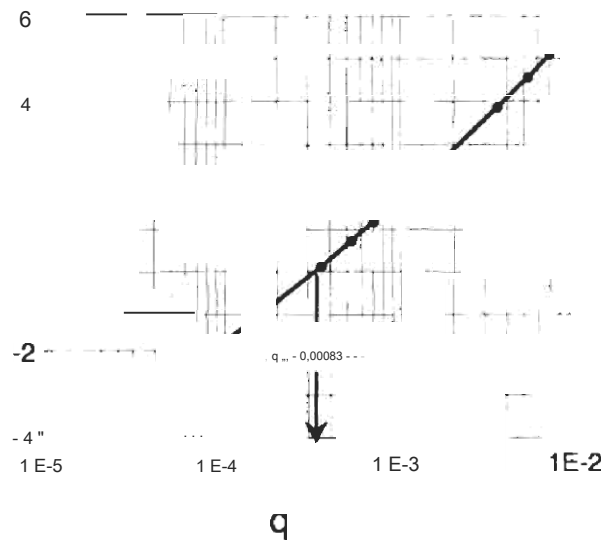


Figura 7. 11. Sección (log q vs. log Δp) de la línea de flujo.

- (7) Si el valor de Rem Obt (en el Paso 5 es mayor que S., la siguiente ecuación debería usarse para calcular un valor más exacto de la masa específica:

$$q = 5.7 \sqrt{\frac{\rho A^2 \Delta p}{\mu L}} \tag{7. 127''}$$

Esta ecuación 7. 127 puede derivarse sustituyendo la Ecuación 7. 117 en la Ecuación 7. 12J, que corresponde al llamado régimen de flujo turbulento con volantes.

- ; S) Si el número de Reynolds obtenido en el paso 5 está en el rango de 0.08, se debe utilizar la ecuación 7.117 a 4 utilizando las siguientes expresiones para la función J (q)

$$J(q) = \ln(q \cdot p) + 1.75 \cdot \frac{4U_2 q m}{\rho} \cdot \left( \frac{J(7,128)}{J_i} \right)$$

Ecuación 7. 128 se puede derivar sustituyendo las ecuaciones 7.117 y 7.11d en la ecuación 7.125. Los términos J<sub>i</sub> y J<sub>2</sub> vienen dados por ecuaciones 7.125a y 7.125b, respectivamente.

**EJEMPLO**

Calcular la tasa de flujo másico para la prueba de flujo central en el ejemplo (en la página 449) usando la práctica de flujo.



**SOLUCIÓN**

Los valores de  $J_1$  y  $J_2$  se calculan primero a partir de las ecuaciones 7.125a y b, respectivamente. Sustituyendo los valores de  $\rho$ ,  $A$ ,  $p$ ,  $L$  y  $A_p$ , se encuentra:

$$J_1 = 2.11 \times 10^{-5}$$

y:

Sustituyendo estos valores de  $J_1$  y  $J_2$  en la ecuación 7.125, se obtiene la siguiente expresión para la función  $J(q_p)$ :

$$J(q_p) = \ln(q) + 1.425a(1415 - p \cdot 30q) \cdot 10^{-295 + 14.2638} \tag{7.129}$$

La Tabla 7.2 muestra los valores supuestos de  $Re_{pp}$  y los valores correspondientes de  $q_p$  de la Ecuación 7.118, o:

$$q_{ni} - J = \frac{Re_{pp}}{\dots} \tag{7.150}$$

La tabla 7.2 también muestra los valores de la función  $J(q_p)$  obtenidos frente a la ecuación 7.129. Un gráfico semilogarítmico de  $J(q_p)$  frente a  $q_p$ , como se muestra en la Figura 7.11, produce un valor de caudal másico de  $3.3 \times 10^4$  (lbs / seg) en  $J(q_p) = 11$ . Para cambiar este caudal másico a caudal volumétrico, se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{q_p \text{ (libras / s)}}{2.2 \text{ t} \times 10^4 \text{ (libras / g)} \cdot p \text{ (g / cm}^3\text{)}} = 32.25 \text{ cm}^3/\text{s} \tag{7.131}$$

A una presión promedio de 3.9 atm, la densidad es  $4.64 \times 10^4$  g / s, y el caudal volumétrico se calcula a partir de la Ecuación 7.131 :

$$q = \frac{3.3 \times 10^4}{4.64 \times 10^4} = 32.25 \text{ cm}^3/\text{s}$$

Sustituyendo los valores de hormiga en  $J(q_p) = 11$ , es decir,  $3.3 \times 10^4$  lb m / S,  $Re_{pp} = 1,415.78$  en la ecuación 7.130 produce un número de Reynolds de 0,467. El uso de la recomendación del paso 8 del procedimiento no produjo ningún cambio significativo (si el caudal másico.

TABLA 7.2  
CÁLCULO DE /, t (gm)] # ALUE5 Fo «EJEMPLO

Re pr	gm	* pr	(gm)
0,1	0,000706	4236.90	- 2.03
0,2	0,00014 13	105P.24	- 1. 17
0,5	0,0003532	169,47	0. 116
0,75	0.0005298	75032	0,73
1	0.0007065	42036	1,178
2	0,001413	10,59	2.301
5	0.00_5532	1,69	3.858
7.5	0,005298	0,75	4.569
10	0,007065	0,42	5,08

FLUJO RADIAL TURBULENTE

Todas las ecuaciones radiales de flujo en estado estacionario presentadas hasta ahora se basan en el supuesto de que la ley de Darcy es aplicable en momentos aM y en todo el yacimiento. Como se muestra en las secciones anteriores, a altos flujos de gas, los efectos de flujo inicial y / o turbulento son importantes y deben tenerse en cuenta. El efecto de flujo no Darcy es más significativo cerca del pozo porque, en los sistemas de flujo radial, la velocidad del fluido que fluye aumenta a medida que el fluido se acerca a la corriente. En estas circunstancias, @uation 7.111 se convierte en:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{zR}{\rho M} \frac{q_m}{2\pi r h k} + \beta \left( \frac{q_m}{2\pi r h} \right)^2 \tag{Y.132}$$

Dejar:

$$f_{7i} = \left( \frac{y' z R T y g}{2\pi k h M} \right) q_m$$

y:

$$Q_2' = \frac{z R T \xi \setminus 2}{1, (2nh) 2 M J} q_m$$

Sustituyendo Cir y Ci2 en la ecuación 7. 125 da:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{Q_1}{@} + \frac{Q_2}{r^2 p} \tag{7.133}$$

Luego, separando las variables e integrando entre  $r_w$  y  $r_e$ , donde las presiones son  $p_w$  y  $p_e$ , respectivamente:

$$\int_{p_w}^{p_e} p \, dp = Q_1 \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} + Q_2 \int_{r_2}^{r_e} \frac{Dr}{r^2} \tag{7.134J}$$

o:

$$\frac{p_e^2 - p_w^2}{2} = Q_1 \ln \frac{r_e}{r_w} + Q_2 \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)$$

Sustituyendo  $Q_1$  y  $Q_2$ , y asumiendo  $r_p \ll r_w$  se obtiene:

$$p_e^2 - p_w^2 = \frac{1422 z T q_p}{k h} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{z R T \mu_g q_p}{2 \times 2 \pi h r_w^2} \tag{7.135}$$

Si la ecuación 7.135 se expresa en unidades de campo y  $q_p$  se establece igual a  $P_{sc} M$ , se encuentra:

$$p_e^2 - p_w^2 = \frac{1422 z T \ln(r_e / r_w)}{k h} f_{sc} + \frac{3.161 \times 10^{-12} z T \gamma_g \beta}{r_w h^2} q_{sc}^2 \tag{7.136}$$

donde  $f_{sc}$  es expresado en MSCF / D. Después de alguna manipulación algebraica, la ecuación 7.136 se puede escribir como:

$$P_2 - P_2 = \frac{1,422 J_{ig} z T q_q}{k h} \left[ \ln \left( \frac{r_p}{r_w} \right) + \left( \frac{2.22 \times 10^{15} \gamma_g \beta K}{\mu_g r_w h} \right) q_{sc} \right] \tag{7.1J7}$$

Si  $D$  es el coeficiente de flujo no Darcy:

$$D = \left( \frac{2.22 \times 10^{15} \gamma_g \beta K}{\mu_g r_w h} \right) \tag{7.138}$$

La ecuación 7. 137 se convierte en:

$$p_e^2 - p_w^2 = \frac{1.424 z T q_{sc}}{k h} \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_p} \right) - 1 - D q_{sc} \right] \tag{7,1 39}$$

o, en una forma más familiar:

$$q_{sc} = \frac{k h (p_e^2 - p_w^2)}{1,422 p_g Z T} \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_p} \right) - 1 - D q_{sc} \right] \tag{7. 14 ()}$$

La ecuación 7.140 es similar a la ecuación 7. 10ñ para la caja del depósito limitado, es decir,  $f = 1$  y sin daño cutáneo. Nuevamente, si la presión en el exterior

se desconoce el límite del área de drenaje, la ecuación 7.140 se expresa generalmente en términos de la presión media del yacimiento  $\bar{p}$ . Si se tienen en cuenta las condiciones de la frontera externa y del pozo introduciendo el factor de piel  $s$  y el índice de impulsión de agua  $f$ , además del efecto de flujo no Darcy, la ecuación 7.140 se convierte en:

$$Q_{sc} = \frac{kh(\bar{p}^2 - p_w^2)}{1,422JipzT [\ln(re/pr) + \frac{3}{4} + \frac{f}{4} + s + Dqsc]} \quad (7.141)$$

Esta ecuación forma la base de la mayoría de las técnicas para predecir el desempeño de los pozos de gas. Dado que la velocidad del fluido que fluye en un sistema de flujo cilíndrico o radial aumenta a medida que se acerca al pozo, debido a la disminución en el área atravesada por el fluido que se mueve de  $r_e$  a  $r_q$ , el flujo turbulento es más pronunciado en las cercanías del pozo. La caída de presión adicional debida a la turbulencia es equivalente a un efecto de piel. El coeficiente de flujo D no Darcy se estima mejor a partir de pruebas de presión transitoria, como las pruebas de acumulación y reducción. Tanto la piel,  $s$  como el coeficiente de flujo D no Darcy, se concentran en las proximidades del pozo, por lo que generalmente se detectan durante las pruebas de presión como un factor único, es decir, la piel total

$$s_t = s + Dqsc$$

Debido a que la presión en la zona de la piel cambia, la turbulencia también cambia con el tiempo. En consecuencia, el producto  $Dq$  es una variable, por lo que también es una variable. Pero, en condiciones de estado estacionario (que rara vez se encuentran), se puede asumir que  $s_t$  es aproximadamente constante.

Mientras que el factor  $s$  puede ser positivo (pozo dañado) o negativo (pozo estimulado), el coeficiente de flujo D no Darcy es teóricamente siempre positivo y, por lo tanto, siempre da como resultado una pérdida de presión. Se puede hacer una excelente aproximación de  $D$  a partir de la ecuación 7.135. Sustituyendo la ecuación 7.116 en la ecuación 7.138 se obtiene:

$$D = \frac{9.12 \times 10^{-5} \gamma_g}{\mu_g r_w h} \frac{1}{k^{1/3}} \quad (7.142)$$

donde:  $D$  = coeficiente de flujo no Darcy, (MSCF / D) \*'

$\gamma_g$  = gravedad del gas (aire = 1).

$h$  = espesor de la formación o, preferiblemente, el intervalo perforado del pozo, ft.

$r_q$  = radio del pozo, pies.  $J_{ip}$  =

viscosidad del gas, cP.

## Rocas de PEREABILIDAD MÚLTIPLE

Las ecuaciones de flujo de fluidos anteriores se desarrollaron asumiendo que el yacimiento es homogéneo. En realidad, los reservorios homogéneos rara vez, si acaso, encontrado. Prácticamente incluso la formación clástica que produce está estratificada hasta cierto punto, es decir, contiene lechos estratificados de diferentes propiedades petrofísicas de roca. Esta estratificación resultó de variaciones en la textura, dimensiones de las partículas de arena y composición, o el cese temporal de la deposición, lo que permitió que los sedimentos ya depositados sufrieran algunos cambios antes de la renovación de la deposición.

La estratificación se ha clasificado como directa e indirecta. El primero ocurre cuando los sedimentos se depositan por primera vez durante períodos de tiempo extremadamente largos. La estratificación indirecta se desarrolla cuando los sedimentos ya depositados se ponen en suspensión y se vuelven a depositar. Sedimentos depositados en aguas profundas o muy poco profundas, tranquilas tienden a producir una estratificación regular, mientras los sedimentos depositados en agua agitada tienden a producir capas muy irregulares. Las unidades sedimentarias • clásticas depositadas en los canales y deltas de los ríos probablemente muestren una variación considerable en el espesor y la extensión del área a lo largo de muy distancias cortas. En la mayoría de los yacimientos de petróleo y gas clásticos, por lo tanto, la permeabilidad varía tanto lateral como verticalmente. Dado que las ecuaciones de flujo de estado estable derivadas anteriores requieren solo un valor de permeabilidad único, es importante saber cómo recombinar la permeabilidad de varias porciones del depósito en un valor medio. Los depósitos en capas se dividen en dos tipos generales: depósitos en capas con flujo cruzado y depósitos en capas sin flujo cruzado.

## RESERYOIRS EN CAPAS CON ROSSFLOW

Frecuentemente, Los lechos de yacimientos suprayacentes, que tienen diferentes espesores y propiedades petrofísicas (como permeabilidad y porosidad), se comunican hidrodinámicamente en el contacto. avión (Figura 7. 12).

Russell y Prats investigaron los aspectos prácticos de los reservorios en capas con flujo cruzado y concluyeron que las ecuaciones de flujo en estos sistemas son similares a aquellos desarrollado para un yacimiento homogéneo con el término de permeabilidad k, que representa la suma de permeabilidades de todas las capas,

kt, k2 >k<sub>i</sub>, k3, es decir, [46]:

$$k_t = \sum_{i=1}^n k_i \quad (7.143)$$

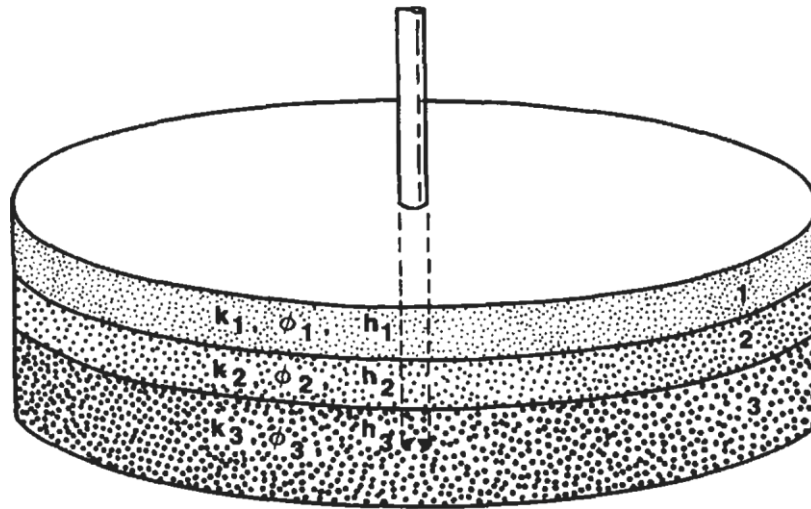


Figura 7.12. Reservorio de tres capas flujo cruzado.

Si el espesor también varía, la Ecuación 7.143 se convierte en:

$$(kh)_t = \sum_{i=1}^n (kh)_i \quad (7.144)$$

donde n es el número total de capas. Si la porosidad, el espesor y la compresibilidad varían de una capa a otra, entonces:

$$(\$ ct h)_t = \sum_{i=1}^n (gc, h)_i \quad (7.145)$$

Si el producto total de permeabilidad-espesor,  $(kh)_t$ , se conoce a partir de una prueba de presión, las permeabilidades de las capas individuales pueden estimarse a partir de la siguiente ecuación:

$$k_i = \frac{H_{ola}(k_{II})_t}{ct ht} \quad (7.146)$$

donde  $q_i$  es la tasa volumétrica de flujo de fluido a través de cada capa.

La ecuación 7.146 es válida solo si los factores cutáneos individuales son todos iguales o insignificantes.

## RESERYOIRS EN CAPAS SIN CROSSFLOW

En muchas piscinas de petróleo y gas, las rocas del yacimiento están intercaladas con lechos de lutitas impermeables y laminaciones de limo, de modo que no hay flujo cruzado entre los lechos de arena saturados de petróleo y gas.

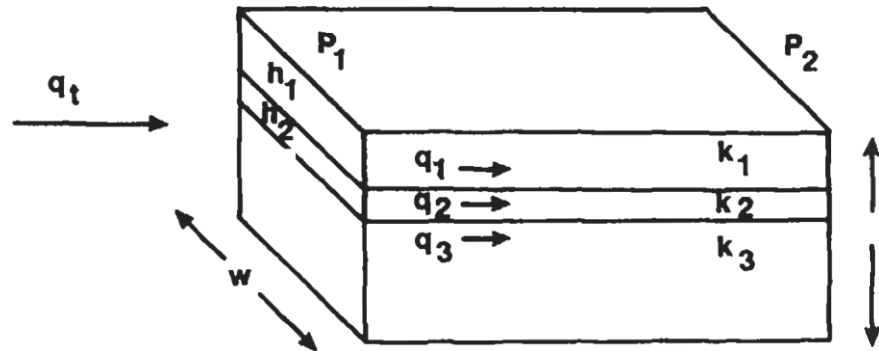


Figura 7.1N. Flujo lineal en paralelo capas.

Considere un modelo de flujo lineal simple que se muestra en la Figura 7.13. El total El caudal volumétrico a través de todo el sistema es igual a la suma de los caudales a través de los lechos individuales, separados entre sí por delgadas barreras impermeables:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3 \tag{7.147}$$

donde, de acuerdo con la ley de Darcy, la tasa de flujo de fluido a través de cada lecho de igual ancho w y longitud L es igual a:

$$q_i = \frac{w}{L} (k_i h_i \Delta p) \tag{7.14d}$$

El total flujo a través del sistema, con una permeabilidad media  $\bar{k}$ , es:

$$q_t = \frac{w \Delta p}{\mu L} (\bar{k} h_t) \tag{7.14 * J}$$

Si se combinan las últimas tres expresiones y los términos idénticos, w, Δp, p y L, se cancelan, se encuentra:

$$\bar{k} h_t = k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3 \tag{7.150}$$

Por tanto, la permeabilidad media de un sistema con n lechos paralelos es igual a:

$$\bar{k} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \tag{7.15 I}$$

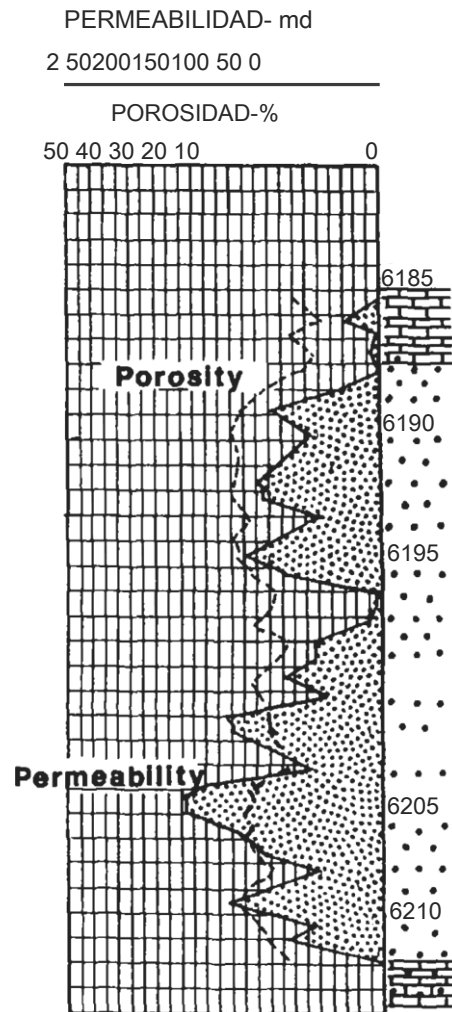


Figura 7.14. Gráfico de cot e de perin (« habilidad y porosit) \* (Rox tessa, campo de Texas).

El producto  $kh$  se conoce comúnmente como la "capacidad de flujo" de la zona de producción. La ecuación 7.151 se utiliza para determinar el promedio permeabilidad de un yacimiento a partir de datos de análisis de núcleos.

## EJEMPLO

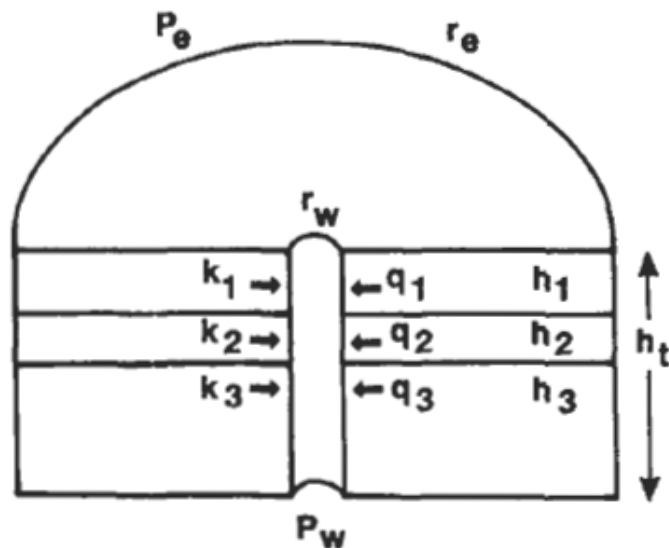
Considere la gráfica de permeabilidad versus profundidad que se muestra en la Figura 7.14 para un núcleo de 27 ñ de largo de un pozo de petróleo en los campos de Rodessa, Texas [47]. Determine la permeabilidad promedio en la vecindad de este pozo para el Segmento de núcleo 6,20a-6,2o8-n. ¿Cuál es la permeabilidad promedio de todo el núcleo de arena?

La permeabilidad promedio de la formación en este pozo de petróleo se puede aproximar a la del núcleo, aunque se conoce comúnmente



**Tabla 7.3**  
**Datos básicos de un pozo de petróleo**

Profundidad, pies	Permeabilidad, mD	Capacidad de flujo, mD-pies
6,204-6,205	105	105
6,205-6,206	150	150
6,206-6,207	132.5	132.5
6,207-6,208	95	95
		482.5



**Figura 7.15.** Salto radial en lechos paralelos.

que las propiedades de un núcleo cambiarán. Esto es de leve a muy considerablemente una vez que el núcleo se lleva a la superficie, debido esencialmente a la caída de presión de miles de psia en el depósito a 14,7 psia en la superficie. El alcance de este cambio depende de la litología de la roca del yacimiento (arenisca, caliza, etc.), grado de consolidación y fracturamiento, etc. La tabla 7.3 se obtiene registrando los valores de permeabilidad vs. profundidad de la Figura 7.15.

La permeabilidad promedio en el segmento de 6,204-6,208 pies es  $482.5 / 4 = 120,5$  mD. Usando la Ecuación 7.151 para todo el núcleo, se obtiene:

$$\sum_{j=1}^{27} k_j h_j = 1,886 \text{ mD} - \text{ft}$$

y la permeabilidad media es igual a:

$$\bar{k} = 1,886 / 27 = 70 \text{ mD}$$

La permeabilidad media in situ obtenida de las pruebas de presión da una mejor representación de la capacidad de caudal del embalse.

(b)

La figura 7.15 ilustra un sistema radial horizontal formado por varios Capas homogéneas, cada una con su propio espesor  $h$ , y permeabilidad.  $k_i$ . El caudal de fluido total a través de este drenaje estratificado

El área es la suma de los caudales a través de las capas individuales separadas por Barreras impermeables infinitamente delgadas, como se expresa en la Ecuación 7.147. Suponiendo condiciones de estado estacionario, los caudales individuales (Ecuación 7.149) se puede escribir como:

$$q_j = \frac{2\pi\Delta p}{\mu \ln r_e / r_w} (k_j h_j) \quad (7.152)$$

y el caudal total a través del área de drenaje con un promedio permeabilidad  $k_y$  el espesor total  $h_t$  es igual a:

$$q_t = \frac{2\pi\Delta p}{\mu \ln r_e / r_w} (\bar{k} h_t) \quad (7.153)$$

Si las ecuaciones 7.152 y 7.153 se sustituyen en la ecuación 7.147, los términos idénticos,  $\Delta p$ ,  $\mu$ ,  $\ln (r_e / r_w)$  y  $2\pi$ , se cancelan y se resuelven para la permeabilidad media  $k$ , se obtiene la misma solución que obtenido en el caso

$$\bar{k} = \frac{1}{h_t} \sum_{j=1}^n k_j h_j \quad (7.154)$$

lineal (Ecuación 7.151):

Esta ecuación es aplicable tanto a los yacimientos de petróleo como a los de gas.

## Depósitos compuestos

Earlougher definió los yacimientos compuestos como sistemas donde el fluido de la roca las propiedades varían de forma escalonada radialmente alejándose del pozo [20].

En la mayoría de los casos, las variaciones de las propiedades de las rocas y los fluidos se producen artificialmente inducida como resultado de las prácticas de perforación, terminación de pozos e inyección de fluidos.

La figura 7.16 es un diagrama esquemático de la distribución de fluidos alrededor de un pozo de inyección. Discontinuidades lineales en porosidad y permeabilidad en la horizontal dirección ocurren con frecuencia dentro de los embalses. El efecto de un cambio en propiedades de la roca, especialmente la permeabilidad, en la dirección horizontal es un consideración importante al predecir el rendimiento del yacimiento y el campo técnicas de desarrollo. La magnitud de tal cambio está determinada organizando las zonas de diferente permeabilidad en serie.

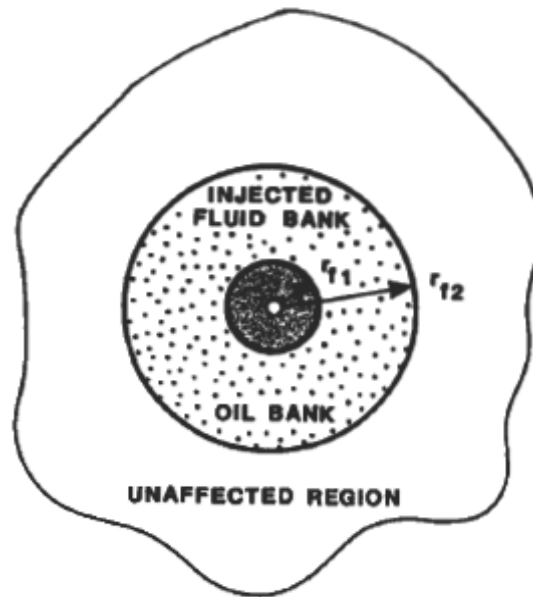


Figura 7.16. Depósito compuesto típico,

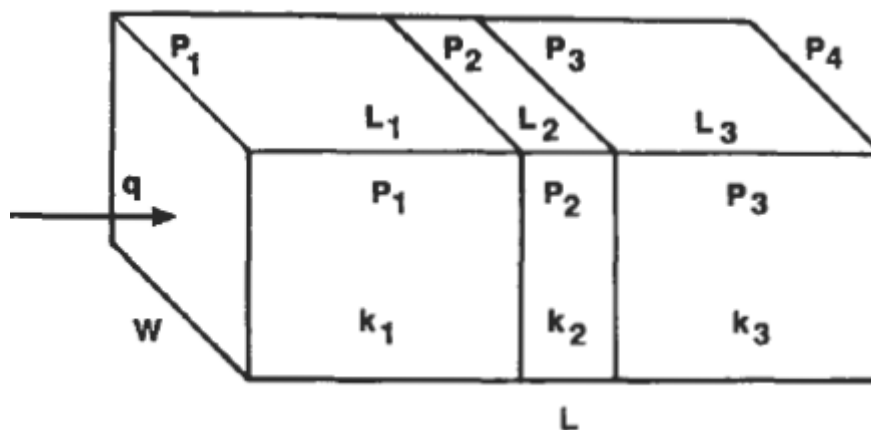


Figura 7.17. Flujo lineal a través de segmentos en serie.

### Sistemas de flujo lineal

La figura 7.17 muestra un sistema de flujo lineal, que consta de un número de segmentos homogéneos de diferente permeabilidad repartida en series.

La caída de presión total en este sistema es igual a la suma de los de segmentos homogéneos de diferente permeabilidad dispuestos en serie la presión cae en cada segmento. Así:

$$\Delta p_t = p_1 - p_n = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \dots + \Delta p_n \quad (7.155)$$

Las caídas de presión individuales se pueden expresar, asumiendo un flujo de fluido incompresible en estado estacionario, como:

$$\Delta p_i = \left( \frac{q\mu}{\Lambda} \right) \frac{L_i}{k_i} \quad (7.156)$$

Del mismo modo, la caída de presión total es igual a:

$$\Delta p_t = \left( \frac{q\mu}{A} \right) \frac{L_t}{k} \quad (7.157)$$

Sustituyendo las ecuaciones 7.156 y 7.157 en la ecuación 7.155 y cancelando los términos idénticos  $q$ ,  $\mu$  y  $A$  producen:

$$\frac{L_t}{k} = \frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \dots + \frac{L_n}{k_n} \quad (7.158)$$

y la permeabilidad promedio del yacimiento de  $n$  segmentos dispuestos en serie es:

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n (L_i/k_i)} \quad (7.159)$$

Es importante enfatizar que se supone que las propiedades del fluido son constante en todo el sistema.

### Sistemas de flujo radial

Se puede hacer un análisis similar para determinar la permeabilidad promedio cuando el flujo radial de fluidos es a través de una serie de concéntricos homogéneos segmentos con diferentes permeabilidades, como se muestra en la Figura 7.18. Utilizando el flujo de fluido radial incompresible Ecuación 7.57, la caída de presión total entre los radios  $r_w$  y  $r_e$ , donde las presiones son  $p_w$  y  $p_e$ , respectivamente, es igual a:

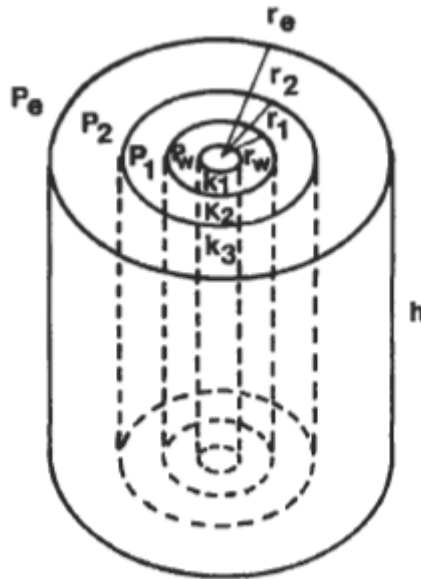
$$\Delta p_t = p_e - p_w = \left( \frac{q\mu}{2\pi h} \right) \frac{\ln(r_e/r_w)}{k} \quad (7.160)$$

y las caídas de presión en los segmentos individuales son:

$$\Delta p_i = \left( \frac{q\mu}{2\pi h} \right) \frac{\ln(r_i/r_{i-1})}{k_i} \quad (7.161)$$

Si se combinan las ecuaciones 7.155, 7.160 y 7.161, y las mismas término ( $q\mu / 2\pi h$ ) se cancela, uno encuentra:

$$\frac{\ln(r_e/r_w)}{k} = \frac{\ln(r_2/r_1)}{k_1} + \frac{\ln(r_3/r_2)}{k_2} + \dots + \frac{\ln(r_n/r_{n-1})}{k_n} \quad (7.162)$$



**Figura 7.18.** Flujo radial a través de segmentos en serie.

Si se resuelve la ecuación 7.162 para la permeabilidad promedio, se puede derivar la siguiente ecuación general (donde  $r_e = r_e$  y  $r_w = r_w$ ):

$$\bar{k} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln(r_i/r_{i-1})} \tag{7.163}$$

Las ecuaciones 7.159 y 7.163 se aplican tanto a los depósitos de gas como a los de petróleo. Esta se puede demostrar usando la Ecuación 7.18 de flujo de gas lineal con Ecuaciones 7.147 y 7.155 para derivar, respectivamente, las ecuaciones 7.151 y 7.159. Las ecuaciones 7.154 y 7.163 se pueden derivar usando el gas radial ecuación de flujo 7.103 para  $f = 1$  y  $s = 0$  con las ecuaciones 7.147 y 7.155, respectivamente

**EJEMPLO**

La permeabilidad de una formación de gas ligero de 160 acres drenada por un pozo simple es de 15 mD. El pozo estaba fuertemente acidificado a una permeabilidad de 25 mD y un radio de 30 pies, y luego se completó. Durante bien terminación, una zona dañada de 2 pies de espesor desarrollada en las proximidades del pozo. La permeabilidad de este segmento dañado es de 4 mD. El radio del pozo es de 0.50 pies. Calcule la permeabilidad media de esta área de drenaje.

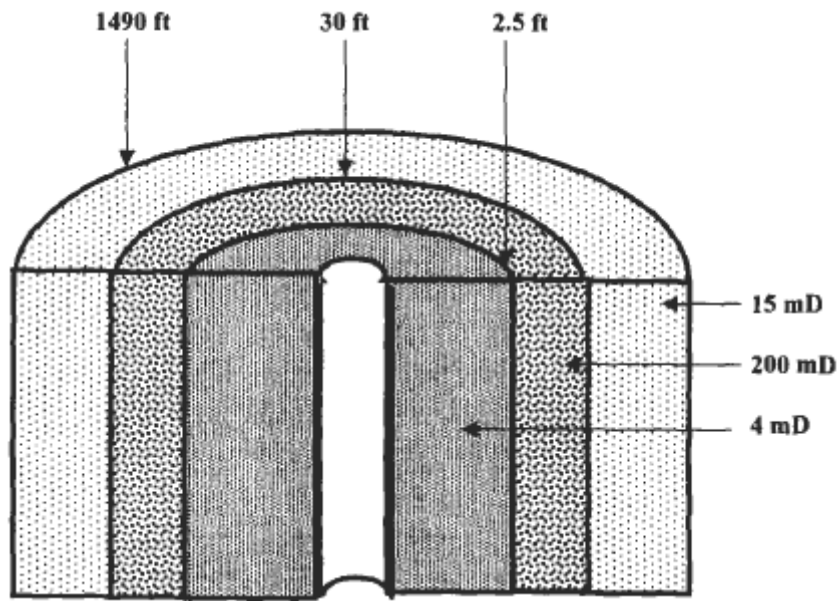


Figura 7.19. Un sistema de 3 segmentos radiales en serie.

**SOLUCIÓN**

La figura 7.19 es un diagrama esquemático del sistema de drenaje, donde  $r_w = 0.5$  pies y  $r_e = (43,560 \times 160 / .n) 0.5 = 1,490$  pies. La permeabilidad promedio de este sistema se calcula a partir de la Ecuación 7.163:

$$\bar{k} = \frac{\ln\left(\frac{1,490}{0.50}\right)}{\frac{1}{4}\ln\left(\frac{2.5}{0.5}\right) + \frac{1}{250}\ln\left(\frac{30}{2.5}\right) + \frac{1}{15}\ln\left(\frac{1,490}{30}\right)} = 11.9 \text{ mD}$$

Este ejemplo ilustra cómo el efecto beneficioso de una acidificación exitosa El trabajo se ve contrarrestado por el efecto negativo de una terminación incorrecta del pozo, y lo importante que es calcular con precisión la permeabilidad media de embalses. Si el pozo se completó correctamente sin daño zonal, la permeabilidad media habría sido:

$$\bar{k} = \frac{\ln\left(\frac{1,490}{0.50}\right)}{\frac{1}{250}\ln\left(\frac{23}{0.5}\right) + \frac{1}{15}\ln\left(\frac{1,490}{30}\right)} = 29 \text{ mD}$$

o casi el doble de la permeabilidad de la formación antes de acidificar y bien terminación.

## PROBLEMAS

1. El aceite fluye a través de una muestra de núcleo de 10 cm preparada para el depósito evaluación de las propiedades de la roca a una velocidad de  $20 \text{ cm}^3 / \text{s}$ . La presión de la bomba es de 18 atm y la presión al final de la cámara central es de 1 atm. Si el diámetro del núcleo es de 5 cm y la viscosidad del aceite es de 0,45 cP, calcule:
  - a. Permeabilidad al aceite del núcleo.
  - b. Segundo caída de presión en todo el núcleo si se cambia la tasa de bombeo
  - c. La caída de presión en (b) si la longitud del núcleo se reduce al 75% de
  - d. El diámetro del núcleo para causar una caída de presión de 2 atm,
  - e. Velocidad aparente y real del aceite si el núcleo tiene una porosidad del 20% a un nuevo valor de  $13 \text{ cm}^3 / \text{s}$  utilizando la permeabilidad
  
2. Una muestra de núcleo de un depósito de gas se analizará para varios propiedades utilizando gas nitrógeno. El núcleo de 12 cm de largo tiene un diámetro de 4 cm. Calcular:
  - a. Caída de presión lineal a través del núcleo si el caudal de gas es de  $5 \text{ cm}^3 / \text{s}$ , la viscosidad del nitrógeno es de 0,012 cP y la permeabilidad del núcleo es de 50 m
  - b. segundo. Velocidad real del gas si la porosidad del núcleo es del 15%, agua irreducible saturación 20%, y las presiones de entrada y salida son 10atm y 2 atm, respectivamente.
  - c. La tasa de flujo promedio a través del núcleo, si el gradiente de presión lineal a través del núcleo es de 0,8 atm / sy la presión de salida es de 2 atm.
  
3. Un pozo recién terminado en el centro de un depósito de petróleo drena 60 acres a una presión inicial del yacimiento de 3000 psia, estimada a partir de DST. A continuación se muestran los datos adicionales de rocas y fluidos en unidades de campo petrolífero:
 
$$P_{wf} = 1,500 \text{ psia}$$

$$K = 30 \text{ mD}$$

$$h = 50 \text{ ft}$$

$$r_w = 7 \text{ in.} = 0.58 \text{ ft}$$

$$B_o = 1.15 \text{ RB/STB}$$

$$\mu_o = 2.1 \text{ cP}$$

$$\phi = 0.25$$
  - a. Calcule el caudal de este pozo asumiendo que el pozo fluye en estado estacionario.

- b. segundo. Si se permite que el pozo fluya a 1200 STB / D, calcule el presión de flujo de fondo de pozo.
- c. Si la presión de flujo de fondo de pozo es de 1000 psia, estime la presión del yacimiento a 50 pies del pozo manteniendo el caudal de 1200 STB / D asumiendo un estado pseudoestacionario.
- d. Estime la presión promedio del yacimiento. mi. Calcule las distancias desde el pozo donde el valor del promedio
- e. La presión del yacimiento existiría tanto para pseudoestable como para estado

4. Una muestra de piedra caliza de 1 pie<sup>3</sup> tiene una permeabilidad de matriz de 2.5 mD, porosidad de la matriz del 13% y contiene 7 canales de solución. Estos Los canales tienen un radio promedio de 0.045 cm, una porosidad hueca del 15% y saturación de agua irreducible, del 15%. Calcular:

- a. Permeabilidad media de los canales de solución.
- b. Permeabilidad media del bloque.
- c. La cantidad de fluido almacenado en canales y matriz, respectivamente.
- d. Caudal de fluido si la viscosidad del fluido es 1,3 cP, y entrada y salida las presiones son 90 psia y 28 psia, respectivamente

5. Una muestra de roca de yacimiento de carbonato de 2 pies<sup>3</sup> de la cuenca del Pérmico, Texas, se analizó en busca de diferentes propiedades de las rocas. Se encontró que la roca está naturalmente fracturada y contiene cuatro fracturas paralelas de 0,003 pulg. anchura. La matriz tiene una permeabilidad de 2 mD. Si fluye a través de la muestra se mantiene en la dirección de las fracturas, calcular:

- a. Permeabilidad de las fracturas.
- b. Permeabilidad media de la roca.
- c. Caudal a través de fracturas y matriz si gradiente de presión a través muestra es 7.5 psia y la viscosidad del fluido es 0.85 cP.

6. En la segunda fase de desarrollo de campo, se completó ZBN # 5 a una profundidad de 5.578 pies en el centro de un depósito de petróleo con las siguientes características de la roca, el petróleo y el pozo:

- K = 225 mD**
- B = 1.2 RB/STB**
- f = 0.16**
- d = 7 in.**
- r<sub>w</sub> = 0.29 ft**
- P<sub>wf</sub> = 1,450 psia**



$$S_{wc} = 0.24$$

$$r_c = 745 \text{ ft}$$

$$\phi = 16\%$$

$$\mu = 4.2 \text{ cP}$$

Si el pozo drena 40 acres:

- Calcule el caudal ideal de este pozo si el gradiente de presión en el área de ubicación del pozo es de 0.45 psi / pie.
- A partir de los estudios de optimización de la producción, se constató que el pozo podría haberse completado con un diámetro de pozo mayor producir a una tasa del 134% de la tasa del paso (a). Determina el diámetro.
- ¿Cuánto tiempo tardará el petróleo en llegar al pozo desde el exterior límite de 745 pies?
- Después de algún tiempo, una prueba de acumulación de presión indicó una piel de +2.5, zona de piel de 8 pies, y permeabilidad de la zona dañada 125 mD. Una fracción de la periferia del embalse está expuesta a la invasión de agua. Si la presión de fondo de pozo es de 2000 psia, la presión del yacimiento 2,510 psia y caudal de pozo 250 STB / D, calcule el drenaje índice de límite y reducción para producir 500 STB / D.

7. Se completa un TDM # 4 recién descubierto en un depósito de petróleo de arenisca a una profundidad de 11,324 pies con 7 pulg. tubería de producción y desagües 80 acres. Después de una exhaustiva evaluación de la viabilidad económica del proyecto, se decide desarrollar el campo con 14 pozos. La red se espera que la producción del campo sea de 24,500 STB / D (1,750

STB / D-pocillo). A continuación se muestran los datos de rocas y fluidos del pozo:

$$P_i = 8,000 \text{ psia}$$

$$B_o = 1.13 \text{ RB/STB}$$

$$c_{ti} = 2.5 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$h = 55 \text{ ft}$$

$$K = 33 \text{ mD}$$

$$r_w = 0.58 \text{ ft}$$

$$\mu = 3.5 \text{ cP}$$

$$\phi = 17\%$$

- Estime el tiempo para alcanzar la presión de fondo de pozo igual a presión del punto de burbuja de 2000 psia.

- b. ¿Cuál será la presión promedio del yacimiento en el momento estimado.
- c. Después de seis meses de suave producción, un ligero descenso en la producción fue observado. Una prueba de presión de descenso indicó una piel factor de +3. Calcule P, f, caída de presión debida a la piel, aparente radio del pozo y eficiencia de flujo del pozo.
- d. Determine la pérdida anual de ingresos debido a la piel si el aceite negro actual el precio es de \$ 19 / bbl.
- e. El pozo fue acidificado y probado a presión. El nuevo factor piel es -4. Calcule el aumento de producción si el pozo está actualmente fluyendo a 5,000 psia.
8. Un depósito de gas drena 120 acres y está parcialmente presionado por una acuífero con un índice de impulsión de agua (WDI) de 0,35. La roca del reservorio la permeabilidad es de 7 mD, la porosidad del 13%, la presión promedio es de 3500 psia, temperatura 140 °F, y espesor de formación 27 pies. Sobrebalanceado la perforación había dañado la formación, y una prueba de pozo indicó una piel factor de f2. Las propiedades del gas incluyen viscosidad de 0.012 cP y gas factor de desviación de 0,9. Si el pozo fluye a 3150 psia, y  $r_w = 0,5$  pies calcular:
- a. Tasa de flujo.
- b. Presión de fondo de pozo si la tasa se incrementa a 7.5 MMSCF / D.
- c. Presión en el límite.
9. Un núcleo consolidado de 3 cm de diámetro y 8 cm de largo tiene un permeabilidad de 174 mD y porosidad del 15%. Esta muestra central fue sometido a una prueba de flujo lineal usando aire ( $\mu = 0.023$  cP).
- a. ¿Cuál es el caudal másico de aire en g / s si la entrada y la salida las presiones son de 125 psia y 14,7 psia, respectivamente? Asume ideal comportamiento del gas y una temperatura de 75 ° F.
- b. Encuentre el caudal volumétrico a la presión media.
- c. Repita (a) usando la gráfica del factor de fricción para poroso y permeable Figura 7.10, y resuelva por ensayo y error.
- d. Calcule el caudal másico ( $q_m$ ) utilizando las correlaciones adecuadas.
10. Dada la siguiente información sobre un pozo ubicado en una capa de tres roca, depósito de gas:
- |                         |                  |
|-------------------------|------------------|
| $r_w = 0.5$ ft          | $h_2 = 13$ ft    |
| $r_c = 1,320$ ft        | $h_3 = 6$ ft     |
| $q_{sc} = 5,850$ MSCF/D | $\phi_1 = 0.175$ |
| $P_{wf} = 1,950$ psia   | $\phi_2 = 0.142$ |

$$K_1 = 16 \text{ mD}$$

$$K_2 = 8 \text{ mD}$$

$$K_3 = 5 \text{ mD}$$

$$h_1 = 5 \text{ ft}$$

$$\phi_3 = 0.110$$

$$\mu_g = 0.15 \text{ cP}$$

$$Z = 0.92$$

$$\gamma_g = 0.65$$

Calcular:

- La permeabilidad media del embalse.
- El factor de turbulencia.
- El coeficiente de flujo no Darcy.
- La caída de presión debido al flujo turbulento.
- La caída de presión debido al flujo de Darcy.
- La presión en el radio re.

### Nomenclatura

A	zona
$B_g$	factor de volumen de formación de gas
$B_o$	factor de volumen de formación de petróleo
$c_t$	compresibilidad total
D	coeficiente de flujo no Darcy
$E_f$	factor de recuperación en fractura
$E_m$	factor de recuperación en matriz
f	índice de límite de drenaje
$f_s$	densidad específica de fracturas
g	aceleración de la gravedad
h	espesor de formación
k	permeabilidad
$k_c$	permeabilidad de los canales
$k_f$	permeabilidad a la fractura
$k_m$	permeabilidad de la matriz
$k_{mf}$	permeabilidad media del sistema de fractura-matriz
L	longitud
M	peso molecular
$m(p)$	función de pseudopresión de gas real
n	constante
$n_c$	número de canales
$n_f$	número de fractura
P	presión
$P_c$	presión límite externa
p	presión media
$p_w$	bien presión

$q$	tasa de flujo
$q$	caudal a presión media
$q_m$	caudal másico
$q_r$	caudal en cualquier radio
$q_m$	caudal másico medio
$r$	radio
$r_c$	radio de canales
$Re$	Número de Reynolds
$R_f$	fracción del volumen total de poros en porosidad secundaria
$r_w$	radio del pozo
$r_{wa}$	radio de pozo efectivo
$s$	Piel

### SÍMBOLOS GRIEGOS

$\beta$	factor de turbulencia
$\phi$	porosidad
$\gamma_g$	gravedad específica del gas
$\mu$	viscosidad
$\rho$	densidad
$\omega$	Factor de capacitancia del fluido de Warren-Root

### REFERENCIAS

1. Craft, B. C. and Hawkins, M. F. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice-Hall, Englewood Cliff, NJ, 1959.
2. Darcy, H. "Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon," Victor Dalmont, Paris, 1856.
3. Hubbert, M. K. "Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions," Bull. Am. Asso. Petrol. Geol. (AAPG), Aug. 1953, pp. 1,954-1,973.
4. Dake, L. P. Fundamentals of Reservoir Engineering, 2nd Ed. McGraw-Hill, NY, 1978.
5. Pirson, Sylvain J. Oil Reservoir Engineering, 2nd ed. McGraw-Hill, New York, 1958.
6. Langnes, G. L., Robertson, J. O. and Chilingar, G. W. Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs. Elsevier Science Publishing Co., Amsterdam, NY, 1972.
7. Chilingarian, G. V. and Yen, T. F. "Note on carbonate reservoir rocks, No. 5-interrelationships among various properties of carbonates, " Energy Sources, Vol. 9, 1987, pp. 51-65.
8. Pirson, S. J. Handbook of Well Log Analysis. Prentice-Hall, Englewood Cliff,

9. Muskat, M. *Physical Principles of Oil Production*. McGraw-Hill, NY, 1949.
10. Craft, H. O. *Thermodynamics, Fluid Flow and Heat Transmission*. McGraw-Hill, NY, 1938.
11. Kotyakhov, F. I. "Approximate method of determining petroleum reserves in fractured rocks," *Neftyanoe Khozyaystvo*, Vol. 4, April 1956, pp. 40-46.
12. Daniel, E. J. "Fractured reservoirs of Middle East," *Bull. Am. Asso. Petrol. Geol. (AAPG)*, May 1954, pp. 774-815.
13. Locke, L. C. and Bliss, J. E. "Core analysis technique for limestone and dolomite," *World Oil*, Sept. 1950.
14. Chilingarian, G. V. "Approximate method of determining reserves and average height of fractures in fractured rocks. An interim report." *Compass and Sigma Gamma Epsilon*, Vol. 36, 1959, pp. 202-205.
15. Aguilera, R. *Naturally Fractured Reservoirs*. Petroleum Pub. Co., Tulsa, OK, 1980.
16. Black, J. L. and Lacik, H. A. "History of a Scurry County, Texas reef unit." *Proc. Southwest Petrol. Short Course*, 1964, pp. 35-39.
17. Cargile, L. L. "A case history of the Pegasus Ellenburger Reservoir," *J Petrol. Tech.*, Oct. 1969, pp. 1,330-1,336.
18. Matthews, C. S. and Russel, D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*. SPE of AIME, Monograph, Vol. 1, 1967.
19. Slider, H. C. *Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Petroleum Pub. Co., Tulsa, OK, 1976.
20. Earlougher, R. C. *Advances in Well Test Analysis*. Monograph, Vol. 5, SPE of AIME, Dallas, TX, 1977.
21. Kumar, A. "Steady flow equations for wells in partial waterdrive reservoirs," *J Petrol. Tech.*, Dec. 1977, pp. 1,654-1,656.
22. Kumar, A. "Strength of water drive or fluid injection from transient well test data," *J. Petrol. Tech.*, Nov. 1977, pp. 2,497-1,508.
23. van Everdingen, A. F. "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," *Trans. AIME*, Vol. 198, 1953, pp. 171-176.
24. Hurst, W. "Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore," *Petrol. Engr.*, Vol. 25, Oct. 1953, pp. B6-B16.

30. Bakhmeteff, B. A. and Feodoroff, N. V. "Flow through granular media," Trans. ASME, Vol. 59, 1937, p. A97.
31. Rowan, G. and Clegg, M. W. "An approximate method for non-Darcy radial gas flow." SOC. Petrol. Engr.J., June 1964, pp. 96-114.
32. Wright, D. E. "Nonlinear flow through granular media," J. Hydraul., Diu. Am. SOC. Civ. Engr. Proc., Vol. 94, 1968, pp. 851-872.
33. Jones, S. C. "Using the Inertial Coefficient,  $p$  to characterize Heterogeneity in Reservoir Rock," SPE 16949, 62nd Annual Tech. Conf., Dallas, TX, Sept.
34. Geertsma, J. "Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media," SOC. Petrol. Engr., Oct. 1974, pp. 445-450.
35. Katz, D. L. Handbook of Natural Gas Engineering. McGraw-Hill, 1959, 802 pp.
36. Hubbert, M. "Darcy's law and the field equations of flow of underground fluids," Trans. AIME, 207, 1956, pp. 222-239.
37. Cornell, D. Flow of Gases Through Consolidated Porous Media. Ph.D. Dissertation, University of Michigan, Ann Arbor, 1952.
38. Liu, X., Ciuan, F., and Evans, R. D. "Correlation of the Non-Darcy Flow Coefficient," J. Canadian Petr. Tech., Vol. 34, No. 10, Dec. 1995, pp.
39. Janicek, J. and Katz, D. L. "Application of Unsteady State Gas Flow Calculations." Preprint, University of Michigan Publishing Services, Ann Arbor, 1955.
40. Cornell, D. and Katz, D. L. "Flow of gases through consolidated porous media." Ind. Engr. Chem., Vol. 45, 1953, pp. 2,1452,152.
41. Forchheimer, P. H. "Wasserbewegung durch boden," Zeitschrijit des Vereines Deutscher Ingenieure, Vol. 49, 1901, pp. 1,781-1,793.
42. Katz, D. L. and Lee, R. L. Natural Gas Engineering-Production and Storage. McGraw-Hill Book Co, Houston, TX, 1990, 389 pp.
43. Moody, L. F. "Friction factors for pipe flow," Trans. ASME, Vol. 66, 1944, p. 671.
44. Firoozabadi, A. and Katz, D. L. "An analysis of high-velocity flow through porous media," J. Petrol. Tech., Vol. 31, No. 2, Feb. 1979, pp. 211-216.
45. Firoozabadi, A., Thomas, L. K., and Todd, B. "High-velocity flow in porous media," SPE Reservoir Engineering, May 1995, pp. 149-152.

49. Warren, J. E. and Root, P. J. "The behavior of naturally fractured reservoirs," Soc. Petrol. Engr.J, Sept. 1963, pp. 245-255.
50. Pollard, T. "Evaluation of acid treatments from pressure buildup analysis." Trans. AIME, Vol. 216, pp. 38-43.
51. Pirson, R. S. and Pirson, S. J. "An extension of the Pollard analysis method of well pressure buildup and drawdown tests," SOC. Petrol. Engr. Paper No. 101, 36th Ann. Fall Meet., Dallas, TX, Oct. 1961.
52. Kazemi, H. "Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution," SOC. Petrol. Engr.J, Dec. 1969, pp. 451 -462.
53. De Swaan, A. O. "Analytic solutions for determining naturally fractured reservoirs properties by well testing," SOC. Petrol. Engr. J., June 1976, pp. 117-122.

# DEPÓSITOS NATURALMENTE FRACTURADOS

## INTRODUCCION

Las fracturas son discontinuidades de desplazamiento en las rocas, que aparecen como rupturas locales en la secuencia natural de las propiedades de la roca. Más formaciones geológicas en la parte superior de la corteza terrestre están fracturadas hasta cierto punto. Las fracturas representan fallas mecánicas del resistencia de la roca a tensiones geológicas naturales como el movimiento tectónico, cambios de presión litostática, tensiones térmicas, alta presión de fluido, perforación actividad, e incluso la extracción de líquido, ya que el líquido también apoya parcialmente la peso de la roca de sobrecarga. Aunque las rocas del yacimiento de petróleo pueden encontrar a cualquier profundidad, en las profundidades más profundas la presión de la sobrecarga es suficiente para causar la deformación plástica de la mayoría de los sedimentos rocas. Tales rocas no pueden soportar esfuerzos cortantes durante un período prolongado. y fluir hacia una condición de equilibrio.

Las fracturas pueden aparecer como microfisuras con una extensión de solo vario micrómetros, o como fracturas continentales con una extensión de varios mil kilómetros. Pueden estar limitados a una sola formación rocosa capa, o propagarse a través de muchas formaciones o capas rocosas. En geológico términos, una fractura es cualquier discontinuidad planar o curvi-planar que tiene formado como resultado de un proceso de deformación frágil en la tierra corteza. Los planos de debilidad en la roca responden a tensiones cambiantes en el la corteza terrestre fracturando de una o más formas diferentes, según

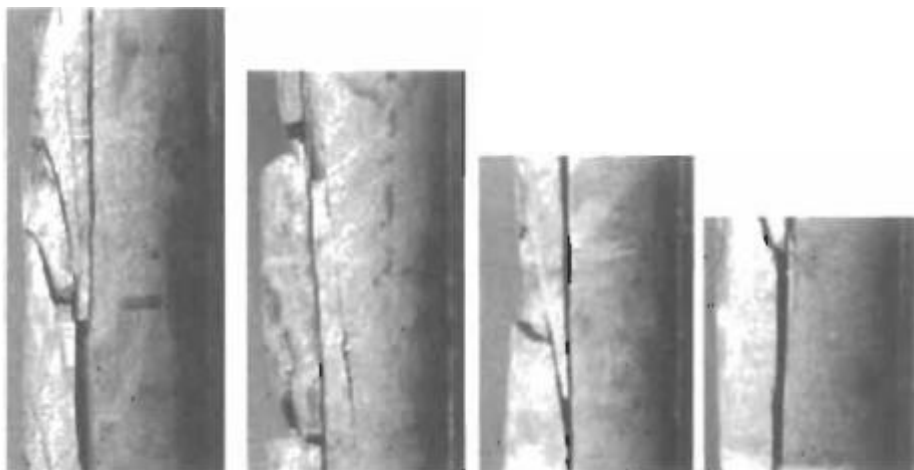


en la dirección del esfuerzo máximo y el tipo de roca. Una fractura puede consistir en dos superficies rocosas de forma irregular, más o menos en el contacto entre sí. El volumen entre las superficies es las fracturas vacías.

Las rocas naturalmente fracturadas se pueden clasificar geológicamente en tres tipos principales, según sus sistemas de porosidad:

1. Intercristalino-intergranular, como el campo Snyder en Texas, el Elk Basin en Wyoming y el campo Umm Farud en Libia;
2. Matriz de fractura, como el campo Spraberry en Texas, el campo Kirkuk en Irak, el campo Dukhan en Qatar, y Masjidi-Sulaiman y Haft-Gel campos en Irán; y
3. Solución Vugular, como el campo Pegasus Ellenburger y el Campo Canyon Reef en Texas.

La formación fracturada que tiene el primer tipo de sistema de porosidad es similar a los encontrados en formaciones de arenisca. En consecuencia, las técnicas desarrollado para determinar las propiedades físicas de la piedra arenisca porosa medios en el Capítulo 3 podrían aplicarse directamente a formaciones que tienen porosidad intercristalino-intergranular. Por desgracia, este no es el caso para depósitos que tienen los otros dos tipos de sistema de porosidad. Los poros en la matriz de una formación de fractura-matriz están mal interconectados, produciendo un patrón de movimiento fluido que es muy diferente al de formaciones de arenisca. Rocas con sistemas de porosidad en solución vugular exhiben una amplia gama de distribuciones de permeabilidad que varían de relativamente uniforme a extremadamente irregular como se muestra en la Figura 8.1.



**Figura 8.1.** Núcleos de roca naturalmente fracturados extraídos de pozos.

## ORIGEN DE LAS ROCAS CARBONATADAS Y LA PERMEABILIDAD

Una fractura natural es una discontinuidad plana en la roca del yacimiento debido a deformación o diagénesis física. Diagénesis-química y física cambia después de la deposición: modifica fuertemente las propiedades del yacimiento poseído en el momento de la deposición. El proceso diagenético dominante consiste en cementación temprana, disolución selectiva de aragonito y reprecipitación como calcita, cementación de entierro, dolomitización y microfractura por compactación [21]. Cementación y compactación

Las fuerzas normalmente erradican por completo cualquier porosidad disponible en el tiempo de deposición. Sin embargo, los cambios químicos, generalmente disolución, especialmente en rocas carbonatadas, mod \* la porosidad inicial y recupera parcialmente. Facies deposicionales, su arquitectura, sistemas y extensiones son factores determinantes predominantes en la distribución y calidad de la corriente propiedades del yacimiento, que son completamente diferentes de las propiedades en el momento de la deposición.

Depresiones, moldes, fracturas naturales y cavernas de alta permeabilidad en las rocas carbonatadas son el resultado de una intensa disolución que tuvo lugar antes del entierro como resultado de unidades sin depósito o de sello. La disolución también es causada por la diagénesis meteórica, que está relacionada con la exposición subaérea de rocas carbonatadas y se explica por la agresividad general de agua meteórica hacia minerales de carbonato sedimentario. Aragonito es metaestable, se disuelve y precipita en cemento, mientras que la calcita es estable y menos afectado por la disolución. Tal tipo de disolución provoca variación significativa en la distribución de porosidad y permeabilidad en los yacimientos, definiendo así la calidad del yacimiento.

## CLASIFICACIONES GEOLOGICAS DE FRACTURAS NATURALES

Los patrones de fracturas naturales se interpretan con frecuencia sobre la base de patrones de fractura derivados de laboratorio correspondientes a modelos de campos de paleostresión y distribución de deformaciones en el yacimiento en el momento de fractura [31].

Clasificación basada en condiciones de tensión / deformación: Stearns y Friedman propuesta de clasificación basada en condiciones de estrés-tensión en laboratorio muestras y fracturas observadas en afloramientos y subsuelo ajustes. Sobre la base de su trabajo, las fracturas generalmente se clasifican de la siguiente manera [4]:

(a) Las fracturas por cizallamiento exhiben una sensación de desplazamiento paralelo a la fractura avión. Las fracturas por cizallamiento se forman cuando las tensiones en los tres las direcciones principales son todas compresivas. Se forman en un ángulo agudo

a la máxima tensión principal y en un ángulo obtuso a la dirección de la tensión de compresión mínima.

(b) Las fracturas en extensión exhiben una sensación de desplazamiento perpendicular hacia y desde el plano de fractura. Se forman perpendiculares a la dirección de tensión mínima. También resultan cuando las tensiones en las tres direcciones principales son compresivas y pueden ocurrir en conjunción con fractura por cizallamiento.

(c) Las fracturas por tensión también exhiben una sensación de desplazamiento perpendicular hacia y desde el plano de fractura. Sin embargo, para formar una fractura por tensión, al menos una de las tensiones principales debe ser de tensión. Dado que las rocas exhiben una resistencia a la tensión significativamente reducida pruebas, esto da como resultado una mayor frecuencia de fracturas.

**Clasificación basada en condiciones de paleostresión:** la clasificación geológica de sistemas de fracturas se basa en el supuesto de que las fracturas naturales representan las condiciones de paleostresión en el momento de la fractura. Establecido en condiciones geológicas, las fracturas se pueden clasificar como en los siguientes párrafos.

**Fracturas tectónicas:** la orientación, distribución y morfología de estos sistemas de fracturas están asociados con eventos tectónicos locales. Tectónico Las fracturas se forman en redes con relaciones espaciales específicas con las fallas. y pliegues. Los sistemas de fracturas relacionados con fallas podrían ser fracturas por cizallamiento formadas ya sea en paralelo a la falla o en un ángulo agudo a ella. En el caso de cuña de falla, pueden ser fracturas de extensión que bisecan el ángulo agudo entre las dos direcciones de corte de falla [2, 51]. La intensidad de las fracturas asociado con la falla es una función de la litología, la distancia desde la falla plano, magnitud del desplazamiento de la falla, deformación total en el macizo rocoso, y profundidad del entierro.

Los sistemas de fractura relacionados con pliegues exhiben patrones complejos consistentes con la compleja historia de tensión y estrés asociados con la iniciación y crecimiento de un pliegue [6]. Los tipos de fractura en sistemas relacionados con pliegues se definen en términos de la caída y golpe de las camas.

**Fracturas regionales:** estos sistemas de fracturas se caracterizan por largas fracturas que muestran pocos cambios de orientación a lo largo de su longitud. Estas las fracturas tampoco muestran evidencia de desplazamiento a través del plano de fractura y son siempre perpendiculares a las superficies de la cama.  
Fractura regional

Los sistemas pueden distinguirse de las fracturas tectónicas en que generalmente exhiben una geometría más simple y consistente y tienen relativamente más espaciado.

Las fracturas regionales se desarrollan comúnmente como conjuntos ortogonales con las dos orientaciones ortogonales paralelas a los ejes largo y corto de la cuenca en la que se forman las fracturas. Muchas teorías tienen

propuesto para el origen de las fracturas regionales, que van desde tectónica de placas a la carga / descarga cíclica de rocas asociadas con mareas terrestres. Como en el caso de las fracturas tectónicas, la variación a pequeña escala en la orientación regional de la fractura de hasta f20 "puede resultar de la resistencia anisotrópicas en rocas de yacimiento debido a características sedimentarias tales como lecho.

**Fracturas contractuales:** estos tipos de fracturas son el resultado del volumen total reducción de la roca. Las fracturas por desecación pueden resultar por encogimiento por pérdida de líquido en secado subaéreo. Las grietas de barro son las más comunes. fracturas de este tipo. Las fracturas por sinéresis son el resultado del volumen total reducción dentro de los sedimentos por deshidratación subacuosa o superficial.

Deshidratación y reducción de volumen de arcillas o de un gel o coloidal la suspensión puede provocar fracturas por sinéresis. Desecación y sinéresis

Las fracturas pueden ser fracturas por tracción o extensión y se inician por fuerzas internas del cuerpo. Las fracturas tienden a estar poco espaciadas y regulares e isotrópicamente distribuidos en tres dimensiones. Sinéresis

Se han observado fracturas en piedra caliza, dolomitas, lutitas y areniscas [7].

Las fracturas térmicas por contracción pueden resultar de la contracción de roca mientras se enfría. Dependiendo de la profundidad del entierro, pueden ser fracturas por tracción o extensión. La generación de fracturas térmicas es predice sobre la existencia de un gradiente térmico dentro del embalse material de roca. Un ejemplo clásico de fractura inducida térmicamente es el unión columnar observada en rocas ígneas.

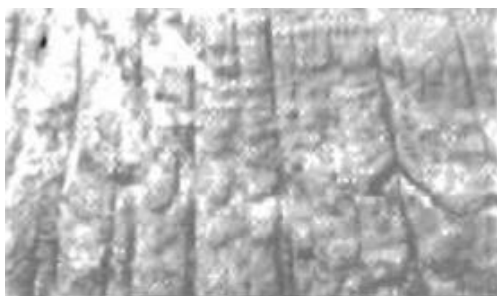
Las fracturas también pueden resultar de cambios minerales en la roca, especialmente en carbonatos y componentes arcillosos en rocas sedimentarias. Cambios de fase como el cambio químico de calcita a dolomita da como resultado cambios en el volumen total, y esto conduce a patrones de fractura complejos (Figura 8.2). De la discusión anterior se desprende claramente que la tensión / deformación compleja

La distribución en las rocas del yacimiento da como resultado patrones de fractura complejos.

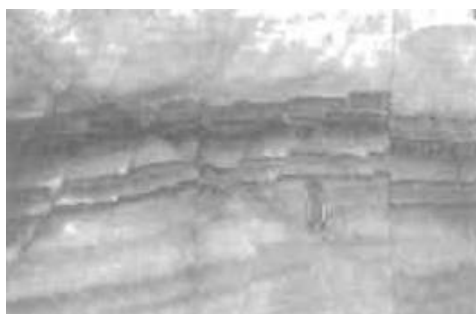
Los patrones de fractura correspondientes a diferentes sistemas geológicos tienen claves características que se pueden utilizar para clasificar e indexar fracturas naturales redes observadas en afloramientos y muestras del subsuelo (Figuras 8.3 y 8.4).

## CLASIFICACIÓN DE INGENIERÍA DE DEPÓSITOS NATURALMENTE FRACTURADOS

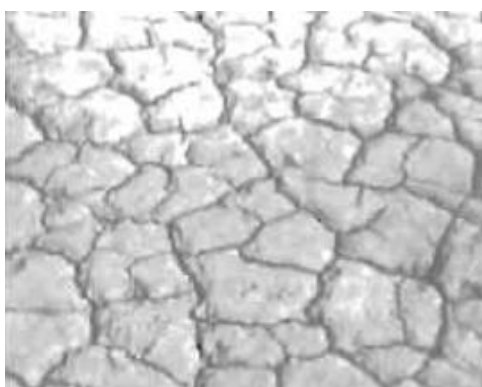
Las fracturas pueden tener un impacto positivo o negativo en flujo de fluido, dependiendo de si están abiertos o sellados como un



a) Patrones de fracturas regionales encontrados en arenisca de Navajo jurásico, lago Powell, sur de Utah.



b) Fracturas por cizallamiento conjugado correspondientes a un sistema de fractura tectónica en un afloramiento de Wyoming.



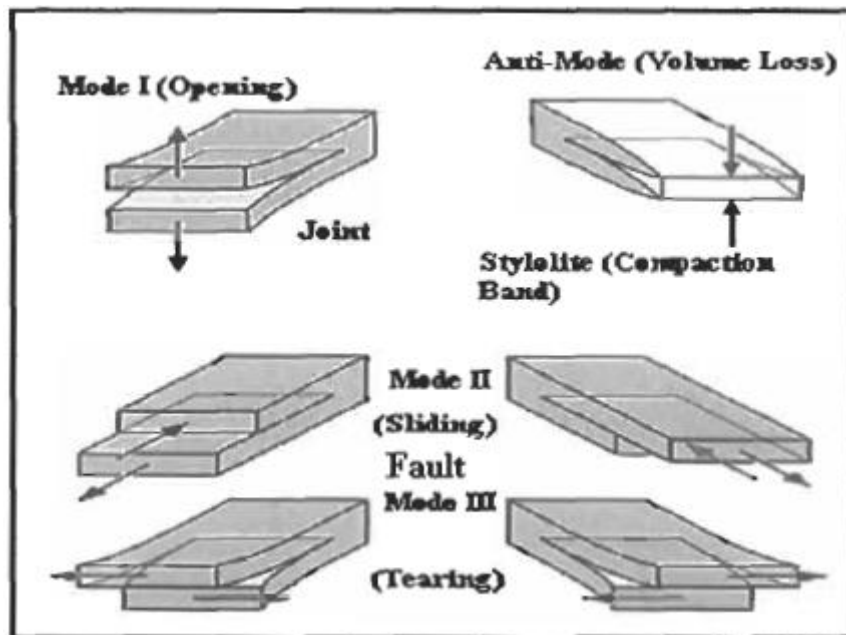
c) Red de grietas observada en el lodo.

Figura 8.2. a B C. Diferentes sistemas de fracturas en lodos y rocas. Después de Lui et al. [8J].

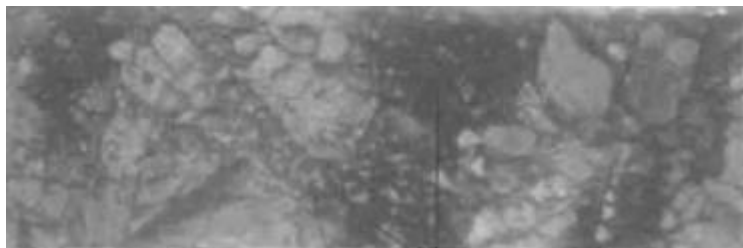
resultado de la mineralización. Sin embargo, en la mayoría de los estudios de modelado de fracturas las fracturas se consideran abiertas y tienen un impacto positivo en el flujo de fluido. Una pequeña fractura natural sellada puede incluso ser indetectable.

Nelson identificó cuatro tipos de reservorios naturalmente fracturados, basándose en la medida en que las fracturas han alterado la porosidad y la permeabilidad de la matriz del yacimiento [11:

**Tipo 1:** en los reservorios de tipo 1, las fracturas proporcionan todo el almacenamiento del reservorio capacidad y permeabilidad. El campo de Amal en Libia, IaPaz y Mara campos en Venezuela, y embalses del sótano precámbrico en el este China son importantes reservorios tipo 1 (Figura 8.5a).



**Figura 8.3.** Modos de formación de fracturas.



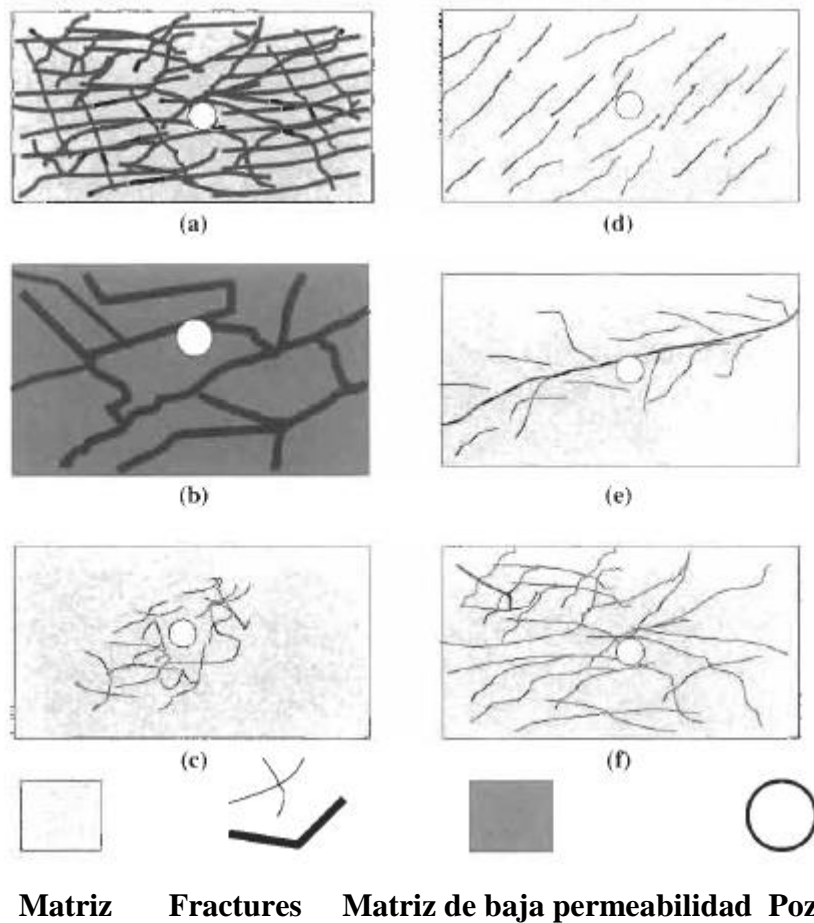
**tinción de aceite**

**Figura 8.4.** *Reservoir Buids en fracturas por cizallamiento, formación Monterey, California [9].*

**Tipo 2:** En reservorios tipo 2, la matriz ya tiene muy buenas permeabilidad. Las fracturas aumentan la permeabilidad del yacimiento y pueden dar lugar a tasas de flujo considerablemente altas, como en el campo Kirkuk de Irak y campos de Asmari en Irán.

**Tipo 3:** en los yacimientos de tipo 3 naturalmente fracturados, la matriz tiene permeabilidad insignificante pero contiene la mayoría, si no todos, los hidrocarburos. Las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial del yacimiento, como en los campos de Monterey de California y los embalses de Spraberry de West Texas.

**Tipo 4:** En los reservorios de tipo 4, como se muestra en la Figura SSb, las fracturas están llenos de minerales. Estos tipos de fracturas tienden a formar barreras a la migración de fluidos y la partición de formaciones en bloques relativamente pequeños



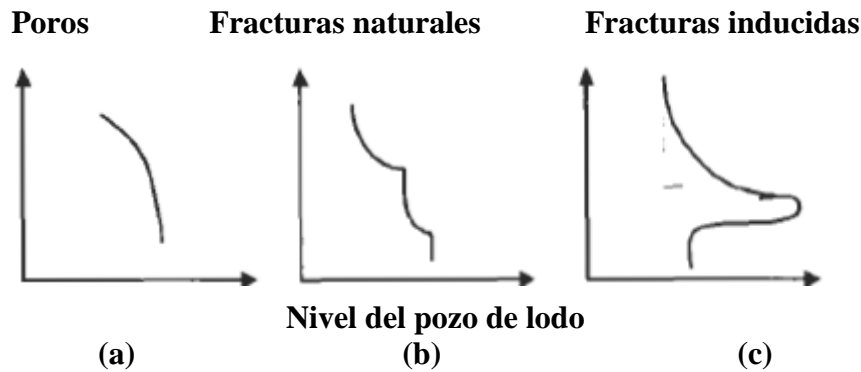
**Figura 8.5.** *Tipos de reservorios naturalmente fracturados [IOJ].*

Estas formaciones son significativamente anisotrópicas y a menudo antieconómicas para desarrollar y producir.

### ACTRIZ DE INDICATIVO BEAST RIFLE

Stearns y Friedman revisaron los múltiples roles que juegan las fracturas en exploración y explotación de reservorios naturalmente fracturados [4]. Ello demostró que las fracturas pueden alterar la porosidad o la permeabilidad de la matriz, o ambos. Si las fracturas o las cavidades conectadas se llenan con minerales, pueden restringir el flujo. Sin embargo, incluso en rocas de baja la porosidad de la matriz, las fracturas y los canales de solución aumentan el volumen de los poros aumentando la porosidad y conectando la porosidad de la matriz aislada y por lo tanto ayuda a la recuperación de fluidos de petróleo de manera económica. Por lo tanto, la capacidad de estimar la densidad de una fractura y su distribución de porosidad es esencial para la evaluación de yacimientos. Uno debe tener en cuenta, sin embargo, que las fracturas solas constituyen menos del 1% de la porosidad [11, 121].

Reconocimiento temprano de un yacimiento fracturado y estimación de su roca

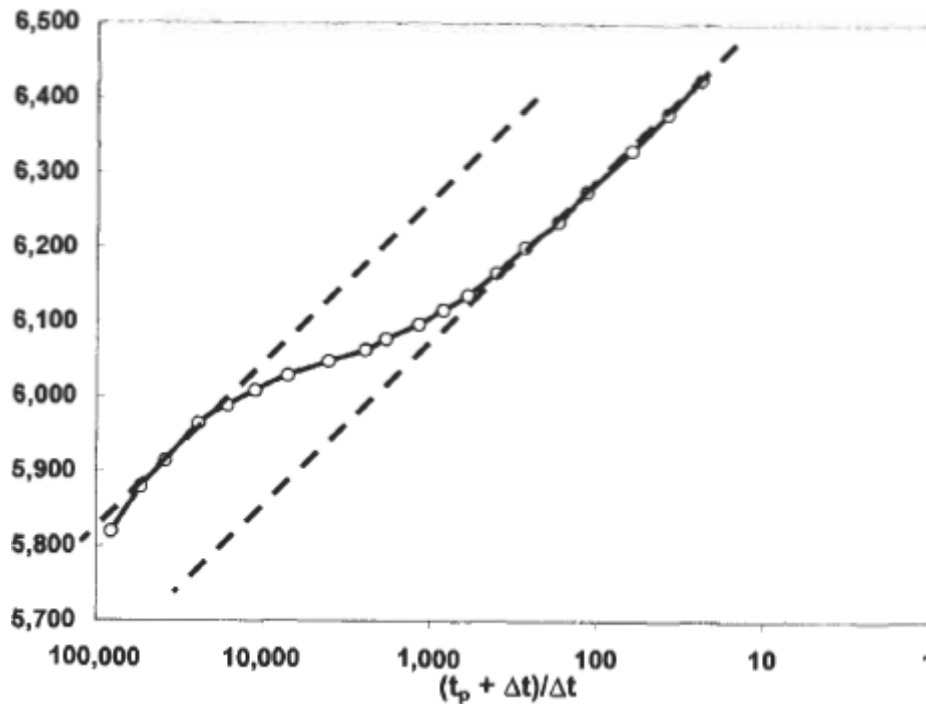


**Figura 8.6.** *Indicación de pérdida de lodo y comportamiento a nivel del pozo en poros, fracturas naturales y fracturas inducidas: (a) aumento gradual de la tasa de pérdidas con la presión; (b) arranque repentino y declive exponencial; y (la pérdida de  $c_j$  puede ocurrir al aumentar la ECD cuando las bombas se activan de vez en cuando [14].*

características, como la porosidad y la permeabilidad, influirán en la ubicación y número de pozos de desarrollo posteriores y, por lo tanto, es de gran importancia económica. Stearns y Friedman [4], Aguilera [13], Saidi [22] y Nelson [11] revisaron muchos de los enfoques utilizados para detectar y analizar reservorios naturalmente fracturados [1, 131]. Algunos de estos Los métodos son los siguientes (consulte la Figura 8.6):

1. Pérdida de fluidos circulantes y aumento de la tasa de penetración durante perforaciones son indicaciones positivas de que una formación cavernosa fracturada ha sido penetrado (Figura 8.6).
2. Las fracturas y los canales de solución en los núcleos proporcionan información directa sobre la naturaleza de un embalse. Un estudio sistemático detallado de los núcleos deben ser realizados por el geólogo para distinguir las fracturas de las inducidas por el proceso de manipulación del núcleo. Cuidado examen de las caras de las fracturas y determinación de la densidad, longitud, El ancho y la orientación de las fracturas pueden conducir a la capacidad de distinguir las fracturas inducidas durante la extracción de testigos de las fracturas naturales. Preferiblemente, se debe analizar una formación naturalmente fracturada con núcleos de diámetro completo. Plug datos, que no reflejan el permeabilidad de las fracturas, a menudo indican una formación no productiva, mientras que los datos del núcleo de diámetro completo indican la producción de hidrocarburos. Si las tasas de producción reales son varias veces más altas que las calculadas de la permeabilidad determinada por el análisis de núcleos, fracturas naturales se sospecha que no se observan en el núcleo [15]. Baja recuperación de núcleos eficiencia menor al 50% sugiere un carbonato altamente fracturado formación.
3. Las herramientas de registro están diseñadas para responder de manera diferente a varios pozos características, como litología, porosidad y saturaciones de fluidos, pero no a fracturas naturales [16, 171]. La presencia de una gran número de fracturas abiertas, sin embargo, afectará la respuesta de





**Figura 8.7.** Curva de acumulación de presión de un depósito naturalmente fracturado [I SJ,

algunas herramientas de registro. Mediciones de registro de pozos basadas en Sonic propagación de ondas, que se ven afectadas de manera insignificante por el pozo condiciones, se utilizan como indicadores de fractura. Medidas por el registro de calibre, registro de densidad o registro de resistividad, en condiciones adecuadas, puede ser muy eficaz para localizar zonas fracturadas. Datos del dipmeter en el FIL (registro de identificación de fracturas) proporciona métodos efectivos para detección de fracturas.

(4) El tema de la acumulación de presión y las pruebas de flujo en fractura natural embalses ha recibido considerable atención en la literatura petrolera.

Warren y Root asumieron que el fluido de formación fluye de la matriz a las fracturas en estado pseudoestacionario y mostró que una curva de acumulación de presión semilogarítmica similar a la que se muestra en

La figura 8.7 es típica de una formación fracturada [18]. Si la existente fractura predominantemente en una sola dirección, el yacimiento puede parecer tener permeabilidad anisotrópica. Si hay suficientes pozos de observación se utilizan, la interferencia de presión y las pruebas de pulso proporcionan los mejor resultados.

(5) Pueden identificarse fracturas verticales naturales en un pozo de sondeo no desviado. Como característica de gran amplitud que cruza otros planos de cama.

(6) Sistemas de visualización directa e indirecta de fondo de pozo, incluido el fondo de pozos cámaras fotográficas y de televisión, también se utilizan para detectar fracturas y canales de solución en la cara del pozo. El pozo televiewer es una excelente herramienta que proporciona imágenes útiles de la roca del yacimiento, especialmente con los recientes desarrollos en

procesamiento de la señal. Las fracturas verticales aparecen como líneas rectas mientras que

Las fracturas por inmersión tienden a aparecer como trazos sinusoidales porque el telespectador muestra la superficie de arena del pozo como si estuviera dividida verticalmente y plano. Otra herramienta útil de televidente para detectar fracturas naturales es el dispositivo de microscanner de formación (FMS).

Esta herramienta puede detectar fracturas que van desde unos pocos milímetros hasta varios centímetros de largo, distingue dos fracturas tan cerca como

1 cm de distancia (ver Figura 8.7), y distingue entre abiertas y fracturas cerradas. Solo fracturas que estén al menos parcialmente abiertas contribuir a la producción.

(7) Índice de productividad muy alto. Un índice de productividad de 500 ST13 / D / psi o superior es típico de pozos naturalmente fracturados producidos bajo flujo laminar. Algunos pozos en los campos petrolíferos iraníes reportaron una productividad índice de 10,000 ST13 / D / psi. En estos pozos el 95% del flujo es a través fracturas [221].

(8) Un aumento considerable de la productividad del pozo que fluye después de un La estimulación artificial por acidificación es una fuerte indicación de una formación fracturada. La acidificación se realiza esencialmente para aumentar la ancho de fracturas y canales.

(9) Debido a la alta permeabilidad de las fracturas, la horizontal El gradiente de presión también suele ser pequeño cerca del pozo. en todo el depósito [22]. Esto es principalmente cierto en el tipo 1 y en menor grado en los reservorios fracturados tipo 2.

Otros indicadores de la existencia de fracturas naturales en el reservorio son:

- (a) antecedentes locales de fracturas naturales;
- (b) falta de precisión en los registros sísmicos;
- (c) extrapolación de observaciones sobre afloramientos; y
- (d) resultados de la prueba de presión que son incompatibles con la porosidad y valores de permeabilidad obtenidos del análisis de núcleos y / o registro de pozos.

Como se puede deducir de la discusión anterior, no se utilizó ningún método solo proporciona una prueba definitiva de la presencia de fracturas. Registros de FMS y los telespectadores de pozos a menudo dan una indicación fiable de la presencia de características principales; sin embargo, no resuelven toda la complejidad de muchos de los sistemas de fracturas de menor escala. La detección de fracturas es más seguro cuando varios métodos independientes confirman su presencia.

Los diferentes reservorios naturalmente fracturados requieren diferentes combinaciones de métodos de análisis. Una combinación de análisis de núcleos, presión transitoria

Se recomienda encarecidamente el análisis de prueba y varios registros de detección de fractura para detectar y localizar fracturas. La tabla 8.1 resume las muchas técnicas disponibles para la detección de fracturas naturales.

**Tabla 8.1**  
**Resumen de las técnicas de detección de fracturas naturales [14]**

	<b>Nucleo</b>	<b>FMS/FMI</b>	<b>BHTV</b>	<b>Densidad litográfica</b>	<b>Stoneley Wave</b>	<b>Pérdida de lodo</b>
¿Qué se detecta?	Fractura localizada porosidad	Invasión de lodo en fractura	Contraste en acústico propiedades	Densidad de invasión de sólidos de perforación en fractura	Energía Stoneley reflejado por la fractura	Flujo de lodo en fracturas
Que estrecho ¿Se puede detectar la apertura de la fractura?	Del orden de micrones	Del orden de micrones con suficiente electricidad Contraste de conductividad	1mm	5mm	1mm	0.20mm
Fractura confundida con permeable fracturas	Porosidad de fractura. Fracturas inducidas	Porosidad de la fractura Fracturas inducidas. Daño de perforación	Porosidad de la fractura Fracturas inducidas. Alta impedancia ropa de cama y ciertas fracturas curadas	Porosidad de fractura. Perforación de daños. Mineralización	Límites de la cama de lavado	None
Profundidad de la investigación	Diámetro del núcleo	10mm	3mm	100mm	Menos de 1,8 m	Profundidad de invasión de lodo > 1 m
¿Puede proporcionar huelga y caída?	si	si	Si	no	no	No
Limitaciones de lodo	Ninguno	Water-based muds only	El peso del lodo debe ser inferior a 14 lb / gal.	El peso del lodo debe ser superior a 10 lb / gal.	Ninguno	Ninguno
Additional comments	"Zonas de escombros" muy fracturadas no recuperadas	Tiene dificultad para distinguir las fracturas de alta permeabilidad de las de baja permeabilidad.	Tiene dificultad en distinguir las fracturas de alta permeabilidad de las de baja permeabilidad		Tiene dificultad en distinguir las fracturas de alta permeabilidad de las de baja permeabilidad	Proporciona información sobre el grado de formación. daño y requisitos de estimulación

## IDENTIFICACION VICUAL DE FRACTURAS

Nelson [1] definió, por coherencia, cuatro terminologías útiles para describe las grietas en una roca como:

- (a) **Fractura:** cualquier rotura en la roca;
- (b) **Fisura:** una fractura abierta;
- (c) **Articulación:** una o un grupo de fracturas paralelas que no tiene desplazamiento a lo largo de la superficie de la fractura; y
- (d) **Falla:** una fractura con desplazamiento detectable.

Todas estas características se pueden identificar visualmente en un núcleo o un pozo imágenes eléctricas. La figura 8.8 muestra tres tipos de fractura que pueden se detectado visualmente:

- (a) Pueden identificarse fracturas verticales naturales en un pozo de sondeo no desviado como característica de gran amplitud que se cruza con otros planos de cama. Ocurren en todas las litologías. Las fracturas pueden estar abiertas, llenas de minerales, o vuggy. Inspección visual de núcleos e imágenes eléctricas de pozos sólo se puede utilizar como guía para la interpretación. Pruebas de flujo central y las pruebas de producción reales se recomiendan para interpretar la morfología de fracturas naturales. Eficiencia de producción y recuperación en los embalses está influenciado por el ángulo. El ángulo más utilizado por petroleras como criterio es de 75 ". Fracturas con ángulos de echado de más de 75 "se tratan como fracturas verticales, mientras que las de menos de 75" son tratadas como fracturas de gran ángulo. Las fracturas verticales son más comunes en rocas de arenisca.
- (b) Las fracturas por sinéresis tienen una apariencia trenzada y a menudo se refieren como fracturas de "alambre de gallinero". Normalmente ocurren solo en carbonato formaciones.
- (c) Las fracturas inducidas mecánicamente a veces son involuntariamente creado durante las operaciones de perforación, o por fracturación hidráulica para estimular la formación.

La morfología de la fractura también se puede detectar visualmente en los núcleos. y / o imágenes de pozo. La figura 8.9 muestra cuatro fracturas detectables morfologías: vuggy, mineral-lilled, parcialmente mineral-lleño y abierto.

## PROPIEDADES PETROFISICAS DE ROCAS FRACTURADAS NATURALMENTE

Aunque las herramientas avanzadas de registro de pozos, como las resonancia magnética (RMN) se utiliza actualmente para estimar la permeabilidad de la roca.

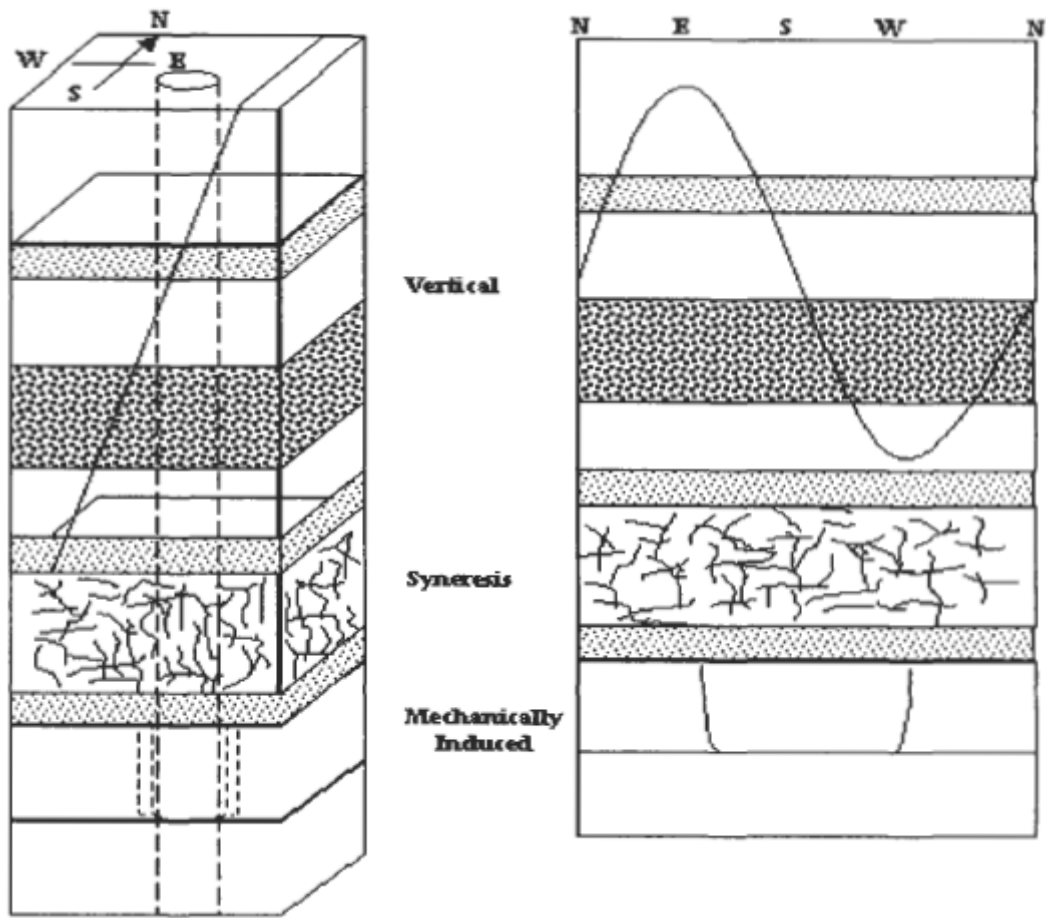


Figura 8.8. Fracturas detectables visualmente.

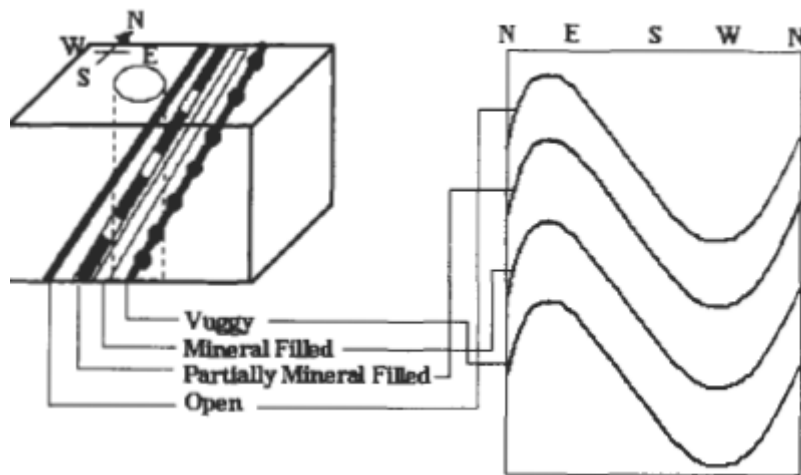
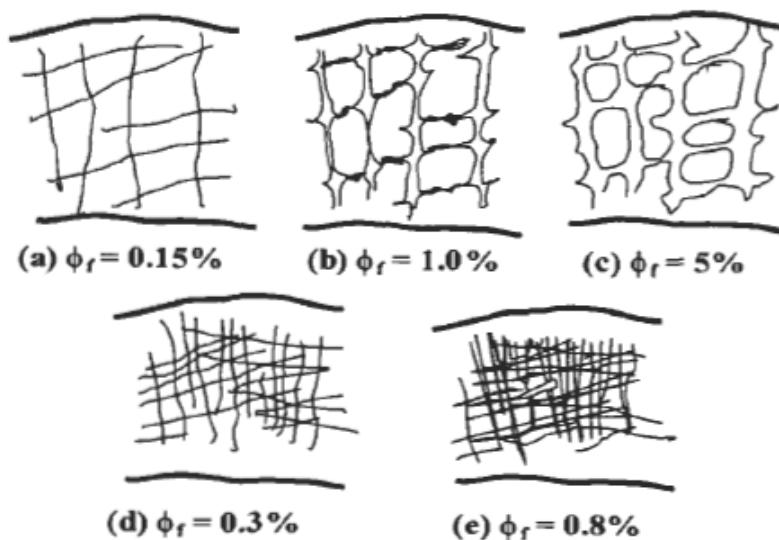


Figura 8.9. Morfología de la fractura que muestra vuggy, mineral- @ lleno, parcialmente mineral fracturas rellenas y abiertas y su secuencia de respuesta logarítmica

En el fondo del pozo, la tecnología aún no está completamente desarrollada. El único método estimar la permeabilidad de manera confiable es combinar parámetros derivados del núcleo con datos de registro procesados por computadora para establecer, estadísticamente, una relación entre la permeabilidad del sistema fractura-matriz y otros parámetros como la porosidad y la saturación de agua irreducible. Esfuerzos también se han hecho para incorporar el diámetro de grano y la fracción de lutita en tales modelos para reducir la dispersión en los datos. Con tal relación establecido, los parámetros petrofísicos de formación, incluyendo distribución de la permeabilidad, se puede deducir solo de los datos de registro en pozos o zonas sin datos centrales. Sin embargo, en formaciones de carbonato, donde las heterogeneidades estructurales y los cambios de textura son comunes y, desafortunadamente, solo se perfora un pequeño número de pozos, la aplicación de Las correlaciones derivadas estadísticamente son extremadamente limitadas. Tales correlaciones no se puede utilizar para identificar unidades de flujo hidráulico o cuerpos en reservorios fracturados.

### DETERMINACION DE LA POROSIDAD FRACTURADA

El rango de porosidad de fractura,  $\phi_f$ , es de 0.1 a 5 por ciento, dependiendo de la grado de canalización de la solución, como se muestra en la Figura 8.10, y en la fractura ancho y espaciado, como se muestra en las Tablas 8.2 y 8.3. En algunos campos, como los campos La-Paz y Mara en Venezuela, la porosidad de la fractura puede ser tan alta como 7 por ciento. La medición precisa de la porosidad de la fractura es esencial para la desarrollo eficiente y explotación económica de naturalmente fracturados embalses. Si el aceite queda atrapado tanto en la matriz como en las fisuras, entonces el total



**Figura 8.10.** Desarrollo de porosidad de fractura en rocas carbonatadas que tienen baja residuo insoluble, (a), (b), (c), y residuo altamente insoluble, (d) y (e) 120J.

**Tabla 8.2**  
**Porosidad de diversos reservorios naturales**

<b>Campo</b>	<b>Rango de porosidad</b>
Campo de gas Beaver	0.05-5
Tiza de Austin	0.2
Declaración general	1
Zona kárstica de Sudáfrica	1-2
Ejemplos de tomografía computarizada	1.53-2.57
Ejemplos de inyección de epoxi	1.81-9.64
Monterey	0.01-1.1

**Tabla 8.3**  
**Ancho de fractura y espacios de diversos reservorios naturales**

<b>Campo</b>	<b>Promedio</b>	<b>Espaciado / frecuencia</b>
Spraberry	0.051	
Sitios de represas seleccionados		4 to 14 ft
Campo La Paz-Mara		
Pequeñas articulaciones	0.2	
Fracturas por extensión		
Fracturas mayores por extensión Monterey	0.01	3 to 36 ft

El aceite en su lugar en el depósito viene dado por la siguiente ecuación 10

$$N_{ot}(STB) = N_{om} + N_{of} \quad (8.1)$$

donde  $N_{om}$  y  $N_{of}$  son, respectivamente, los volúmenes de petróleo atrapados en la matriz y fracturas. Suponiendo un sistema volumétrico, estos dos volúmenes, expresados en STB, se calculan de la siguiente manera:

$$N_{om} = \frac{7,758Ah\phi_m(1 - S_{wm})(1 - \phi_f)}{B_o} \quad (8.2)$$

$$N_{of} = \frac{7,758Ah\phi_f(1 - S_{wf})}{B_o} \quad (8.3)$$

Donde un

A = superficie del embalse, acres

H = espesor medio del yacimiento, pies

$\phi_f$	=	porosidad de fractura, fracción
$\phi_m$	=	porosidad de la matriz, fracción
$S_{wf}$	=	saturación de agua en fracturas, fracción
$S_{wm}$	=	saturación de agua en matriz, fracción
$B_o$	=	factor de volumen de formación de petróleo, bbl / STB.

La porosidad de la fractura se puede expresar como la relación del poro de la fractura volumen ( $V_{pf}$ ) sobre el volumen a granel total ( $V_{bt}$ ):

$$\phi_f = \frac{V_{pf}}{V_{bt}}$$

La porosidad total es:

$$\phi_t = \phi_f + \phi_m = \frac{V_{pf}}{V_{bt}} + \frac{V_{pm}}{V_{bm}} = \frac{V_{pf}}{V_{bt}} + \frac{V_{pm}}{(1 - \phi_f)V_{bt}} \quad (8.4b)$$

El registro sísmico solo mide la porosidad de la matriz. Sin embargo, el neutrón la porosidad es la combinación de la matriz y la porosidad de la fractura.

Por lo tanto, la porosidad de la fractura se puede estimar a partir de registros de pozo como [22]:

$$\phi_f = \phi_{Neu} - \phi_{Son} \quad (8.5)$$

La porosidad de la fractura también se puede estimar con la ayuda de análisis de prueba de pozo en tales reservorios, usando la Ecuación 8.76.

Aguilera desarrolló la siguiente ecuación que relaciona el total factor de resistividad de la formación,  $F_t$ , para sistemas de porosidad dual, al total porosidad basada en el modelo de Pirson de rocas totalmente saturadas de agua [23]:

$$F_t = \frac{\left( \frac{R_w R_o}{v\phi_t R_o + (1 - v) R_w} \right)}{R_w} \quad (8.6)$$

donde  $R_o$  es la resistividad de una roca porosa saturada al 100% con salmuera, y  $R_w$  es la resistividad del agua de formación, ambos expresados en Ohm-m.

Si solo la porosidad de la matriz está presente en el sistema, la porosidad coeficiente de partición,  $v$ , es igual a cero. Por tanto, la ecuación 8.6 simplifica a la Ecuación 8.7, que es lo mismo que para una matriz consolidada:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (8.7)$$

Si solo hay porosidad de fractura presente en el sistema, como en Tipo-1 yacimientos naturalmente fracturados, la porosidad el coeficiente de reparto



es igual a la unidad. En este caso, el factor de resistividad de la formación puede ser expresado como:

$$F = \frac{1}{\phi_f^{m_f}} \tag{8.8a}$$

Las pruebas de laboratorio indican que el factor de tortuosidad, T, y la fractura exponente de porosidad, mf, son aproximadamente la unidad en sistemas con fracturas abiertas y bien conectadas. En Tipo-2 y Tipo-3 naturalmente yacimientos fracturados, el factor de resistividad de la formación puede ser más generalmente expresado como:

$$F = \frac{\tau}{(1 - \phi_f^{m_f})\phi_m^{m_m} + \phi_f^{m_f}} \tag{8.8b}$$

Donde mm es la porosidad de la matriz. Si solo está presente la porosidad de la matriz, es decir \$ f = 0, la ecuación 8.8b se simplifica a la ecuación 4.40 donde m = mm y a = T. Por otro lado, si solo está presente la porosidad de la fractura, como en el tipo 1, la ecuación 8.8b se simplifica a la ecuación 8.8a. Si solo el total se conoce la porosidad, entonces F se puede estimar a partir de:

$$F = \frac{a}{\phi_t^m} \tag{8.8c}$$

Se debe considerar que las fracturas están bien conectadas si el coeficiente de interporosidad, h, que se determina a partir de una presión la prueba transitoria es alta, es decir, lo- \* o lop5. Si el factor de interporosidad es baja, es decir, h es aproximadamente baja o loT9, las fracturas están mal interconectados y / o parcialmente llenos de minerales. En este caso mf y T tal vez tan alto como 1,75 y 1,5, respectivamente. Durante 3 h 2 lo- ' 1,75> mf> 1 y 1,5 3 T 3 1.

**EJEMPLO**

Las siguientes características de una formación fracturada naturalmente de tipo 2 se obtuvieron del análisis de núcleos:

$$\phi_f = 0.037 \quad \phi_m = 0.15 \quad m_f = 1.5 \quad m_m = 2$$

$$R_o = 1.77 \text{ ohm-m} \quad R_w = 0.035 \text{ ohm-m}$$

Estime el factor de tortuosidad para esta formación.

## SOLUCION

Usando la ecuación 4.5 el factor de resistividad de la formación es

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1.77}{0.035} = 50.57$$

La tortuosidad es calculada de la ec. 8.8b:

$$\begin{aligned} \tau &= F \left( (1 - \phi_f^{mf}) \phi_m^{mm} + \phi_f^{mf} \right) \\ &= (50.57) \left( (1 - 0.037^{1.5})(0.15^2) + 0.037^{1.5} \right) = 1.5 \end{aligned}$$

## COEFICIENTE DE PARTICIÓN DE POROSIDAD

Los yacimientos con un sistema de porosidad de matriz de fractura, como el que se encuentra en muchas rocas carbonatadas debido a la existencia de cavidades, fracturas, fisuras y juntas, difieren considerablemente de los yacimientos que tienen un solo tipo de porosidad. La porosidad secundaria influye fuertemente en el movimiento de los fluidos, mientras que los poros primarios de la matriz, donde comúnmente se almacena la mayor parte del fluido del yacimiento (más del 96% en los yacimientos de tipo 3 fracturados naturalmente), están mal interconectados. El campo Spraberry del oeste de Texas es un ejemplo de un yacimiento de petróleo de arenisca naturalmente fracturado, que está compuesto por capas alternas de arenas, lutitas y calizas. El campo petrolífero de tendencia de Altamont en Utah es otro yacimiento de arenisca naturalmente fracturado con una porosidad del 3% al 7% y una permeabilidad de la matriz promedio de menos de 0.01 mD [13]. Los valores de permeabilidad medidos en laboratorio para núcleos naturalmente fracturados pueden ser significativamente diferentes de los valores in situ determinados por análisis de presión de pozo. La diferencia se atribuye a la presencia de fracturas, fisuras, juntas y cavidades, que no se muestrean adecuadamente en el análisis del núcleo. Locke y Bliss (30) desarrollaron uno de los primeros métodos utilizados para analizar núcleos fracturados naturalmente de tamaño completo. El método consiste en inyectar agua en una muestra de núcleos y medir los valores de presión en función del volumen de agua inyectado acumulativo (Figura 8.11). El espacio poroso secundario,  $V_r$ . Por su alta permeabilidad, será el primero en llenarse de agua. Posteriormente se registra un fuerte aumento de presión, lo que indica que el espacio poroso de la matriz,  $V_m$ , debe llenarse. Se considera que el volumen total de poros,  $V_e = V_r + \langle \rangle R V_m$ , se llena cuando se alcanza una presión de 1000 psi en la prueba. Si la fracción del volumen total de poros en la porosidad secundaria es  $v$ , entonces:

$$v = \frac{V_f}{V_t} = \frac{V_f}{V + \phi_m V_m}$$

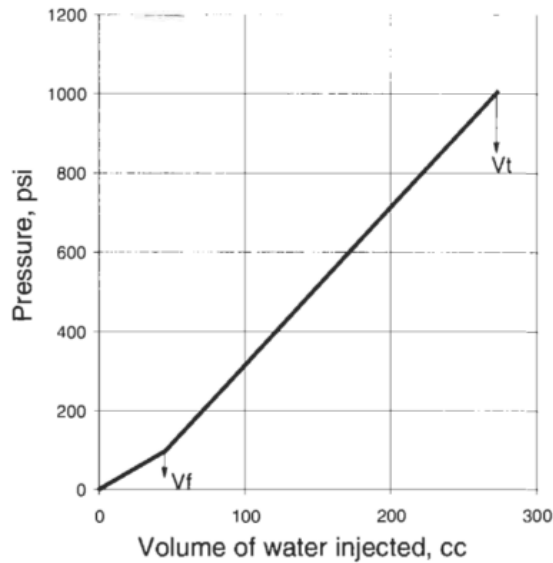


Figura 8.11. Locke y Bliss Method para estimar el espacio poroso de las fracturas.

El término  $v$  se denomina comúnmente "coeficiente de reparto de porosidad". Este coeficiente representa la distribución de la porosidad total ( $\Theta_t$ ) entre la porosidad de la matriz (intergranular),  $\Theta_m$ , y los poros secundarios (cavidades, fracturas, puntos y fisuras),  $\Theta_f$ .

El valor de  $v$  varía entre cero y la unidad para sistemas de porosidad dual. Para una porosidad total igual a la porosidad de la matriz (ausencia de porosidad de fractura),

$v = 0$ . Para una porosidad total igual a la porosidad de la fractura,  $v = 1$ . Este coeficiente se puede estimar a partir del análisis de núcleos utilizando el método Locke and Bliss, el análisis de presión y los datos de registro de pozos. Suponiendo que las fracturas y la matriz están conectadas en paralelo, como se muestra en la Figura 8.20, Pirson sugirió las siguientes ecuaciones para herramientas de inducción o normales cortas y largas [25]. Si el fluido de perforación utilizado no es conductor, se pueden utilizar las siguientes correlaciones para estimar el coeficiente de partición de porosidad y el índice de intensidad de fractura:

(a) Normal corto

$$\frac{1}{R_{xo}} = \frac{v\phi_t S_{xo}}{R_{mf}} + \frac{(1-v)\phi_t S_w^2}{R_{mf}} \quad (8.10a)$$

$$R_{xo} = \frac{FR_{mf}}{S_{xo}^2} \quad (8.10b)$$

(b) Largo normal

$$\frac{1}{R_t} = \frac{v\phi_t S_w}{R_w} + \frac{(1-v)\phi S_w^2}{R_{mf}} \quad (8.11)$$

Donde:  $R_{xo}$  = Zona invadida corregida de pozo, normal corta, resistividad, ohm-m

$R_{mf}$  = Resistividad del filtrado de lodo, ohm-m

$R_t$  = Pozo corregido verdadero, larga normal, resistividad, ohm-m

$R_w$  = Resistividad del agua, ohm-m

$\phi_t$  = porosidad total de la formación, fracción

$S_w$  = saturación de agua, fracción

$S_{xo}$  = Saturación del filtrado de lodo en la zona lavada, fracción

La mayoría de estos parámetros se pueden medir en núcleos o registros de pozos. La saturación de agua de la zona lavada solo se puede estimar a partir de correlaciones. Cada formación parece requerir una correlación ligeramente diferente. Una de estas correlaciones es:

$$S_{xo} = S_w^C \quad (8.12)$$

~  $S_w$ . Debido a que el filtrado de lodo y el agua de formación son miscibles, en una zona con agua  $S_{xo} = 1$ . En una zona con aceite  $S_{xo} = 1 - S_{oxo}$ , donde  $S_{oxo}$  es la saturación de aceite residual en la zona de lavado, típicamente en el rango de 0,20 a 0,30. Generalmente se asume que la cantidad de petróleo o gas residual es la misma tanto en la zona lavada como en la zona invadida. La zona lavada es la que rodea inmediatamente el pozo (radio de 3 a 6 pulgadas). La zona invadida es la que está más allá de la zona enrojecida (varios pies de espesor). La presencia de fisuras en la punta cerca del pozo puede aumentar el radio de ambas zonas y formaciones. La presencia de fracturas cerca del pozo y su densidad son factores que deben tenerse en cuenta al estimar  $S_{oxo}$ .

Combinando las Ecuaciones 8.10a y 8.11 y resolviendo explícitamente el coeficiente de partición de porosidad,  $v$ , se obtiene:

$$v = \frac{R_w}{\phi_t (S_w - S_{xo})} \left( \frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_{xo}} \right) \quad (8.13)$$

Si la porosidad total  $q$ , se conoce a partir de troncos o núcleos, la porosidad de matriz y la porosidad de fractura se pueden estimar a partir de:

$$\phi_m = \phi_t (1 - v) \quad (8.14)$$

$$\phi_f = \phi_t - \phi_m \quad (8.15)$$

El coeficiente de reparto de porosidad  $v$ , comúnmente utilizado por el petrofísico, es físicamente equivalente a la relación de capacidad de almacenamiento,  $U$ , que se utiliza más comúnmente en análisis de pruebas de pozos. Pero, debido a la diferencia de escala, es poco probable que los dos valores sean iguales para la misma formación. Tenga en cuenta que incluso las ecuaciones 8.13 y 8.9 arrojarán valores ligeramente diferentes de  $v$ , porque uno se obtiene de los registros de pozo (Ecuación 8.9) mientras que el otro se mide en núcleos.

Los registros parecen arrojar valores ligeramente más bajos de  $v$ , porque las mediciones se realizan en condiciones in situ.

### EJEMPLO

Se registró un pozo recién perforado en un reservorio naturalmente fracturado. La porosidad total promedio del sistema se estimó a partir de núcleos como 13%. Otras características conocidas son:

$$\begin{aligned} A &= 3,000 \text{ acres} & h &= 52 \text{ ft}, & S_w &= 0.21, \\ B_o &= 1.25 \text{ bbl/STB} & R_w &= 0.19 \text{ ohm-m}, & R_t &= 95 \text{ ohm-m} \\ R_{nu} &= 0.17 \text{ ohm-m}, & m &= 1.40. \end{aligned}$$

- (1) Estime el coeficiente de reparto de la porosidad.
- (2) Estime la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura.
- (3) Calcule el aceite total en su lugar, STB.

### SOLUCION

(1) Para poder calcular el coeficiente de partición de porosidad  $v$  de Ecuación 8.13, primero necesitamos determinar la resistividad en el

Zona enrojecida. Usando Eq. 8.10b:

$$R_{xo} = \frac{FR_{mf}}{S_{xo}^2} = \frac{(31.2)(0.17)}{0.738^2} = 9.7 \text{ Ohm-m}$$

El factor de resistividad de la formación F y la saturación de agua en la zona invadida  $S_{xo}$  se estiman a partir de las ecuaciones 8.8 y 8.12, respectivamente, asumiendo  $r \sim 1$  y  $C_x = 0.2$ :

$$F = \frac{1}{0.14^{1.75}} = 31.2$$

$$S_{xo} = 0.22^{0.20} = 0.738$$

Usando la Ecuación 8.13, el coeficiente de reparto de la porosidad es:

$$v = \frac{0.19}{0.14(0.22 - 0.738)} \left( \frac{1}{95} - \frac{1}{9.72} \right) = 0.24$$

Este valor indica que las fracturas contribuyen con el 24 por ciento del espacio total de los poros.

(2) Ahora podemos estimar la porosidad de la matriz y la porosidad de fractura a partir de ecuaciones 8.14 y 8.15:

$$\phi_m = \phi_t(1 - v) = 0.14(1 - 0.24) = 0.106$$

$$\phi_f = \phi_t - \phi_m = 0.14 - 0.106 = 0.034$$

(3) Suponiendo que la saturación de agua en las fracturas es igual a la saturación de agua en la matriz, el aceite inicial en su lugar en la matriz y las fracturas se calculan a partir de las ecuaciones 8.2 y 8.3, respectivamente:

$$N_{om} = \frac{(7,758)(3,000)(52)(0.11)(1 - 0.22)(1 - 0.034)}{1.25}$$

$$= 80,186,700 \text{ STB}$$

$$N_{of} = \frac{(7,758)(3,000)(52)(0.034)(1 - 0.22)}{1.25} = 25,540,565 \text{ STB}$$

El aceite total en el lugar en este depósito naturalmente fracturado es:

$$N_{ot} = 80,186,700 + 25,540,565 = 105.7 \times 10^6 \text{ STB}$$

Este volumen total de aceite es correcto, asumiendo la partición de porosidad

El coeficiente es el mismo en todo el embalse. Esto es muy poco probable.

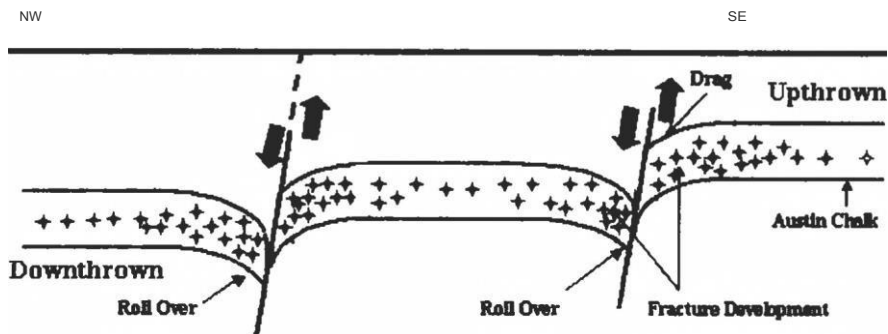


Figura 8.12. Fracturas naturales en el campo de fallas de Arkansas, Carolina del Norte y Virginia Occidental.

En formación naturalmente fracturada, donde la porosidad varía en distancias cortas.

**ÍNDICE DE INTENSIDAD DE FRACTURA**

La tensión de tensión provoca la rotura de la roca a lo largo de las principales fallas, dando lugar a la porosidad de la fractura ( $\epsilon_f$ ), y fracturas de anchura ( $w_f$ ) y longitud decrecientes ( $h_f$ ) y frecuencia de ocurrencia ( $F_{II}$ ) lejos del plano de falla, como se muestra en la Figura 8.12 [25]. Por lo tanto, la capacidad de penetración se ve mucho más afectada por las dimensiones de la fractura que la matriz o la porosidad total. La curva ajuste

Las ecuaciones para los bloques que se lanzan hacia arriba y hacia abajo son las siguientes:

- (a) Bloque hacia arriba:

$$d_{LU} = \frac{1}{4.2 \times 10^{-2} F_{II}^2 - 2.43 \times 10^{-5}} \tag{8.16}$$

- (b) Bloque de caída:

$$d_{LD} = \frac{1}{9.44 \times 10^{-3} \exp(F_{II}) - 9.3 \times 10^{-3}} \tag{8.17}$$

dónde:  $d_w$  = Distancia lateral a la culpa del bloque tirado hacia arriba, ft  
 $d_w$  = Distancia lateral a la falla para bloque inclinado hacia abajo, pie  
 $F_{II}$  = índice de intensidad de fractura, fracción.

El valor in situ del índice de intensidad de fractura se estima a partir de:

$$F_{II} = \frac{1/R_{xo} - 1/R_f}{1/R_{mf} - 1/R_w} \tag{8.18}$$

Ecuación 8.16 ( $R_2 = 0.989$ ) es aplicable para un rango de distancia de 250 a 5,000 pie y un rango de Fil de 7 a 25%, y la Ecuación 8.17 ( $R_2 = 0.998$ ) es aplicable para un rango de distancia de 250 a 1250 pie y un rango de Fil de 7 a 25%. Estas correlaciones se desarrollaron a partir de datos de pozo obtenidos por Pirson cerca de Luling. - Falla de Mexia en la tiza de Austin. La aplicación principal de estas dos correlaciones es en la etapa de exploración y cuando se conoce a priori la presencia de una falla cercana a partir de los datos sísmicos, ya que proporcionan solo un orden de magnitud de la distancia a la falla. Es importante enfatizar que (a) FFI está influenciado por varios factores, incluido el número de fracturas y la geometría de la fractura, y (b) no todas las fracturas naturales son el resultado de fallas.

Las siguientes ecuaciones se pueden utilizar para estimar el ancho de la fractura y la permeabilidad de la fractura en un yacimiento fracturado naturalmente de tipo 1:

$$w_f = \frac{0.064}{\phi_t} [(1 - S_{iw}) FII]^{1.315} \tag{8.19a}$$

$$k_f = 1.5 \times 10^7 \phi_t [(1 - S_{wi}) FII]^{2.63} \tag{8.19b}$$

donde la porosidad, Fil, y la saturación de agua irreducible se expresan como fracturas, y el ancho y la permeabilidad de la fractura en cm y mD, respectivamente. La porosidad de la fractura se puede estimar directamente utilizando la siguiente correlación empírica [22]:

$$\phi_f = \left[ R_{mf} \left( \frac{1}{R_{LLS}} - \frac{1}{R_{LLD}} \right) \right]^a \tag{8.20}$$

donde el rango del coeficiente CT está entre 2/3 (típico para reservorio fracturado Tipo-I) y 3/4.  $R_{n\ddot{u}}$ ,  $R_{us}$  y  $R_{LLD}$  son, respectivamente, las resistividades de filtrado de lodo, laterolog superficial y laterolog profunda en ohm-m,  $R_{u.s}$  y  $R_{1.w}$  son equivalentes a  $R_{xo}$  y  $R_e$ , respectivamente.

**EJEMPLO**

Los estudios sísmicos y los estudios geológicos han indicado que el pozo en el anterior y nuestro ejemplo se encuentra en una zona naturalmente fracturada y en una capa levantada. Usando los datos dados, calcule el Fil y estime la distancia a la falla más cercana, Si la resistividad de la zona invadida es 7.5 ohm-m.



**SOLUCIÓN**

Usando la ecuación 8.18 , de índice de intensidad de fractura:

$$FII = \frac{1/R_{xo} - 1/R_t}{1/R_{mf} - 1/R_w} = \frac{1/9.7 - 1/95}{1/0.17 - 1/0.19} = 0.15$$

La distancia a la falla más cercana  $i$  s estimado a partir de la correlación correspondiente al bloque Lanzado hacia arriba y ahora se puede estimar  $m$  id usando la Ecuación 8 . dieciséis:

$$d_{LU} = \frac{1}{4.2 \times 10^{-2} FII^2 - 2.43 \times 10^{-5}}$$

$$d_{LU} = \frac{1}{4.2 \times 10^{-2} (0.15)^2 - 2.43 \times 10^{-5}} \approx 1,100 \text{ ft}$$

La distancia a la falla puede ser directa. S.M Estimado usando Figur mi 8 . 13 . por el valor de Fil de 15 %, la distancia  $y$  s aproximadamente 1100 pie .

**EJEMPLO**

La encuesta de resistividad en un pozo arrojó los siguientes datos : pozo

Finos corregidos de Connecticut  $m$  id filtrado de lodo res es actividad = 0.165 ohm-m , agua res  $y$  s actividad = 0 .18 ohmios-m , zona invadida res  $y$  s actividad = 12 ohmios-m , y profundo de la formacion.

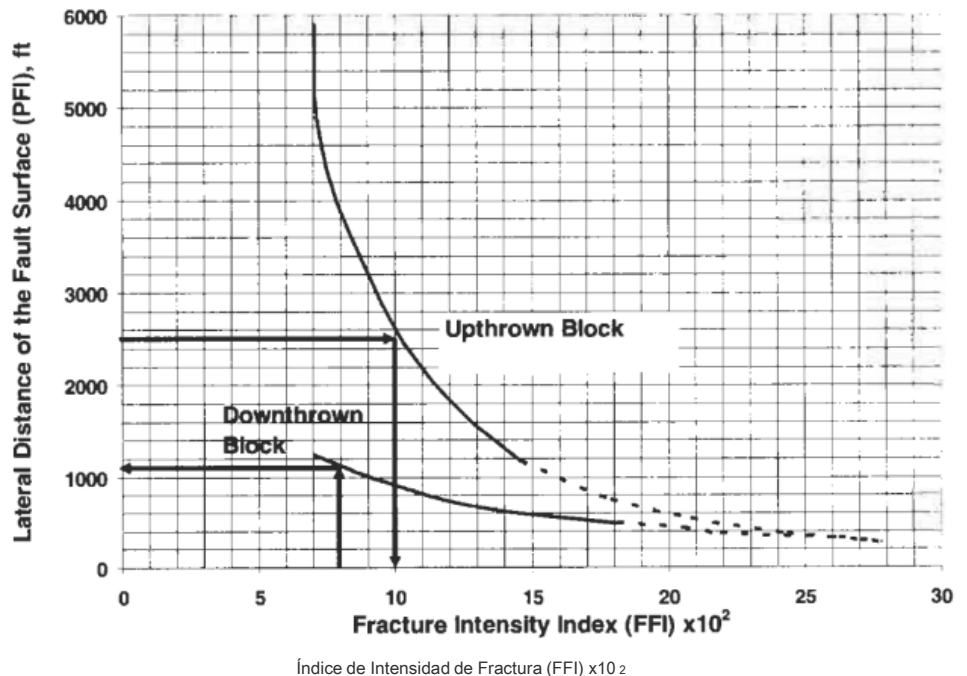


Figura 8.13. Falla proximidad Indiana ex ( FPI ) como un divertido C ón de fra C tur mi Ent mi norte s  $y$  ty índice/ .

resistividad = 85 ohmios-m. La porosidad promedio del yacimiento (17 %) se determinó a partir de un registro de neutrones. Se observó una pérdida sustancial de lodo durante la perforación de este pozo así como en los pozos vecinos. El análisis de las pruebas de presión y los testigos confirmaron la presencia de extensas fracturas naturales en el pozo.

- (a) Estime el índice de intensidad de fractura y la porosidad particionamiento del coeficiente.
- (b) Si la saturación de agua irreducible promedio estimada a partir del análisis de registros es 24%, determine el ancho de la fractura. Tenga en cuenta que el coeficiente  $C_x$  en la ecuación 8.12 es típicamente 0.25.
- (c) Si la saturación de agua irreducible promedio estimada a partir del análisis de registros es 24%, determine el ancho de la fractura.

**SOLUCIÓN**

- (a) Conociendo  $R_{so} = R_{xo} = 12$  y  $R_{un} = R_t = 85$ , la intensidad de la fractura

El índice se estima a partir de la ecuación. 8.18:

$$FII = \frac{\frac{1}{R_{xo}} - \frac{1}{R_t}}{\frac{1}{R_{mf}} - \frac{1}{R_w}} = \frac{1/12 - 1/85}{1/0.165 - 1/0.18} = 0.1417$$

El saturat yo de filtrado de lodo en la zona lavada es :

$$S_{xo} = S_w^{C_x} = 0.24^{0.25} = 0.70$$

El coeficiente de reparto de la porosidad se calcula utilizando la ecuación 8.13:

$$v = \frac{R_w}{\phi_t(S_w - S_{xo})} \left( \frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_{xo}} \right) = \frac{0.18}{0.17(0.24 - 0.70)} \left( \frac{1}{85} - \frac{1}{12} \right) = 0.165$$

- (b) Usando la ecuación 8.19a:

$$w_f = \frac{0.064}{\phi_t} [(1 - S_{iw}) FII]^{1.315} = \frac{0.064}{0.17} [(1 - 0.24)(0.1417)]^{1.315} = 0.02 \text{ cm}$$

(c) Utilizando la Ecuación 8.19b:

$$k_f = 1.5 \times 10^7 \phi_t [(1 - S_{wi}) FII]^{2.63}$$

$$= 1.5 \times 10^7 (0.17) [(1 - 0.24) 0.1417]^{2.63} = 7,265 \text{ mD}$$

Usando la ecuación 8.20, donde  $C_T = 3/4$ , el porosidad de fractura es:

$$\phi_f = \left[ R_{mf} \left( \frac{1}{R_{LLS}} - \frac{1}{R_{LLD}} \right) \right]^{C_T} = \left[ 0.165 \left( \frac{1}{12} - \frac{1}{85} \right) \right]^{3/4} = 0.0358$$

Por  $C_r = 2/3$ , los poros de fractura  $\phi_f$  es 0,052; por tanto, el valor de  $\phi_f$  está entre 0,036 y

0,052. La porosidad de la matriz es:

$$\phi_m = \phi_t(1 - \nu) = 0.17(1 - 0.165) = 0.142$$

Tenga en cuenta que la suma de  $\phi_f$  ( para  $C_T = 3/4$ ) y  $\phi_m$  es 0.177, cual es aproximadamente igual a la porosidad total obtenida de los registros de pozos. Por lo tanto, la porosidad de fractura de este yacimiento es 3.6 % .

**RELACIONES PERMEABILIDAD-POROSIDAD EN SISTEMAS DE POROSIDAD DOBLE**

Los yacimientos de petróleo se pueden dividir en tres amplias clases según sus sistemas de porosidad:

- (1) intergranular;
- (2) intercrystalino-intergranular ;
- (3) canales de solución y / o fracturas naturales .

Los reservorios con canales de solución vugular y / o fracturas difieren de los que tienen una porosidad intercrystalino-intergranular en que el sistema de doble porosidad influye fuertemente en el movimiento de los fluidos . La doble porosidad puede ser el resultado de fracturas, juntas y / o canales de solución dentro de los embalses. Depósitos de carbonato con una solución vugular sistema poroso, como el campo Pegasus Ellenburger y el campo Canyon Reef en Texas , exhiben una amplia gama de permeabilidad. La distribución de la permeabilidad puede ser relativamente uniforme o bastante irregular. El yacimiento de doble porosidad con una distribución de permeabilidad uniforme se puede analizar de la siguiente manera.

Considere una muestra de roca con dos radios de poros dominantes, como se muestra en la Figura 8.14. El flujo total a través de tales sistemas es la suma de

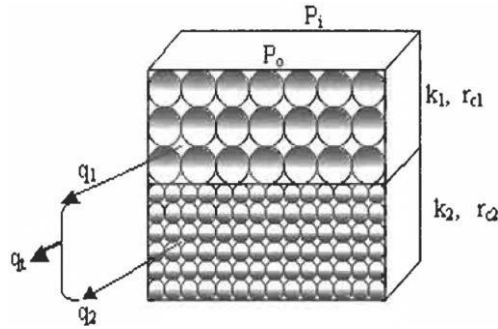


Figura 8.14 . Mod de unidad mi l uutt dos d o radios de poros dominantes . 77J e sy los tallos poseen proppiedades petrofisicas subch como porosidad y permeabilidad.

Caudales individuales a través de cada sistema, los sistemas tienen diferentes propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad .

$$Q_1 = q_1 + q_2 \tag{8.21}$$

Usando Darcy ' s ley (para q.) y Poiseuille ' s (para q 1 y q 2 ) , tenemos :

$$kA_t \frac{\Delta P}{\mu L} = \left[ \frac{n_1 \pi r_{c1}^4}{8} + \frac{n_2 \pi r_{c2}^4}{8} \right] \frac{\Delta P}{\mu L} \tag{8.22}$$

El área total del sistema es :

$$A_t = \frac{n_1 \pi r_{c1}^2}{\phi_1} + \frac{n_2 \pi r_{c2}^2}{\phi_2} \tag{8.23}$$

también , sabemos por el Capítulo 3 que:

$$r_c = \frac{2}{S_{vp}} \tag{8.24}$$

Sustituyendo la ecuación 8.23 en 8.22 y la ecuación 8.24 en la ecuación resultante da:

$$k = \frac{1}{2} \frac{\left[ 1/S_{vp1}^4 + 1/S_{vp2}^4 \right]}{\left[ 1/(\phi_1 S_{vp1}^2) + 1/(\phi_2 S_{vp2}^2) \right]} \tag{8.25a}$$

La forma general de esta ecuación es:

$$k = \frac{1}{2} \frac{\sum_{i=1}^n (1/S_{vpi}^4)}{\sum_{i=1}^n (1/(\phi_i S_{vpi}^2))} \tag{8.25b}$$

Para un solo sistema de porosidad, este equat yo on se reduce a:

$$k = \frac{1}{2} \frac{(1/S_{vp}^4)}{(1/(\phi S_{vp}^2))} \tag{8.26}$$

La constante 2 en la Ecuación 8.26 está relacionada con la forma de los capilares y su tortuosidad y puede ser reemplazada por KT :

$$\frac{\sum_{i=1}^n (1/S_{vpi}^4)}{\sum_{i=1}^n (K_{Ti}/(\phi_i S_{vpi}^2))} \tag{8.27}$$

dónde

$$KT = 6fsp'T \tag{8.28}$$

Métodos para estimar el factor de forma de poro fsp y la tortuosidad de los capilares T se discuten en el Capítulo 3 . En el caso de formaciones que contienen un número muy pequeño de canales por unidad de volumen de poros , como en reservorios con alta capacidad de almacenamiento en una matriz de roca , y muy baja capacidad de almacenamiento en canals n1 » n2 , Ecuación 8 . 25a se puede escribir como:

$$k = \frac{\phi_1}{2S_{pv1}^2} = \frac{\phi_1 r_{c1}^2}{8} \tag{8.29a}$$

donde el subíndice 1 significa primario ") ' espacio poroso, que almacena la mayor parte del fluido . En el caso de n2 » n1 , es decir, rocas en que el fluido se almacena principalmente en espacios de poros secundarios como fisuras y cavidades, Ecuación 8 . 29a se convierte en:

$$k = \frac{\phi_1}{2S_{pv1}^2} = \frac{\phi_1 r_{c1}^2}{8} \tag{8.29a}$$

donde el subíndice 2 representa el espacio poroso secundario . Así, en los casos en que ni » norte 2 y N2 » norte, Los sistemas de doble porosidad pueden ser

aproximado por un sistema de espacio de poro único, y en consecuencia, los métodos desarrollados en el Capítulo 3 para rocas clásticas se pueden utilizar en formaciones de carbonatos. En el caso donde  $n_1$  es aproximadamente igual a  $n_2$ , y dado que es imposible determinar  $n_1$  y  $n_2$ , una alternativa al enfoque anterior es tomar la media geométrica de los dos sistemas capilares.

$$k = \sqrt{\left(\frac{\phi_1 r_{c1}^2}{8}\right) \left(\frac{\phi_2 r_{c2}^2}{8}\right)} = \frac{r_{c1} r_{c2}}{8} \sqrt{\phi_1 \phi_2} \tag{8.30}$$

Usando un valor promedio de  $r_{c1}$  y  $r_{c2}$ , y un valor promedio de  $\phi_1$  y  $\phi_2$ , la ecuación 8.30 se vuelve similar a la ecuación de Kozeny.

**RELACIONES POROSIDAD Y PERMEABILIDAD TIPO DE PERMANENCIA 1 DEPÓSITOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

Como se mencionó anteriormente con respecto a los reservorios tipo 1, las fracturas proporcionan toda la capacidad de almacenamiento y permeabilidad y el comportamiento del flujo del fluido está controlado por las propiedades de fractura. Ecuación del dedo del pie para el caudal volumétrico, combinado con Darcy's, proporciona el enfoque básico para estimar la permeabilidad de la fractura.

Considere un bloque de roca naturalmente fracturada con  $n$  fracturas, como se muestra en la Figura 8.15. Suponiendo que las fracturas son rectangulares, lisas y no contienen ningún mineral, la ecuación de Hagen-Poiseuille da:

$$q = \frac{nh_f w_f^3 \Delta P}{12 \mu L} \tag{8.31a}$$

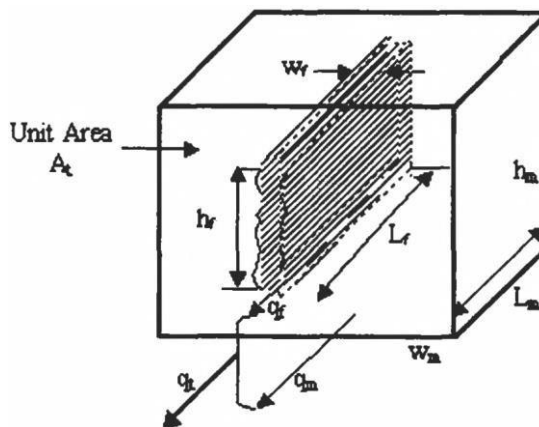


Figura 8.15. Modelo unitario utilizado en el cálculo de la permeabilidad a la fractura en reservorios fracturados naturales / y tipo J.

y Darcy 's ley es:

$$q = kA \frac{\Delta P}{\mu L} \quad (8.31b)$$

La equiparación de estas dos ecuaciones y la resolución de la accesibilidad da como resultado :

$$k = \frac{nh_f w_f^3}{12A} \quad (8.32)$$

Dificultad física del dedo del pie para usar la ecuación 8 . 32 es que el número de fracturas , la altura y el ancho de la fractura deben conocerse . Sínce, por definición,

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{nh_f w_f L}{AL} \quad (8.33)$$

Y:

$$A = \frac{nh_f w_f}{\phi} \quad (8.34)$$

Sustituyendo la ecuación 8.3 4 en 8 . 32 y campos:

$$k = \frac{\phi w_f^2}{12} \quad (8.35)$$

La ecuación 8.35 es similar a la ecuación 3 . 14 ,  $k = 8r^2 / 8$ , donde el radio capilar  $r$  y la constante  $8$  se han reemplazado por el ancho de fractura  $w_f$  y 12 respectivamente . La ecuación 8.35 se usa comúnmente para calcular la capacidad de penetración de la fractura . Expresando la porosidad de la fractura en porcentaje y el ancho de la fractura en micrómetros ( $\mu m$ ), Ecuación 8 . 38 aC viene :

$$k_f = 8.33 \times 10^{-4} w_f \phi_f \quad (8 . 36)$$

Donde  $k_f$  se expresa en darcies .

Ecuación 8.35 se puede utilizar para calcular  $w_r$  si la porosidad y la capacidad de penetración se conocen a partir de registros de pozos o pruebas de pozos:

$$w_f = \sqrt{12 \frac{k}{\phi}} \quad (8.37)$$

**FRACTURAS POROSIDAD Y APERTURA DE (ORES)**

El granito fracturado con aceite es una importante formación productiva en algunas partes del mundo , como en el campo Bach Ho en alta mar en Vietnam. El granito fracturado consta de tres elementos principales: macrofracturas , Matriz de baja permeabilidad con microfracturas , y matriz hermética no permeable [33]. Tan y col. seleccionó diez de los núcleos enteros más representativos (D = 6 . 7 cm) de este campo , con porosidad total de 3,03 a 9 . 93 por ciento , y permeabilidad de 226 a 19 , 250 mD, como se muestra en la Tabla 8.4 [33] . Después de recortar y limpiar, los núcleos se saturaron con salmuera. , luego se determinó la porosidad total ( $\phi_f$ ) . Las muestras saturadas se cargaron luego en una celda capilar (técnica de placa porosa) y el Pe se incrementó en pasos desde 0 . 05 a 5 barras. La saturación de agua Sw se registró en cada paso , Observaron que cuanto mayor era el ancho de la fractura, menores eran las fuerzas capilares. De este observat yo en adelante, demostraron que el cambio repentino en la pendiente de Pe versus Sw, como se muestra en la Figura

8.16, corresponde al volumen de fracturas. A continuación, se calcularon los coeficientes de partición de la porosidad y porosidad de la fractura Del dedo:

$$\phi_f = \phi_t(1 - S_{ws}) \tag{8.37a}$$

$$v = \phi_f / \phi_t = 1 - S_{ws} \tag{8.37b}$$

Donde Sws es la saturación de agua correspondiente al cambio repentino en pendiente de la curva de Pe . Se muestran los valores de Q> fy vare en Tabla 8 . 4 . Esta tabla muestra valores muy altos de v, lo que indica una densidad muy alta de microfracturas. en la matriz.

**MESA 8.4**

**RESULTADOS DEL (ANÁLISIS DE MINERAL DEL DEPÓSITO FRATIVADO**

kt, mD	< > t,%	V	< > t,%	< > m,%
1800	8.33	0 . 328	2,73	5.60
19250	8 . 63	0.302	2 . 61	6 . 02
15220	4 . 25	0.435	1,85	2,40
1704	4 . 67	0.4	1.87	2,80
8520	3 . 03	0.396	1,20	1,83
386	4 . 34	0,26	1,13	3 . 21
824	9 . 93	0,266	2 . 64	7 . 29
514	5 . 54	0 . 462	2 . 56	2,98
226	4.06	0 . 37	1,50	2 . 56
302	7,69	0 . 223	1,71	5 . 98



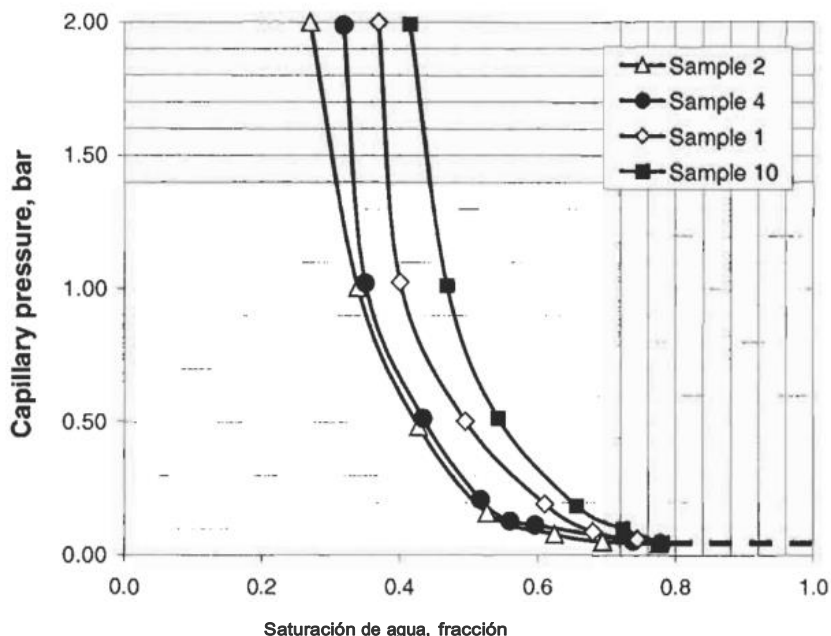


Figura 8 . dieciséis. UN curvas de presión capilar ir / uiaater / 33 ].

También realizado s imult un medición precisa de perme un bilidad (agua) yr mi sistividad en n un Muestras de núcleos fracturados estructuralmente, utilizando un portamuestras Hassler equipado con dos electrodos recubiertos de plata . Para cada muestra de núcleo, se determinaron la resistividad y la permeabilidad. mi d a varias presiones de sobrecarga de 15 a 4 00 bares. Muestras de dos satur un ción s Se investigaron los estados: Brin completa mi saturación , y saturación parcial de salmuera. Las medidas de resistividad fueron p mi formado en 31 núcleos completamente saturados de salmuera con  $k < 3$  mD, luego el factor de resitividad de formación calculado ( $F = R_o / R_w$ ), se representó frente a fra C ture poro s idoneidad (Figura 8.17). UN El ajuste de la curva de los puntos de datos muestra que el factor de cementación es significamente bajo, que es típico de sistemas con alto coeficiente de reparto de porosidad. La gráfica log-log de resistividad versus permeabilidad (Figura 8.18) les permitió investigar la relación entre la permeabilidad y el ancho de la fractura. . Concluyeron que  $w_f$  calculado a partir de resistividad (Equati on 8. 4 0b) representar s el valor real de la apertura de la fractura.

Expr es Singular porosidad de fractura en porcentaje y ancho de fractura o apertura en micrómetros ( $\mu m$ ) La ecuación 8.35 se convierte en :

$$k_f = 8.44 \times 10^{-4} w_f^2 \phi_f \tag{8.38}$$

Dónde  $k_f$  se expresa en unidades Darcy . los La porosidad de la fractura se calcula a partir de:

$$\phi_f = \frac{0.04 n_f w_f}{\pi D} \tag{8.39}$$

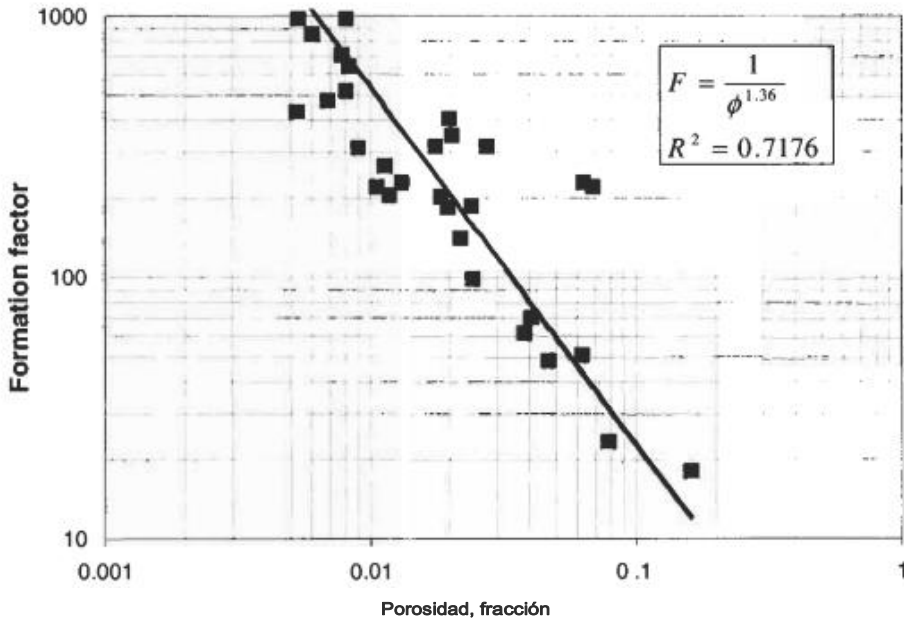


Figura 8.17. Factor de resistividad de la formación vs . porosidad IBJ.

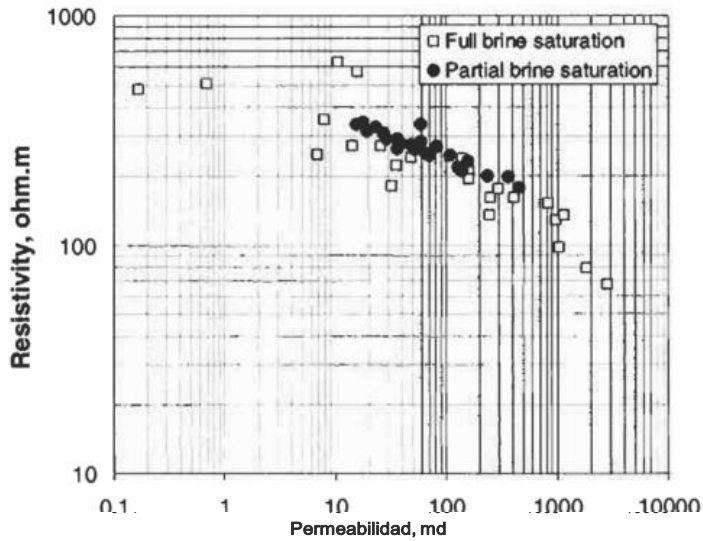


Figura 8.18. Gráfico cruzado de resistividad vs . Permeabilidad [33].

El ancho o la apertura de la fractura del dedo puede estimarse con las siguientes ecuaciones:

$$w_f = \left( \frac{\pi D k_f}{33.32 \times 10^{-6} n_f} \right) \tag{8.40a}$$

O, suponiendo que la longitud de la fractura es igual a la longitud de la muestra del núcleo:

$$w_f = \frac{10^6 R_w L}{n_f r_{of} D} \quad (8.40b)$$

Dónde:

$n_f$  = número de fracturas en la muestra de núcleo fracturado

$R_w$  = resistividad de agua o salmuera ,

Ohm-m  $r_{of}$  = resistencia eléctrica de la muestra del núcleo fracturado,

Ohm D = Diametro de la muestra del núcleo fracturado como se muestra en la Figura 8 . 28A , cm

L = Longitud de la muestra de núcleo fracturado como se muestra en la Figura 8 . 28A, cm  $k_f$  = Permeabilidad a la fractura, Darcy

$\phi_f$  = Porosidad de fractura, porcentaje

$w_f$  = Ancho de fractura o apertura, micrómetro ( $\mu\text{m}$ )

### EJEMPLO

Las mediciones de resistividad se realizaron en una muestra de núcleo saturada de agua al 100% que contenía 5 fracturas. Los siguientes resultados fueron obtenidos:

$$\begin{aligned} r_{of} &= 675 \text{ Ohm} & R_w &= 0.15 \text{ Ohm-m} & D &= 7.62 \text{ cm} \\ L &= 30.48 \text{ cm} & \phi_t &= 10.3\% \end{aligned}$$

Calculo:

(a) Ancho de fractura

(b) Porosidad de fractura

(c) Permeabilidad a la fractura

(d) Coeficiente de reparto de porosidad y porosidad de matriz.

### SOLUCIÓN

(a) Dedo del pie el ancho o apertura de la fractura se obtiene de la Ec. 8.40b:

$$w_f = \frac{10^6 R_w L}{n_f r_{of} D} = \frac{10^6 \times 0.15 \times 30.48}{5 \times 6751 \times 7.62} = 178 \mu\text{m}$$

(b) La porosidad de la fractura se estima a partir de la Ec.8, 39:

$$\phi_f = \frac{0.04 n_f w_f}{\pi D} = \frac{0.04 \times 5 \times 178}{7.62 \pi} = 1.5\%$$

(c) La permeabilidad a la fractura del dedo del pie se estima a partir de la Ec. 8.38:

$$k_f = 8.44 \times 10^{-4} \times 178^2 \times 1.5 = 39.6 \text{ Darcy}$$

(d) El coeficiente de particion de la porosidad y matriz de la porosidad estan determinandos por las ecuaciones 8.37b y 8.15:

$$v = \frac{\phi_f}{\phi_t} = \frac{1.5}{10.3} = 0.14$$

$$\phi_m = \phi_t - \phi_f = 8.8\%$$

#### ÁREA ESPECÍFICA DE FRACTURAS

Dejar  $S_{pv}$  sea el área de superficie interna por unidad de volumen de poro, donde el área de superficie para  $n$  fracturas es  $n(2w_fL + 2htL) = 2n(w_f + ht)L$ , y el volumen de poro es  $n(w_f h_f L)$ , asumiendo que la fractura proporciona ali del almacenamiento y la permeabilidad . El área de superficie especifica del dedo del pie por unidad de volumen de poros es:

$$S_{vp} = \frac{2n(w_f + h_f)L}{n2w_f h_f L} = 2 \left( \frac{1}{h_f} + \frac{1}{w_f} \right) \tag{8.41}$$

Usando los mismos supuestos, el área de superficie especifica por unidad de volumen de grano es:

$$S_{gv} = \frac{2n(w_f + h_f)L}{AL(1 - \phi)} \tag{8.42}$$

Al multiplicar y dividir por  $w_f h_f$  y simplificar, se obtiene:

$$S_{gv} = \frac{2nw_f h_f}{A(1 - \phi)} \left( \frac{1}{h_f} + \frac{1}{w_f} \right) \tag{8.43}$$

Sustituyendo  $A$  de la ecuación 8.37 y simplificando da como resultado:

$$S_{gv} = 2 \left( \frac{\phi}{1 - \phi} \right) \left( \frac{1}{h_f} + \frac{1}{w_f} \right) \tag{8.44}$$

Término del dedo del pie  $l / h_f$  es muy pequeño en comparación con  $l / w_f$  porque  $h_f \gg w_f$ . Así, la ecuación 8.44 se reduce a:

$$S_{gv} = \frac{2}{w_f} \left( \frac{\phi}{1 - \phi} \right) \tag{8.45}$$

Combinar ecuaciones 8.41 y 8.44 da:

$$S_{gv} = \left( \frac{\phi}{1 - \phi} \right) S_{pv} \quad (8.46)$$

Desde  $l / w_f \gg 1 / hr$ , la Ecuación 8.41 se reduce a:

$$S_{vp} = \frac{2}{w_f} \text{ or } w_f = \frac{2}{S_{vp}} \quad (8.47)$$

Sustituyendo a  $W_f$ , La ecuación 8.17 se convierte en:

$$k = \frac{\phi}{3S_{pv}^2} \quad (8.48)$$

Combinar ecuaciones 8.46 y 8.36 da :

$$k = \frac{1}{3S_{gv}^2} \left( \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \right) \quad (8.49)$$

La derivación del dedo del pie de las ecuaciones 8.33 a 8.49 supone que las fracturas son rectangulares, lisas, uniformes y que la longitud de la fractura es igual a la longitud de la roca es amplia. La constante 3 es específica de la forma de la fractura. Ecuaciones 8.48 y 8.49 se puede generalizar para todas las formas de fractura de la siguiente manera:

$$k = \frac{\phi}{K_{Tr} S_{pv}^2} \quad (8.50)$$

$$k = \frac{1}{K_{Tr} S_{gv}^2} \left( \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \right) \quad (8.51)$$

Donde  $K_{11} = K_s$  (t,  $K_{sf}$  siendo el factor de forma de la fractura y 1: la tortuosidad.

Esta ecuación es similar a la ecuación de Kozeny generalizada, diferente a

Las formaciones de areniscas, la identificación y caracterización de las unidades de flujo en las formaciones de carbonatos no es posible debido a las variaciones extremas de las fisuras, tanto en términos de geometría como de intimidad. Sin embargo, en reservorios donde la geometría y distribución de fisuras son uniformes en todo el reservorio, se podrían usar los mismos conceptos de índice de calidad del reservorio (RQI), índice de zona de flujo (FZI) y factor de caracterización de la unidad hidráulica de Tiab (HT) que se presentaron. en Capítulo 3 .

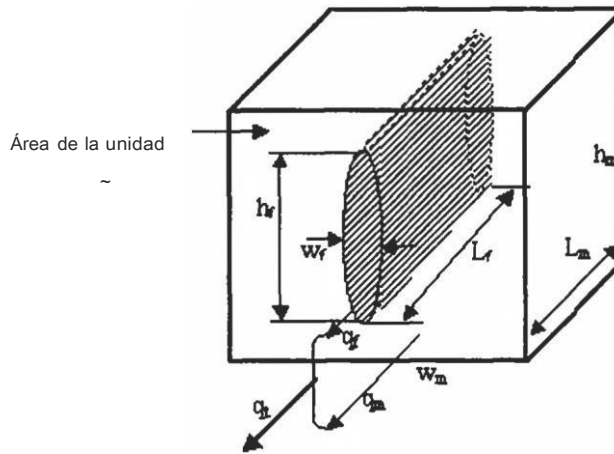


Figura 8.19. Efecto de la fractura sbape o n la relación permeabilidad-porosidad bip .

**EFFECTO DE LA FORMA DE LA FRACTURA**

Considere una fractura w yo en una sección transversal elíptica como se muestra en la Figura 8. 19. Asegurando un depósito de tipo 1 naturalmente fracturado, el área de superficie específica por unidad de volumen de poros , Sp v, es:

$$S_{pv} = \frac{A_{sc}}{V_p} \tag{8.52}$$

Donde Ase es el área de superficie de la fractura elíptica y viene dada por:

$$A_{sc} = \pi \left[ 0.75 (w_f + h_f) - 0.5\sqrt{w_f h_f} \right] L \tag{8.53}$$

y

$$V_p = \frac{\pi}{4} w_f h_f L \tag{8.54}$$

Combinando las tres ecuaciones anteriores s, y simplificando:

$$S_{vp} = 3 \left( \frac{1}{w_f} + \frac{1}{h_f} \right) - \frac{2}{\sqrt{w_f h_f}} \tag{8.55}$$

Desde  $1 / h_f \ll 1 / w_f$ , la ecuación anterior se reduce a:

$$S_{vp} = \left( \frac{3}{w_f} \right) - \frac{2}{\sqrt{w_f h_f}} \tag{8.56}$$

Asumiendo  $w_i \gg W_f$ , La ecuación 8.56 se reduce aún más a (con menos del 5% de error):

$$S_{vp} = \frac{3}{w_f} \tag{8.57}$$

De las ecuaciones anteriores se desprende claramente que el valor del factor de forma de la fractura  $K_{sr}$  cambia con la forma de la fractura.

**Radio hidraulico de fracturas**

El radio efectivo de una fractura ( $r_w$ -) se puede obtener representando la fractura como un tubo capilar. La ecuación de las ecuaciones 3.10, que es válida para un sistema de tubo capilar, y 8.3la, que da cuenta de la geometría de la fractura, produce:

$$\frac{\pi r_{hf}^4}{8} = \frac{h_f w_f^3}{12} \tag{8.58a}$$

Resolviendo los resultados del radio [32]:

$$r_{hf} = \left( \frac{2}{3\pi} h_f w_f^3 \right)^{1/4} \tag{8.58b}$$

La ecuación 8.58b es una ecuación muy importante en el sentido de que interpreta la geometría de la fractura en términos de radio hidráulico equivalente y, por lo tanto, puede incorporarse en cualquier modelo de tubo (Figura 8.20).

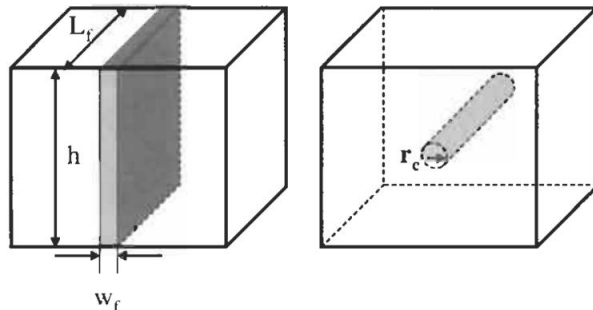


Figura 8.20. Radio de fractura bidraulica en rocas fracturadas y no fracturadas. Una muestra de roca en una fractura de radio bydraulic igual a 1 cm es equivalente a una muestra de roca de una solución cchannel de radio de 1 cm.

Sustituyendo la ecuación 8.58b en 3.10 (donde  $r = R_{hf}$ ) produce:

$$k_f = \frac{\phi_f}{8} \sqrt{\frac{2}{3\pi}} h_f w_f^3 = 0.05758 \phi_f \sqrt{h_f w_f^3} \quad (8.59)$$

La permeabilidad a la fractura en esta ecuación está en  $\text{cm}^2$ , la porosidad es una fracción, y la altura y el ancho de la fractura están en  $\text{cm}$ . Si ancho de fractura,  $w_f$ , y la porosidad de la fractura,  $\phi_f$ , se determina a partir del análisis del núcleo y la permeabilidad se determina a partir de las pruebas de pozo, la altura de la fractura se puede determinar a partir de la Ecuación 8.59. Otra aplicación de la Ecuación 8.59 es decidir qué radio debe tener un pozo horizontal para obtener el mismo beneficio de una fractura hidráulica de ancho  $w_f$  y altura  $h_f$ .

**EJEMPLO**

Análisis de núcleos, Los registros de pozos y los datos de presión arrojaron los siguientes datos:

$$\phi_f = 0.027 \quad w_f = 0.015 \text{ cm} \quad k_f = 51.3 \text{ Darcies}$$

Estimado:

- (a) Altura de la fractura y
- (b) Radio hidráulico de las fracturas .

**SOLUCIÓN**

(a) La ecuación 8.59 se puede reorganizar para la altura de la fractura de la siguiente manera:

$$h_f = \left( \frac{k_f}{0.05758 \phi_f} \right)^2 \frac{1}{w_f^3} \quad (8.60)$$

Since  $1 \text{ Darcy} = 9.87 \times 10^{-7} \text{ cm}^2$ , therefore  $51.3 \text{ Darcies} = (51.3)(9.87 \times 10^{-7}) = 5.06 \times 10^{-5} \text{ cm}^2$ .

$$h_f = \left( \frac{5.06 \times 10^{-5}}{0.05758 (0.027)} \right)^2 \frac{1}{(0.015)^3} = 314 \text{ cm} = 10.3 \text{ ft}$$



(b) El radio hidráulico se puede calcular usando la Ecuación 8. 58b.

$$r_{hf} = \left( \frac{2}{3\pi} h_f w_f^3 \right)^{1/4}$$

$$r_{hf} = \left( \frac{2}{3\pi} (314) (0.015)^3 \right)^{1/4} = 0.12 \text{ cm}$$

Este valor de  $r_{hf}$  implica que una fractura que tiene una altura de 311 cm y un ancho de 0.015 cm, es equivalente a un canal cilíndrico que tiene un radio hidráulico de 0.12 cm.

**TIPO 2 DEPÓSITOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

En este tipo de yacimientos la matriz tiene buenos poros y permeabilidad. Oil está atrapado tanto en la matriz como en las fracturas. Considere un bloque representativo que contenga dos capas paralelas, como se muestra en la Figura 8. 21.

La permeabilidad promedio en la matriz puede desarrollarse el modelo de Darcy para flujo en la matriz y la permeabilidad en el sistema de fracturas puede expresarse en secciones anteriores en este sistema.

Para los capilares y fracturas, se puede seguir el siguiente enfoque para estimar la permeabilidad en los reservorios naturalmente fracturados. El caudal total tanto de la matriz como de las fracturas se puede expresar como:

$$Q_t = Q_f + Q_m \tag{8. 61}$$

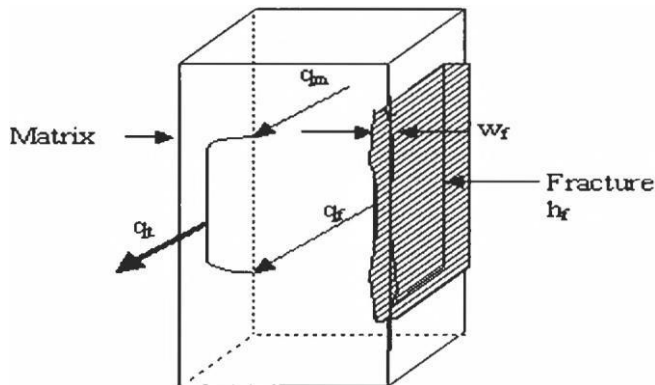


Figura 8.21. Representación esquemática de un sistema de roca que contiene un sistema de fracturas paralelas. El fluido fluye tanto a través de la matriz como a través de las fracturas (dos reservorios).

Usando la ley de Darcy (para q.) y la ley de Poiseuille (para qm y qr) da:

$$kA_t \frac{\Delta P}{\mu L} = \left[ \frac{n_c \pi r_c^4}{8} + \frac{n_f h_f w_f^3}{12} \right] \frac{\Delta P}{\mu L} \tag{8.62}$$

El área total de matriz y fractura se puede expresar Como:

$$A_t = \frac{n_c \pi r_c^2}{\phi_c} + \frac{n_f h_f w_f}{\phi_f} \tag{8.63}$$

Asumir una capacidad de almacenamiento igual de ambos sistemas (matriz y fractura), es decir, el coeficiente de reparto de la porosidad v es aproximadamente 0.50 y por lo tanto  $n_c = n_f$  y  $r_c = r_f$ , Ecuación 8.63 simplificada como:

$$A_t = \frac{n}{\phi} (\pi r_c^2 + h_f w_f) \tag{8.64}$$

Por lo tanto, la permeabilidad promedio se puede extraer primero sustituyendo la ecuación 8.64 en 8.62 y luego resolviendo para k:

$$k = \frac{\phi}{\pi r_c^2 + h_f w_f} \left[ \frac{\pi r_c^4}{8} + \frac{h_f w_f^3}{12} \right] \tag{8.65}$$

Para un área de bloque unitario,  $h_f w_f = 1$ . Si bien  $h_f$  y  $w_f$  se pueden medir con relativa facilidad, este no es siempre el caso con  $R_c$ . Un enfoque bastante simplista para determinar la permeabilidad promedio en los reservorios de tipo 2 es calcular la media geométrica de los dos sistemas:

$$k = \sqrt{\left( \frac{\phi_c r_c^2}{8} \right) \left( \phi_f w_f^2 \right)} \tag{8.66}$$

Asumiendo la porosidad media  $q = \bar{q}$  La ecuación 8.66 se convierte en:

$$k = \left( \frac{\phi_c r_c^2}{8} \right)^{0.5} \left( \phi_f w_f^2 \right)^{0.5} \tag{8.67}$$

Es obvio a partir de esta discusión que en las formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas, donde la estructura heterogénea y/o es y textura! Los cambios son comunes y sólo se extrae el núcleo de un pequeño número de pozos; no se recomienda la práctica de utilizar relaciones estadísticas de permeabilidad-porosidad del núcleo para caracterizar las unidades de flujo. Los principales parámetros que influyen en las unidades de flujo en los reservorios naturalmente fracturados incluyen: porosidad secundaria (fracturas,

fisuras, y vugs), porosidad de la matriz, dimensiones de la fractura, porosidad, coeficiente de reparto, Área superficial específica, y saturación de agua irreducible. Estos parámetros deben ser incorporados en la definición de unidades de flujo para caracterizarlos de manera efectiva.

**MODELADO DE FLUJO DE FLUIDOS EN FRACTURAS**

Las fracturas se modelan como canales de flujo o grietas. Sus dos propiedades principales desde el punto de vista del flujo de fluidos es la capacidad de almacenamiento y la transmisión de fluido o capacidad de transferencia  $\omega_f$  y  $\kappa_f$ , también conocido como conductividad de fractura. Estas dos propiedades dependen de las dimensiones de largo, ancho y alto.

**AREA DE FRACTURA**

El área de la fractura está determinada por la forma y la dimensión relativa de la fractura e influye en el comportamiento mecánico del macizo rocoso. Por lo general, se asume que las fracturas tienen forma circular, con constante radio, o en forma de paralelogramo, utilizando una forma rectangular o cuadrada como suposición simplificadora. El área de la fractura está influenciada por la extensión de la fractura. Hay tres casos: (1) las fracturas son infinitamente extensas lateralmente, (2) las fracturas terminan en otras fracturas, y (3) las fracturas terminan en roca intacta. Sin embargo, de fluido trans Para el punto de vista, se modelan como planos rectangulares de un cierto ancho  $w$ , altura  $h$ , y longitud  $L$  o  $x$ , como se muestra en la Figura 8.22.

Sistema de geometría de fractura tridimensional en:

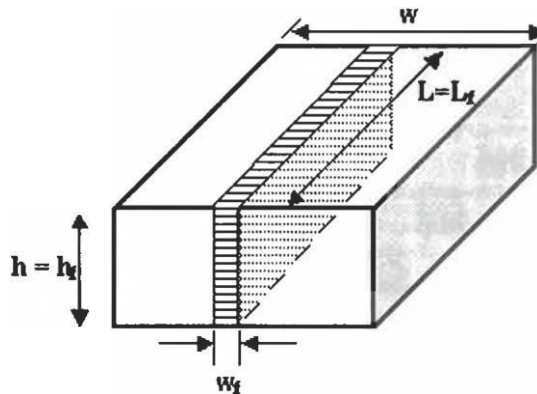


Figura 8.22. Fractura tridimensional para el punto de vista del modelado de flujo.

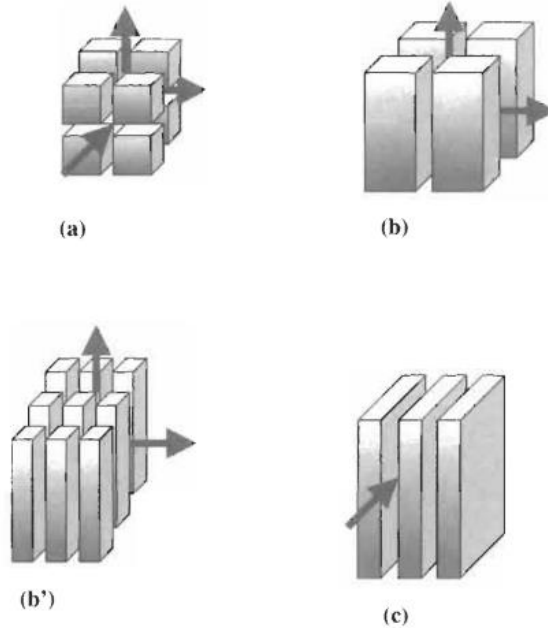


Figura 8.23. Un schematic idealizado de elemental) bloques (19)

(2) dos planos principales: definición de coincidencias, Figura 8.23 (b), (b'); y (3) una serie de planos paralelos: hoja de definición, Figura 8.23 (c).

**ALMACENAMIENTO DE FRACTURAS (APACIDAD**

En contraste con la porosidad de la matriz, la porosidad de la fractura contribuye sólo con un pequeño porcentaje al porosivo total. La apertura de la fractura es típicamente de hasta unos pocos milímetros de ancho, y el espaciamiento típico de las fracturas está en el rango de centímetro a metro. Debido a que las aberturas de fractura son generalmente significativamente mayores que los tamaños típicos de garganta de poros de la matriz, contribuyen con la mayor parte de la transmisividad total de las rocas de petróleo y, en consecuencia, son un factor importante en el movimiento de los fluidos. La porosidad de fractura inicialmente es muy alta, pero, con el tiempo, las fracturas pueden llenarse parcialmente de finos. Este proceso de llenado reduce considerablemente la porosidad de la fractura a menos del cinco por ciento. Dado que solo la conductividad de la fractura es necesaria en los cálculos flow, no se ha prestado mucha atención a la porosidad de la fractura o la capacidad de almacenamiento.

## FRACTURA (CONDUCTIVIDAD)

En ingeniería de yacimientos, las fracturas se han categorizado típicamente sobre la base de su capacidad de transmisión de fluidos o conductividad de la siguiente manera:

- (1) **Conductividad finita:** Las fracturas de conductividad finita permiten un limitado cantidad de fluido a fluir. Si la fractura tiene una conductividad adimensional  $Feo = (k_{fwr}) / (krXf)$  menor que 300, se denomina fractura de conductividad fina.
- (2) **Conductividad infinita:** Las fracturas de conductividad infinita son altamente conductivas y su capacidad de transferencia de fluidos es mayor que la de las fracturas de conductividad finita. Si  $Feo = (k_{fwr}) / (krx) > 500$  entonces la fractura es infinitamente conductora. Este número es aceptado por muchos investigadores; sin embargo, algunas obras asumen  $Feo > 300$  para una conducta infinita.
- (3) **Flujo uniforme:** Las fracturas de flujo uniforme permiten que el fluido fluya a través de tal manera que se produzca una cierta caída de presión pero la cantidad de fluido que entra y sale de la fractura es constante.

Estas tres categorías de fracturas se desarrollaron para fracturas hidráulicas ya que las dimensiones físicas de las fracturas hidráulicas se pueden controlar aumentando la presión de inyección y la cantidad de fluido y propano que controlan la apertura de la fractura.

Por otro lado, rara vez muestran un comportamiento de conductividad infinita. Esto se debe a que no hay propano presente en las fracturas naturales y la superficie de la fractura con el tiempo desarrolla una piel debido a los cambios químicos y físicos que ocurren con el tiempo y a la presencia de los fluidos del yacimiento.

Fracturas por unidad de longitud (profundidad). La frecuencia de fractura determina el volumen de fractura en una roca y es necesaria para determinar la porosidad debida a fracturas.

La apertura o el ancho de la fractura es la apertura de la fractura y es un factor crítico. parámetro en el control de la porosidad y permeabilidad de la fractura. La longitud de la fractura determina la distancia que la fractura está penetrando en la roca del yacimiento desde el pozo. Las fracturas rara vez son rectas, como se muestra en la Figura 8.24. Son curvilíneas y crean un camino tortuoso en comparación con los tubos rectos. El término tortuosidad de fracturas se utiliza con frecuencia para definir la forma irregular de las fracturas y las trayectorias de flujo en las rocas del yacimiento. La tortuosidad es la relación entre la longitud real de la fractura que conecta dos puntos y la longitud mínima de la fractura, por lo tanto, cuanto más interconectadas están las fracturas, menor es el valor de  $t$ .

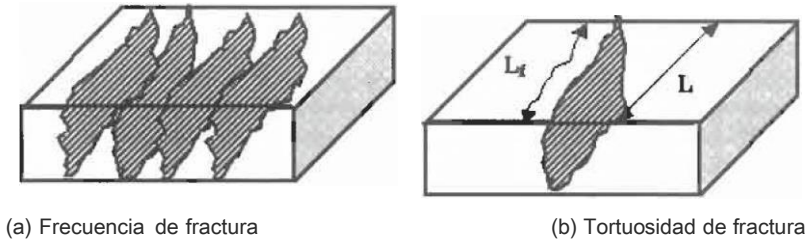


Figura 8.24. Ejemplos de frecuencia de fracturas y fracturas mi tortuosidad .

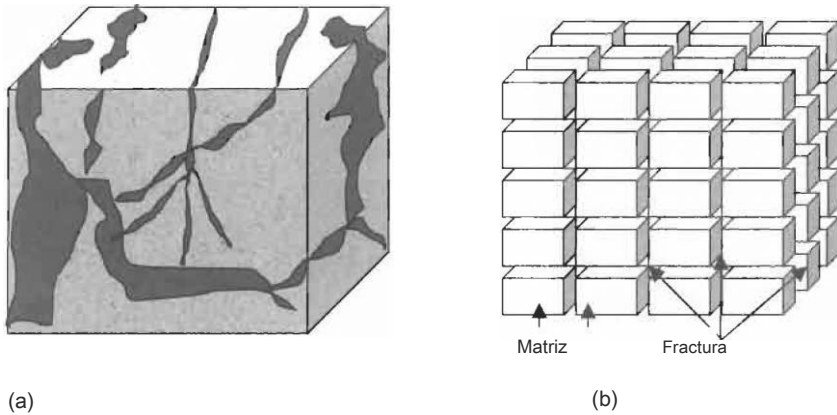


Figura 8.25. Rocas fracturadas naturales idealizadas y realistas, regenerado después de Warren y Root [18].

**CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS NATURALES A PARTIR DE DATOS DE PRUEBAS DE POZOS**

Warren y Root primero modelaron el flujo transitorio de fluidos en rocas naturalmente fracturadas, asumiendo que la roca consiste en una red de fracturas como se muestra en la Figura 8.25 [18]. Este modelo ampliamente popular de análisis de flujo lejano en reservorios naturalmente fracturados se conoce como el "modelo de terrón de azúcar "

Warren y Root asumieron que todo el fluido fluye desde la matriz a las fracturas y solo las fracturas alimentan el pozo.

Dado que no todos los reservorios naturalmente fracturados se comportan de manera similar , el grado de flujo de fluido está controlado por la matriz y las propiedades de fractura . Por lo tanto, Warren y Root introdujeron dos parámetros clave para caracterizar los reservorios naturalmente fracturados:

(1) la relación de capacidad de almacenamiento,  $e_o$ , que es una medida del fluido almacenado en fracturas en comparación con el fluido total presente en el depósito; y

(2) el parámetro de flujo inter-poroso,  $\lambda$ , cuales son una medida del escala de heterogeneidad de la s y tallo y cuantifica la capacidad de transferencia de fluido desde la matriz a la fractura y viceversa.

Un valor de unidad para  $\lambda$  indica la ausencia de fracturas o, idealmente, que las fracturas se comportan como la matriz de manera que físicamente no hay diferencia en las propiedades petrofísicas; en otras palabras, la formación es homogénea. Valores bajos de  $\lambda$ , por otro lado, indica un fluido lento transferencia entre la matriz y las fracturas. Toe rango real de UN es, sin embargo, 1 o -3, lo que indica una transferencia de fluido muy alta, a 1 o -9, lo que indica una mala transferencia de líquido entre las fracturas y la matriz. Los factor de almacenamiento ro tiene un valor entre cero y la unidad. Un valor de 1 indica que todo el líquido está almacenado en las fracturas, mientras que un valor de cero indica que no hay líquido almacenado en las fracturas. Un valor de 0.5 indica que el fluido se almacena por igual en matriz y fracturas.

Mathernatically, el ratio de capacidad de almacenamiento y los íter-poros yo ry parámetro de flujo se define un s sigue:

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_t} = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_f + (\phi C_t)_m} \tag{8.68}$$

Y:

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_t} = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_f + (\phi C_t)_m} \tag{8.68}$$

dónde un es el parámetro de geometría, dado por:

$$\alpha = \frac{4n}{(n + 2) X_m^2} \tag{8.70}$$

donde n es 1, 2, y 3 para chapa, marchas, y modelos de cubo respectivamente, como se muestra en la Figura 8.23. ¡Por cubica y geometrías esféricas [26]:

(8.71a)

$$\alpha = \frac{60}{X_m^2} \tag{8.71a}$$

Donde  $X_m$  representa la longitud del lado del cubo o el diámetro del bloque de esfera. Para cilindros largos

$$\alpha = \frac{60}{X_m^2} \tag{8.71a}$$

Donde  $X_m$  es el diámetro del cilindro.  
Formaciones para capas de losa:

$$\alpha = \frac{12}{h_f^2} \tag{8.71c}$$

Donde  $h_j$  es la altura de la fractura, generalmente tomada como el espesor de formación de la zona fracturada apilada entre las otras capas. Conociendo el parámetro de interporosidad UN de los análisis de prueba de pozo  $y_o$   $s$ , la altura de fractura  $h_j$  se puede calcular a partir de :

$$h_f = r_w \sqrt{\frac{12k_m}{\lambda k_f}} \tag{8.72}$$

Para el modelo de terrones de azúcar, la longitud de side de cada bloque de matriz se obtiene de:

$$X_m = r_w \sqrt{\frac{60k_m}{\lambda k_f}} \tag{8.73}$$

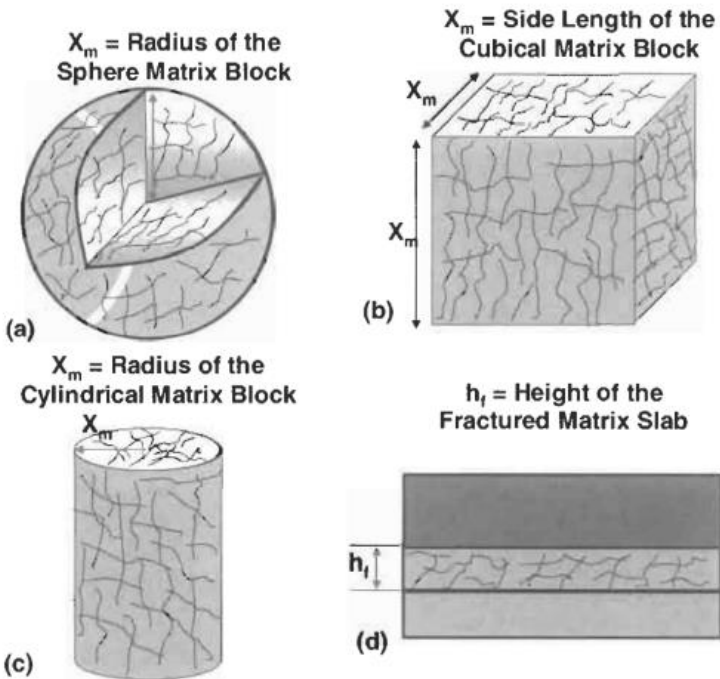


Figura 8.26. ( a ) Spherical, ( b ) cúbico , ( c ) cilíndrico y ( d ) en capas o apiladas matriz bloques con fracturas naturales.



**EJEMPLO**

Un bien ya es terminado en un reservorio naturalmente fracturado. Conocer los siguientes datos, que se obtuvieron del análisis de núcleos y una única prueba de reducción de presión:

$$\lambda = 2.5 \times 10^{-6} \quad r_w = 0.3 \text{ ft} \quad k_f = 39,000 \text{ mD} \quad k_m = 0.185 \text{ mD}$$

- (a) Calcule la longitud de los lados de los bloques de la matriz.
- (b) ¿Cuál sería el yo lucha de la zona de fractura si el sistema fuera en capas?

**SOLUCIÓN**

(a) La longitud del lado  $X_m$  se calcula a partir de la Ecuación 8.73 :

$$X_m = r_w \sqrt{\frac{60k_m}{\lambda k_f}} = 0.3 \sqrt{\frac{60 \times 0.185}{2.5 \times 10^{-6} \times 39,000}} = 15.3 \text{ ft}$$

(b) La altura de la fractura se calcula a partir de la Ecuación 8.72 :

$$h_f = r_w \sqrt{\frac{12k_m}{\lambda k_f}} = 0.3 \sqrt{\frac{12 \times 0.185}{2.5 \times 10^{-6} \times 39,000}} = 1.4 \text{ ft}$$

Ambos parámetros de Warren y Root,  $\lambda$  y  $\omega$ , se obtienen preferiblemente a partir de datos de pruebas de pozos utilizando el análisis semilogarítmico convencional o las técnicas de comparación de curvas de tipo . Usando th mi Tiab's Direct Syntbesis técnica Ambos parámetros pueden determinarse a partir de la gráfica logarítmica de la derivada de presión frente al tiempo sin utilizar la técnica de comparación de curvas de tipo [29].

Figura 8.27 es la prueba de presión semilogarítmica, con dos líneas paralelas típicas que indican la presencia de fracturas naturales. La relación de capacidad de almacenamiento se puede estimar a partir de esta figura, utilizando la siguiente ecuación:

$$\omega = \exp\left(-2.303 \frac{\delta P}{m}\right) \tag{8.74}$$

dónde  $\delta P$  es la diferencia de presión entre las dos líneas paralelas en la figura 8.24 y  $m$  es la pendiente de cada línea . El grado de fractura en cada segmento del embalse puede influir en el valor estimado de  $\omega$ ; por lo tanto, probar diferentes pozos puede producir diferentes valores de  $\omega$  .

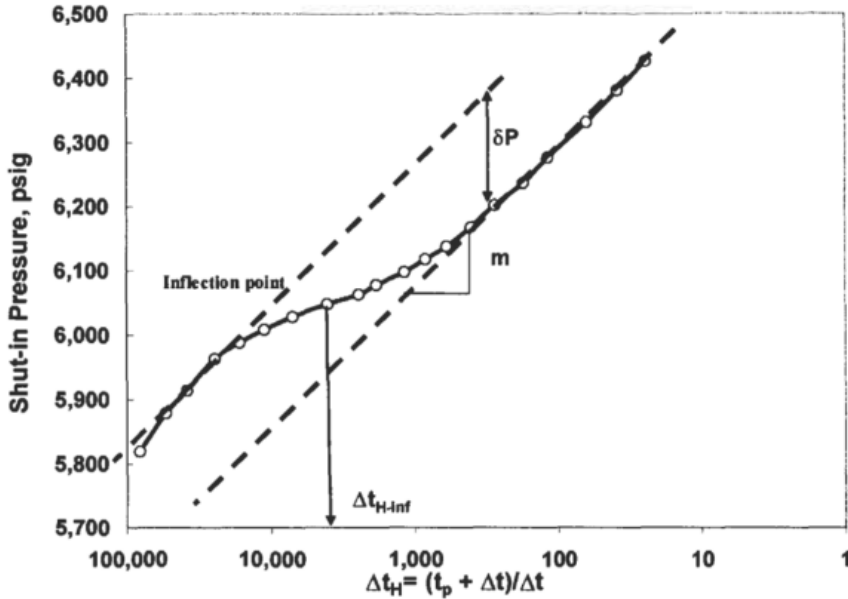


Figura 8.27. Una curva de prueba de presión típica que muestra dos dientes paralelos, una indicación fuerte de la presencia de fracturas naturales en la roca reservorio. .

La pendiente se utiliza para estimar la capacidad de penetración del formato, k, a partir de:

$$k = \frac{162.6q\mu B_o}{mh} \tag{8.75}$$

Las unidades de presión y pendiente son psi y ps yo / ciclo de registro respectivamente. Una vez se estima, la porosidad de la fractura se puede estimar Su porosidad de la matriz Q<sub>lm</sub>, compresibilidad total de la matriz C<sub>m</sub>, y compresibilidad total de la fractura C<sub>f</sub> son conocidos , como sigue:

$$\phi_f = \frac{\omega\phi_m c_m}{c_f(1 - \omega)} \tag{8.76}$$

Fractura C La ompresibilidad puede ser diferente de la compresibilidad de la matriz en un orden de Magnitud. Reservorios naturalmente fracturados en El campo de Kirkuk (Irak) y Asmarifield (Irán) tienen una compresibilidad de fractura que varía de 4 x 1 o-4 hasta 4 x 1 o-5 psr '. En el campo de Grozni (Rusia) cr oscila entre 7 X 1 o-4 hasta 7 x 10- 5. En todos estos embalses C<sub>f</sub> es de 10 a 100 pliegues más alto que C<sub>m</sub>.

Por lo tanto, la práctica de asumir C<sub>f</sub> = C<sub>m</sub> no es aceptable.

La compresibilidad de la fractura se puede estimar a partir de la siguiente expresión [22]:

$$C_f = \frac{1 - (k_f / k_{fi})^{1/3}}{\Delta P} \tag{8,77}$$

**k<sub>fi</sub>** = Permeabilidad a la fractura a la presión inicial del yacimiento *p<sub>i</sub>*

**k<sub>f</sub>** = Permeabilidad a la fractura a la presión promedio actual del yacimiento **p<sub>ags</sub>**

En los yacimientos profundos con fracturas naturales, las fracturas y el eje de tensión de la formación generalmente están orientados verticalmente. Por lo tanto, cuando la presión cae debido al agotamiento del yacimiento, la permeabilidad a la fractura se reduce a una tasa menor de lo que cabría esperar, como lo indica la Ecuación 8.77. En yacimientos de tipo 2 naturalmente fracturados, donde la porosidad de la matriz es mucho mayor que la porosidad de la fractura, a medida que la presión del yacimiento cae, la porosidad de la matriz disminuye en favor de la porosidad de la fractura [22]. Este no es el caso en Reservorios de tipo 1 naturalmente fracturados, particularmente si la porosidad de la matriz es muy baja.

Un valor medio representativo de la permeabilidad efectiva de un Se puede obtener un reservorio naturalmente fracturado. Desde:

Dónde

**k<sub>max</sub>**= permeabilidad máxima medida en la dirección paralela a el plano de fractura (Figura 8.28), así **k<sub>fm</sub>**

**k<sub>min</sub>** = permeabilidad mínima medida en la dirección perpendicular al plano de la fractura (Figura 8.28), así **k<sub>fm</sub>**

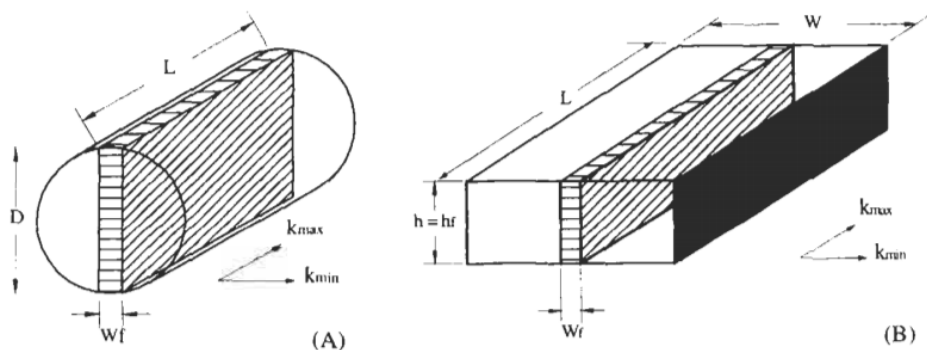


Figura 8.28. Máximo y mínimo permeabilidad

Ecuación 8,78 se convierte en:

$$k = \sqrt{k_f k_m} \tag{8,79}$$

La permeabilidad a la fractura (más conectado vugs) se puede estimar a partir de:

$$k_f = \frac{k^2}{k_m}$$

Dónde **km** es la permeabilidad de la matriz, que es medido desde núcleos representativos, y **kes** la permeabilidad media obtenida de las pruebas de presión transitoria. Combinando ecuaciones 8.77 y 8,78 rinde:

$$c_f = \frac{1 - (k/k_i)^{1/3}}{\Delta P} \tag{8,81}$$

Dónde

**ki** = permeabilidad media obtenida de una prueba transitoria cuando la presión del depósito estaba eno cerca de las condiciones iniciales pi y

**k** = permeabilidad media obtenida de una prueba transitoria en el presión media actual del yacimiento, pags

$$\Delta p = p_i - \bar{p}$$

Se supone que la permeabilidad de la matriz permanece constante entre las dos pruebas. Tenga en cuenta que las ecuaciones 8.77 y 8,81 son válidas para dos pruebas de presión transitorias consecutivas, y por lo tanto  $\Delta p = p_1 - p_2$ . El tiempo entre el dos Las pruebas deben ser lo suficientemente largas para que las fracturas se deformen significativamente a fin de determinar un valor exacto de cf.

La permeabilidad a la fractura también se puede estimar a partir de la siguiente correlación, Si el ancho de la fractura (o apertura) wf es conocido por registros o medidas del núcleo:

$$k_f = 33\omega\phi_t w_f^2 \tag{8,82}$$

dónde wf es en micrones (1 micrón = 10<sup>6</sup>metro), los relación de almacenamiento  $\omega$  y porosidad total  $\phi_t$  son expresado como fracción y kf en Maryland.

los permeabilidad efectiva de un reservorio naturalmente fracturado también puede aproximarse a partir de la siguiente ecuación:

$$k = k_m + \phi_f k_f$$

Esta La ecuación debe usarse preferiblemente con fines de verificación, es decir una vez **kf** es calculado desde ecuaciones 8.80 o 8.82 y  $\phi_f$  de Eq. 8,76,

deben sustituirse en la ecuación. **8.83**. Si  $k_f$  y  $s_f$  son correctas, entonces la permeabilidad efectiva  $k$  de la Ec. **8.83** debe ser aproximadamente igual a la obtenida del análisis de prueba de pozo.

Si el ancho de la fractura no se puede medir a partir de registros o análisis de testigos, y  $k_f$  puede ser calculado a partir de la Ec. **8.80**, entonces ecuación **8.82** se puede utilizar para estimar  $w_f$ :

$$w_f = \sqrt{\frac{k_f}{33\omega\phi_t}} \tag{8,84}$$

Luego se estima el coeficiente de transferencia de fluido entre porosidad como:

$$\lambda = \frac{3792(\phi c_t)_{f+m}\mu r_w^2}{k_f \Delta t_{inf}} \left( \omega \ln \left( \frac{1}{\omega} \right) \right) \tag{8,85}$$

La permeabilidad del yacimiento,  $k$ , es en mD, viscosidad del fluido, en cP, radio del pozo,  $r$ , en pie, tiempo de inflexión,  $t_{inf}$ , en horas, porosidad en fracción y compresibilidad total,  $c_t$ , en psi<sup>-1</sup>.

El tiempo de prueba correspondiente a el punto de inflexión,  $t_{inf}$ , se obtiene de los gráfico semilogarítmico de la caída de presión  $\Delta P$  frente al tiempo de cierre  $t$ . A veces, sin embargo, el punto de inflexión no es obvio en un parcela semilogarítmica vencida a la presencia de un límite cercano o efectos cercanos al pozo, como el almacenamiento del pozo y la piel. Por lo tanto, se recomienda utilizar un gráfico de derivada de presión como guía para localizar este punto de inflexión.

Si se utiliza un gráfico de Horner, es decir, un gráfico de la presión de cierre frente al tiempo de Horner,  $A'' = (t + t_{inf}) / t_{inf}$ , entonces el punto de inflexión se obtiene de:

$$\Delta t_{inf} = \frac{t_p}{(\Delta t_H)_{inf} - 1} \tag{8,86}$$

Dónde  $(\Delta t_H)_{inf}$  es simplemente  $((t + t_{inf}) / t_{inf})_{inf}$ , como se muestra en la Figura **8,24**,  $t_p$  es el tiempo de producción y  $t_{inf}$  es el tiempo de prueba durante una prueba de acumulación de presión.

En la gráfica log-log de la derivada de presión ( $t \cdot \Delta P$ ) versus el tiempo de prueba  $t_{inf}$ , el punto de inflexión  $t_{inf}$  se reconoce fácilmente en la gráfica de derivada de presión. Corresponde al tiempo en el que el valor mínimo de la depresión es alcanzado. Aplicando la técnica de síntesis directa de Tiab (TDS) técnica,  $k$ ,  $a$ , y  $h$  pueden ser obtenidos del gráfico log-log sin utilizar typecurve

DEPÓSITO [29], La permeabilidad se obtiene de:

$$k = \frac{70.6q\mu B_o}{h(t\Delta p')_R} \tag{8,87}$$

Donde (tAp ') R es obtenido de los linea horizontal de la presión derivada, que corresponde al régimen de flujo radial de acción infinita.

El coeficiente de transferencia de fluido entre porosidad viene dado por:

$$\lambda = \left( \frac{42.5h\phi c_t r_w^2}{qB_o} \right) \frac{(t\Delta p')_{min}}{\Delta t_{min}} \tag{8,88}$$

Donde (t.AP ') - y At- son las coordenadas de los mínimo punto, como se muestra en la Figura 8.28. La relación de almacenamiento de fracturas viene dada por:

$$\omega^\omega = e^{-\lambda t_{Dmin}} \tag{8,89}$$

Donde el tiempo adimensional correspondiente al tiempo mínimo, tDmin, se calcula a partir de:

$$t_{Dmin} = \left( \frac{0.0002637k}{\mu r_w^2 (\phi C_t)_{m+f}} \right) \Delta t_{min} \tag{8,90}$$

A- es la coordenada de tiempo del punto mínimo de la depresión en los curva de derivada de presión. A- en la gráfica log-log de la derivada la curva es equivalente a Atinf en la gráfica semilogarítmica de presión versus tiempo.

Ecuación 8, 89 se traza en la Figura 8.29. Curva ajustando los puntos y resolviendo explícitamente para o rinde:

$$\omega = \left( 2.9114 - \frac{3.5688}{\ln(N_S)} - \frac{6.5452}{N_S} \right)^{-1}$$

Dónde

$$N_S = e^{-\lambda t_{Dmin}}$$

los relación de almacenamiento de fracturas o se puede determinar directamente desde Figura8.30 o ecuación 8, 91.

### EJEMPLO

Pruebas de presión en los primeros pozos localizados en un reservorio naturalmente fracturado produjo una permeabilidad promedio similar de el sistema de 85 Maryland.

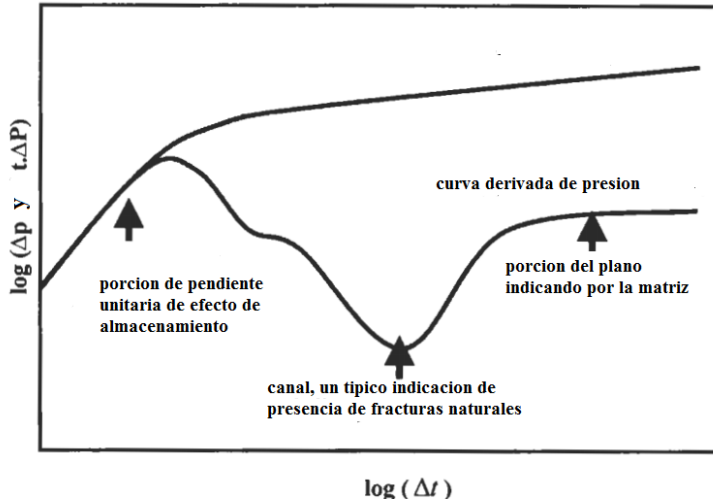


Figura 8.29. Efecto de fracturas naturales sobre la derivada de presión en una gráfica logarítmica de presión y derivada de la presión contra el tiempo.

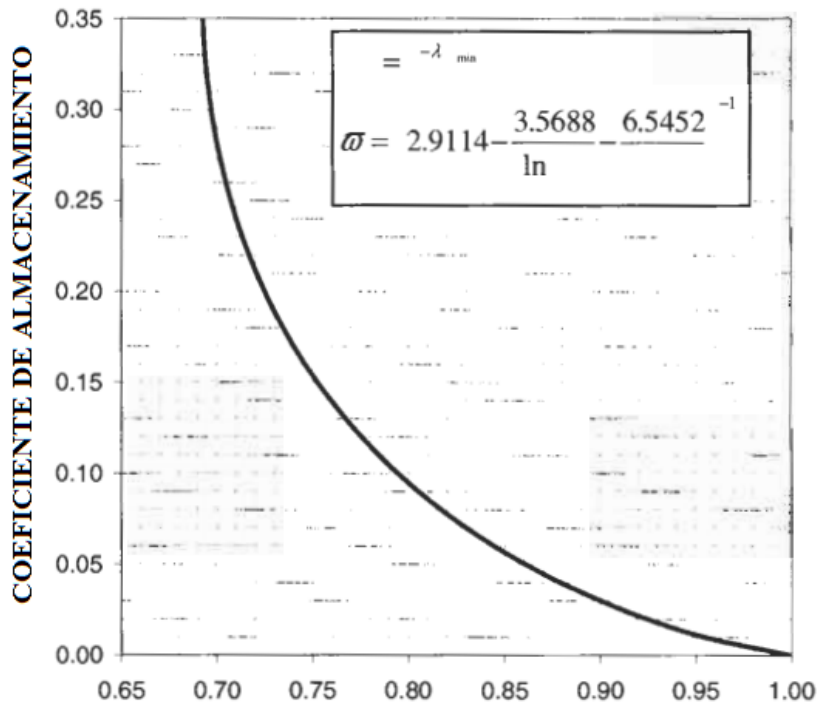


Figura 8.30. Coeficiente de almacenamiento de la coordenada de tiempo del punto mínimo de la curva derivada de la presión.

Un La prueba de interferencia arrojó una permeabilidad promedio del yacimiento, que implica que las fracturas se distribuyen uniformemente. El almacenamiento total  $(\phi c_t)_{m+f} = 1.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ , se obtuvo de esta prueba de interferencia. Solo se pudo determinar la porosidad, permeabilidad y compresibilidad de la matriz a partir de los núcleos recuperados.

Cifras 8.31 y 8.32 muestra el comportamiento de presión y derivada de presión de un prueba reciente de acumulación de presión realizada en un pozo. Los datos de presión se pueden encontrar en referencia 28 (Bien R-6). La caída de presión desde la presión inicial del yacimiento hasta la presión promedio actual del yacimiento es de 500 psia. Las características de la roca, fluida y bien son dadas a continuación:

$h = 1150 \text{ ft}$	$r_w = 0.292 \text{ ft}$	$\mu = 0.47 \text{ cP}$
$B_o = 1.74 \text{ RB/STB}$	$q = 17000 \text{ STB/D}$	$k_m = 0.15 \text{ mD}$
$c_{tm} = 4.15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$\phi_m = 14\%$	

(1) Utilizando: (un) análisis semilogarítmico convencional, y (segundo) los TDS técnica, calcule la corriente:

1. permeabilidad de la formación,
2. Relación de capacidad de almacenamiento y
3. coeficiente de transferencia de fluido

(2) Estime las cuatro propiedades de fractura: permeabilidad, porosidad, ancho y dimensiones del bloque de matriz.

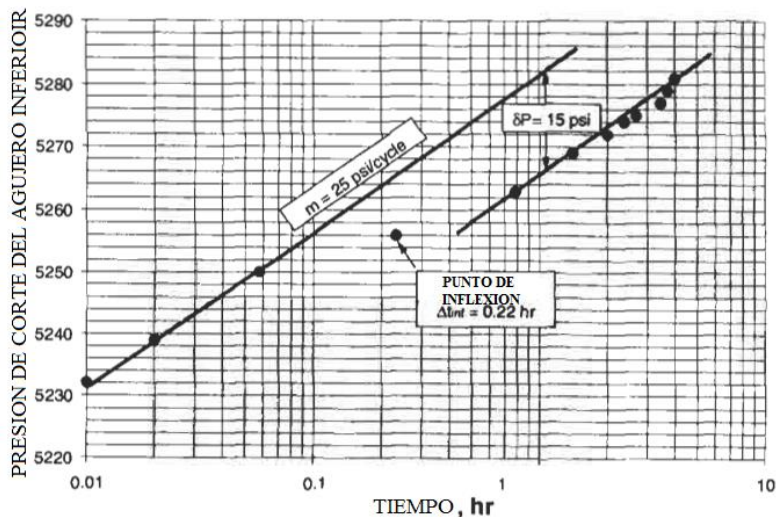


Figura 8.31. Datos de la prueba de acumulación de presión graficados contra el tiempo de cierre.



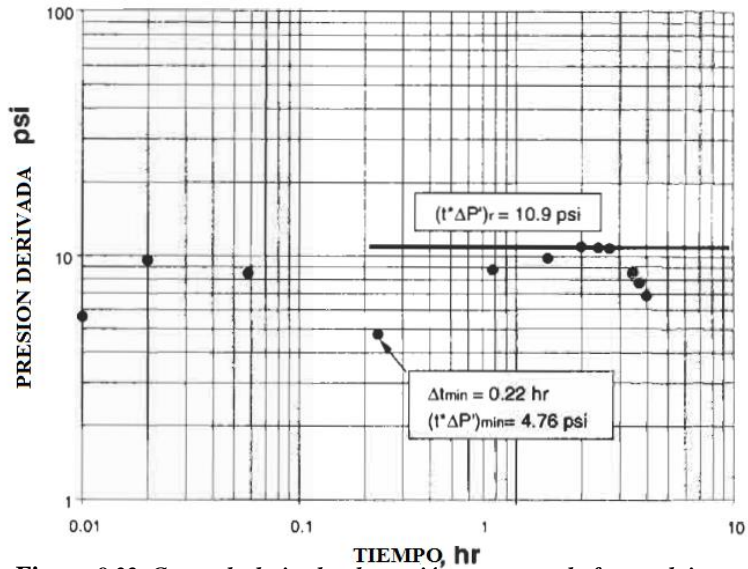


Figura 8.32. Grupo de derivadas de presión representado frente al tiempo de cierre.

**SOLUCIÓN**

1a) Método convencional

De la figura 8.31:  $aP = 15 \text{ psi}$ ,  $m = 25 \text{ ciclo psiflog}$  y  $A_{\text{finf}} = 0,22 \text{ horas}$

1. La permeabilidad promedio de la formación se estima a partir de la pendiente. de la recta semilogarítmica. Usando la ecuación 8.75 rinde:

$$k = \frac{162.6q\mu B_0}{mh} = \frac{162.6(17000)(0.47)(1.74)}{(25)(1150)} = 78.6 \text{ mD}$$

2. Coeficiente de almacenamiento de fluido es estimado usando la Ecuación 8.74:

$$\omega = \exp\left(-2.303 \frac{\partial P}{m}\right) = \exp\left(-2.303 \frac{15}{25}\right) = 0.25$$

El coeficiente de almacenamiento de **0,25** indica que **los** las fracturas ocupan **25%** de el depósito total poro volumen.

3. El coeficiente de transferencia de fluido entre porosidad viene dado por la ecuación 8.85:

$$\lambda = \frac{3792 (1.4 \times 10^{-6}) (0.47)(0.292^2)}{(78.6)(0.22)} \left( 0.25 \ln \left( \frac{1}{0.25} \right) \right)$$

$$= 4.27 \times 10^{-6}$$

El alto valor de El coeficiente de transferencia de fluido indica que la transferencia de fluido desde la matriz a las fracturas es muy eficiente.

1(b) TDS técnica

Desde Figura 8,32, los siguientes puntos característicos son leer:

$$\Delta t_{\min} = 0.22 \text{ hrs} \quad (t^* \Delta P')_R = 10.9 \text{ psia} \quad (t^* \Delta P')_{\min} = 4.76 \text{ psia}$$

1. Utilizando el TDS técnica, el valor de k se obtiene de la ecuación 8.87:

$$k = \frac{70.6 q \mu B_o}{h(t^* \Delta p')_R} = \frac{70.6 (17000) (0.47) (1.74)}{(1150) (10.9)} = 78.3 \text{ mD}$$

2. El coeficiente de transferencia de fluido entre porosidades dado por la ecuación 8.88:

$$\lambda = \left( \frac{42.5 h (\phi c_t)_{m+f} r_w^2}{q B_o} \right) \frac{(t^* \Delta p')_{\min}}{\Delta t_{\min}}$$

$$\lambda = \left( \frac{42.5 (1150) (1.4 \times 10^{-6}) (0.292)^2}{(17000) (1.74)} \right) \frac{4.76}{0.22} = 4.267 \times 10^{-6}$$

3. El coeficiente de almacenamiento  $\omega$  es calculado a partir de ecuaciones 8,91:

$$t_{D\min} = \left( \frac{0.0002637k}{\mu r_w^2 (\phi c_t)_{m+f}} \right) \Delta t_{\min}$$

$$= \left( \frac{0.0002673 \times 78.3}{0.47 \times 0.292^2 \times 0.0000014} \right) \times 0.22 = 80,968.8$$

$$N_S = e^{-\lambda t_{D\min}} = e^{-4.267 \times 80,968.8} = 0.70783$$

$$\omega = \frac{1}{2.9114 - 3.5668 / \ln(0.70783) - 6.5452 / 0.70783} = 0.25$$

El análisis semilogarítmico convencional produce los mismos valores de  $k$ ,  $\omega$  y  $h$  como el TDS técnica. El principal motivo de este partido es Esos dos las líneas rectas paralelas están bien definidas.

(2) Propiedades actuales de la fractura.

(a) La permeabilidad a la fractura se calcula a partir de la Ec. 8.85:

$$k_f = \frac{k^2}{k_m} = \frac{78.6^2}{0.15} = 41,216 \text{ mD}$$

La permeabilidad a la fractura a la presión inicial del yacimiento es:

$$k_{fi} = \frac{k^2}{k_m} = \frac{85^2}{0.15} = 48,166 \text{ mD}$$

(b) La porosidad de la fractura es obtenido de Eq. 8.76.

En los yacimientos fracturados con fracturas deformables, la compresibilidad de la fractura cambia al disminuir la presión. La compresibilidad de la fractura se puede estimar a partir de la siguiente expresión 22 :

$$c_{tf} = \frac{1 - (k_f/k_{fi})^{1/3}}{\Delta P}$$

$$c_{tf} = \frac{1 - (41,216/48,166)^{1/3}}{500} = 10.12 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

La relación de compresibilidad es:

$$\frac{c_{tf}}{c_{tm}} = \frac{10.12 \times 10^{-5}}{4.15 \times 10^{-6}} = 24.4$$

Por lo tanto, la compresibilidad de la fractura es más de 24 pliegues más altos que la compresibilidad de la matriz, o  $c_{tf} = 24.4 \text{ ctm}$ . La porosidad de la fractura es:

$$\phi_f = \left( \frac{\omega}{1 - \omega} \right) \frac{c_{tm}}{c_{tf}} \phi_m = \left( \frac{0.25}{1 - 0.25} \right) \frac{0.14}{24.4} = 0.0019 = 0.19\%$$

La porosidad total de este yacimiento naturalmente fracturado es:

$$\phi_t = \phi_m + \phi_f = 0.14 + 0.0019 = 0.1419$$

Sustituyendo los valores de  $k_m$ ,  $k_f$  y  $Q_f$  en la ecuación **8.83** produce aproximadamente el mismo valor de permeabilidad efectiva obtenida de las pruebas de pozo, es decir

$$k \approx k_m + \phi_f k_f = 0.15 + 0.0019 \times 41,216 = 79.4 \text{ mD}$$

(c) el ancho de fractura o la apertura se puede estimar desde Eq. **8.84**

$$w_f = \sqrt{\frac{k_f}{33\omega\phi_t}} = \sqrt{\frac{41,216}{33 \times 0.25 \times 0.1419}} = 187 \text{ microns} = 0.187 \text{ mm}$$

La longitud lateral  $X_m$  del bloque cúbico es calculado a partir de la ecuación

**8.73b:**

$$X_m = r_w \sqrt{\frac{60k_m}{\lambda k_f}} = 0.298 \sqrt{\frac{60 \times 0.15}{4.267 \times 10^{-6} \times 41,216}} = 2.1 \text{ ft}$$

Esta interpretación asume que (a) el cambio en la compresibilidad y porosidad de la matriz de este depósito naturalmente fracturado es insignificante y (segundo) se aplica el modelo de cubo de azúcar de Warren y Root.

## PROBLEMAS

1. ¿Cuáles son los factores principales en la creación de fracturas naturales en las rocas reservorio?
2. Discutir (a) la clasificación geológica **y** (segundo) la clasificación de ingeniería de fracturas naturales. ¿En qué se basan estas clasificaciones? ¿en?
3. ¿Cuáles son los principales indicadores de fracturas naturales?
4. Nombre los campos petrolíferos naturalmente fracturados más prolíficos de el mundo.
5. ¿Cuáles son las principales características petrofísicas? de lo natural fracturas. ¿Cómo afectan estas características al flujo? de fluidos a través de las fracturas?
6. Nombre los técnicas más comunes utilizadas a caracterizar las fracturas naturales en rocas que contienen petróleo.
7. Qué son los **dos** principal parámetros involucrados en los Warren y Raíz modelo de terrón de azúcar? Analice su importancia y significado físico.

8. Diferenciar entre falla, articulación y fractura. ¿Cómo afectan el flujo de líquido en yacimientos de petróleo?
9. UN La muestra de roca de 5 pulgadas de largo y 2 pulgadas de espesor tiene solo una fractura. El ancho de la fractura se midió como 0.03 cm y penetra completamente en la muestra de roca en todo su espesor.
- (a) Calcule el área de la superficie de los espacio creado por la fractura asumiendo formas de fractura rectangular y elíptica.
- (b) Calcula el radio hidráulico de la fractura.
10. UN estudio de resistividad en un pozo mostró un lodo corregido del pozo resistividad de filtrado de 0,1 ohm-m, resistividad del agua **0,19** ohm-m, resistividad de la zona invadida **20**ohm-m, y resistividad de formación profunda 115 ohm-m. La porosidad media de 22%, estimado a partir de los datos de registro, coincide con la porosidad estimada de los núcleos. El análisis de prueba de presión, así como los núcleos, indicaron la presencia de fracturas naturales en el pozo. La pérdida sustancial de lodo fue además observado durante la perforación de este pozo y en los pozos vecinos. Varios afloramientos también indican la presencia de fracturas naturales en la zona. Utilizando datos de registro, estime el índice de intensidad de fractura y el coeficiente de reparto de porosidad.
11. UN Se registró un pozo recién perforado en un depósito de petróleo. Los estudios sísmicos y los estudios geológicos indicaron que el pozo está ubicado en una zona con fallas naturalmente fracturada, que es una capa hundida. La porosidad total media (**15%**) del sistema se estimó a partir de núcleos. Otras características conocidas son:
- |                               |                               |
|-------------------------------|-------------------------------|
| A = 4,500 acres               | h = 70 pies                   |
| $S_w = 0,25$                  | $B_o = 1,1 \text{ bbl / STB}$ |
| $R = 0,11 \text{ ohmios-m}$   | $R_t = 80 \text{ Ohm-m}$      |
| $R_m = 0,15 \text{ ohmios-m}$ | $m = 1,30$                    |
- (1) Estimar el coeficiente de reparto de la porosidad
- (2) Estimar la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura
- (3) Calcule el aceite total en sitio, STB
- (4) Calcula el FII y
- (5) Estimar la distancia a la falla más cercana, Si la resistividad de la zona invadida es de 6,5 ohm-m.
- (6) ¿La presencia de una falla cercana cambia la estimación? de total petróleo ¿en su lugar?

## NOMENCLATURA

A	Área, cm <sup>2</sup>
B <sub>o</sub>	Factor de volumen de formación, RB / STB
c	Compresibilidad, psi <sup>-1</sup>
d	Distancia, pie
FII	Índice de intensidad de fractura, unidad Menos
Pie	Índice de intensidad de fractura total, unidad menos
hf	Altura de la fractura, cm o pie
h	Espesor de formación, pie
HT	Factor de caracterización de la unidad hidráulica de Tiab, unidad menos
k	Permeabilidad, mD, Darcy o cm <sup>2</sup>
L	Longitud, cm
mm	Factor de cementación o pendiente de la línea recta semilogarítmica
mf	Factor de cementación por fractura o doble porosidad, unidad menos
mm	Cementación de matriz o factor de porosidad, unidad menos
No	Petróleo en lugar, STB
P	Presión, psi o dinas / cm <sup>2</sup>
q	Tasa de flujo, STB / D o cm <sup>3</sup> / S
R	resistividad, ohm-m
r	Radio, cm
S	Área de superficie específica, cm <sup>2</sup>
S	Saturación, fracción
V	Volumen, cm <sup>3</sup>
w	Ancho, cm o pm

## SUSCRIPCIONES

b	Abultar
c	Capilar
c	Caracterización
e	Elipsoidal
f	Fractura
gr	Grano
a	Hidráulico
m	Matriz;
o	Petróleo
h	Arcilla filtrante
mf	Fractura + matriz
f+m	Poros
p <sup>v</sup>	Volumen de poro
s	Superficie
	oe

<b>sh</b>	<b>Forma</b>
<b>t</b>	<b>Cierto</b>
<b>t</b>	<b>Total</b>
<b>w</b>	<b>Pozo o agua</b>
<b>Wf</b>	<b>Pozo fluyendo</b>
<b>XO</b>	<b>Zona enjuagada</b>

## SÍMBOLOS GRIEGOS

<b>Cp</b>	<b>Porosidad, fracción</b>
<b>p</b>	<b>Viscosidad, CP</b>
<b>Z</b>	<b>Tortuosidad, unidad menos</b>
<b>v</b>	<b>Coefficiente de reparto de porosidad, unidad menos</b>
<b>6P</b>	<b>Separación vertical en los dos curvas de presión</b>

## REFERENCIAS

1. Nelson, RA "FracturedReservoirs: Convertir el conocimiento en práctica". *Soc. Gasolina. Ing.J.*, Abr.1987, páginas.407-414.
2. Massonnat, G. y Pernarcic, E. "Evaluación y modelado de áreas de alta permeabilidad en reservorios de carbonatos", artículo SPE 77591. Simposio SPE / DOE IOR, Tulsa, OK, 13-17 abril 2002.
3. Handin, J. y Hager, R. V. "Determinación experimental de rocas sedimentarias bajo presión de confinamiento: pruebas a temperatura ambiente en muestras secas". *AAPG Bull.*, Vol. 41, 1957, páginas. 1-50.
4. Stearns, D. W. y Friedman, M. "Reservoirsin Fractured Rock". *A.m.Assoc. Gasolina. Geol. (AAPG) Memoriasdieciséis y SOC.Expl. Geophys.*, Publ. Especial.NO. 10, 1972, págs. 82-100.
5. Yamaguchi, T. "Estudio tectónico de fracturas de rocas". *J. Geol.Soc.Jpn.*, Vol. 7 1, NO. 837, págs. 257-275, 1965.
6. Charlesworth, K. A. K. "Algunas observaciones en la edad de las articulaciones en Rocas plegadas macroscópicamente ", en *Bandas de pliegue y Deformación frágil*, AJ Baer y RE. K. Norris (Eds.), Servicio geológico de Canadá, 1968, documento 68-52, páginas. 125-135.
7. Picard, MD "Grietas de contracción lineal orientadas en la formación Green River (Eoceno), Raven Cresta Area, Uinta Basin, Utah. " *J Sedimentario Pet? - Ologv*, vol. 36, NO. 4, págs. 1050-1057.
8. Lui, X., Srinivasan, S. y Wong, RE. "Caracterización geológica de yacimientos fracturados naturalmente utilizando geoestadísticas de múltiples puntos. - Papel SPE 75246, presentado en SPE / DOE Sistema mejorado de recuperación de petróleo, Tulsa, De acuerdo, 13-17 abril2002.

**552** PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

9. Dholakia, SK, Aydin, UN., Árbol desmochado, RE. y Zoback, METRO. D. "Desarrollo de Vías de migración de hidrocarburos controladas por fallas en Formación Monterey, California." *AAPGToro.*, Vol. 82, 1998, páginas. 1551-
10. Chilingario GRAMO. V., Mazzullo, S. J. y Rieke, S.S Caracterización de yacimientos de carbonato: un análisis de ingeniería geológica, parte YO . Elsevier Sci. Publ., Nueva York, 1992.
11. Choquette, PW and Pray, L. C. "Nomenclatura y clasificación geológica de Porosidad en carbonatos sedimentarios ". *A.m. Assoc. Gasolina. Geol. (MG] Toro.*, Vol. 54, 1970, págs. 207-250.
12. Chilingario GRAMO. V., Chang, J. y Bagrintseva, KI "Empirical Expression de Permeabilidad en términos de porosidad, área de superficie específica y residuo Saturación de agua. " *J Petrol. Sci. Eng.*, Vol.4, 1990, págs. 317-322.
13. Aguilera, R. Reservorios naturalmente fracturados. Petroleum Publ. Co. , Tulsa, 1980,703páginas.
14. Dyke, C. GRAMO., Wu, B. y Tayler, M. RE. "Avances en la caracterización de la permeabilidad natural a las fracturas a partir de datos de registros de lodo". *PapelSPE25022*, euros. Petr. Con \$, Cannes, Francia, 16-18 de noviembre de 1992.
15. Keelan, DK "CoreAnalysis para Ayuda en la descripción del yacimiento ". *SOC.Gasolina. Ing. J*, noviembre de 1982, págs. 2483-2491.
16. Schlumberger, Inc. Iniciar sesión *Interpretación-Principios / Aplicaciones*. Servicios educativos de Schlumberger, Houston, 1987.
17. Pirson, S. J. Ingeniería de yacimientos de petróleo, 2ª ed. McGraw-Hill, Nueva York, 1978.
18. Warren, JE y Root, PJ. "El comportamiento de los embalses naturalmente fracturados" *SOC. Gasolina. Ing. J*, Septiembre 1963.
19. Elkewidy, T. "Caracterización de Unidades de flujo hidráulico en Reservorios heterogéneos de clásticos y carbonatos ". Doctor. Disertación, Escuela de Ingeniería geológica y petrolera, Universidad de Oklahoma, Norman, OK, 1996.
20. Tkhostov, SEGUNDO. UN., Vezirova, A. D., Vendel'shtyen, POR y Dobrynin, V. M. Petróleo en reservorios fracturados. Izd. "Nedra", Leningrado, 1979, 219 págs.
21. Hensel, WM, Jr. "Una mirada en perspectiva a la porosidad de las fracturas. Evaluación de la formación SPE, diciembre de 1989.
22. Saidi, A. METRO. Ingeniería de yacimientos de Reservorios fracturados. Total Edition Press, París, 1987.
23. Aguilera, R. "Análisis de Reservorios naturalmente fracturados de registros de pozos convencionales ". *J Petrol. Tech.*, Julio de 1976, págs. 764-772.
24. Lake, W. y Carroll, H. B., Jr. Caracterización de yacimientos. Academic Press, Nueva York, 1968, pág. Xi.
25. Pirson, S. J. Pozo geológico *Iniciar sesión* Análisis, Golfo Publicación Co., Houston, TX, 1970.
26. Horne, R. NORTE. Análisis de pruebas de pozos modernos, 2ª ed. Petroway Publ. Co., 1995.



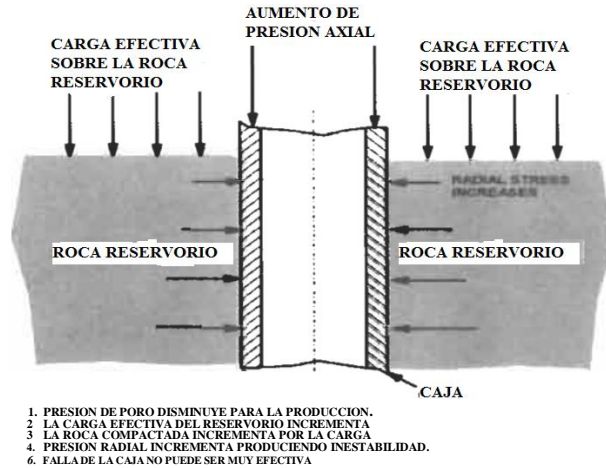
27. Tiab, D. Avances en el análisis de transitorios de presión. Lecture Notes Manual, Norman, OK, 2003.
28. Stewart, GRAMO. y Ascharsobbi, F. "Well Test Analysis para Reservorios naturalmente fracturados ", SPE 18173, presentado en la 63ª SPE ATCE, Houston, Texas, 2-5 de octubre. 1988.
29. Engler, T. y Tiab, D. : "Análisis de presión y derivada de presión sin coincidencia de curva de tipo, 4. Yacimientos naturalmente fracturados ", revista de Petroleum Science Y Ingeniería, 1996, págs. 127-138.
30. Locke, L. C. y Bliss, JE "Core Analysis Technique for Limestone and Dolomite", World Oil, septiembre de 1950.
31. Bona, NORTE., Radaelli, F., Ortenzi, UN., De Poli, A., Peduzzi, C. y Giorgioni, M. "Análisis de núcleo integrado para Reservorios fracturados: cuantificación de la capacidad de almacenamiento y flujo de Matrix, Vugs, and Fractures ", SPERE, agosto de 2003, vol. 6. págs. 226-233.
32. Tiab, D. Análisis de núcleos modernos, vol. Z - Tbeoly, Core Laboratories, Houston, Texas, mayo de 1993, 200 páginas.
33. Tuan, P. UN., Martyntsiv, O. F., Dong, T.L., "Evaluación de la apertura y humectabilidad de la fractura, propiedades capilares del granito fracturado que contiene aceite", documento SCA-9410, Actas, 1994 Intern. Symp. deSCA, Stanvenger, Noruega, 12 al 14 de septiembre de 1994.

# EFFECTO DE PRESIÓN EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA

Fairhurst define la mecánica de rocas como "los campos de estudio dedicados a comprender los procesos básicos de deformación de las rocas y su importancia tecnológica". [1]. La importancia de estos procesos para los ingenieros petroleros es considerable. Por ejemplo, poder predecir el comportamiento mecánico de las formaciones subterráneas es clave para evitar inestabilidades del pozo durante la perforación. Si la deformación de la roca da como resultado una contracción notable del pozo debido al estado de tensión inducida en la formación rocosa inmediatamente adyacente al pozo, el movimiento de la broca puede estar restringido o el emplazamiento del revestimiento, después de que cesa la perforación, puede verse obstaculizado. Si la deformación resulta en una gran expansión del pozo, la formación rocosa puede fracturarse y resultar en pérdida de circulación [2]. Predecir el comportamiento mecánico del yacimiento El rock es esencial para los programas de estimulación o terminación de pozos. La compactación del yacimiento, que puede conducir al hundimiento de la superficie, es un factor crítico con respecto al diseño de las plataformas de revestimiento y al rendimiento general del yacimiento [3]. Figura 9.1 ilustra la falla de la carcasa como resultado de la compactación de roca de depósito. La producción de petróleo, resultados de gas natural y / o agua de formaciones rocosas subterráneas en un cambio local en el campo de tensión y deformación en la formación debido a la disminución de la presión de poro

[4]. Para predecir el comportamiento de compactación o compresibilidad de yacimientos de petróleo debido a esta disminución en presión de poro, es necesario conocer las características de compresibilidad de la roca del yacimiento.

Se pueden obtener propiedades mecánicas de la roca, como la relación de Poisson, el módulo de corte, el módulo de Young, el módulo de volumen y la compresibilidad.



**Figura 9.1.** Ilustración de falla de la carcasa como resultado de la compactación de roca de depósito.

desde **dos** diferentes fuentes:

- (1) mediciones de laboratorio, que permiten mediciones directas de parámetros de resistencia y comportamiento elástico estático con material de núcleo recuperado de profundidades discretas; y
- (2) Mediciones de fondo de pozo mediante registro con cable, que permiten la determinación de constantes elásticas dinámicas a partir de la medición continua de velocidades de compresión y corte.

Sin embargo, es importante recordar que, debido a que las rocas del yacimiento a menudo están estratificadas, fracturadas, falladas y unidas, las masas rocosas a veces pueden ser controladas más en sus reacciones a las cargas aplicadas por la naturaleza heterogénea de la masa rocosa general que por la microestructura. -propiedades telescópicas de la matriz de la roca. En consecuencia, las propiedades mecánicas obtenidas de las pruebas de núcleos de laboratorio pueden ser de leve a considerablemente diferentes de las existentes in situ. La alteración del núcleo durante y después de la perforación también puede influir en los resultados. Sin embargo, las propiedades mecánicas determinadas en condiciones de prueba de laboratorio son una fuente de información valiosa para la mayoría de los proyectos en mecánica de rocas porque el conocimiento de las características de deformación de la roca es esencial para localizar y extraer recursos minerales, y en el diseño y la construcción de cualquier estructura en la roca [5].

## PRESION ESTÁTICA ~ ENTRENAMIENTO

Poulos y Davis desarrollaron el siguiente modelo analítico de la evaluación de la relación tensión-deformación estática [7]. Considere una roca cúbica

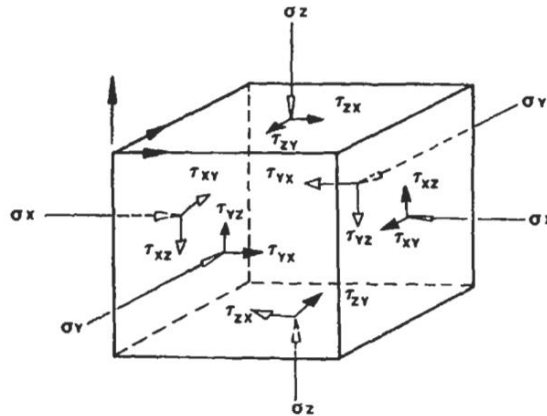


Figura 9.2a. Tke4rnensional stresspeld de un cúbico elemento.

muestra en un campo de tensión tridimensional, como se muestra en la Figura 9.2a [5]. A entender el significado de el diagrama, una serie de importantes Es necesario definir conceptos físicos asociados al comportamiento mecánico de las rocas.

## PRESION ANÁLISIS

Si un cuerpo de roca se somete a un carga o fuerza externa, se desarrollan tensiones internas. Siestas tensiones son lo suficientemente fuertes, la roca se deforma. La deformación se refiere a cambios de forma (distorsión) acompañados de cambios de volumen (dilatación). Tres internos básicosestrés Se reconocen las condiciones: compresiva, cortante y tracción, como se ilustra en Figura 9.2b

[6] Compresiva. Las tensiones ocurren cuando fuerzas externas son dirigidos entre sí a lo largo del mismo plano. Si las fuerzas externas son paralelo y dirigido endirecciones opuestas a lo largo del mismo plano, se desarrolla tensión de tracción. El esfuerzo cortante ocurre cuando las fuerzas extetencion paralelo y dirigida en direcciones opuestas ,pero en diferentes planos

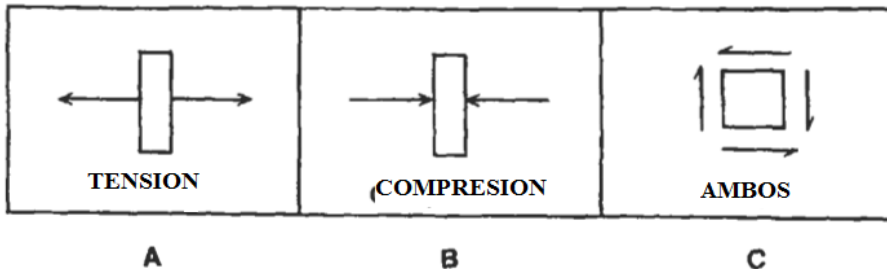


Figura 9.2b . Representación de tensión, compresión y cortante o Pareja.

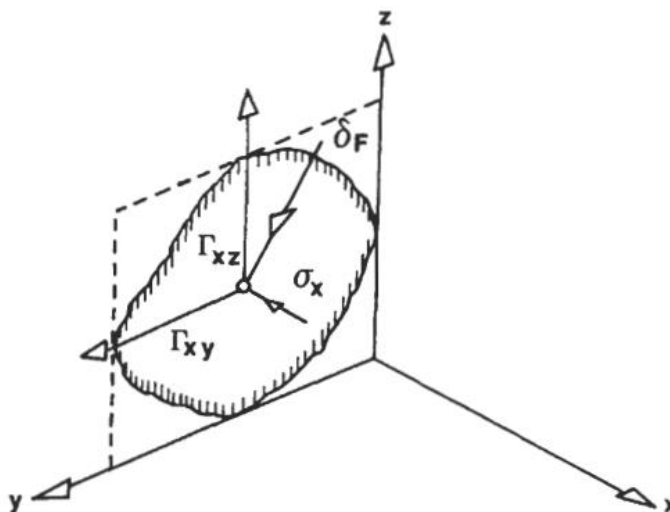


Figura 9.3. Estrés en un punto 0 en un avión  $\epsilon 5j$ .

Si se toma cualquier plano dentro de un cuerpo sólido, como mostrado en Figura 9.3 a lo largo el plano yz, entonces los componentes internos de la tensión pueden resolverse en tensión normal, que actúa en ángulo recto con el plano, y componentes del esfuerzo cortante, que actúan paralelos al plano Si los sólido plano se toma a lo largo del plano xz, las componentes de esfuerzo normal y cortante en el punto, y en el plano xy los tres Los componentes x,y,z son Por lo tanto, se requieren nueve componentes de tensión para definir completamente las fuerzas que actúan sobre el elemento cúbico que se muestra en la Figura 9.1 La matriz de estrés es:

$$\sigma_{xyz} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

La notación  $\tau_{ij}$  debe ser leído como la "shearstress actuando en el  $j$  dirección en un plano normal al  $y$  o eje." Por convención, las tensiones normales por conveniencia, -son positivos cuando dirigido al avión. Si el cuerpo es a equilibrio, entonces En operaciones matriciales es conveniente para expresar el tensor de tensión como:

$$\sigma_{123} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{31} & \sigma_{33} \end{bmatrix}$$

Es posible mostrar que hay un conjunto de ejes con respecto a los cuales todos los esfuerzos cortantes son cero y los esfuerzos normales tienen su extremo

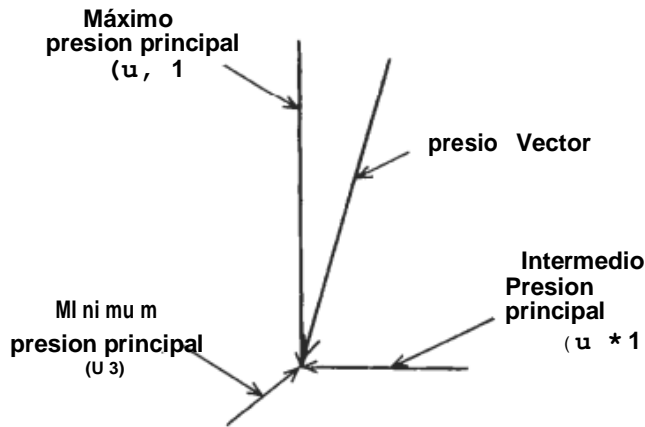


Figura 9.4. Principal presión en el punto

valores. Los tres planos mutuamente perpendiculares donde existen estas condiciones se denominan **los** planos principales, y las tres tensiones normales en estos planos son las tensiones principales (Figura 9.4) (máximo o mayor), (intermedio) y (mínimo o menor). Las tensiones principales se pueden determinar a partir de las raíces de la ecuación desarrollada por Poulos y Davis [7]:

$$\sigma_i^3 + J_1\sigma_i^2 + J_2\sigma_i - J_3 = 0 \tag{9,3}$$

**donde:**  $J_1 = \sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz}$

$$J_2 = \sigma_{xx}\sigma_{yy} + \sigma_{yy}\sigma_{zz} + \sigma_{zz}\sigma_{xx} - \tau_{xy}^2 - \tau_{yz}^2 - \tau_{zx}^2$$

$$J_3 = \sigma_{xx}\sigma_{yy}\sigma_{zz} - \sigma_{xx}\tau_{yx}^2 - \sigma_{yy}\tau_{zx}^2 - \sigma_{zz}\tau_{xy}^2 + 2\tau_{xy}\tau_{yz}\tau_{zx}$$

$J_1$  (o tensión en masa),  $J_2$  y  $J_3$  están definidos **como** los invariantes de estrés primero, segundo y tercero (porque permanecen constantes) y son independientes del sistema de coordenadas. En términos del director destaca:

$$J_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$$

$$J_2 = \sigma_1\sigma_2 + \sigma_2\sigma_3 + \sigma_3\sigma_1 \tag{9,4}$$

$$J_3 = \sigma_1\sigma_2\sigma_3$$

El tensor de tensión principal está representado **como**:

$$\sigma_p = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{33} \end{bmatrix} \tag{9,5}$$

El esfuerzo cortante máximo en un punto,  $\tau_{max}$  ocurre en un avión en un ángulo de 45° con el  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  direcciones, y viene dada por:

$$\tau_{max} = \frac{1}{2} (\sigma_{11} - \sigma_{33})$$

Si las magnitudes y direcciones de las tensiones principales se pueden obtener fácilmente, conviene utilizarlas como ejes de referencia.

## ANÁLISIS DE DEFORMACIÓN

La deformación se define como la compresión (positiva) o extensión (negativa) resultante de la aplicación de fuerzas externas, dividida por la dimensión original. Dos tipos de se puede reconocer la ceba: homogénea y heterogénea. Cuando cada parte de un cuerpo está sujeto a una tensión de el mismo tipo y magnitud en **alguna** dirección del desplazamiento, la deformación se considera homogénea [7]. La deformación es heterogénea si esono es igual en todo el cuerpo. Deformación resultante de una aplicación prolongada de grandes tensiones en **alto** las temperaturas se describen como finitas. Si, sin embargo, la deformación resulta de la aplicación de un incremento de la tensión y puede tratarse matemáticamente, entonces esose define como deformación infinitesimal. La tensión es responsable de inducir el desplazamiento, la rotación y la tensión del cuerpo. Esfuerzo cortante,  $\gamma$ , se define como el cambio angular en un ángulo recto a un punto en un cuerpo y está relacionado con los desplazamientos en la x, y, y z direcciones. Suponiendo que una deformación cortante negativa representa una disminución en el ángulo recto y una deformación cortante positiva representa un aumento en el ángulo recto:

$$\epsilon_{xyz} = \begin{bmatrix} \epsilon_{xx} & \frac{\gamma_{xy}}{2} & \frac{\gamma_{xz}}{2} \\ \frac{\gamma_{yx}}{2} & \epsilon_{yy} & \frac{\gamma_{yz}}{2} \\ \frac{\gamma_{zx}}{2} & \frac{\gamma_{zy}}{2} & \epsilon_{zz} \end{bmatrix}$$

Dónde  $\epsilon_{xx}$ ,  $\epsilon_{yy}$ , y  $\epsilon_{zz}$  son las cepas normales. En operaciones matriciales, es conveniente utilizar la notación de doble sufijo y a definir como  $\epsilon_{ij}$ . La matriz de deformaciones es entonces

$$\epsilon_{xyz} = \begin{bmatrix} \epsilon_{xx} & \epsilon_{xy} & \epsilon_{xz} \\ \epsilon_{yx} & \epsilon_{yy} & \epsilon_{yz} \\ \epsilon_{zx} & \epsilon_{yz} & \epsilon_{zz} \end{bmatrix} \quad (9,8)$$

Las deformaciones por cizallamiento en los tres planos principales de deformación son cero y las deformaciones normales son las deformaciones principales. Las cepas más grandes y menos normales en un punto se refieren preferiblemente como las cepas principales mayor y menor. Las deformaciones principales se determinan de manera similar a las tensiones principales, es decir, como las raíces de la ecuación 9.3, en la que  $\sigma$  y  $\tau$  son reemplazados por  $m$  y  $y/2$ , respectivamente.

La deformación cortante máxima,  $\gamma_{max}$ , ocurre en un plano cuya normal forma un ángulo de  $45^\circ$  con el  $\epsilon_1$  y  $\epsilon_3$  direcciones, y es calculado a partir de:

$$\gamma_{max} = \epsilon_1 - \epsilon_3 \quad (9,9)$$

Dónde:  $\epsilon_1$  = deformación normal principal máxima, y  
 $\epsilon_3$  = deformación normal principal mínima.

El tensor principal de deformación se representa como

$$\epsilon_p = \begin{bmatrix} \epsilon_1 & 0 & 0 \\ 0 & \epsilon_2 & 0 \\ 0 & 0 & \epsilon_3 \end{bmatrix} \quad (9,10)$$

La suma de las deformaciones principales es la deformación volumétrica o dilatación,  $\Delta V$

$$\Delta V = (\epsilon_1 + \epsilon_2 + \epsilon_3) v \quad (9,11)$$

dónde  $V_0$  es el volumen inicial de la roca. Dado que la deformación es una relación de volúmenes o longitudes, es adimensional.

## BIDIMENSIONALESISTEMAS DE PRESION

Muchas situaciones en la mecánica de rocas pueden tratarse como problemas bidimensionales en los que solo las tensiones o deformaciones necesarias considerar un solo plano. Poulos y Davis demostraron que las tensiones normal y cortante en un plano formando un ángulo  $\theta$  con la dirección  $z$ , como se muestra en la Figura 9.5, son [7]:

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_z) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_z)\cos 2\theta + \tau_{xz}\sin 2\theta \quad (9,12)$$

$$\tau_\theta = \tau_{xz}\cos 2\theta + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_z)\sin 2\theta \quad (9,13)$$

y las principales tensiones son:

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_z) + \frac{1}{2}[(\sigma_x - \sigma_z)^2 + 4\tau_{xz}^2]^{0.5} \\ \sigma_2 &= \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_z) - \frac{1}{2}[(\sigma_x - \sigma_z)^2 + 4\tau_{xz}^2]^{0.5} \end{aligned} \quad (9,14a)$$

Los planos principales están inclinados en ángulo  $(\theta_1+90)$  al  $z$  eje, dónde:

$$\theta_1 = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left( \frac{2\tau_{xz}}{\sigma_x - \sigma_z} \right) \quad (9,15)$$



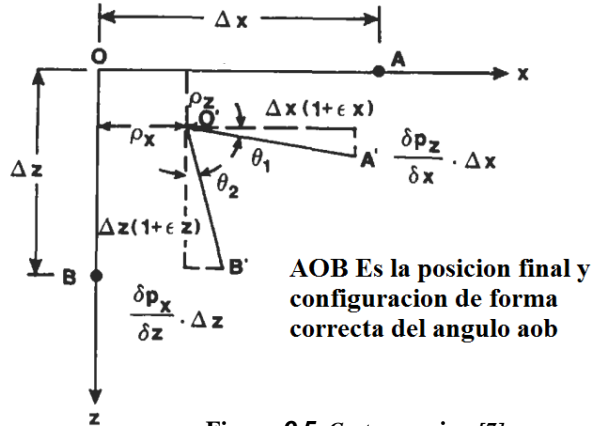


Figura 9.5. Cortar presión [7].

El esfuerzo cortante máximo ocurre en un plano inclinado en  $45^\circ$  al plano principal, y viene dado por:

$$\tau_{\max} = \frac{1}{2} [(\sigma_x - \sigma_z)^2 + 4\tau_{xz}^2]^{0.5} \tag{9,16}$$

La tensión normal  $\epsilon$  y, esfuerzo cortante, 'S.M, en un plano inclinado en  $\theta$  al  $x$  eje, como se muestra en la Figura 9,50) son:

$$\epsilon_\theta = \frac{\epsilon_x + \epsilon_z}{2} + \frac{\epsilon_x - \epsilon_z}{2} \cos 2\theta + \frac{\gamma_{xz}}{2} \sin 2\theta \tag{9,17}$$

$$\gamma_\theta = \gamma_{xz} \cos 2\theta - (\epsilon_x - \epsilon_z) \sin 2\theta \tag{9,18}$$

Es obvio a partir de estas ecuaciones que para describir completamente la deformación, es necesario especificar no solo su magnitud, dirección y sentido, sino también el plano sobre el que actúa.

## DEFORMACIÓN DE ROCA

La relación entre el esfuerzo y la deformación de las rocas del yacimiento está influenciada por un gran número de factores. Algunos de estos factores son: la composición y litología de las rocas, sus grados de cementación y alteración, tipo de material cementante, cantidad y tipo de fluidos en el espacio poroso, compresibilidad de la matriz y fluidos de la roca, porosidad y permeabilidad y presión del yacimiento y temperatura. Muchos de estos factores son interdependientes, y su efecto separado y combinado sobre la relación tensión-deformación puede medirse solo en el laboratorio, utilizando una muestra de roca real del yacimiento y controlando las pruebas.

parámetros asimilar con precisión la condición in situ. Normalmente se utilizan tres técnicas de medición y carga: hidrostática, uniaxial y triaxial. Estas técnicas, que se discuten más adelante, implican esencialmente aplicar una carga especificada y medir la deformación correspondiente de acuerdo con la teoría de la elasticidad lineal.

## LEY DE HOOKE

Si un cuerpo de roca está sometido a fuerzas dirigidas que duran unos minutos, horas o días, por lo general pasa por cuatro etapas de deformación: elástica, elástica viscosa, plástica y de ruptura. Las etapas dependen de la elasticidad, viscosidad y rigidez del rock, así como en su historial de estrés, temperatura, tiempo, presión de poro y anisotropía.

Al principio, la deformación es elástica, es decir, si el estrés se retira, el cuerpo vuelve a su forma y tamaño originales. Con deformación puramente elástica, la deformación es una función lineal de la tensión, es decir, el material obedece a la ley de Hooke, como se muestra en la Figura 9.6.

$$\sigma = E\varepsilon \quad (9,19)$$

dónde  $E$  es el módulo de elasticidad.  $E$ , que también se conoce como módulo de Young, es una medida de la propiedad de la roca para resistir la deformación. Si una muestra de roca cilíndrica es sometida a tensión paralela a su eje largo, eso será alargar y el diámetro  $d$  del cilindro se convierte en más pequeño debajo de tensión como se muestra en la Figura 9.7. Bajo compresión paralela al eje, la muestra de roca se acortará mientras su diámetro aumenta. La relación entre la deformación transversal o lateral y la deformación axial se conoce como relación de Poisson,  $\nu$ , o:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{\text{lat}}}{\varepsilon_{\text{ax}}} = \frac{\Delta d/d_0}{\Delta L/L_0} \quad (9,20)$$

Donde  $d_0$  = diámetro original de la muestra de núcleo cilíndrico.

$\Delta d$  = cambio de diámetro.

$L_0$  = longitud original del núcleo.

$\Delta L$  = cambio de longitud.

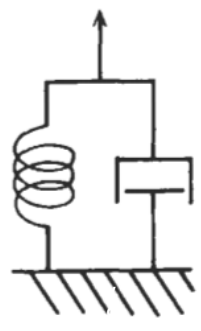
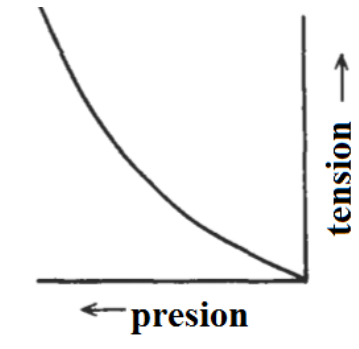
$\varepsilon_{\text{lat}}$  = colar en la dirección lateral.

$\varepsilon_{\text{ax}}$  = deformación en la dirección axial.

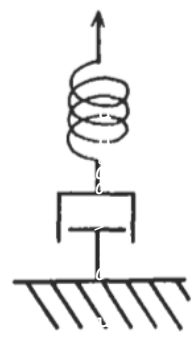
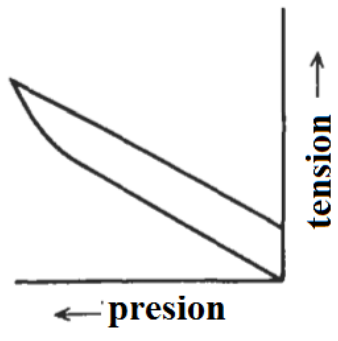
Usando estos términos, el módulo de Young se puede expresar como:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_{\text{ax}}} = \frac{F/A}{\Delta L/L_0} \quad (9.21)$$

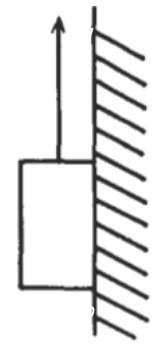
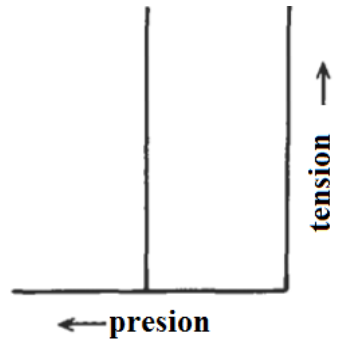
dónde  $F/A$  es la carga por área de la unidad. Otra constante elástica importante es el módulo de rigidez,  $G$ , que es una medida de la resistencia de un cuerpo



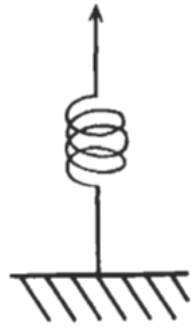
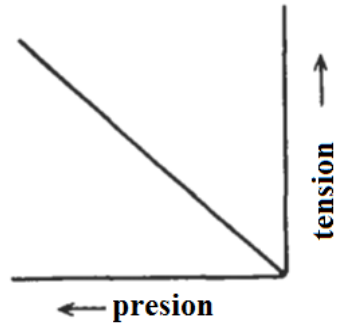
visco-elastica



elastico-viscoso



plastico



elastico

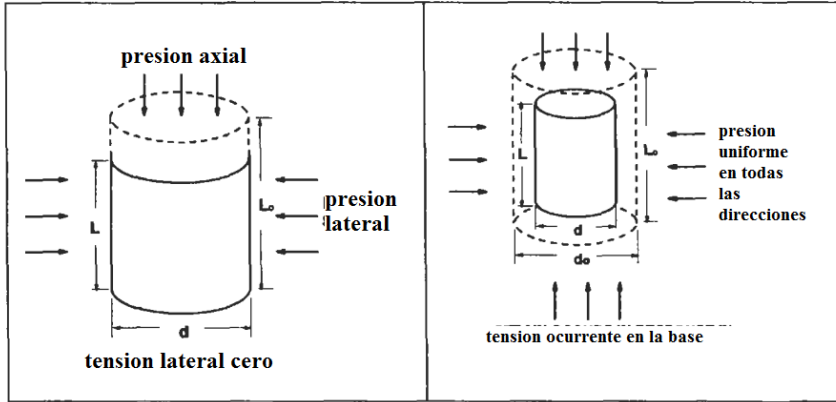


Figura 9.7. Ensayos de compactación. a) Ensayo de compactación por deformación uniaxial; b) Hidrostático prueba de compactación.

cambiar de forma, y se expresa como:

$$G = \frac{\text{shear stress}}{\text{shear strain}} = \frac{\tau}{\gamma}$$

Otra constante elástica de las rocas es el módulo de volumen K, que es la relación entre el cambio en la presión hidrostática (tensión) y la deformación volumétrica correspondiente:

$$K = \frac{\Delta p}{\Delta V/V_0} \tag{9, 23}$$

donde  $\Delta p$  es el cambio en la presión hidrostática,  $\Delta V$  es el cambio de volumen, y  $V_0$  es el volumen original. El módulo de volumen es el recíprocode compresibilidad de la matriz,  $c_r$ :

$$K = \frac{1}{c_r} \tag{9, 24}$$

La Tabla 9.1 muestra las constantes elásticas típicas de las rocas para varias formaciones en los Estados Unidos bajo condiciones in situ. [SI. Mesa 9. 2 resume las propiedades físicas de una formación del campo Piedras Negras en México en profundidad de 6,55 0 pie (1996m) bajo diversas presiones y temperaturas de confinamiento. Los valores  $\mu$  y  $\nu$  presentado en la tabla 9. 2 se obtienen probando las muestras de roca tanto vertical como horizontalmente a el eje del pozo. Mesa 9. 3 muestra valores típicos de  $\mu$  y  $\nu$  para algunos rocas sedimentarias típicas [9].

**Tabla 9.1**  
**COCONSTANTE TIPICA DE LAS ROCAS [8]**

Formación*	Profundidad (pie)	Pc (psi)	T ("F)	Co (psi)	mi (10 <sup>6</sup> psi)	v
Arena Benoísta, ILLINOIS	1,783	1.100	90	18.000	3,55	0,31
Valle del algodón,	9,835	4000	260	27,500	6,35	0,17
Valle del algodón,	11,018	<b>8.000</b>	280	29.000	3,50	0,13
Valle del algodón,	11,031	<b>8.000</b>	280	39.000	7.00	0,22
Austin Tiza, TX	7.997	8.000	210	26.800	6,67	0,25

\* Todas las muestras se han extraído en dirección vertical.

Ordenador personal = la presión de confinamiento.

Co = máxima resistencia a la compresión.

**TABLA 9.2**  
**IN-SITU CONSTANTES DE LAS ROCAS 6.550 PIES**  
**(PIEDRAS NEGRAS, MÉXICO) [8]**

pc (psi)	T ("F)	mi (10 <sup>6</sup> psi)	v
<b>(a) Vertical Pruebas para C, = 36.000 psi</b>			
0	75	2.3	0,14
1.000	75	5.2	0,24
2000	75	6.3	0,23
4000	75	6.5	0,30
5,000	75	6,9	0,31
5,000	190	6.4	0,30
<b>(b) Horizontal Prueba C=20.000 psi</b>			
0	75	12,4	0,34
1.000	75	11,0	0,27
2000	75	6.0	0,32
4000	75	6.3	0,35
5,000	75	6,9	0,36
5,000	200	8.8	0.40

dos de las siguientes expresiones:

G =

$$\frac{mi}{2(1 + v)} \tag{9,25}$$

$$E = - \tag{9,26}$$

$$\frac{9KG}{3K + G} \tag{9,27}$$

## MESA9 .3

## TÍPICOROCKELÁSTICOCONSTANTES DE VARIOS Rocas[9]

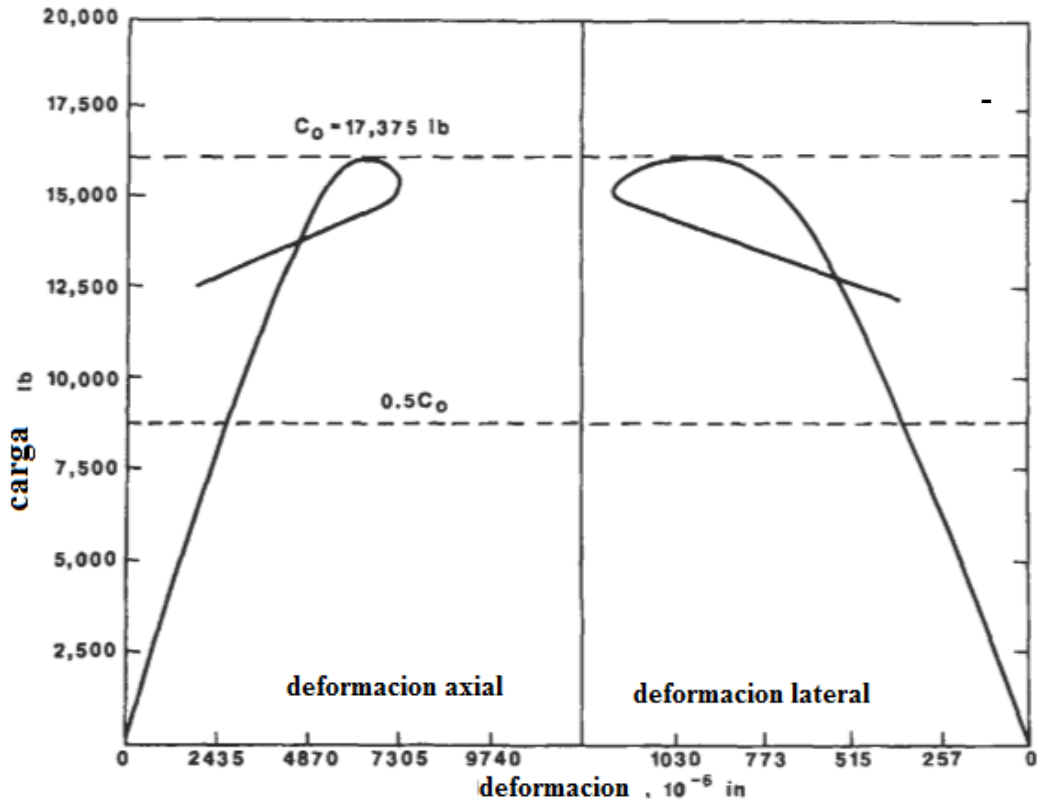
Naturaleza y Origen de Rock	E (barra)	v	Co (bar)	tensión Fuerza (bar)	(10-6 l'c/bar)
Hassi-Messaoud	300.000 hasta	0,14 a	1.100 a	20 hasta	<b>4 a 6</b>
arenisca	500.000	0,21	1250	90	
El Agreb	400.000 a		1.350 a		
arenisca	550 000	z0.2	1,550		
Arenisca Zanaitine	450.000	-	-		
Arenisca fina de los Vosgos	125 000	-	CORTEJAR	-	
Vosgos toscos	235.000	-	<b>400</b>	30 a 50	4 a 6
arenisca					
Fontaine bleau	300.000 a	0,15 a	600 a		
arenisca	400.000	0,25	1.900	a50	
Arenisca arcillosa (35% arcilla)	50.000 a 90.000	-	700tO740		
Piedra arenisca bituminosa	30.000 a	0,25 a			20 a 25
	60.000	0,30	160 a 260		-
Saint-Maximin	66.000 a	0,19 a			
caliza	<b>82.000</b>	<b>0,25</b>	90 a 120	10 a 12	1,5 6
Piedra de maíz					
Rouffach	-	-	450 a 700	-	15 a 20
Arenisca marquesa	775.000 a	0,28 a	1.100 a		
	950.000	0,33	1500	100 a <b>140</b>	
Marga	§ 80. 000a 100, 000	0,41	-	-	
Sal de tersana	z50.000	0,36	150 a 200	-	

$$v = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)} \quad (9,28)$$

## EJEMPLO

Una curva de tensión vs deformación, que se muestra en la Figura 9,8, se obtuvo cargando axialmente en 200 lb / seg un núcleo en una celda triaxial, y midiendo la carga total aplicada después de aproximadamente 87 segundos y la deformación resultante en ambas direcciones axial y lateral. Dado que no se aplicó presión de confinamiento, esta prueba es en realidad llamado uniaxial prueba. La longitud y el diámetro iniciales de el núcleo son 2.435 y en 1.03 pulg., respectivamente. El cambio de diámetro es 465 X en. y el cambio de longitud es 3288 X 10<sup>-6</sup> en. para una carga máxima de 17.375 libras Calcular:

- (a) La máxima fuerza de la roca, es decir fuerza donde la roca falla.  
(segundo) Módulo de Young, Poisson **proporción**, módulo de rigidez, módulo de volumen, y compresibilidad de la matriz de la roca.



(a) El fuerza máxima de esto rock es:

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{17,375}{\pi(1.03/2)^2} = 20,852 \text{ psi}$$

El módulo de Young se calcula a partir de la ecuación 9.21, donde la cepa en la dirección axial  $\epsilon_{ax}$ , es:

$$\epsilon_{ax} = \frac{\Delta L}{L_0} = \frac{3,288 \times 10^{-6}}{2.435} = 1.35 \times 10^{-3}$$

Se midieron las deformaciones axiales y laterales por galgas extensiométricas, que son resistencias montadas en el núcleo. Así,

$$E = \frac{20,852}{1.35 \times 10^{-3}} = 15,4 \times 10^6 \text{ psi}$$

Poisson proporción es dado por Ecuación 9,20, donde la cepa en la dirección lateral es:

$$\epsilon_{lat} = \frac{\Delta d}{d_0} = \frac{465 \times 10^{-6}}{1.03} = 0.451 \times 10^{-3}$$

$$v = \frac{0.451}{1.35} = 0.33$$

El módulo de rigidez GRAMO se calcula a partir de la ecuación 9.25a:

$$G = \frac{15.4 \times 10^6}{2(1 + 0.33)} = 5.77 \times 10^6 \text{ psi}$$

Ecuación 9.26 se utiliza para determinar el abultar módulo

$$K = \frac{15.4 \times 10^6}{3(1 - 2 \times 0.33)} = 15.1 \times 10^6 \text{ psi}$$

La matriz de masa de roca (**grano**) la compresibilidad es:

$$c_r = \frac{1}{15.1 \times 10^6} = 0.066 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

En para estandarizar los valores de las propiedades elásticas medidas a diferentes puntos en la formación, es es recomendó que estas propiedades se determinen en el mismo punto de tensión de referencia, por ejemplo, en el 50%punto de la fuerza última, que corresponde al punto de inflexión en las curvas de tensión vs deformación [8,9].En este caso, el 50%la resistencia a la compresión es:

$$C_{50} = 0.50 \times 20,852 = 10,426 \text{ psi, and:}$$

$$\sigma_{50} = \frac{C_{50}}{A} = \frac{10,426}{0.8332} = 12,513 \text{ psi}$$

$$\epsilon_{ax50} = \frac{\Delta L_{50}}{L_0} = \frac{2,800 \times 10^{-6}}{2.435} = 1,150 \times 10^{-6}$$

$$E_{50} = \frac{12,513}{1.150 \times 10^{-6}} = 10.88 \times 10^6 \text{ psi}$$

los **AL50** corresponde a la deformación obtenida a **C50**, como se muestra en la

Figura 9.8. Similar:

$$v = \frac{360 \times 10^{-6}/1.03}{1,150 \times 10^{-6}} = 0.30$$

$$G = \frac{10.88 \times 10^6}{2(1 + 0.30)} = 8.17 \times 10^6 \text{ psi}$$

$$K = \frac{10.88 \times 10^6}{2(1 - 2 \times 0.30)} = 9 \times 10^6 \text{ psi}$$

and:

$$c_r = \frac{10^{-6}}{9} = 0.11 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$



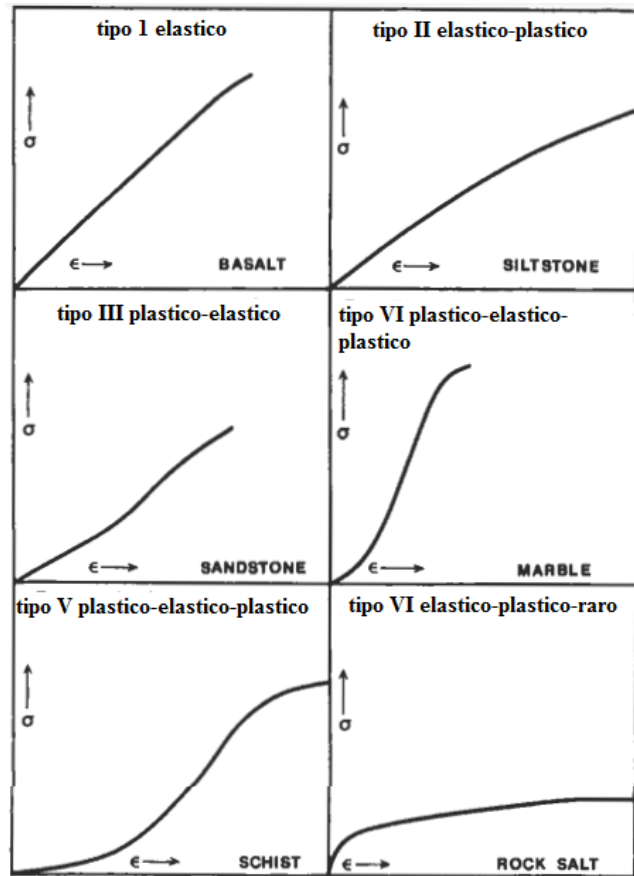


Figura 9.9. Curvas típicas de tensión-deformación para varias rocas en pruebas de compresión uniaxial 01.

Los curados por tensión-deformación no son generalmente lineales como se muestra en la Figura 9.9. En consecuencia, el módulo de Young no es una constante simple, sino que está relacionado con el nivel de esfuerzo aplicado.

El cambio del límite elástico de deformación elástica a plástica se conoce como límite elástico. o límite elástico. Sila tensión en un material excede su límite elástico, entonces se tensa permanentemente, esto último provocado por el flujo de plástico. Plasticidad definida como deformación no elástica, no recuperable y dependiente de la tensión, independiente del tiempo7 bajo carga sostenida uniforme [ 101. Aunque la mayoría de las rocas a temperatura y presión ambiente fallar por rotura antes de alcanzar una etapa de deformación plástica, a temperaturas suficientemente altas y presiones de confinamiento se deforman plásticamente incluso en experimentos que duran poco tiempo. En ocasiones, el término flujo elástico-viscoso se utiliza para describir la “fluencia” o deformación continua lenta, con el paso del tiempo, que ocurre en las rocas dentro del campo del flujo plástico. La figura 9.10a es una curva de fluencia típica para rocas que muestracuatro etapas de deformación: (UN) elástico instantáneo

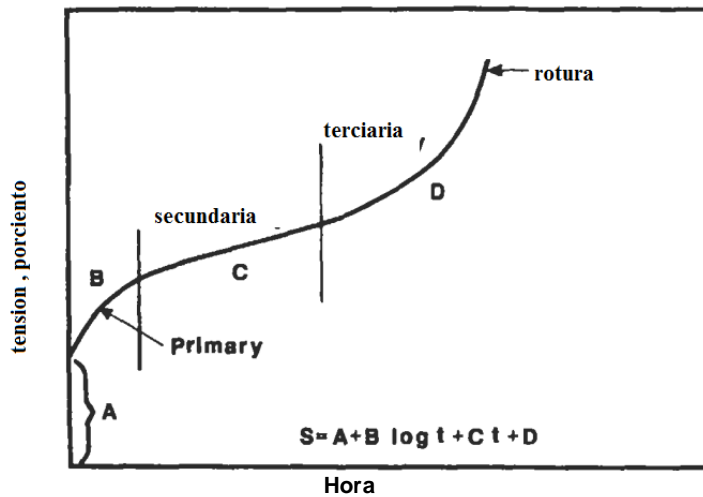


Figura 9.10a. Curvas de fluencia ideales: A = Deformación instantánea; SEGUNDO, C, y D son fluencia primaria, secundaria y terciaria.  $s = \text{tensión total } y t = \text{hora}$ .

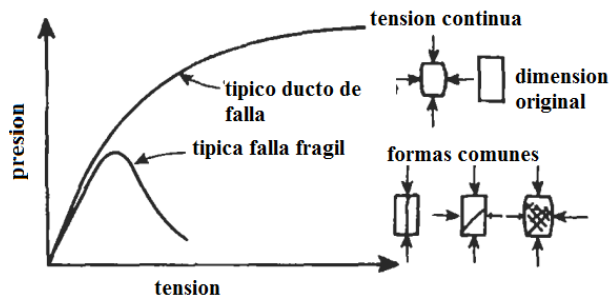


Figura 9.10b. Curvas típicas de deformación shess que muestran dúctil y falla frágil

presión, (SEGUNDO) deformación por fluencia primaria o transitoria, (C) fluencia secundaria o en estado estable, @) y terciario o fluencia acelerada. La fluencia primaria ocurre en las primeras etapas de una prueba de fluencia a largo plazo o con tensiones bajas. Se observa fluencia secundaria en un ensayo a largo plazo o con tensiones intermedias. Bajo continuos aumentos en la tensión, las microfisuras se desarrollan y se propagan, provocando la eventual falla (ruptura) de la roca.

Si la roca se rompe antes de que se produzca una deformación plástica significativa, el rock se describe como frágil (Figura 9.10b) [12]. Las rocas dúctiles son las que sufren un gran grado de deformación plástica antes de la rotura. Una vez superado el límite elástico, las rocas dúctiles sufren un largo intervalo de deformación plástica, y en algunas instancias ellas nunca se rompen. Las roturas se pueden clasificar como fracturas por tensión o fracturas por cizallamiento. Las fracturas por tensión son el resultado de tensiones que tienden a separar el espécimen de roca, y cuando la roca finalmente se rompe, las paredes pueden alejarse unas de otras. Las fracturas por cizallamiento son el resultado de tensiones que

Tienden a deslizar una parte de la muestra más allá de una parte adyacente, y cuando la muestra finalmente se rompe, el **dos** las paredes pueden deslizarse unas sobre otras. El arreglo y **formar** de las fracturas dependen de varios factores, incluida la homogeneidad, la isotropía, la continuidad y la estructura de la roca.

## DIAGRAMAS DE ESFUERZO

La relación entre la tensión y la deformación se expresa comúnmente en gráficos conocidos como diagramas de tensión-deformación. [11]. La roca de la figura 9.11 está comprimida. Al aumentar la tensión, la muestra se acorta y la deformación (deformación) se representa en términos del porcentaje de acortamiento de la muestra de roca. Curva UN representa un comportamiento típico de una roca quebradiza, que se deforma elásticamente **arriba** a un estrés de aproximadamente 20, 000psi (137,9 MPa), acortamiento **0,5%** antes de la ruptura. Curva segundo describe una sustancia plástica ideal. primero se comporta elásticamente hasta alcanzar el límite elástico proporcional, que es el punto en el que la curva se aparta de la recta. Luego, la roca se deforma continuamente con cualquier esfuerzo adicional. Curvas C y rerepresentan el comportamiento plástico más típico. Una vez que se alcanza el límite elástico, la muestra de roca C se vuelve progresivamente más difícil de deformar. Con mayor estrés, muestra de roca alcanza sus último punto de resistencia, más allá del cual menos estrés es necesario a Continuar la deformación hasta la rotura.

El comportamiento mecánico de rocas es controlados no solo por sus propiedades inherentes, por ejemplo, mineralogía, tamaño de grano, porosidad, ancho y densidad de fracturas, etc., sino también por presión, temperatura, tiempo y fluidos intersticiales de confinamiento. Figura 9.12 ilustra el comportamiento de la piedra caliza bajo compresión para diferentes presiones de confinamiento, en una serie de triaxiales

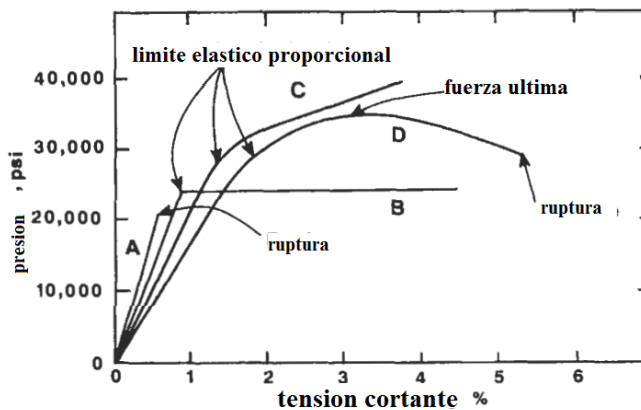


Figura 9.11. Tensión-deformación *diagramas* (1 YO).

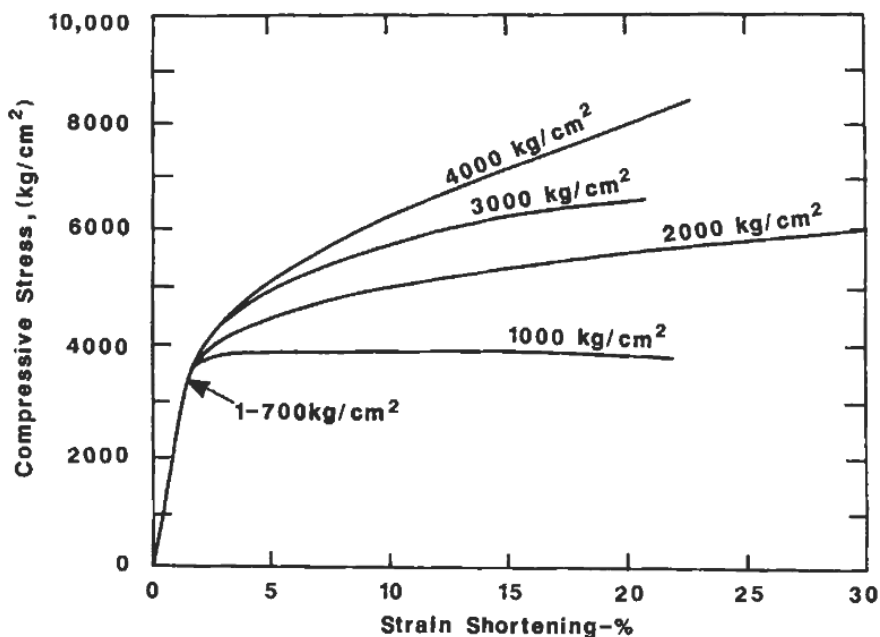


Figura 9.12. Efecto de la presión de confinamiento sobre la relación tensión-deformación [13].

puebas [13]. Es evidente que la resistencia de la roca aumenta con la presión de confinamiento. Tales experimentos indican que las rocas que exhiben muy poca deformación plástica cerca de la superficie de la Tierra pueden ser muy plásticas bajo una alta presión de confinamiento. Por tanto, bajo una presión de confinamiento de 1000 kg / cm<sup>2</sup> o más, la piedra caliza se deformará plásticamente. La figura 9.13 ilustra el efecto de la presión de confinamiento sobre la resistencia a la rotura de varias rocas diferentes [11]. A presión atmosférica, las rocas se deforman solo un pequeño porcentaje antes de fracturarse. Bajo una presión de confinamiento de aproximadamente 1000 kg / cm<sup>2</sup>, la piedra arenisca y la pizarra se deforman más del 5% antes de romperse. Bajo una presión de confinamiento de aproximadamente 2.000 kg / cm<sup>2</sup>, la piedra caliza se deforma casi un 15% y la lutita y la arenisca más del 20% antes de romperse.

Heard mostró que los cambios de temperatura modifican la resistencia de las rocas [15]. Los efectos de la temperatura en las rocas sedimentarias, sin embargo, tienen menos consecuencias que los efectos de la presión hasta las profundidades de 10 km. No obstante, con el aumento de las temperaturas hay una reducción en el límite elástico y el endurecimiento por deformación disminuye, como se muestra en la Figura 9.14 [14]. El calentamiento mejora particularmente la ductilidad, es decir, la capacidad de deformarse permanentemente sin pérdida de cohesión, de las rocas calcáreas y evaporíticas; sin embargo, tiene poco efecto sobre las areniscas. Gran parte de la deformación de la roca tiene lugar mientras las soluciones capaces de reaccionar químicamente con la roca están presentes en los espacios porosos. Esto es especialmente cierto en las rocas metamórficas, en las que se produce una recristalización extensa o completa.

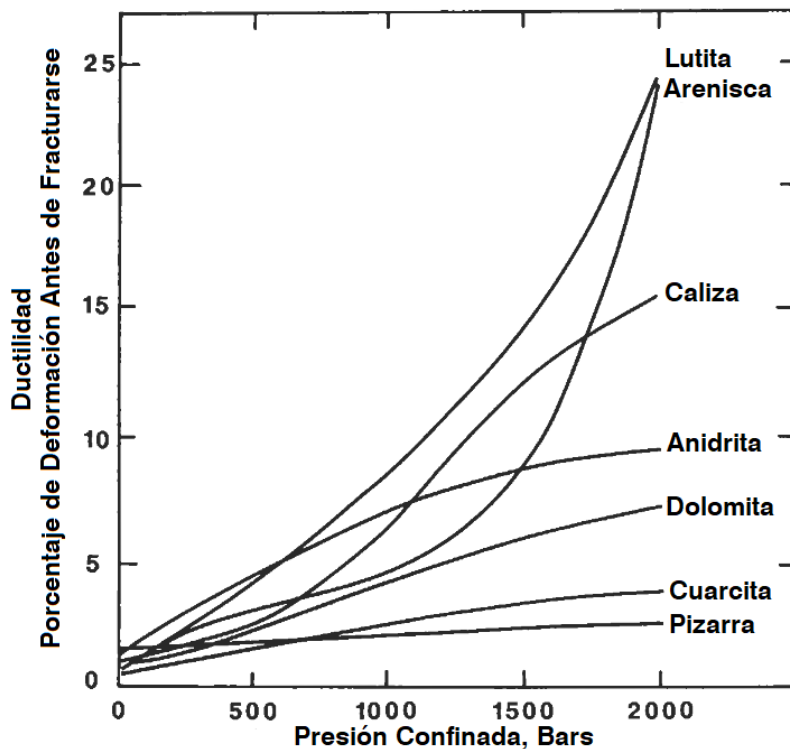


Figura 9.13. Efecto de la presión de confinamiento sobre la ductilidad de varias rocas comunes [11].

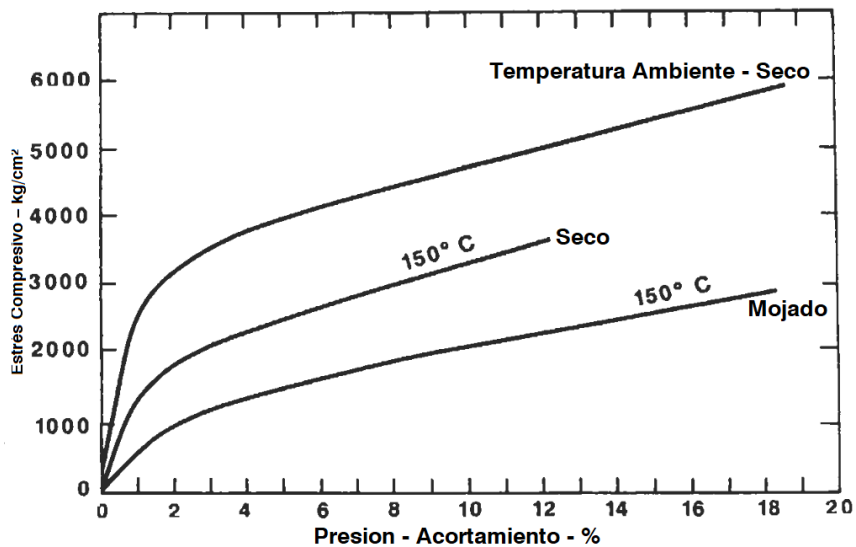


Figura 9.14. Efecto de la temperatura en las curvas tensión-deformación [14].

Las soluciones disuelven los minerales y precipitan otros nuevos (neoformación). En tales condiciones, las propiedades mecánicas de la roca se modifican en gran medida. Colback y Wild demostraron que las resistencias a la compresión de la lutita cuarcítica y la arenisca cuarcítica en condiciones saturadas eran aproximadamente la mitad de lo que eran en condiciones secas [16]. Bemaix demostró que el contenido de agua reducía la resistencia de estos dos materiales cuarcíticos entre un 30% y un 45% [17].

Es importante enfatizar que la discusión y las pruebas descritas en las secciones anteriores asumieron materiales isotrópicos, es decir, rocas cuyas propiedades mecánicas eran uniformes en todas las direcciones. Las rocas del yacimiento no son isotrópicas y su deformación depende de la orientación de las fuerzas aplicadas a las estructuras planas de la roca.

## EL DIAGRAMA DE MOHR

Las relaciones entre la tensión y la ruptura de muchas rocas pueden determinarse gráficamente mediante los círculos de tensión de Mohr. Considere un plano imaginario a través de una muestra de roca cilíndrica dentro de una cámara de compresión triaxial (Figura 9.15) [6]. Se aplica la presión de confinamiento  $\sigma_3$  y se aumenta la carga longitudinal  $\sigma_1$  hasta que ocurre la falla. La carga continua de la muestra de roca hará que se deforme a través de microgrietas que, a medida que se aplica más carga, se extienden y finalmente se unen para formar un plano de macrodebilidad (plano de corte) a lo largo del cual se producirá la ruptura. En la carga máxima, las condiciones de tensión son:  $\sigma_1 = F / A$  y  $\sigma_3 = p$ , donde  $F$  es la carga más alta soportable paralela al eje cilíndrico, y  $p$  es la presión en el medio de confinamiento. El estrés normal a la falla o plano de fisura,  $\sigma_n$ , viene dado por:

$$\sigma_n = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\theta \quad (9.29)$$

El esfuerzo cortante paralelo al plano de la fisura,  $\tau$ , es dado por:

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\theta \quad (9.30)$$

donde  $\theta$  es el ángulo entre el plano de falla y la dirección de la tensión principal mínima  $\sigma_3$ . Nuevamente, la falla o ruptura es causada por una combinación crítica de esfuerzos tanto de corte como normales. Este estado se puede representar mediante un punto en el plano de  $\tau$  vs.  $\sigma_n$ , conocido como diagrama de Mohr. La figura 9.16 es una gráfica de Mohr de una sola corrida [5]. Se dibuja un círculo a través de  $\sigma_3$  y  $\sigma_1$ , con el centro en el eje horizontal; el centro del círculo es  $(\sigma_1 + \sigma_3) / 2$  y el radio es  $(\sigma_1 - \sigma_3) / 2$ . Dado que un aumento en la presión de confinamiento normalmente aumentará la

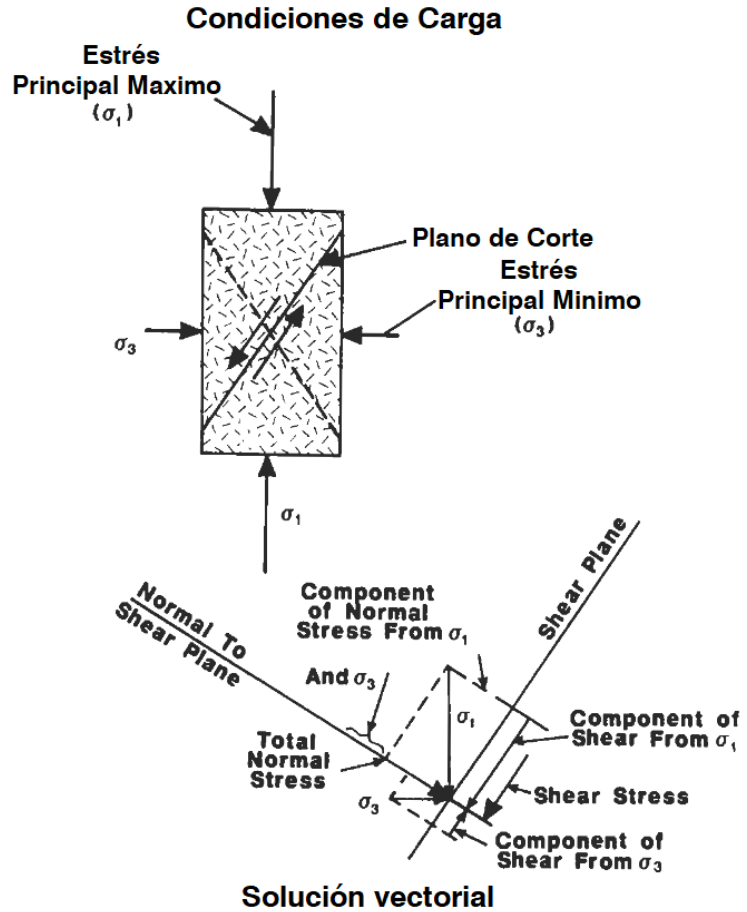


Figura 9.15. Estado de tensión a lo largo de cualquier plano de una roca [6].

resistencia de la muestra de roca (es decir, a medida que aumenta el esfuerzo normal  $\sigma_0$ , aumenta el esfuerzo cortante  $t$ ), varias pruebas triaxiales a presiones de confinamiento crecientes conducirán a varios círculos de Mohr; cada prueba debe ejecutarse hasta que se produzca la rotura. La figura 9.17 es el diagrama de Mohr para cinco corridas con diferentes tensiones [11]. En el primer experimento, la presión de confinamiento fue atmosférica. Cada círculo corta el eje horizontal en dos lugares. En cada experimento, la intersección de la izquierda es la presión de confinamiento, mientras que la intersección de la derecha es el esfuerzo de compresión que causa la ruptura. Los círculos muestran que a medida que aumenta la presión de confinamiento, tanto la tensión como la diferencia de tensión ( $\sigma_1 - \sigma_3$ ) deben incrementarse para producir ruptura.

Una línea trazada tangente a los círculos se conoce como "envolvente de Mohr". Las tensiones que caen dentro de la envolvente están por debajo del punto de falla, mientras que fuera de la envolvente las tensiones causarían fallas. El ángulo

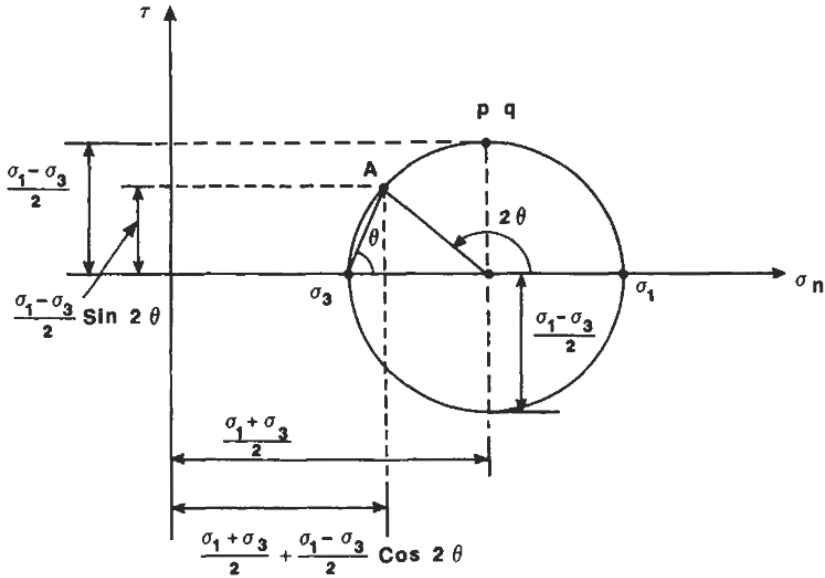


Figura 9.16. Representación del círculo de Mohr de la tensión en un plano [5].

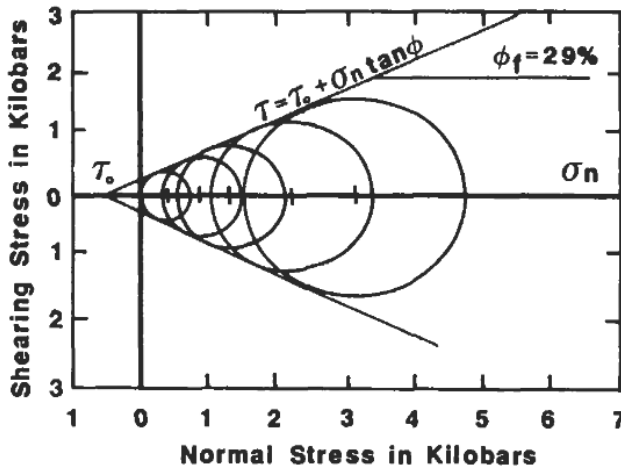


Figura 9.17. Envoltura de tensión de Mohr [11].

que esta línea envolvente forma con el eje horizontal del diagrama ( $\sigma_n$ ) es el ángulo de fricción interna  $\Phi$ . La intersección de la línea envolvente con el eje vertical,  $\tau_0$ , es la fuerza cohesiva de la roca. La evaluación de los resultados obtenidos del círculo de esfuerzos de Mohr normalmente asume la validez de la Ley de Coulomb, que determina el esfuerzo cortante máximo en el que se producirá la ruptura a lo largo de un plano de debilidad en una muestra de roca. Esta ley se puede expresar como:

$$\tau = \tau_0 + \sigma_n \tan \phi_f \tag{9.31}$$



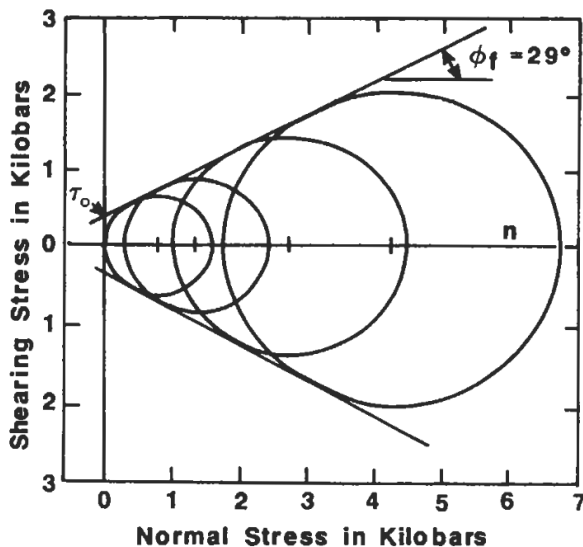


Figura 9.18. Envolvente de tensión de Mohr para arenisca Berea a 24 ° C con presiones de confinamiento de 0, 0,05, 4 y 2 kilobares [11].

El ángulo que teóricamente deberían formar las fracturas con el mayor esfuerzo principal,  $\sigma_1$ , se obtiene de:

$$\theta = 45 - 0.5 \phi_f \quad (9.32)$$

En el trabajo experimental, es difícil medir los ángulos de fractura con gran precisión. Sin embargo, las observaciones tienden a confirmar los ángulos de fractura indicados por los sobres de Mohr. La figura 9.18 indica que el ángulo de fricción interna  $\Phi_f$  es 29 °, la resistencia cohesiva  $\tau_0$  aproximadamente 0.35 kilobares y, según la ecuación 9.32, las fracturas por cortante deben formarse teóricamente a 31 ° f 18). Una desventaja del método de Mohr para determinar los límites de falla de las rocas es que ignora el efecto del esfuerzo principal medio,  $\sigma_2$  y, en consecuencia, da respuestas que no siempre son consistentes con los resultados experimentales.

## PROPIEDADES ELÁSTICAS DINÁMICAS

Se han utilizado varios métodos para determinar los valores dinámicos del módulo de Young y la relación de Poisson. Hosking obtuvo los valores dinámicos de varias propiedades elásticas determinando las velocidades de propagación en la roca usando pulso ultrasónico,  $V_p$ , y el sonido de resonancia,  $V_r$  [19]. El módulo de Young se obtiene de:

$$E = \frac{\rho_b v_r^2}{12g} \quad (9.33)$$

y la relación de Poisson de:

$$\frac{v_p}{v_r} = \frac{1 - \nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)} \quad (9.34)$$

donde  $P_b$  es la densidad aparente de la roca  $\gamma_g$  es la aceleración debida a la gravedad. Deere y Miller utilizaron un método similar para derivar la siguiente relación entre la velocidad de la onda de compresión ( $v_c$ ), densidad de la roca ( $P_b$ ), módulo de Young y relación de Poisson [20]:

$$v_c = \frac{\rho_b E (1 - \nu)}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)} \quad (9.35)$$

El registro sísmico y el análisis de forma de onda proporcionan los medios para obtener medidas continuas de velocidades de compresión y de corte. Estos datos, junto con las mediciones de densidad aparente, permiten medir y calcular in situ las propiedades mecánicas de la roca [21]. La Tabla 9.4 muestra las relaciones de los módulos elásticos en términos de tiempos de tránsito y densidad aparente. Las unidades aplicables a la tabla son:

$P_b$  = Densidad de bulk,  $g/cm^3$ .

$V_s$  = Velocidad de corte,  $ft/sec$ .

**TABLA 9.4**  
**PROPIEDADES ELÁSTICAS DINÁMICAS [21]**

$\nu$ Poisson's Ratio	$\frac{\text{Lateral strain}}{\text{Longitudinal strain}}$	$\frac{1/2(t_s/t_c)^2 - 1}{(t_s/t_c)^2 - 1}$
G Shear, psi	$\frac{\text{Applied stress}}{\text{Shear strain}}$	$\frac{\rho_b}{t_s^2} \times a$
E Young's Modulus, psi	$\frac{\text{Applied uniaxial stress}}{\text{Normal strain}}$	$2G(1 + \nu)$
$K_b$ Bulk Modulus, psi	$\frac{\text{Hydrostatic pressure}}{\text{Volumetric strain}}$	$\rho_b \left( \frac{1}{t_c^2} - \frac{4}{3t_s^2} \right) \times a$
$C_b$ Bulk Compressibility (with porosity), $psi^{-1}$	$\frac{\text{Volumetric deformation}}{\text{Hydrostatic pressure}}$	$\frac{1}{K_b}$
$C_r$ Rock Compressibility (zero porosity), $psi^{-1}$	$\frac{\text{Change in matrix volume}}{\text{Hydrostatic pressure}}$	$\rho_b \left( \frac{1}{t_{ma}^2} - \frac{4}{3t_{sma}^2} \right) \times a$
$\alpha$ Biot Elastic Constant	$\frac{\text{Porepressure}}{\text{Proportionality}}$	$1 - \frac{C_r}{C_b}$

Coeff.  $a = 1.34 \times 10^{10}$  if  $\rho_b$  is in  $g/cm^3$  and  $t$  is in  $\mu s/ft$ .

$V_e$  = velocidad de compresión, pies / seg.  
 $t_s$  = tiempo de tránsito de cortante,  $\mu\text{seg} / \text{ft}$ .  
 $t_c$  = tiempo de tránsito compresional,  $\mu\text{seg} / \text{ft}$ .  
 $\epsilon$  = deformación,  $\mu\text{in.} / \text{in}$ .  
 $\sigma$  = tensión, psi.

## EJEMPLO

Una muestra de roca de 2 pulgadas de diámetro, 5 pulgadas de largo y con una densidad aparente de  $0,3 \text{ g} / \text{cm}^3$  se somete a una prueba de carga estática. La carga es 5,000 lb, la contracción axial  $\Delta L = 0.01$  pulg. Y la expansión diametral  $\Delta d = 0.001$  pulg. Del análisis de registro de pozos, la misma muestra tuvo un tiempo de viaje de onda de compresión  $t_c = 50 \mu\text{seg} / \text{pie}$  y un recorrido de corte. tiempo  $t_s = 80 \mu\text{seg} / \text{ft}$ . Calcule los valores estáticos y dinámicos del módulo de Young y la relación de Poisson.

## SOLUCIÓN

Usando las ecuaciones 9.20 y 9.21, el módulo de Young estático y la razón de Poisson son, respectivamente:

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L_0} = \frac{5,000 \pi (2/2)^2}{0.01/5} = 7.9 \times 10^5 \text{ psi}$$

$$\nu = -\frac{\epsilon_{\text{lat}}}{\epsilon_{\text{ax}}} = \frac{\Delta d/d_0}{\Delta L/L_0} = \frac{0.001/2}{0.01/5} = 0.25$$

El módulo dinámico de Young y la relación de Poisson se obtienen de la tabla 9.4:

$$\nu = \frac{0.5 (t_s/t_c)^2 - 1}{(t_s/t_c)^2} - 1 = \frac{0.5 (80/50)^2 - 1}{(80/50)^2 - 1} = 0.18$$

$$E = 2G(1 + \nu) = \frac{2a\rho_b}{t_s^2}(1 + \nu) = \frac{2 \times 1.34 \times 10^{10} \times 0.3}{80^2}(1 + 0.18)$$

$$= 14.8 \times 10^5 \text{ psi}$$

Generalmente, las constantes elásticas dinámicas se derivan de las mediciones de las velocidades de las ondas elásticas en las rocas. Se pueden utilizar equipos como geófonos y sismógrafos para medir los valores in situ de las velocidades de las olas. Sin embargo, dado que los módulos estáticos son necesarios para el diseño de la mayoría de los proyectos de ingeniería de rocas, las mediciones de módulos dinámicos no son comunes. Además, las ecuaciones utilizadas para calcular módulos dinámicos suponen ideal

rocas, es decir, la roca es perfectamente lineal elástica, homogénea e isotrópica. Las rocas de depósito, por supuesto, no son ideales. Esto hace que los valores de los módulos estáticos y dinámicos sean diferentes. Por lo tanto, las técnicas de prueba dinámica proporcionarán datos de diseño significativos si los valores de los módulos dinámicos se pueden convertir en valores estáticos. Numerosos estudios destinados a establecer una relación entre los módulos dinámicos y estáticos mostraron que el módulo dinámico de elasticidad,  $E_s$ , tiende a ser mayor que su equivalente estático,  $E_d$ , y que  $V_{ct}$  es ligeramente menor que  $V_s$ . Utilizando datos experimentales, se obtiene la siguiente correlación [22]:

$$E_s = \exp \left[ \frac{1.843 \ln E_d}{\sigma^{0.0724}} + 0.45 \ln (0.0266\sigma) \right] \quad (9.36)$$

donde:  $\sigma$  es la resistencia a la compresión uniaxial en MPa, y  $E_d$  y  $E_s$  se expresan en GPa. Esta correlación hace posible predecir valores aproximados del módulo de Young estático a partir de mediciones dinámicas para la mayoría de las presiones del yacimiento. Se utilizaron diez tipos diferentes de materiales rocosos para derivar esta correlación, incluidas varias areniscas, cuarcitas y magnetita. Si se supone que el valor dinámico de la relación de Poisson  $\nu_d$  es igual al valor estático  $\nu_s$ , entonces el módulo de volumen  $K$  y el módulo de rigidez  $G$  se pueden calcular a partir de las ecuaciones 9.26 y 9.25, respectivamente.

## RESISTENCIA Y DUREZA DE LA ROCAS

La resistencia es la capacidad de la roca para resistir la tensión sin ceder ni fracturarse. Está influenciado por la mineralogía de las partículas de roca y por el carácter de los contactos de las partículas. Estas propiedades son el resultado de los diversos procesos de deposición, diagénesis y catagénesis que formaron la roca, posteriormente modificada por plegamiento, fallas, fracturas, juntas y meteorización. En consecuencia, la fuerza de las rocas refleja su historia geológica. La resistencia de la roca se estima a partir de dos técnicas de laboratorio comunes: pruebas de resistencia a la compresión uniaxial y pruebas de resistencia a la compresión triaxiales o confinadas.

Las pruebas de resistencia a la compresión uniaxial se utilizan para determinar la resistencia última de una roca, es decir, el valor máximo de esfuerzo alcanzado antes de la falla. La fuerza uniaxial es una de las medidas de fuerza más simples de obtener. Sin embargo, su aplicación es limitada y generalmente se usa solo cuando se necesitan comparaciones entre rocas. Las pruebas de compresión uniaxial están influenciadas por varios factores: tamaño y forma de la muestra de prueba, tasa de carga, cantidades y tipos de fluido presentes en la muestra de roca, mineralogía, tamaño de grano, forma de grano, clasificación de grano y tasa de carga.

Los efectos de estos factores pueden minimizarse tomando las siguientes precauciones [23]:

- (1) La relación de longitud a diámetro, también llamada relación de esbeltez, de la muestra de roca debe ser aproximadamente de 2 a 1.
- (2) Los extremos de la muestra deben ser paralelos y planos hasta 0.025 mm; de lo contrario, se obtienen valores bajos de resistencia a la compresión.
- (3) Los efectos del tamaño son considerables solo si existen fallas en la muestra de roca: cuanto más grande es la muestra, mayor es la probabilidad de que exista una falla en la muestra. Los efectos de tamaño se pueden reducir probando un gran número de muestras con el mismo tamaño y calculando el promedio, preferiblemente la media geométrica, de los valores de resistencia a la compresión.
- (4) Debido a que el contenido de fluido podría reducir la resistencia a la compresión, se recomienda realizar la prueba uniaxial bajo saturaciones de fluido similares a las existentes en el yacimiento. La reducción de la resistencia a la compresión debido a la presencia de fluidos puede ocurrir de varias formas. Sin embargo, es probable que en muchas rocas el efecto de la presión intersticial sea la principal causa de reducción de la resistencia de la roca. La presión de poro podría afectar las tensiones de contacto intergranulares y causar inestabilidad a lo largo de un plano de debilidad.
- (5) Deben evitarse altas tasas de carga, ya que tienden a producir valores de resistencia a la compresión anormalmente altos. Las tasas de carga en el rango de 0.5 MPa / s a 3 MPa / s se consideran normales y generalmente causan un cambio insignificante en la resistencia a la compresión de las muestras de roca.

A veces, solo se necesitan valores aproximados de resistencia a la compresión, en cuyo caso se encuentran disponibles varias técnicas de prueba: prueba de carga puntual, prueba de Protodyakonov y prueba brasileña.

La prueba de carga puntual es una prueba ampliamente aceptada para evaluaciones directas y rápidas de la resistencia de la roca de núcleos de perforación y fragmentos de roca irregulares. En la prueba de carga puntual, la muestra de roca de diámetro  $d$  se coloca entre conos opuestos y se somete a una carga de compresión  $F_a$ , a una distancia de al menos  $0,7 d$  de cada extremo (Figura 9.19). La carga genera tensión de tracción normal al eje de carga.

La determinación de la resistencia a la tracción directa ha resultado complicada debido al efecto de forma y tamaño. Sin embargo, la siguiente ecuación empírica de carga puntual proporciona una buena estimación de la resistencia a la tracción de la roca [8]:

$$C_t = \frac{S_a F_a}{(L_s - 1.7 F_a / C_u)^2} \tag{9.37}$$

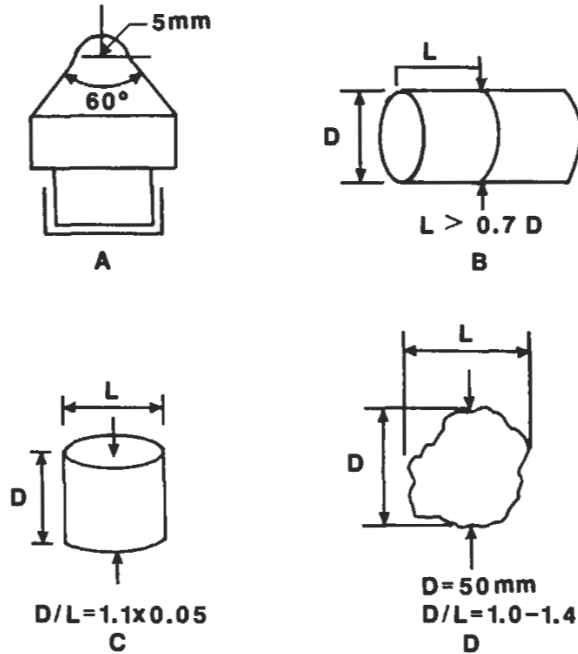


Figura 9.19. Definición de la longitud de la muestra de roca para la prueba de carga puntual [23].

donde:  $C_t$  = resistencia a la tracción ( $\approx F_a / L_s$ ), psi.

$S_a$  = factor de forma [24],  $0.70 L_s / d$ .

$F_a$  = carga aplicada, psi.

$L_s$  = longitud como se define en la Figura 9.19.

$C_u$  es la resistencia a la compresión uniaxial o no confinada, que se puede estimar a partir de la siguiente ecuación:

$$C_u = S_s \frac{F_a}{L_s^2} = \left( \frac{S_s}{L_s} \right) C_t \tag{9.38a}$$

El factor de corrección de tamaño,  $S_s$ , puede estimarse a partir de la siguiente correlación [25]:

$$S_s = 0.18d + 14 \tag{9.38b}$$

donde  $d$  está en mm.

La prueba de Protodyakanov es una prueba ampliamente aceptada para evaluaciones directas y rápidas de la resistencia de la roca de núcleos de perforación y fragmentos de roca irregulares. En la prueba de Protodyanakov, la muestra se coloca entre conos opuestos como se muestra en la Figura 9.20 y se somete a compresión, lo que genera un esfuerzo de tracción normal al eje de carga.

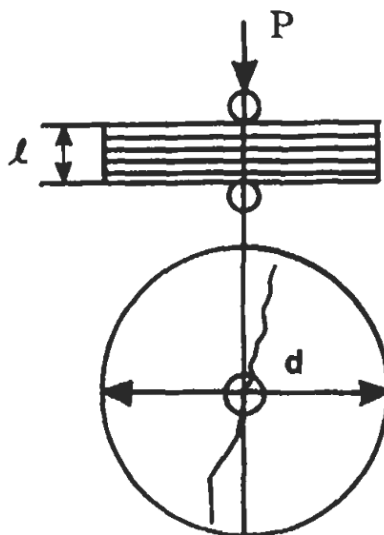


Figura 9.20. Prueba de carga puntual [23].

La prueba brasileña es otro método indirecto para obtener la resistencia a la tracción de las rocas. En esta prueba, una muestra de núcleo de longitud  $L$  y diámetro  $d$  se somete a una carga  $F_a$  en un plano diametral a lo largo de su eje. La muestra del núcleo generalmente se rompe a lo largo de la línea de carga diametral y la resistencia a la tracción  $C_t$  se calcula a partir de:

$$C_t = \frac{2F_a}{\pi L_s d} \quad (9.39)$$

El más brasileño se basa en el hecho de que la mayoría de las rocas sometidas a esfuerzos biaxiales fallan en tensión cuando el esfuerzo principal es de compresión. Esta prueba es mucho más precisa para rocas frágiles que para rocas dúctiles. Las rocas tienen una resistencia a la compresión mucho más alta que la tensión de tracción, alrededor de 8: 1 en teoría, pero en la práctica generalmente es de 15: 1 a 25: 1 La resistencia a la compresión uniaxial también se puede calcular a partir de:

$$C_u = \left( \frac{2 \cos \phi_f}{1 - \sin \phi_f} \right) C_{ti} \quad (9.40)$$

donde  $\Phi_f$  es el ángulo de fricción en el modelo de falla de Mohr-Coulomb, generalmente establecido en aproximadamente  $29^\circ$  o  $30^\circ$  y la resistencia a la tracción inicial  $C_{ti}$  se mide o estima a partir de la siguiente ecuación empírica:

$$C_{ti} = 2.6 \times 10^{-8} \frac{E}{C_b} [0.0035 V_{sh} + 0.0045] \quad (9.41)$$

$V_{sh}$  es la fracción de lutita determinada a partir de registros de pozos, y  $C_b$  es la compresibilidad global de la muestra de roca.

**EJEMPLO**

Se ha recuperado un núcleo de 2,13 pulgadas de diámetro y 30 pulgadas de largo de una piedra arenisca de 5,000 pies de profundidad. Para ejecutar una prueba de carga puntual, diez de 3 pulg. Se han cortado núcleos largos. Se obtuvieron las siguientes cargas de falla (en psi): 3.420; 3.150; 2.950; 3.280; 2.825; 3.410; 2.780; 3.050; 2.950; y 3.310. Calcule las siguientes propiedades elásticas: (1) resistencia a la compresión, (2) resistencia a la tracción y (3) módulo de Young.

**SOLUTION**

- (1) La resistencia a la compresión de la muestra de roca se puede evaluar a partir de. Ecuación 9.38, donde la media de la carga de falla es igual a:

$$F_a = \frac{1}{10} [3,420 + 3,150 + \dots + 3,310] = 3,112 \text{ lb}$$

La longitud del núcleo es la misma que su diámetro, es decir,  $L_s = 2,13$  pulg. El factor de corrección de tamaño,  $S_s$ , se estima a partir de la Ecuación 9.38b. Para un diámetro de núcleo de 54,1 mm (2,13 pulg.),  $S_s = 23,74$ . Así,

$$C_u = S_s \frac{F_a}{L_s^2} = 23.74 \frac{3,112}{2.13^2} = 16,284 \text{ psi}$$

- (2) La resistencia a la tracción de la piedra arenisca se calcula a partir de la Ecuación 9.38, donde el factor de forma  $S_a = 0.79$  para un núcleo en forma de disco. Así:

$$C_t = \frac{S_a F_a}{(L_s - 1.7 F_a / C_u)^2} = \frac{0.79 \times 3,112}{(2.13 - 1.7 \times 3,112 / 16,284)^2} = 754.4 \text{ psi}$$

- (3) El módulo de Young se puede estimar a partir de la figura 9.21. Debido a que la resistencia a la compresión uniaxial es de aproximadamente  $16 \times 10^3$  psi y las muestras del núcleo son areniscas (línea 2 en la figura 9.21), el módulo de Young  $E$  es  $2 \times 10^6$  a  $6 \times 10^6$  psi.

**DUREZA DE LA ROCA**

La dureza de la roca se mide con el penetrador esférico Brinell. Las determinaciones de dureza requieren solo una pequeña cantidad de material de núcleo. El número de dureza de la roca de Brinell,  $N_{Br}$ , se define como la relación entre la carga aplicada  $F_a$  en el penetrador (esfera de radio,  $r_s$ ) y la profundidad de la indentación  $D_i$ :

$$N_{Br} = \frac{F_a}{2\pi r_s D_i} \quad (9.42)$$



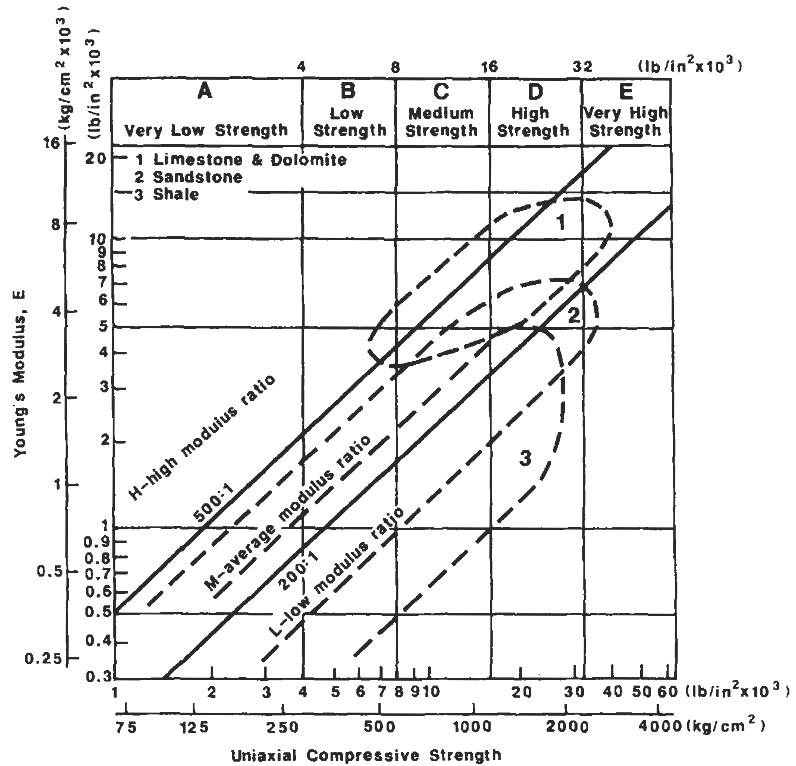


Figure 9.21. Young's modulus for three common reservoir rocks [23].

O

$$N_{Br} = \frac{F_a}{\pi r_{is}^2} \tag{9.43a}$$

dónde:  $r_{is}$  es el radio del círculo de sangría.  $N_{Br}$  es una constante de la roca, pero el diámetro de la esfera puede influir en la dureza medida. Esta influencia, sin embargo, es pequeña en la mayoría de los casos y despreciable en otros.

Para rocas bien consolidadas,  $N_{Br}$ , se puede estimar a partir de la siguiente correlación empírica:

$$N_{Br} = \frac{E}{77.25} \tag{9.43b}$$

El número de dureza de la roca Brinell para la muestra de roca del Ejemplo en la página 554 es:

$$N_{Br} = \frac{14.8 \times 10^6}{77.25} = 1.9 \times 10^5 \text{ psi}$$

## COMPRESIBILIDAD DE ROCAS POROSAS

Las rocas del yacimiento están sometidas a la tensión interna ejercida por los fluidos contenidos en los poros y a la tensión externa que ejercen en parte las rocas suprayacentes. El agotamiento de los fluidos de las rocas del yacimiento da como resultado un cambio en la tensión interna (hidrostática) en la formación, lo que hace que la roca esté sujeta a una carga de sobrecarga aumentada y variable, y el resultado es la compactación de la estructura de la roca debido a un aumento en el estrés efectivo. Esta compactación produce cambios en el grano, los poros y el volumen de la roca. El cambio fraccional en el volumen de constituyente de roca sólida (granos) por unidad de cambio de presión se define como la compresibilidad de la matriz de la roca. El cambio fraccional en el volumen total o masivo de la formación por cambio unitario en la presión del yacimiento se denomina compresibilidad masiva de la roca. El principal interés para el ingeniero de yacimientos es la compresibilidad de los poros, que es el cambio fraccional en el volumen de poros por unidad de cambio de presión. En áreas donde la extracción de fluidos de los reservorios subterráneos puede inducir un hundimiento que podría resultar en la pérdida de pozos, daños apreciables a la propiedad o terremotos, la compresibilidad total es muy importante.

### COMPRESIBILIDAD DE POROS

Muchos investigadores han registrado los cambios en la compresibilidad de las rocas del yacimiento en función de la disminución de la presión del fluido [26-45]. Biot publicó una teoría de las deformaciones elásticas de los materiales porosos y su influencia en el desplazamiento del fluido dentro de los poros [26]. Sin embargo, Geertsma fue el primer ingeniero en desarrollar un conjunto de relaciones prácticas de presión-volumen que explican las variaciones de poros y rocas a granel-volumen en yacimientos de petróleo [39]. Derivó las siguientes expresiones generales:

$$\frac{dV_p}{V_p} = c_r dp_p + \frac{1}{\phi} (c_b - c_r) d(\sigma - p_p) \quad (9.44)$$

and:

$$\frac{dV_b}{V_b} = (c_r - c_b) dp_p + c_b dp = c_r dp_p + c_b d(\sigma - p) \quad (9.45)$$

dónde:  $V_p$  = volumen de poros.

$V_b$  = volumen masivo.

$C_r$  = compresibilidad del material de la matriz rocosa.

$C_b$  = compresibilidad masiva de roca de la estructura porosa.

$p_p$  = presión de poro (presión interna).

$\sigma$  = tensión de confinamiento (presión externa).

La ecuación 9.45 se puede simplificar manteniendo la diferencia entre el esfuerzo de confinamiento ay la presión de poro Pp en una constante durante la prueba triaxial o hidrostática, es decir,  $d(\sigma - P_p) = 0$ . Resolviendo más se obtiene:

$$c_r = \frac{1}{V_b} \left( \frac{dV_b}{dp_p} \right) \quad (9.46)$$

Por otro lado, si la presión de poro se mantiene constante durante la prueba triaxial, i.e.,  $dp_p = 0$ , la ecuación 9.45 da:

$$c_b = \frac{1}{V_b} \left( \frac{dV_b}{d\sigma} \right) \quad (9.47)$$

Para  $dp_p = -d\sigma$ , la ecuación 9.44 produce una expresión de la formación compresibilidad de los poros:

$$c_\tau = \frac{1}{V_p} \left( \frac{dV_p}{dp_p} \right) \quad (9.48)$$

y para  $dp_p = 0$ :

$$c_p = \frac{c_b - c_r}{\phi} = \frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{d\sigma} \quad (9.49)$$

Suponiendo que la compresibilidad del volumen de la roca  $c_b$  es mucho mayor que la compresibilidad de la matriz de la roca  $c_r$ , como en el caso de muchos yacimientos de arenisca consolidados con  $Q \gg 0.05$ , la Ecuación 9.49 se convierte en:

$$\frac{c_b}{\phi} = \frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{d\sigma} \quad (9.50)$$

Comparando la Ecuación 9.48 con la Ecuación 9.50 para el caso donde  $dp_p = d\sigma$  durante una prueba hidrostática, se obtiene:

$$c_p = \frac{c_b}{\phi} \quad (9.51)$$

Geertsma derivó una expresión similar al mostrar que, en los yacimientos de petróleo, solo la componente vertical de la tensión hidrostática es constante y que las componentes de la tensión en el plano horizontal se caracterizan

por la condición de frontera [39]. Para estas condiciones de contorno, desarrolló la siguiente aproximación para areniscas:

$$c_p = \frac{2}{V_p} \frac{dV_p}{dp_p} \quad (9.52)$$

Por tanto, es importante recordar que las compresibilidades de los poros de las areniscas obtenidas al utilizar un aparato triaxial son aproximadamente el doble de las obtenidas en una prueba uniaxial.

Fatt informó los resultados de pruebas experimentales en un número limitado de muestras de rocas consolidadas representativas y paquetes de arena [27]. La Figura 9.22 muestra las compresibilidades del volumen de poros como una función de la presión neta de sobrecarga para areniscas que contienen granos mal clasificados, 20% a 45% de cemento y material detrítico intergranular. Estas compresibilidades son más altas que las que se muestran en la Figura 9.23, que son para areniscas que contienen granos bien clasificados y solo de 10% a 30% de cemento y material detrítico intergranular.

Brandt define la presión neta de sobrecarga como la presión externa, o, menos el 85% de la presión interna del fluido [28]. La constante de 0,85 se introdujo para tener en cuenta el hecho de que la presión del fluido interno no reacciona realmente contra la presión externa. Esta constante depende de la estructura de la roca, y varía del 75% al 100% con un promedio del 85%.

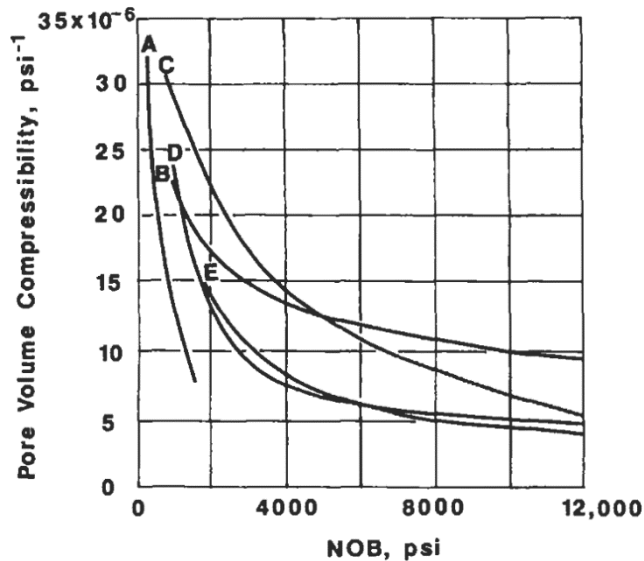


Figura 9.22. Influencia de la presión neta de sobrecarga en la compresibilidad del volumen de poros para arena no consolidada mal clasificada, curva A ( $\Phi = 0.36$ ) y arenisca, curvas B ( $\Phi = 0.13$ ), C ( $\Phi = 0.15$ ) y E y D ( $\Phi = 0.12$ ) [27].

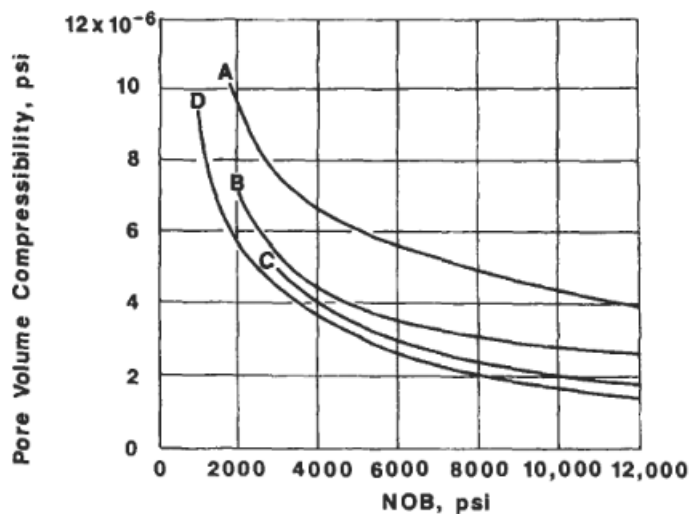


Figura 9.23. Influencia de la presión neta de sobrecarga en la compresibilidad del volumen de poros para granos de arenisca bien clasificados [27].

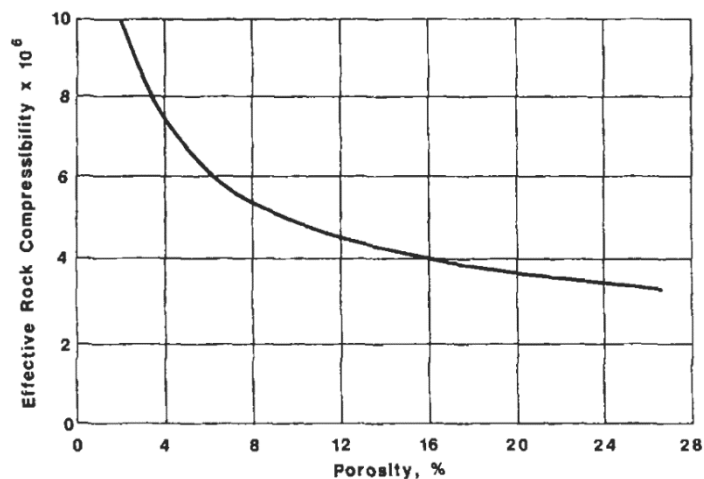


Figura 9.24. Relación entre la compresibilidad efectiva de la roca y la porosidad [29].

Los resultados de Part mostraron la ausencia de correlación entre los datos de compresibilidad y porosidad [27]. Esto es contrario a la conclusión a la que llegó Hall, quien afirmó que, a medida que disminuye la presión del yacimiento, la compresibilidad de los poros de cualquier roca del yacimiento es el resultado de dos factores separados: la expansión de los granos de roca individuales y la compactación adicional de la formación provocada por el líquido del yacimiento se vuelve menos eficaz para oponerse al peso de la sobrecarga [29]. Ambos factores, según Hall, tienden a disminuir la porosidad como se muestra en la Figura 9.24. La mayoría de las formaciones de piedra caliza y arenisca tienen compresibilidades de poros del orden de  $10^{-6}$  a  $25 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$

La magnitud del cambio de presión de poro,  $\sim p_p$ , en los depósitos de petróleo para un cambio dado en el volumen de poro depende de la compresibilidad del fluido de poro,  $C_{fl}$ :

$$\Delta p_p = -\frac{1}{c_{fl}} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (9.53)$$

El cambio relativo en el volumen de poros se puede expresar a partir de la ecuación 9.44 de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = \frac{1}{\phi} [c_b - (1 + \phi) c_r] \Delta p_p - \frac{1}{\phi} (c_b - c_r) \Delta \bar{\sigma} \quad (9.54)$$

donde  $\sigma$  es el esfuerzo efectivo medio,  $P_p$  es la presión de poro y:

$$\Delta \sigma = \sigma - P_p$$

donde:

$$\bar{\sigma} = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)}{3}$$

El cambio en la presión de poros para un cambio dado en el esfuerzo medio se obtiene combinando la Ecuación 9.53 con la Ecuación 9.54 y despejando  $\Delta p_p$  (se supone que el fluido en los poros es agua,  $C_{fl} = c_w$ ):

$$\Delta p_p = \frac{(c_b - c_r) \Delta \bar{\sigma}}{\phi c_w + [c_b - (1 + \phi) c_r]} \quad (9.55)$$

### EJEMPLO

Calcule el cambio en la presión de poro de una muestra de roca sometida a una prueba hidrostática sabiendo:

$$\begin{aligned} \bar{\sigma} &= 6,000 \text{ psi} & c_r &= 0.20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ p_p &= 4,700 \text{ psi} & c_b &= 2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ \phi &= 0.20 & c_w &= 2.75 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \end{aligned}$$

### SOLUTION

El cambio de tensión efectiva media es igual a:

$$\Delta \bar{\sigma} = 6,000 - 4,700 = 1,300 \text{ psi}$$

El cambio en la presión de poro es (de la Ecuación 9.55):

$$\Delta p_p = \frac{(2 - 0.2) \times 10^{-6} \times 1,300}{0.2 \times 2.75 \times 10^{-6} + (2 \times 10^{-6} - 1.2 \times 0.2 \times 10^{-6})} = 1,014 \text{ psi}$$

## EFFECTIVIDAD DE LA PRESIÓN POROSA PARA CONTRAER EL ESTRÉS

Las pruebas que miden el comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas descritas en las secciones anteriores asumieron que la presión de poro de estos fluidos se desarrolló durante la carga y puede disiparse a medida que se drenan los fluidos. Estas pruebas se denominan pruebas con drenaje, mientras que los experimentos en los que se evita el drenaje se denominan pruebas sin drenaje [42]. El limo, arena, grava y otros sedimentos y rocas sedimentarias de permeabilidad relativamente alta exhiben, cuando se aplica una carga, resistencia al drenaje, es decir, la roca es blanda o dúctil. Este efecto es más pronunciado si la roca está saturada con un líquido incompresible que con un gas compresible [8]. La arcilla, la lutita y muchas rocas de baja permeabilidad, como las rocas ígneas no meteorizadas, exhiben resistencia sin drenaje; cuando se cargan inicial e instantáneamente, se vuelven quebradizos y mucho más débiles. La figura 9.25 ilustra el efecto de la presión intersticial sobre el comportamiento elástico de las rocas.

El efecto de la presión intersticial sobre las propiedades mecánicas de las rocas saturadas se ha investigado extensamente utilizando el concepto de "esfuerzo efectivo", que van Terzaghi definió como el esfuerzo que controla la compresión o cortante en las rocas, y es simplemente la diferencia entre la carga de sobrecarga aplicada o la tensión total,  $\sigma_{OB}$ , y presión de poro,  $P_p$  [31].

$$\sigma_e = \sigma_{OB} - P_p$$

(9.56a)

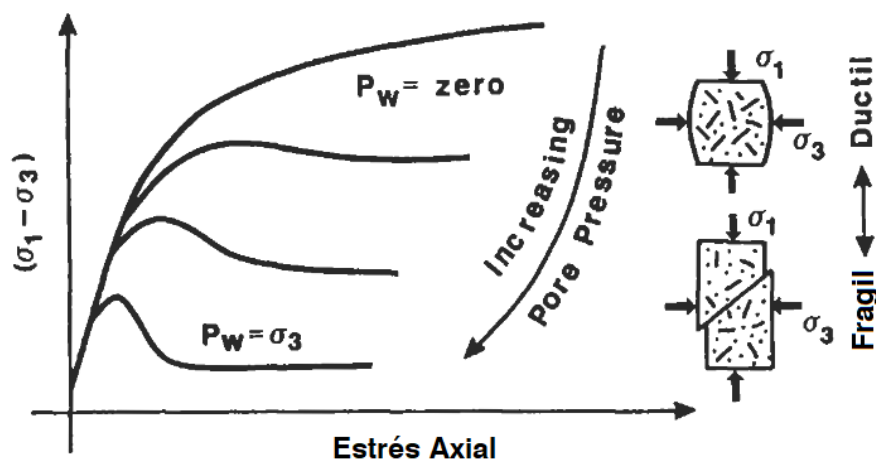


Figura 9.25. Transición de rotura frágil a dúctil en roca en función de la presión del agua intersticial ( $P_w$ ) [12].

o:

$$P_e = P_t - P_p$$

Los experimentos de laboratorio y las cuidadosas observaciones de campo de la deformación han llevado a modificar esta relación de la siguiente manera:

$$\sigma_e = \sigma_{OB} - \alpha p_p \quad (9.56b)$$

donde  $a$ , según Brandt, es un factor de corrección que mide la eficacia de la presión intersticial para contrarrestar la carga total aplicada [28]. De acuerdo con la teoría de poroelasticidad de Biot, el esfuerzo de tierra radial u horizontal es:

$$\sigma_x = \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_e + \alpha p_p \quad (9.57)$$

Donde el esfuerzo vertical o de sobrecarga efectivo de la tierra se obtiene de la ecuación 9.56b.

Según Brandt, el valor de  $a$ , que varía entre 0 y 1, depende de la geometría de los poros y de las propiedades físicas de los constituyentes del sistema sólido. En los casos extremos cuando  $a = 0$ , la presión de poro no tiene efecto sobre el comportamiento de la roca, y cuando  $a = 1$  la presión de poro es 100% efectiva para contrarrestar la carga aplicada. La ecuación 9.56a, cuando  $a = 1$ , se usa para evaluar la magnitud de la falla, y algunos investigadores usan la ecuación 9.56b para evaluar la deformación del medio poroso. Geertsma y Skempton propusieron la siguiente expresión para [39, 40]:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_r} = 1 - \frac{c_r}{c_b} \quad (9.58)$$

where:  $c_b$  = bulk compressibility,  $\text{psi}^{-1}$  [1/kPa].

$c_r$  = compressibility of the rock matrix,  $\text{psi}^{-1}$  [1/kPa].

$K$  = effective bulk modulus,  $\text{psi}$  [1/kPa].

$K_r$  = bulk modulus of the rock solid only,  $\text{psi}$  [1/kPa].

El valor de  $a$ , que se conoce como la constante de Biot, en el anterior ejemplo es igual a:

$$\alpha = 1 - \frac{0.2 \times 10^{-6}}{2 \times 10^{-6}} = 0.90$$

La derivación de Geertsma de la Ecuación 9.58 ha sido modificada por Suklje para incluir la porosidad, y mostró que [41]:

$$\alpha = 1 - (1 - \phi) \frac{K}{K_r} \quad (9.59)$$



donde  $\Phi$  es la porosidad. Es obvio a partir de la ecuación 9.59 que cuando a  $\alpha=0$ , es decir,  $\sigma = \sigma_1$ , la relación  $K / K_r$  es equivalente a:

$$\frac{K}{K_r} = \frac{1}{1 - \phi} \quad (9.60)$$

Por lo tanto, la ecuación 9.58 es válida solo en el caso ideal donde no hay cambio de porosidad bajo la misma variación de la presión de poro y la presión de confinamiento. La siguiente expresión es más general y precisa:

$$\alpha = \frac{3(v_u - \nu)}{B(1 - 2\nu)(1 + \nu_u)} \quad (9.61)$$

donde:  $V$  = relación de Poisson drenado.

$V_u$  = índice de Poisson no drenado.

$B$  = coeficiente de presión intersticial de Skempton.

En rocas comprimibles saturadas de líquido,  $B = 1.0$ ; cuando el espacio poroso está parcialmente saturado,  $B < 1.0$ ; y  $B = 0$  cuando la muestra de roca está seca. Skempton demostró que el valor de  $B$  se puede estimar a partir de [42]:

$$B = \frac{1}{(1 + c_r / \phi c_{fl})} \quad (9.62)$$

donde  $C_r$  y  $c_{fl}$  son las compresibilidades de la roca y la compresibilidad de los fluidos (agua) en el espacio vacío, respectivamente.

## EJEMPLO

Conociendo los siguientes datos:

$$\begin{aligned} \nu &= 0.250 & E &= 2 \times 10^6 \text{ psi} & c_w &= 2.75 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ \nu_u &= 0.362 & K_r &= 4.83 \times 10^6 \text{ psi} & \phi &= 0.20 \end{aligned}$$

Calcular (1) el módulo de volumen de la muestra de roca, y

(2) el factor de corrección  $\alpha$  usando las ecuaciones 9.58-9.61.

## SOLUCION

(1) El módulo de volumen de la muestra de roca es:

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} = \frac{2 \times 10^6}{2(1 - 2 \times 0.25)} = 1.33 \times 10^6 \text{ psi}$$

(2) El factor de corrección  $\alpha$

(a) Usando la ecuación 9.58 tenemos:

$$\alpha = 1 - \frac{1.33 \times 10^6}{4.83 \times 10^6} = 0.72$$

(b) Usando la ecuación 9.59 se obtiene:

$$\alpha = 1 - (1 - 0.20) \frac{1.33 \times 10^6}{4.83 \times 10^6} = 0.78$$

(c) Para utilizar la Ecuación 9.61, es necesario calcular la compresibilidad de la roca a partir de la Ecuación 9.24 y el coeficiente B de presión de poro de Skempton de la Ecuación 9.62:

$$c_r = \frac{1}{K_r} = \frac{1}{4.83 \times 10^6} = 0.207 \times 10^{-6}$$

$$B = \frac{1}{1 + 0.207/0.20 \times 2.75} = 0.726$$

Then, the value of  $\alpha$  is equal to:

$$\alpha = \frac{3(0.362 - 0.25)}{0.726(1 - 2 \times 0.25)(1 + 0.362)} = 0.68$$

No hay acuerdo entre las tres ecuaciones. De hecho, Eq. 9.59 es la menos precisa de las 3 ecuaciones.

## EFFECTO DE LA COMPRESIBILIDAD DE LOS POROS SOBRE LOS CÁLCULOS DE RESERVAS

Cuando comienza la producción de un nuevo depósito de petróleo, el volumen de aceite en el lugar es uno de los primeros y más importantes parámetros que el ingeniero de yacimientos debe determinar. Básicamente, el método para estimar el petróleo en el lugar a partir de los datos de disminución de la presión en un yacimiento insaturado por encima del punto de burbuja, asumiendo condiciones volumétricas, es:

$$N = \frac{N_p}{c_e \Delta p} \quad (9.63)$$

donde: N = aceite en el lugar inicial, bbl.

$N_p$  = producción de petróleo durante el descenso de la presión  $\Delta p$ , bbl.

$\Delta p$  =  $P_i - p$ .

p = presión del yacimiento.

$C_e$  = compresibilidad efectiva del yacimiento, expresada como:

$$c_e = c_t/S_o \quad (9.64)$$

$$c_t = c_o S_o + c_g S_g + c_w S_{wc} + c_f \quad (9.65)$$

donde:  $C_0$ ,  $C_g$  y  $C_w$ , son las compresibilidades de petróleo, gas y agua, y  $S_0$ ,  $S_g$  y  $S_w$ , son las saturaciones de petróleo, gas y agua connata, respectivamente.  $C_f$  es la compresibilidad de la formación, que es lo mismo que la compresibilidad de los poros,  $C_p$  y  $C_t$  es la compresibilidad total. Si  $N$  y  $N_p$  se expresan en barriles de tanque de almacenamiento (STB), entonces la ecuación 9.63 se convierte en:

$$N = \frac{N_p B_0}{c_e \Delta p B_{oi}} \quad (9.66)$$

donde  $B_0$  y  $B_{oi}$  son los factores de volumen de formación de petróleo a la presión del yacimiento  $p_y$  y  $P_i$ , respectivamente.

A medida que se produce el depósito de aceite insaturado, la presión de poro disminuye, lo que permite que los fluidos del depósito se expandan y proporcionen energía para la producción. Además de la expansión del fluido, la formación se compacta a medida que aumenta la presión neta de sobrecarga, lo que proporciona energía adicional para exprimir los fluidos del yacimiento. Hall demostró que la magnitud de la compresibilidad de la formación es tal que, si se descuida, en algunos casos los valores calculados para el petróleo en el lugar serán entre un 30% y un 100% más altos que el petróleo en el lugar real [29].

## EJEMPLO

Un depósito volumétrico de aceite insaturado tiene las siguientes características:

$$\begin{aligned} p_i &= 5,000 \text{ psia} & c_o &= 10.7 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ S_{wc} &= 20\% & c_w &= 3.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ \phi &= 9\% & c_f &= 5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ B_{oi} &= 1.354 \text{ bbl/STB} \end{aligned}$$

El petróleo acumulado producido es  $1.25 \times 10^6$  STB y  $B_0 = 1.375$  bbl / STB cuando la presión del yacimiento cae a 3600 psia, con una producción de agua insignificante. ¿Cuál es el efecto de descuidar la compresibilidad de la formación sobre el valor del petróleo en sitio en este yacimiento?

## SOLUCION

La compresibilidad efectiva de este depósito de aceite insaturado se obtiene mediante la Ecuación 9.64 donde  $c_g = 0$  por encima del punto de burbuja:

$$\begin{aligned} c_e &= \frac{0.80 \times 10.7 \times 10^{-6} + 0.20 \times 3.6 \times 10^{-6} + 5 \times 10^{-6}}{0.80} \\ &= 17.86 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \end{aligned}$$

Entonces el aceite en el lugar inicial usando la Ecuación 9.66 es igual a:

$$N = \frac{1.25 \times 10^6}{17.86 \times 10^{-6} (5,000 - 3,600)} \frac{1.375}{1.354} = 50.77 \times 10^6 \text{ STB}$$

Si se descuida la compresibilidad de la formación, la compresibilidad efectiva se convierte en:

$$c_e = \frac{1}{0.80} \left( 0.80 \times 10.7 \times 10^{-6} + 0.20 \times 3.6 \times 10^{-6} \right) \\ = 11.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

y el aceite en el lugar inicial es:

$$N = \frac{1.25 \times 10^6}{11.6 \times 10^{-6} \times 1,400} (1.0155) = 78.16 \times 10^6 \text{ STB}$$

Por lo tanto, descuidar la compresibilidad de la formación da como resultado los valores sobreestimados de aceite en el lugar inicial. En este caso, N se sobreestima en aproximadamente  $28 \times 10^6$  STB, es decir, casi un 50% de error.

Por debajo de la presión del punto de burbuja, se liberará gas del petróleo y se desarrollará una saturación de gas libre en el yacimiento. Como primer orden de aproximación, la compresibilidad del gas,  $C_g$ , viene dada por  $1 / p_y$  la compresibilidad efectiva pasa a ser, debido a la mucho mayor compresibilidad de la fase de gas libre, del orden de  $100$  a  $500 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ . Las compresibilidades de rocas y agua generalmente se omiten de los cálculos. Por lo tanto, para este ejemplo ( $c_g = 1 / 3,000 = 333 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ , que obviamente es mucho más alto que  $C_w$  y  $C_r$ ), la ecuación 9.66 no se puede usar para estimar el petróleo en el lugar inicial.

## CONVERTIR DATOS DE LABORATORIO EN DATOS DE DEPÓSITO

Mientras que es relativamente fácil medir la compresibilidad del volumen de poros bajo una carga hidrostática, donde la presión es la misma en todas las direcciones, esta condición no es representativa de las condiciones de contorno del yacimiento [39]. Considere, por ejemplo, el caso de una formación horizontal que es delgada en comparación tanto con su profundidad de enterramiento como con su extensión lateral. A medida que se agota el fluido del yacimiento y la presión disminuye, la presión neta de sobrecarga aumenta, lo que hace que la formación se compacte y la matriz se expanda. El cambio de tamaño será solo en dirección vertical, porque la roca circundante en el límite del yacimiento evitará cualquier expansión lateral de la roca del reservorio. En el laboratorio, esta condición es similar a la observada durante la prueba de deformación uniaxial, donde una carga

se aplica en la dirección vertical y la tensión de confinamiento en la dirección lateral se ajusta para retener una condición de deformación lateral cero. Anderson desarrolló un procedimiento práctico para convertir los datos de la prueba de reducción del volumen de poros y tensión hidrostática en datos de compresibilidad de deformación uniaxial, que simulan con mayor precisión las condiciones del yacimiento [43]. El procedimiento de tres pasos implica:

- (a) Los datos de tensión hidrostática se ajustan a la curva a la siguiente relación de ley de potencia:

$$\Delta V_p = a_h (\sigma_c^n - \sigma_0^n) \quad (9.67)$$

donde:  $\Delta V_p$  = cambio en el volumen de poros en función de la tensión.  
 $\sigma_c$  = tensión de sobrecarga neta (tensión de grano a grano o presión efectiva,  $P_e$ ).  
 $\sigma_0$  = tensión en la condición de deformación inicial.  
 $a_h$  = coeficiente de ajuste hidrostático.  
 $n$  = coeficiente de ajuste de la ley de potencias.

La figura 9.26 muestra los ajustes de curva de los datos de cambio de volumen de poros obtenidos de las pruebas de tensión hidrostática y deformación uniaxial.

- (b) Calcule el valor "previsto" del cambio en el volumen de poros utilizando los parámetros  $a_h$  y  $n$  del ajuste de la curva:

$$\Delta V_p^* = R_{hu} a_h (\sigma_a^n - \sigma_0^n) \quad (9.68)$$

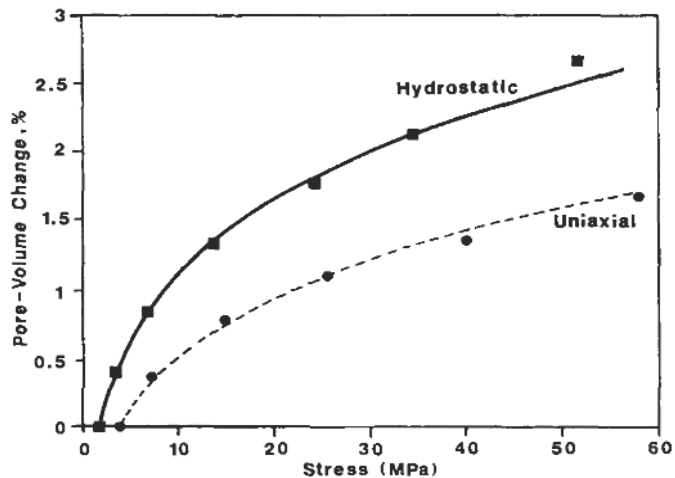


Figura 9.26. Ajuste de la curva de la ley de potencia de la tensión hidrostática en los datos de reducción del volumen de poros por deformación uniaxial [43].

donde  $\sigma_a$  es el esfuerzo axial y  $R_{hu}$  es el factor de corrección hidrostático a uniaxial y una función de la relación de Poisson  $\nu$ :

$$R_{hu} = \frac{1}{3} \left( \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right) \quad (9.69)$$

Para las pruebas centrales de Berea, Anderson obtuvo una relación de Poisson de aproximadamente 0,40, lo que conduce a  $\sim u$ , de 0,78 [43]. La figura 9.27 compara el cambio de volumen de poros predicho con el de la prueba uniaxial.

- (c) Calcule la compresibilidad del volumen de poro de la deformación uniaxial predicha que sea representativa de las condiciones del yacimiento a partir de la siguiente ecuación:

$$c_p^* = c_f = \frac{nR_{hu}\alpha a_h \sigma_a^{n-1}}{1 - \Delta V_p^*} \quad (9.70)$$

donde:  $C_p$  = compresibilidad de poros predicha y  $n$  = coeficiente de ley de potencias. La figura 9.28 muestra que existe una excelente correspondencia entre la predicción de la ley de potencias y el cálculo de la compresibilidad de la deformación uniaxial basada en los datos experimentales.

Los datos experimentales obtenidos por Nieto et al. indican que [89]:

1. Los valores de corrección de la compactación del núcleo entre 0,87 y 0,91 son más representativos que el factor de 0,95 que se utiliza generalmente para corregir la porosidad ambiental de la condición del yacimiento.

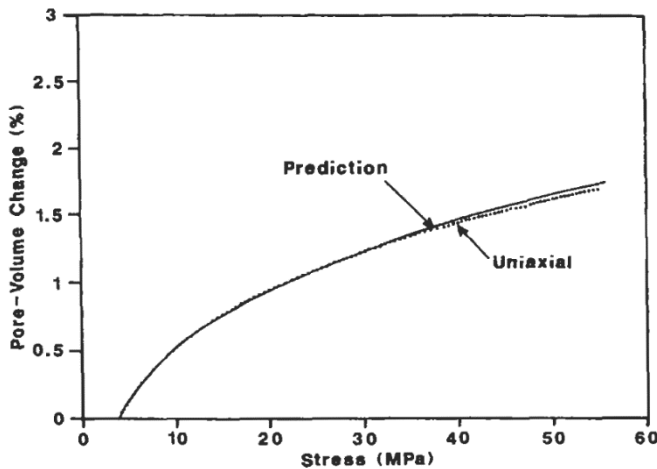


Figura 9.27. Comparación de la reducción del volumen de poros medido con el previsto en función del estrés [43].

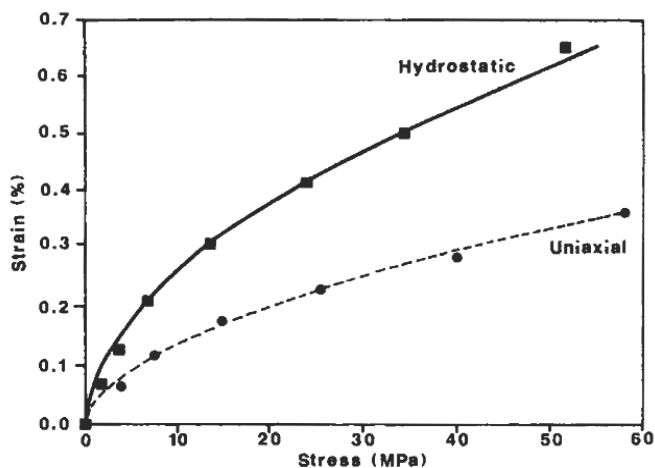


Figura 9.28. Ajuste de la curva de la ley de potencias de las curvas tensión-deformación uniaxial e hidrostática [43].

2. La tasa de aplicación de tensión parece ser el factor más significativo para determinar el valor final de la corrección de la compactación del núcleo.
3. Las diferentes correcciones de compactación del núcleo observadas en rocas del Jurásico y Triásico que tienen una porosidad y permeabilidad ambiental similares pueden indicar la importancia de la estructura de la roca y / o la profundidad de enterramiento inicial, y
4. El uso de corrección uniaxial de la porosidad es incorrecto. Se sugiere que se aplique lentamente un esfuerzo hidrostático total efectivo equivalente a las condiciones del yacimiento para permitir que la roca se arrastre hacia un estado representativo del yacimiento. La tasa de aplicación de la tensión es un factor más importante en la medición de la reducción de la porosidad que la simulación precisa de las tensiones del yacimiento utilizando la deformación biaxial.

## EFFECTO DEL ESTRÉS EN LOS DATOS BÁSICOS

El efecto de la presión de sobrecarga sobre varios parámetros petrofísicos de las rocas del yacimiento, como la porosidad, la permeabilidad, la resistividad y la densidad, fue investigado exhaustivamente por Dobrynin y Chierici et al. [44, 45].

Además del uso de datos experimentales publicados, Dobrynin llevó a cabo experimentos para investigar las principales propiedades físicas de las areniscas bajo presión. Concluyó que los cambios en estas propiedades están determinados en gran medida por la compresibilidad de los poros, que, en el rango de 0 a 20.000 psi, se puede caracterizar por la compresibilidad máxima de los poros y la presión neta de sobrecarga. También desarrolló varias ecuaciones generales que describen el comportamiento de las propiedades físicas de las areniscas bajo presión.

Chierici et al. utilizó un gran número de muestras para investigar, experimental y teóricamente, la influencia de la presión de sobrecarga en

porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, permeabilidad relativa al gas, factor de resistividad de la formación y curvas de presión capilar [45]. De los resultados experimentales sacaron las siguientes conclusiones:

- (a) el efecto de la lutita sobre la compresibilidad de los poros debe tenerse en cuenta cuando se trata de depósitos de petróleo insaturados en rocas lutitas;
- (b) el factor de resistividad de la formación y la permeabilidad de las areniscas limpias se ven afectados por la tensión. En las rocas de baja porosidad, sin embargo, el factor de resistividad de la formación en condiciones de yacimiento puede ser bastante diferente al medido en condiciones sin estrés;
- (c) la anisotropía de la permeabilidad se ve afectada solo ligeramente por la sobrecarga y presión;
- (d) las curvas de presión capilar se ven considerablemente afectadas por el tensor de tensión solo a valores bajos de presión capilar, mientras que la saturación de agua irreducible solo está ligeramente influenciada por la presión de sobrecarga.

### EFECTO DEL ESTRÉS SOBRE LA POROSIDAD

Los datos experimentales generados por Dobrynin en un gran número de muestras de arenisca (Figura 9.29) muestran que entre una cierta presión mínima  $P_m$  y una cierta presión máxima  $P_M$ , la relación entre la compresibilidad de los poros y el logaritmo de la presión de los poros se puede aproximar mediante una línea recta, que se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera [44]:

$$c_p = \frac{c_{pM}}{\log (P_M/P_m)} \log (P_M/P) \tag{9.71}$$

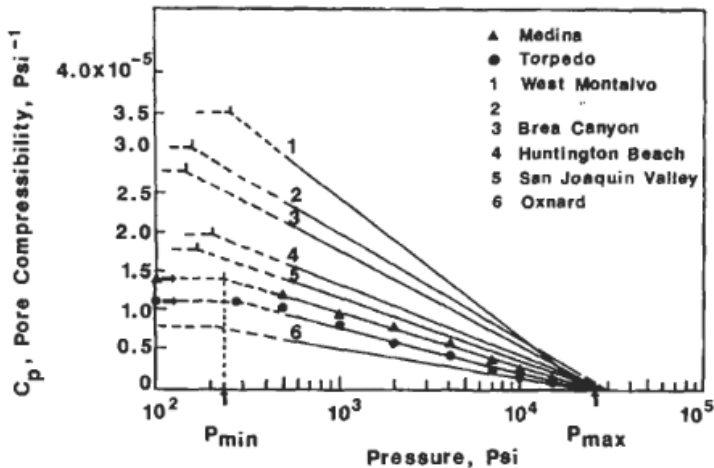


Figura 9.29. Compresibilidad de los poros en función de la presión neta de sobrecarga [44].



La compresibilidad máxima de los poros  $C_{pM}$  se puede determinar extrapolando las curvas experimentales a presión cero utilizando coordenadas cartesianas. La presión mínima  $P_m$  se determina asumiendo que esencialmente no hay cambios en la compresibilidad de los poros dentro del pequeño rango de presión de 0 a  $P_m$ . En realidad,  $P_m$ , corresponde al primer punto de datos donde la curva  $C_p$  comienza a declinar al aumentar la presión neta de sobrecarga, como se muestra en la Figura 9.29. El valor de  $p_M$  se obtiene extrapolando la línea recta a  $C_p = 0$ . Para propósitos prácticos,  $P_M$  es la presión por encima de la cual los cambios en la compresibilidad de los poros son insignificantes. Dobrynin encontró que  $P_m$  está entre 150 y 300 psi, y  $P_M$  está entre 25,000 y 30,000 psi.

Combinando la siguiente relación entre  $C_b$ ,  $C_r$  y  $C_p$ :

$$c_b = \phi c_p + (1 - \phi) c_r \quad (9.72)$$

y la Ecuación 9.52, produce:

$$c_b = \frac{C_{pM}}{\log(P_M/P_m)} \log(P_M/P) + (1 - \phi) c_r \quad (9.73)$$

En esta ecuación se asume que la compresibilidad de la matriz de la roca no se ve afectada por una presión en el rango de 0 a 20 000 psi.

Los cambios relativos de porosidad bajo presión de sobrecarga se pueden expresar de la siguiente manera [44]:

$$\frac{\Delta\phi}{\phi} = 1 - \left[ \left( 1 - \frac{\Delta V_p}{V_p} \right) / \left( 1 - \frac{\Delta V_b}{V_b} \right) \right] \quad (9.74)$$

donde  $\Delta V_p / V_p$  y  $\Delta V_b / V_b$  son los cambios relativos de volumen de poros y volumen de masa, respectivamente. Dado que se supone que la compresibilidad de la matriz de la roca es independiente de la presión en el rango de 0 a 20000 psi, es decir,  $0 < p < P_m$ , el cambio relativo del volumen aparente es esencialmente lineal con respecto al cambio relativo del volumen de poros:

$$\frac{\Delta V_b}{V_b} = \phi \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (9.75)$$

La combinación de las ecuaciones 9.74 y 9.75 produce:

$$\frac{\Delta\phi}{\phi} = 1 - \left[ \left( 1 - \frac{\Delta V_p}{V_p} \right) / \left( 1 - \phi \frac{\Delta V_p}{V_p} \right) \right] \quad (9.76)$$

Dentro del rango de presión  $0 < p < P_m$ , el cambio relativo del volumen de poros se puede determinar de acuerdo con la Ecuación 9.48:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = \int_0^{p_m} c_{pm} dp + \int_{p_m}^p c_p dp \quad (9.77)$$

Sustituyendo  $C_p$  de la ecuación 9.71, se obtiene:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = c_{pM} \int_0^{p_m} dp + \frac{c_{pM}}{\log(p_M/p_m)} \int_{p_m}^P \log\left(\frac{p_M}{p_p}\right) dp \quad (9.78)$$

que se puede escribir, después de la integración, de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = c_{pM} D(p_p) \quad (9.79)$$

donde la función de presión de Dobrinina  $D(p_p)$  es:

$$D(p_p) = p_m + \frac{p_p}{\log(p_M/p_m)} \left[ \log\left(\frac{p_M}{p_p}\right) + 0.434 - \frac{p_m}{p_p} \left( \log\left(\frac{p_M}{p_m}\right) + 0.434 \right) \right] \quad (9.80)$$

Sustituyendo la ecuación 9.79 en la ecuación 9.76 se obtiene:

$$\frac{\Delta \phi}{\phi} = 1 - \frac{1 - c_{pM} D(p_p)}{1 - \phi c_{pM} D(p_p)} \quad (9.81)$$

La figura 9.30 muestra los datos experimentales que ilustran el efecto de la presión neta de sobrecarga en la relación  $\frac{\phi_s - \phi}{\phi_s}$ . Para cinco valores representativos diferentes de  $C_{pM}$  y valores de porosidad de 5%, 10% y 20%. Es evidente que los datos experimentales están de acuerdo con las curvas calculadas usando la Ecuación 9.81. Los valores promedio de  $p_m$  y  $p_M$  son 200 y 25.000 psi, respectivamente.

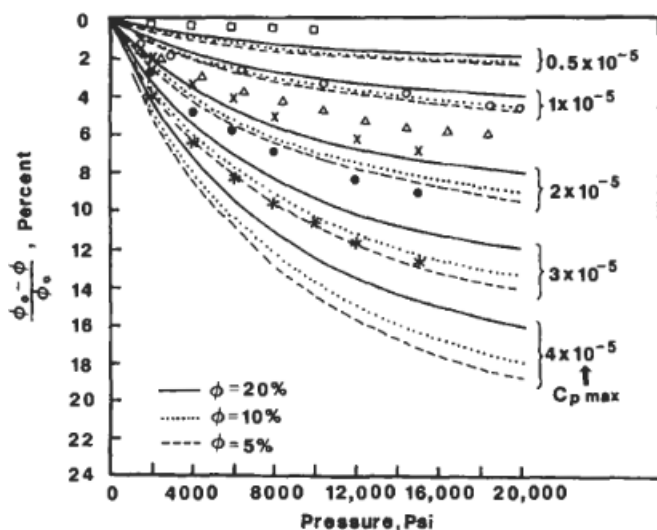


Figura 9.30. Influencia de la presión neta de sobrecarga sobre los cambios en la porosidad para una compresibilidad máxima representativa de los poros [44].

## EFFECTO DEL ESTRÉS SOBRE LA PERMEABILIDAD

Suponiendo que los cambios en la permeabilidad debidos a cambios en la presión de poros dependen principalmente de la contracción de los canales de poros, Dobrynin derivó la siguiente ecuación semi-empírica [44]:

$$\frac{\Delta k}{k} = 2(1 + f_{ps}) c_{pM} D(p_p) \quad (9.82)$$

donde  $f_{ps}$  es el factor de forma de poro. La figura 9.31 muestra una comparación de datos experimentales con curvas calculadas utilizando la forma más práctica de la ecuación 9.82:

$$\frac{k_p}{k} = 1 - 2(f_{ps} + 1) c_{pM} D(p_p) \quad (9.83)$$

donde  $k_p$  es la permeabilidad real bajo presión, es decir,  $k - \Delta k$ , y  $k$  es la permeabilidad bajo presión cero. La siguiente relación aproximada entre el coeficiente de forma de poro  $f_{ps}$  y la compresibilidad máxima de poro  $C_{pM}$  para areniscas con mala clasificación se obtiene a partir de datos experimentales:

$$f_{ps} = 8 \times 10^{-5} (C_{pM}^{-0.9}) \quad (9.84)$$

Para una distribución uniforme del tamaño de los poros o para una compresibilidad de poros muy alta,  $f_{ps} = 0,33$ . Es obvio que la permeabilidad de la formación permeability

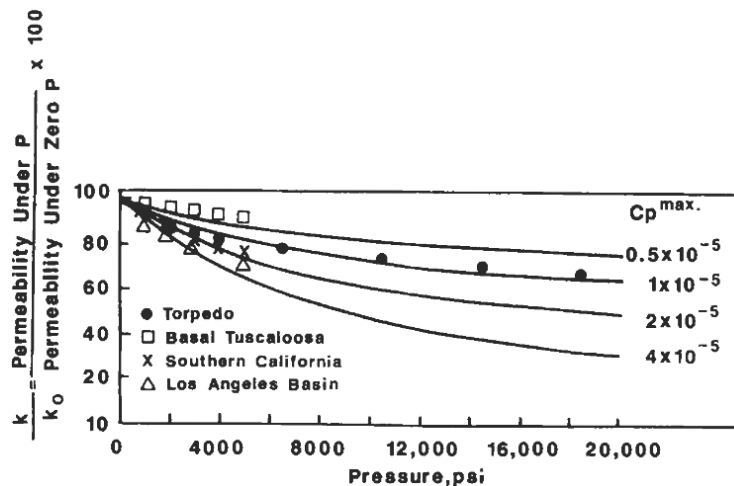


Figura 9.31. Comparación de datos experimentales y calculados que muestran cambios en la permeabilidad de las areniscas en función de la presión neta de sobrecarga [44].

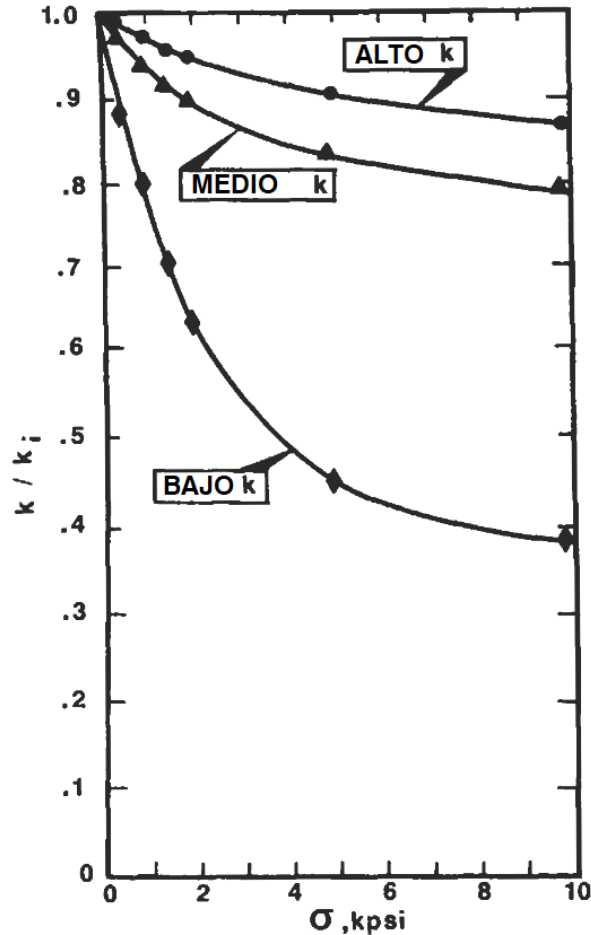


Figura 9.32. Ajuste de curvas de permeabilidad frente a datos de tensión neta [47].

disminuye con valores crecientes de estrés. Este hecho debe tenerse en cuenta al interpretar los resultados de las pruebas de presión transitoria, reducción o acumulación. Por ejemplo, las tensiones que tienen su efecto máximo en las proximidades del pozo, debido al agotamiento de los fluidos del yacimiento y la consiguiente rápida disminución de la presión y la reducción de la permeabilidad en la misma zona, pueden explicar los efectos cutáneos, que no son necesariamente causada por la invasión de filtrado de lodo [45]. La figura 9.32 muestra que la permeabilidad disminuye rápidamente con un esfuerzo bajo y se estabiliza al aumentar el esfuerzo de confinamiento o sobrecarga [46].

## EFFECTO DEL ESTRÉS SOBRE LA RESISTIVIDAD

Para investigar la relación entre resistividad y presión, Dobrynin utilizó la ecuación de Archie relacionando el factor de formación  $F$  y

porosidad  $\phi$  (asumiendo  $a = 1$ ):

$$F_R = \frac{1}{\phi^m} \tag{9,85}$$

donde  $m$  es el exponente de cementación. Suponiendo (a) los cambios en la resistividad de las rocas porosas, cuando se someten a tensión, dependen principalmente de la contracción de los menor poro canales, que en su mayoría están llenos de agua irreducible, y (segundo) Los materiales finos están presentes en los pequeños poros o canales, la Ecuación 9.85 se convierte en:

$$F_{RP} = \frac{1}{(\phi - \Delta\phi)^{m+\Delta m}} \tag{9,86}$$

Dividiendo la ecuación 9.86 por la ecuación 9.85 y suponiendo que  $\Delta m$  y  $\Delta\phi$  son muy pequeñas, de modo que  $(\phi - \Delta\phi)^{\Delta m} = \phi^{\Delta m}$ :

$$\frac{F_{RP}}{F_R} = \frac{1}{(1 - \Delta\phi/\phi)^m \phi^{\Delta m}} \tag{9,87}$$

Si el exponente de cementación es aproximadamente 2, como en las arenas y calizas de baja porosidad, que tienden a estar muy cementadas, entonces y la ecuación 9.87 se convierte en:

$$\frac{F_{RP}}{F_R} = \frac{1}{(1 - 2\Delta\phi/\phi)\phi^{\Delta m}} \tag{9,88}$$

Sustituyendo la ecuación 9.81 en la ecuación 9.88 se obtiene:

$$\frac{F_{RP}}{F_R} = \frac{1}{\{2[1 - c_{pM}D(p_p)]/[1 - \phi c_{pM}D(p_p)]\} \phi^{\Delta m}} \tag{9,89}$$

La figura 9.33 ilustra el efecto de la presión neta de sobrecarga sobre  $\Delta m$ . De esta figura se desprende que las curvas son de carácter similar y, en consecuencia, es posible distinguirlos por el cambio máximo en  $\Delta m$ . Asumiendo (1) este cambio máximo,  $\Delta m_M$ , depende del número de canales de flujo, y (2) El contenido de arcilla controla el porcentaje de flujo en canales, Dobrynin generó, experimentalmente, los dos gráficos en Figura 9.34 [4]. Estas los gráficos muestran un comportamiento típico de  $F_{RP} / F_R$  como función de presión neta de sobrecarga, porosidad y contenido relativo de arcilla.

En conclusión, cambios en Las propiedades físicas de las areniscas bajo presión de sobrecarga están determinadas por la compresibilidad de los poros, que

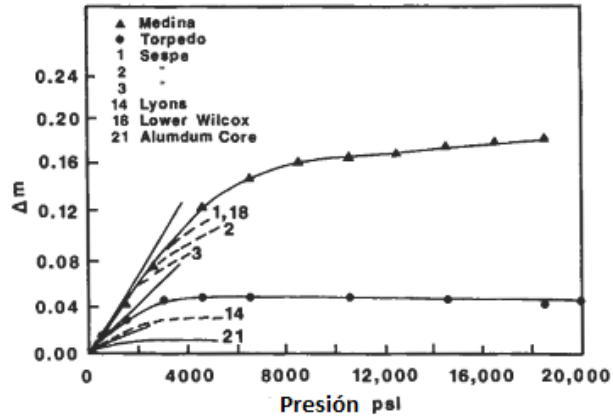


Figura 9.33. Efecto de la presión neta de sobrecarga sobre el exponente  $m$

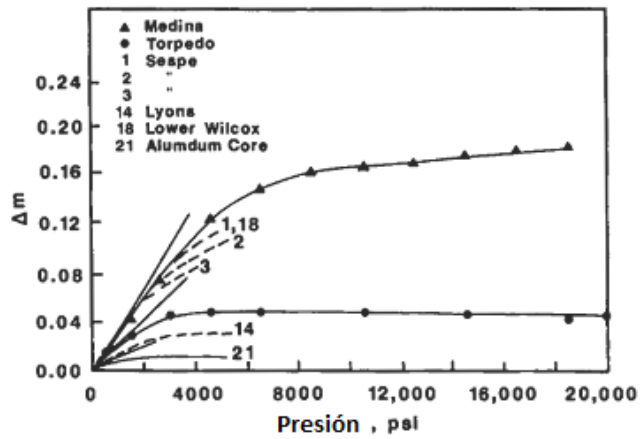


Figura 9.34. Factor de formación relativo en función de la presión neta de sobrecarga, la porosidad y el contenido relativo de arcilla

## POROSIDAD-PERMEABILIDAD- RELACIÓN DE ESTRÉS

Cuando la compresibilidad de los granos,  $c_r$ , es insignificante en comparación con el cambio en la porosidad, y asumiendo que todo el alivio del estrés ocurre

como resultado de la utilización del espacio poroso, se aplica la siguiente relación [47]:

$$d\phi = -c_b(1 - \phi)d\sigma \tag{9,90}$$

dónde  $c_b$  es la compresibilidad global que se define por la ecuación 9,72.

Para  $c_r = 0$ :  $c_b = \phi c_p$  (9,91)

Ecuación de combinación 9,90 y ecuación 9,91 e integrando sobre el rango de estrés los rendimientos

$$\int_{\phi_0}^{\phi} \frac{d\phi}{\phi(1 - \phi)} = - \int_{\sigma_0}^{\sigma} c_p d\sigma \tag{9,92}$$

dónde  $\sigma_0$  es la porosidad en tensión efectiva inicial o cero (carga total de sobrecarga).

Suponiendo que la compresibilidad de los poros se reduzca exponencialmente, uno puede

$$c_p = c_{p0} e^{-b\Delta\sigma}$$

expresar  $c_p$  de la siguiente manera: (9,93)

donde  $A_0 = \sigma_0$ ,  $\sigma_0$ . Definiendo la compresibilidad media de los poros como:

$$\bar{c}_p = \frac{1}{\Delta\sigma} \int_{\sigma_0}^{\sigma} c_p d\sigma \tag{9,94}$$

sustitución de la ecuación 9,93 en ecuación 9,94 e integrando rendimientos:

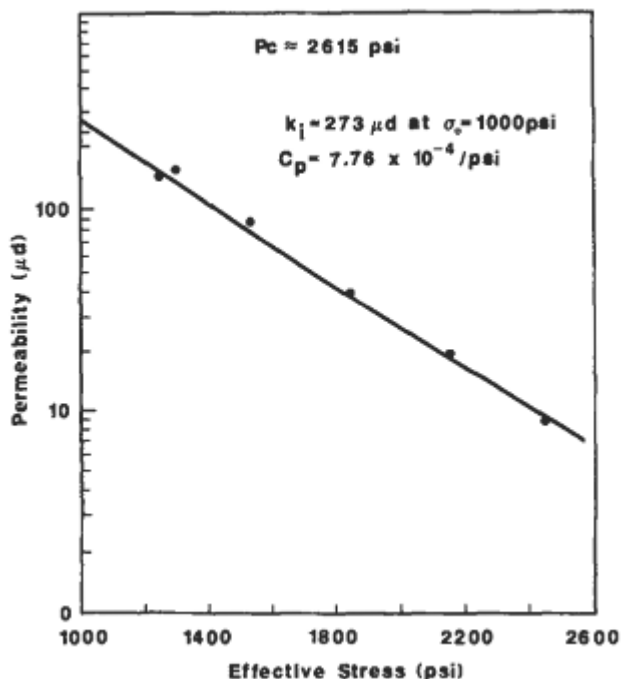
$$\bar{c}_p = \frac{c_{p0}}{b\Delta\sigma} (1 - e^{-b\Delta\sigma}) \tag{9,95}$$

donde  $b$  es la tasa de disminución de la compresibilidad de los poros a medida que aumenta la tensión efectiva. La compresibilidad de los poros ( $c_p$ ) no es

constante y representa la compresibilidad de los poros promedio durante un intervalo de esfuerzos  $\Delta\sigma$ . Así, como  $\sigma_0$  cambia,  $c_p$  también cambiará durante el intervalo de arena. En algunos casos, sin embargo, asumir una compresibilidad de poro constante puede dar un excelente ajuste de curva, como se muestra en Figura 9.35 para una muestra de núcleo de carbón.

(9,96)

Ecuación 9,96 muestra que, para un valor de compresibilidad de poro constante promedio, una gráfica semilogarítmica de la relación de huecos  $\phi / (1 - \phi)$  versus el estrés efectivo



resultar en una línea recta. Utilizando pruebas de laboratorio en muestras de arenisca, carbón, arcilla y granito, McKee et al. encontró que las curvas teóricas de permeabilidad y porosidad como funciones de tensión se ajustan bien a los valores experimentales, como se muestran en Figs. 9.36, 9.37, y 9.38 [48]. Figura 9.38 muestra un gráfico de la relación de vacíos medida en laboratorio versus datos de tensión efectiva para muestras de arena y arcilla adyacentes de un campo petrolero venezolano. Es aparente desde esta figura que la curva teórica coincide con los datos experimentales dentro de un rango práctico de precisión, especialmente para la muestra de núcleo de arcilla, que se tomó dentro de 4 pies de la muestra de arena. Los puntos de datos obtenidos a valores de tensión muy bajos (menos de 200 psi) no se incluyeron en los mínimos cuadrados se ajustan. La proporción de vacíos para el muestra de arena disminuyó de aproximadamente 0,60 (punto experimental) a 0,30, que corresponde a una disminución de la porosidad de 0,38 a 0,22, respectivamente, cuando el esfuerzo efectivo,  $\sigma_v$ , aumentado a aproximadamente 4400 psi.

Resolver ecuación 9.96 para  $\sigma_v / \sigma_v$ , Se obtiene:

Usando la correlación de Carman-Kozeny (Ecuación 3.26) y suponiendo que el área de superficie específica por unidad de volumen de grano de un material poroso



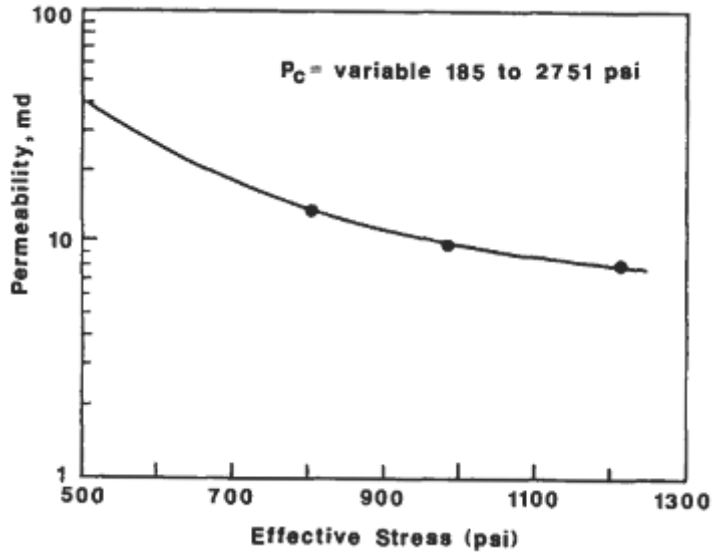


Figura 9.36. Permeabilidad medida en laboratorio. Eficaz estrés y coincidencia teórica *utilizando compresibilidad variable para una muestra de carbón desde una profundidad de 2,767f1r48J.*

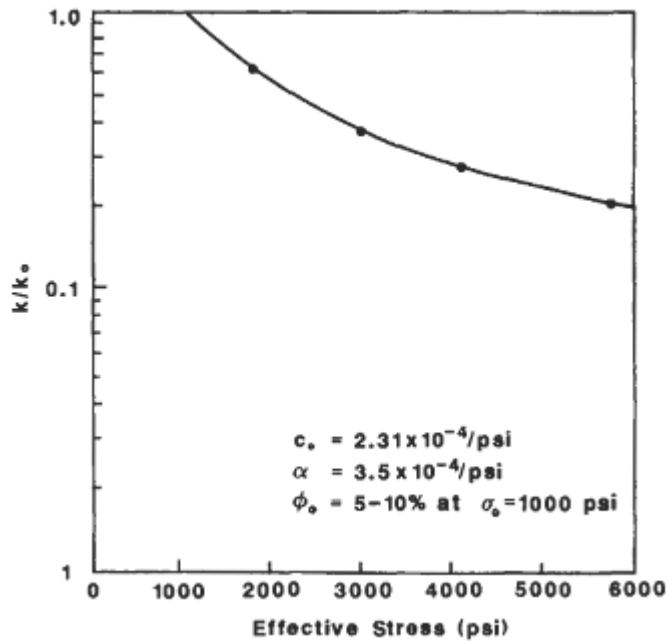


Figura 9.37. Permeabilidad medida en laboratorio. tensión efectiva y coincidencia teórica usando compresibilidad variable para una muestra de núcleo de arenisca[48J

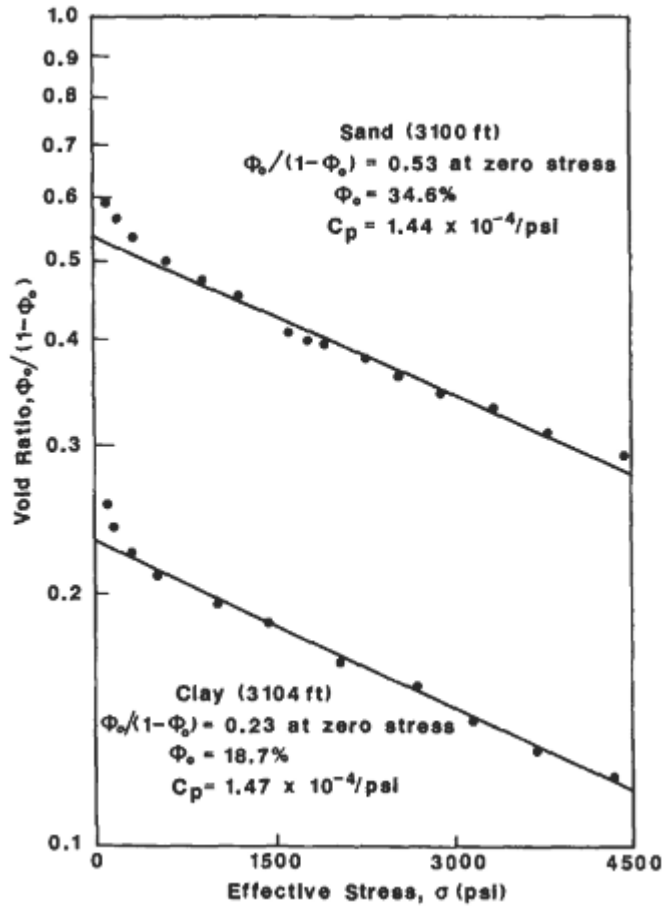


Figura 9.38. Relación de vacíos medida en laboratorio *nos*. estrés efectivo para muestras de testigos de arena y arcilla [48].

(SGV) es independiente de la sobrecarga neta **estrés** y permeabilidad es independiente del poro (**líquido**) presión, uno puede obtener la siguiente fórmula:

POROSIDAD-PERMEABILIDAD-ESTRÉS RELACIÓN

Si la permeabilidad depende de la presión del fluido,

luego desde

Ecuación 9.57 lo siguiente es cierto:

hacer = -adp

(9.101)

donde dp es el cambio en la presión del fluido, o:

$$AG = \text{Antiguo Testamento} - 0, = \text{una (p, - pags)} = CXAP \quad (9.102)$$

dónde **Antiguo Testamento** se toma como constante causada por la sobrecarga, y **unes** la tasa de disminución. Sustituyendo la ecuación 9.102 en la ecuación 9.95 y resolviendo para  $\sigma$  da:

(9.103)

Una combinación de la ecuación 9.99 y 9.103 produce una nueva expresión para la relación de permeabilidad  $k_r$  :

(9.104)

La figura 9.37 es una gráfica semilogarítmica de  $k_r$  versus el estrés efectivo [ $\sigma_e$ (psi)], asumiendo  $u_n = 1$  para una muestra de arenisca del Rocoso Región montañosa.

Los valores de permeabilidad se midieron a 100 psi con presión de confinamiento inicial  $(\sigma_3)$ . Por estas muestras, la tasa de disminución  $u_n$  del estrés efectivo es  $3,5 \times 10^{-4}$  psi<sup>-1</sup>; y la curva teórica, basada en la Ecuación 9.100 se puede obtener con un valor de porosidad inicial  $Q_0$  que van desde 0.05 a 0.10. Es importante enfatizar que las ecuaciones anteriores (Ecuaciones 9.90-9.104) se derivan del supuesto de que la compresibilidad del grano  $c_r$  es despreciable.

McKee y col. también mostró que la dependencia de la densidad de la formación de la tensión efectiva está relacionada con el cambio en la compresibilidad de los poros [48]. Si

$$P = P_g (1 - \sigma) \quad (9.105)$$

dónde **pags** y  $p_g$  son las densidades específicas de la formación y el material del grano, respectivamente, y sustituyendo la Ecuación 9.97 en la Ecuación 9.105 para  $\sigma$ , rinde:

(9.106)

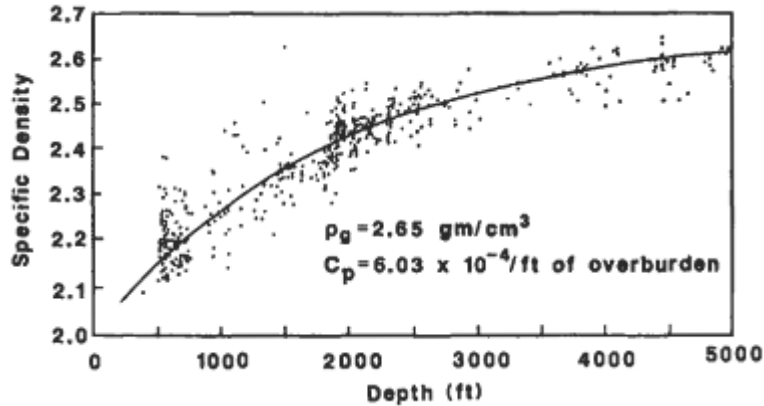


Figura 9.39. Densidad medida en laboratorio *nos. profundidad para* esquistos núcleo muestras [471].

Figura 9.39 muestra un considerable dispersión de datos; sin embargo, hay un partido justode esta expresión a datos experimentales de densidad versus profundidad para 400 muestras de núcleos de esquistos del norte de Oklahoma, donde se depositaron aproximadamente las mismas cantidades de sedimento sin disconformidad intermedia. La densidad de grano en esta zona era 2,65 g / cm<sup>3</sup>, mientras que la densidad a profundidad cero es 2.02g / cm<sup>3</sup>. La tensión efectiva en psi a cualquier profundidad *re* en pies para condiciones litoestáticas se pueden aproximar mediante la siguiente fórmula:

$$O_e = 0.572D \tag{9.107}$$

donde la constante 0.572 psi / pie es el gradiente de tensión efectivo, *gramo*, y se obtiene de:

$$g_{se} = g_s - g_w \tag{9.108}$$

dónde *g<sub>w</sub>* es el gradiente de agua (0.4335 psi / ft para agua dulce) y *g<sub>s</sub>* es el gradiente de tensión:

$$g_s = \frac{P_g U}{4} + \frac{P_w}{4} \tag{9.109}$$

Asumiendo  $P_g = 2.65 \text{ g / cm}^3$ ,  $P_w = 1 \text{ g / cm}^3$ ,  $g_w = 0.433 \text{ psi / fi}$ , el estrés  
 degradado *gramo*, es igual a:  $g_s = 1 \text{ g / cm}^3$ ,  $g_w = 0.433 \text{ psi / fi}$ , el estrés

$g_s = [2,65 (1-0,20) + (1) (0,2)] 62,41 \text{ bm} / \text{ftz} \times 44 \text{ pies}^2 / \text{pulg.} = 1.005 \text{ psi} / \text{pie}$

y el efectivo **estrés** degradado *gramo*, es igual a:

$e = 1,005 - 0,43 \sim 0,572 \text{ psi} / \text{pie}$

A pesar de que **esta** El enfoque de usar condiciones litoestáticas para calcular el gradiente de tensión efectivo produce resultados aceptables, es importante utilizar

**POROSIDAD-PERMEABIUTY-ESTRÉSRELACIÓN**

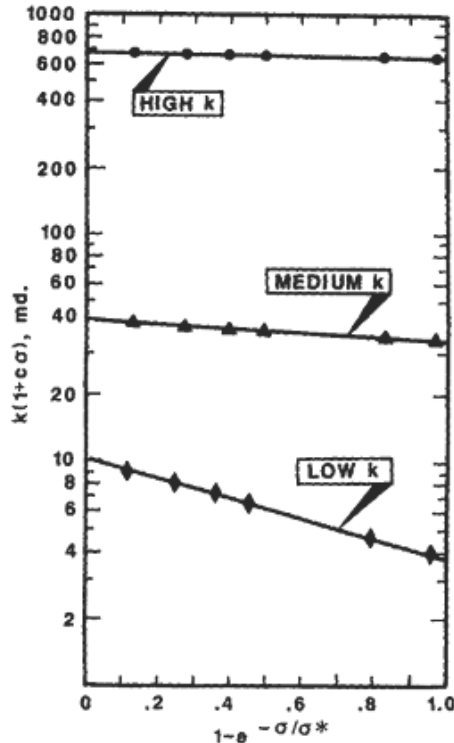


Figura 9.40. Relación lineal entre permeabilidad y estrés [47].

los gradientes de esfuerzos locales efectivos al aplicar esta teoría a casos de campo, especialmente en formaciones profundas.

Como gas natural **embalses** son se encuentran en zonas más profundas, entendiendo la permeabilidad dependiente del estrés es esencial porque, bajo una gran extracción, la permeabilidad reducida puede reducir la producción de un reservorio sensible al estrés [48].

Jones presentó ecuaciones empíricas que con precisión ajuste permeabilidad y porosidad **datos** versus estrés de confinamiento neto [SOLDADO AMERICANO Cada. de estas ecuaciones tiene cuatro parámetros ajustables y, con poca pérdida de precisión, dos de los coeficientes se pueden preestablecer arbitrariamente. En consecuencia, las mediciones de permeabilidad y porosidad necesitan realizarse en sólo dos tensiones de confinamiento para cuantificar el efecto de la tensión con un **bueno** exactitud. Figura 9.40 fue equipado por el siguiendo ecuación:

.k

- donde:  $k$  = permeabilidad corregida por deslizamiento (Klinkenberg) a estrés efectivo  $\sigma_e$  Maryland.  
 $k_0$  = permeabilidad corregida por deslizamiento a tensión efectiva cero, md. Alaska = pendiente de la línea recta en la Figura 9.40.  
 $aJ$  = Coeficiente de Jones,  $3 \times 10^{-4}$  psi $^{-1}$ .  
 $Q_e$  = tensión efectiva, tensión de confinamiento hidrostática menos presión de poro promedio, psi.  
 $\sigma_c$  = Constante de decaimiento de Jones, 3000 psi.

Figura 9.40 muestra que se producen mayores reducciones con muestras de baja permeabilidad **que** con muestras de alta permeabilidad. UN El estudio de laboratorio de arenas gaseosas de baja permeabilidad reveló que una reducción de la permeabilidad de diez veces no es infrecuente [47]. Ecuación 9.110 se puede expresar de la siguiente manera:

A gráfico semilogarítmico de esta expresión, es decir,  $k$  ( $\ln + \ln$ ) versus  $[I - \exp(-\sigma_e / \sigma_c)]$ , da como resultado una línea recta con intersección  $k_0$  y un Pendiente de -Alaska, como se muestra en Figura 9.40. Las curvas teóricas se ajustan a los datos de laboratorio de permeabilidad bien, cuando se supuso que estos datos declinarían exponencialmente inicialmente como un función del estrés. También, la abscisa va desde 0, cuales corresponde a  $\sigma_e = 0$ , a  $I$ , que corresponde a la tensión infinita. Estas correlaciones no incluyen la pérdida adicional de permeabilidad cuando un La muestra de roca entra en contacto con una salmuera, que puede ser especialmente grave. en muestras correctas [49].

La reducción del volumen de poros con un esfuerzo creciente exhibe el mismo comportamiento general que la reducción de la permeabilidad, como se muestra en la Figura 9.41 para las mismas tres muestras centrales. Los puntos de esta figura se ajustaron a la curva mediante la siguiente expresión:

donde  $V_p$  (en  $\text{cm}^3$ ) es el volumen de poros de la muestra en tensión neta  $\sigma$ , y  $V_{p0}$  es el volumen de poros a tensión neta cero. **Todos** cuatro de los coeficientes ajustables en la ecuación 9.112 ( $V_{p0}$ , un.,  $\sigma_c$ ,  $aJ$ ) se ajustaron mediante la técnica de mínimos cuadrados. Figura 9.42 es una parcela semilogarítmica del mismo **datos** puntos en la figura 9.41 según la siguiente correlación:

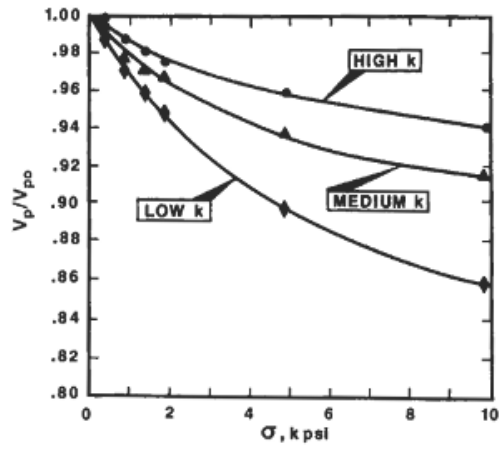


Figura 9.41. Efecto de stress en el volume poral

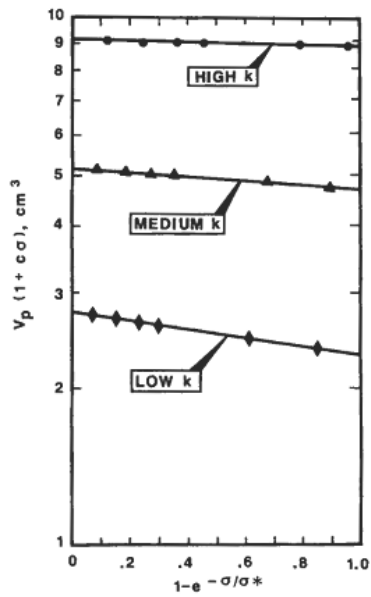


Figura 9.42. Relación de línea recta entre el volume poral y el stress

La mayoría de los datos experimentales de  $k_y V_p$  versus efectivo  $\sigma$  reveló que la constante de decaimiento de Jones  $Q^*$  (**3,000psi**) y el coeficiente  $aJ$  de  $3 \times 10^6$  psi- produjo los mejores ajustes de curva. Así, Si estos dos factores podría ser fijo a priori, entonces Ecuaciones **9.111** y **9.113**, o sus parcelas correspondientes, sugieren que **solamente** dos Se necesitan pruebas de esfuerzo para describir el comportamiento de la permeabilidad y el volumen de poros con respecto a  $\sigma$  . Las dos tensiones de elección, según Jones, serían aproximadamente **1500** y **5,000psi**, porque:

- (a) destaca mucho más que **5,000** psi dan como resultado una vida útil reducida un Soporte de núcleo tipo Hassler y
- (b) destaca menos que **1500** psig no son confiables porque una manga de goma gruesa no se ajusta completamente a las irregularidades microscópicas de la superficie del núcleo a tensiones bajas, lo que da como resultado mediciones demasiado altas de la compresibilidad del volumen de poros,  $c_p$ .

Por definición:

$$c_p = - \frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{d \ln(V_p)} \quad \text{hacer} \quad \text{hacer} \quad (9.114)$$

Ecuación diferenciadora **9.113** con respecto al estrés  $Q$  y sustituyendo en la ecuación **9.114** rinde:

$$(9.115)$$

Figura **9.43** muestra el comportamiento de  $c_p$  versus  $\sigma$  según la ecuación **9.115** para las mismas tres muestras centrales utilizadas en las figuras anteriores para  $k$  y  $V_p$  . El ajuste de la curva es, obviamente, excelente. Porque la compresibilidad del volumen de poros es un derivada de la tensión-volumen-poro **datos** (Ecuación **9.114**), Es necesario observar varias precauciones para garantizar que los datos tengan una calidad de un orden de magnitud mejor que cuando no se requiere la derivada. Estas precauciones adicionales incluyen:

- (a) la muestra del núcleo debe cortarse de manera que no presente irregularidades en la superficie,
- (b) Los finales de la muestra de roca es cuadrada y no le faltan virutas, y
- (c) se necesitan pruebas de esfuerzo adicionales entre las pruebas de medición de 1500 psi y 5000 psi. Las fallas en las muestras de roca hacen que las mediciones de compresibilidad de baja tensión sean demasiado altas.



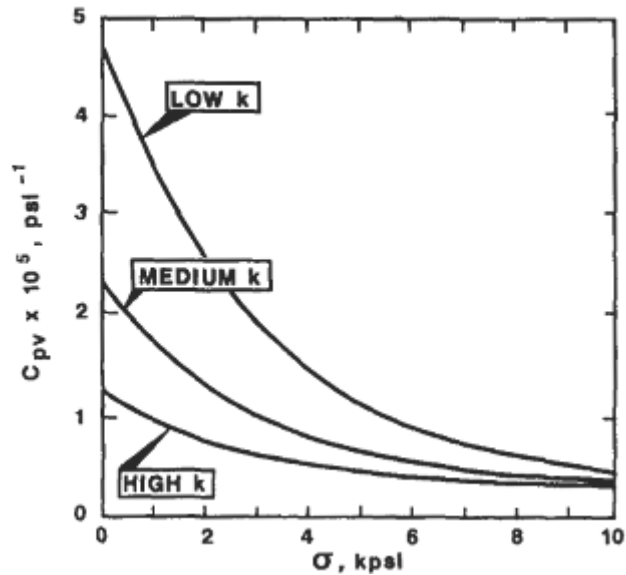


Figura 9.43. Efecto de **estrés en compresibilidad** [47].

La disminución en la porosidad con tensión creciente se puede predecir de manera similar a la de la permeabilidad. Ya que:

resolviendo la relación de vacíos 9 ~:

$$(9.116)$$

Suponiendo compresibilidad del volumen de grano es insignificante porque es mucho menor que la compresibilidad del volumen de poro, el vacío **proporción** + R es directamente proporcional a  $V_p$ . Por lo tanto, de la ecuación 9.113 Se obtiene:

$$(9.117)$$

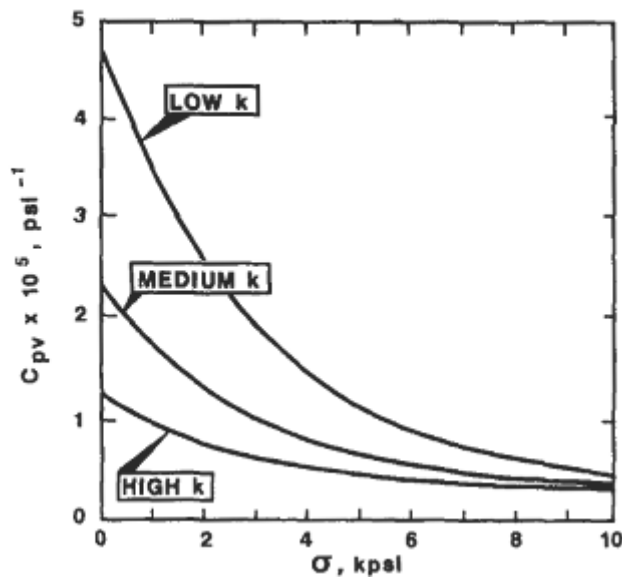


Figura 9.44. Relaciones en línea recta entre porosidad y estrés [47].

La parcela semilogarítmica de  $\frac{C_{pv}}{(1 - \sigma/\sigma^*)} - (1 + aJ\sigma)$  versus  $(1 - \sigma/\sigma^*)$  da como resultado una línea recta con intersección  $\sigma^*/(1 - \sigma^*)$  y una pendiente de  $-av$ .

Figura 9.44 muestra ajustes de dos puntos de datos experimentales de porosidad-tensión de acuerdo con la Ecuación 9.18, donde  $\sigma^* = 3,000 \text{ psi}$  y  $aJ = 3 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$ .

Ocasionalmente, el límite elástico de una muestra de roca se encuentra entre el rango de tensión preferido de 1500 a 5,000 psig, provocando que la muestra se rompa. Se reconocen dos tipos de fallas. El primer tipo hace que la muestra se triture, pero la interpretación de los datos de porosidad-estrés obtenidos antes de la trituración no cambia. El segundo tipo de falla resulta en fractura, deslizamiento de grano y compactación irreversible, causando cambios en las curvas de permeabilidad-tensión y poro-volumen-tensión. Jones encontró que en este caso, las parcelas semilogarítmicas, como la Figura 9.40 o 9.42, exhiben dos porciones de línea recta, y los puntos de intersección de los dos segmentos corresponden al límite elástico a la compresión de la muestra de roca. El segundo segmento tiene una pendiente más pronunciada que el primero. Se sugiere que se ejecute un punto de prueba intermedio a 3000 psi para cada pocas muestras si se sospecha una compactación irreversible. Si los tres puntos, es decir, 1500, 3000 y 5000 psig, no se encuentran en la misma línea recta, el límite elástico probablemente se ha excedido y se necesitan puntos adicionales. Estos puntos adicionales deben estar entre 3,000 psig y 5,000 psig, porque el cambio en la pendiente generalmente no ocurre con esfuerzos hidrostáticos menores de aproximadamente 4,000 psig.

**Figura 9.45. influencia de la compresibilidad en la relación permeabilidad-tensión [47].**

Jones investigó la sensibilidad de las curvas de  $k$  contra  $\sigma$  a los parámetros de correlación **CONNECTICUT**\* y  $aJ$  y concluyó que:

los ajustes se ven afectados apreciablemente por el parámetro  $aJ$  sólo en tensiones superiores a 6.000 psig, como se muestra en Figura 9, 45;  
los ajustes teóricos para  $k$ ,  $V$ ,  $\alpha$ , o  $c$ , son relativamente insensibles a **CONNECTICUT**\* y a  $aJ$  en el rango recomendado de estrés, es decir, 1500 a 5,000psig; las extrapolaciones más allá de este rango de tensión se pueden hacer con buena confiabilidad, siempre que no sean demasiado grandes; y  
Se recomiendan de cinco a ocho puntos de prueba de esfuerzo para una muestra para un nuevo depósito.

Harari, Wang y Saner investigaron las características de compresibilidad de los poros de muestras de roca de yacimiento de carbonato en condiciones de presión neta de confinamiento elevada [38], Las muestras de roca se obtuvieron de una secuencia de carbonato de piedra caliza encontrada a una profundidad de 6.500 pies Las muestras analizadas se separaron en cuatro grupos sobre la base de sus descripciones litológicas: piedras granuladas, piedras empaquetadas, wackestones y lutitas. También se analizaron muestras de arenisca de Berea con fines comparativos. Las pruebas de estrés consistieron en saturar las muestras de roca con agua y luego someterlas a presiones diferenciales, que van de 0 a 4.500 psi, reduciendo la presión de poro,  $p_p$ , mientras se mantiene un presión de confinamiento hidrostática constante,  $p_c$ . La reducción resultante en Se midió el volumen de los poros y la compresibilidad de los poros correspondiente.

**MESA9.5**  
**CORRELACIÓN CONSTANTES PARA Ecuaciones 9.19 Y 9.120**

Rock Tipo	Constantes de correlación			
	Ecuación 9.19		Ecuación 9.120	
	a1	licencia do en Derecho	a2	b2
Grainstone	0,00107	-0,632	1.06	-0.01055
Packstone	0,000837	-0,608	1.05	-0,00946
Wackestone	0.000953	-0,644	1.06	-0,00999
Mudstone	0,000114	-0,505	1.02	-0,00329
Berea	0.0236	-0,998	1.09	-0.0152

se calculó a partir de la Ecuación 9.26. Harari y col. encontraron que una gráfica logarítmica de la compresibilidad de poro determinada bajo presión de poro variable, cp vs. (pc -pp), es una relación lineal de la forma general [38]:

$$cp = a1 (Pc - PPIb) \tag{9.19a}$$

dónde: cp = compresibilidad de poros bajo pp variable, psi<sup>-1</sup>.

    Pp = presión de poro, psi.

    a1, b1 = constantes de correlación (Tabla 9.5).

Para las mismas muestras de roca, Harari et al. también encontró que la porosidad vs. (ordenador personal- pp) es una relación lineal de la forma general:

$$p = a2 (pc - pp) + b2 \tag{9.119b}$$

dónde: p = porosidad original, %.

    p = porosidad bajo pp variable, %.

    a2, b2 = constantes de correlación.

Butalov propuso la siguiente correlación entre el volumen de poros (**Vicepresidente**) de una arenisca consolidada, y la presión externa (PAGS,) y la presión de los poros (**Páginas**):

$$Vicepresid + cP + d \tag{9.120}$$

$$= aP^3 + bP^2$$

**VPO**

Donde la presión se expresa en  $10^2 \text{kgf / cm}^2$  y

$$\text{ForP} = Pp$$

$$a = -39,46x$$

$$b = 0,32826 \quad c = -3,083$$

$$d = 100,045$$

Para  $P = P$ ,

$$a = -27,77x \quad \log 2 \quad b = 3,15362c = -10,810 \quad d = 100,859$$

Como con todas las correlaciones, las ecuaciones 9.119a, 9.119b y 9.120 deben usarse solo para obtener un orden de magnitud de  $c_p$ ,  $C_p$  y  $V_p / V_{po}$  para rocas carbonatadas en condiciones de presión de poro variable.

## EFECTODE ESTRÉS EN FRACTURAR

Las condiciones de estrés en el fondo del pozo influyen en gran medida la resistencia y ductilidad de la roca que se perfora o fracturado [50-581]. UN conocimiento de la redistribución del estrés que ocurre en perforando un pozo es importante en la comprensión (1) las causas de la reducción de la tasa de penetración, (2) problemas de pérdida de fluidos y (3) problemas de inestabilidad de perforaciones y pozos en formaciones clásticas friables.

Howard y Fast definieron la fracturación hidráulica como el proceso de creación de una fractura. o sistema de fractura en un medio poroso mediante la inyección de un fluido a presión a través de un pozo para superar las tensiones nativas y provocar la falla del material del medio poroso [59]. El propósito básico de un tratamiento de fracturas. es para aumentar la conducción defluido del yacimiento en el pozo. La fracturación hidráulica puede ser beneficiosa en varios casos:

(1) depósitos de baja permeabilidad, (2) pozo dañado debido a la invasión del lodo de perforación, (3) recuperación secundaria, y (4) eliminación de residuos industriales. Sin embargo, debe recordarse que la migración de gas natural a la superficie puede ocurrir a lo largo de estas fracturas. Varios investigadores han publicado teorías de los mecánicos de rotura de rocas sometidas a presión de fluido interno [30, 59, VAMOS]. En esta sección solo los efectos prácticos de algunas constantes elásticas en se discuten las fracturas.

## EFECTODE POISSON'S PROPORCIÓN EN FRACTUREGRADIENTE

La fracturación hidráulica se ha utilizado ampliamente durante más de 40 años para estimular la producción de petróleo y gas natural a partir de muchas rocas de yacimientos diferentes. El tema de muchos debates durante estos años ha sido el gradiente de fractura necesario para inducir la fractura. deformaciones subsuperficiales. La falta de predicción precisa del gradiente de presión de fractura de la formación en la fractura no intencional o apertura de fisuras naturales y, en consecuencia, problemas de pérdida de circulación muy costosos y desastrosos. Pérdida de circulación, que es la pérdida de grandes cantidades. de El fluido de perforación de una formación durante la perforación o la terminación del pozo, puede ocurrir a cualquier profundidad y en cualquier lugar donde la presión total contra la formación exceda la presión total en la formación. Este diferencial de presión hace que la superficie de arena se fracture y / o mejore las fracturas naturales, que luego pueden

**622** PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

Abra y drene el fluido de circulación. Una vez que se ha creado una fractura, el líquido perdido a causa de la fractura se lavará y ensanchará la fractura. En muchos casos, incluso cuando la presión total contra la formación es reducido, es posible que la fractura no se cierre por completo y la pérdida de líquido continuará. Es por esto que el gradiente de fractura es un parámetro esencial requerido en el diseño de pozos y por lo que ha recibido mucha atención en la literatura.

Hubbert y Willis demostraron que la proporción de rocas de Poisson, el gradiente de presión de los poros del yacimiento y la sobrecarga estrés gradiente son los principales factores que controlan el gradiente de presión de fractura, de acuerdo con la siguiente expresión [61]:

$$(9.121)$$

dónde **TROZO** es la presión de sobrecarga, D es la profundidad, pp es la presión de poro del yacimiento y,  $\nu$  es la razón de Poisson. Suponiendo que el gradiente de tensión  $\sigma = \frac{GOB}{D} = 1.0 \text{ psi / ft}$  y  $\nu = 0.25$ , Ecuación 9.121 se convierte en:

$$(9.122)$$

Esta ecuación todavía se usa ampliamente a pesar de que es conocido para predecir valores que suelen ser demasiado bajos en comparación con los valores de los datos de campo, especialmente en el NOC de Costa del Golfo a poca profundidad. Ecuación 9.121 debe dar valores precisos de FG Si valores in situ de **TROZO** y están disponibles. La presión del fluido (o poro) del yacimiento (pp) se puede determinar con gran precisión a partir de pruebas de presión transitoria.

Matthews y Kelly modificaron la ecuación de Hubbert y Willis al introducir el concepto empírico de coeficiente de tensión matricial, RMS [62]:

dónde:

$$Rms = V / (1 - \nu) \tag{9.123b}$$

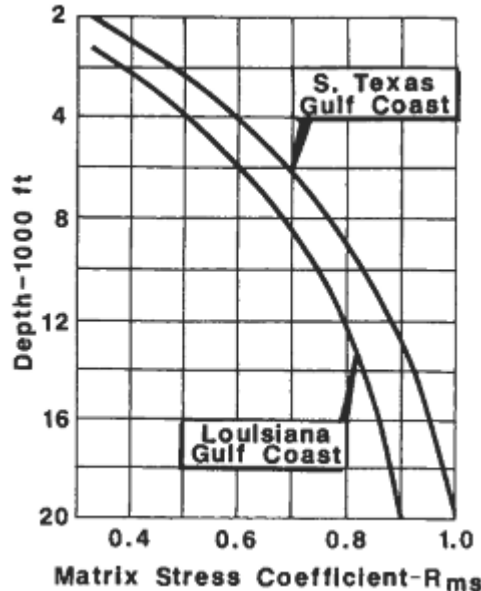
El estrés efectivo, **Oe**, es adquirido desde:

$$\sigma_e = \sigma - \nu \frac{GOB}{D} \tag{9.124}$$

asumiendo el gradiente de tensión de sobrecarga es  $1.0 \text{ psi / ft}$  y RMS se obtiene de la figura 9.46, donde Di es la profundidad para la cual la tensión de la matriz  $\sigma_e$  sería el valor normal:

$$Q = 1.869 (D - Di) \tag{9.125}$$

$$oe = 0.535$$



**Figura 9.46. Coeficiente de tensión de la matriz como un función de profundidad [63J]**

Los valores del coeficiente de tensión de la matriz utilizados en la Figura 9.46 están correlacionados con la profundidad de presión normal equivalente y, por lo tanto, dependen tanto de la profundidad como de la presión de poro.

Eaton investigó el efecto de Razón de Poisson sobre el gradiente de fractura y concluyó que [63]:

- (a) La proporción de Poisson para las rocas aumenta con la profundidad, particularmente en la Costa del Golfo. **región** (Figura 9.47);y
- (b) En la región de la Costa del Golfo, el gradiente de tensión de sobrecarga promedio es de aproximadamente 0,85 psi / ft cerca de la superficie y aumenta a 1.0 psi / pie a profundidades de aproximadamente 20.000 pie (Figura 9.48).

A Se utilizó un grupo compuesto de registros de densidad de muchos registros de pozos de la Costa del Golfo para trazar la densidad aparente, **transmisión exterior**, versus profundidad, como se muestra en la Figura 9.49, y para generar datos de gradiente de tensión de sobrecarga utilizados para trazar la Figura 9.48. La curvatura de la tendencia de la profundidad frente a la relación de Poisson en la Figura 9.47 se debe a que los sedimentos son más jóvenes y más comprimibles cerca de la superficie, pero Menoscompresible y más plástico con profundidad. Eaton desarrolló una monografía (Figura9,50)para resolver la ecuación 9,71 para predecir los gradientes de presión de fractura y sugirió el siguiente procedimiento para estimar los gradientes de fractura para otras áreas relajadas tectónicamente de la tierra:

- (1) Obtenga el gradiente de tensión de sobrecarga frente a la profundidad a partir de densidades aparentes tomadas de registros de pozos, datos sísmicos o mediciones de densidad de lutitas.

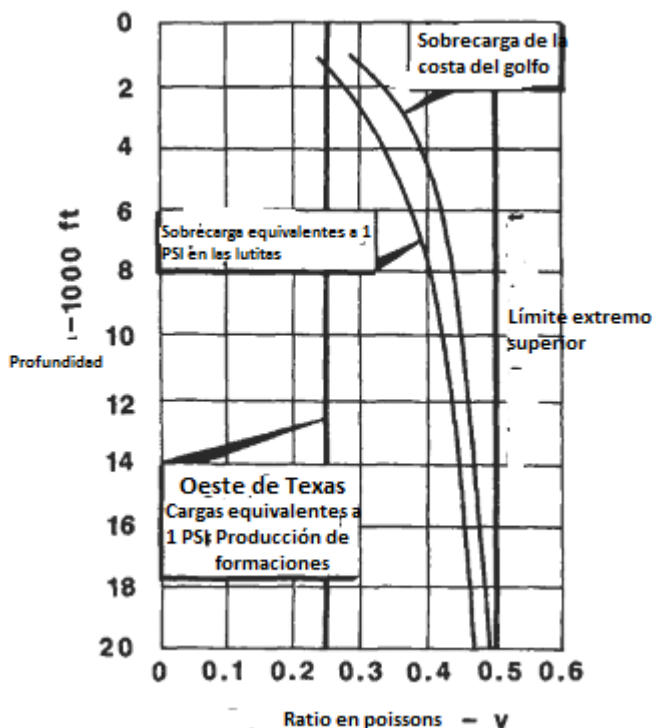


Figura 9.47. El coeficiente de Poisson como Una función de profundidad

- (2) Convierte esto  $P_b$  vs. re datos en un Gráfico de gradiente de tensión de sobrecarga promedio versus profundidad similar a la Figura 9.48. Los valores para  $P_b$  debe leerse en el punto medio de cada 1,000 pies intervalo y promediado paso a paso hacia abajo hasta al menos 20.000 pies de profundidad.
- (3) Obtenga el gradiente de presión de fractura real,  $FG_a$ , para varias profundidades a partir de datos reales de fracturamiento, o pérdida de circulación o exprimir datos.
- (4) Determine las presiones de formación que corresponden a las mismas profundidades que en el Paso 3.
- (5) Con estos datos y la siguiente ecuación (Ecuación 9.126) Curva de razón de Poisson poder ser calculado y graficado en función de la profundidad (similar a Figura 9.47):

$$(9.126)$$

- (6) Combinando estas gráficas y Figura 9,50, Se pueden predecir valores precisos del gradiente de fractura.
- (7) Los valores pronosticados se pueden graficar en función de la profundidad como se muestra en la Figura 9.51, y las curvas resultantes se pueden usar en las operaciones diarias: cementación, consolidación de arena, acidificación de matrices y fracturas, fracturación hidráulica y recuperación secundaria.



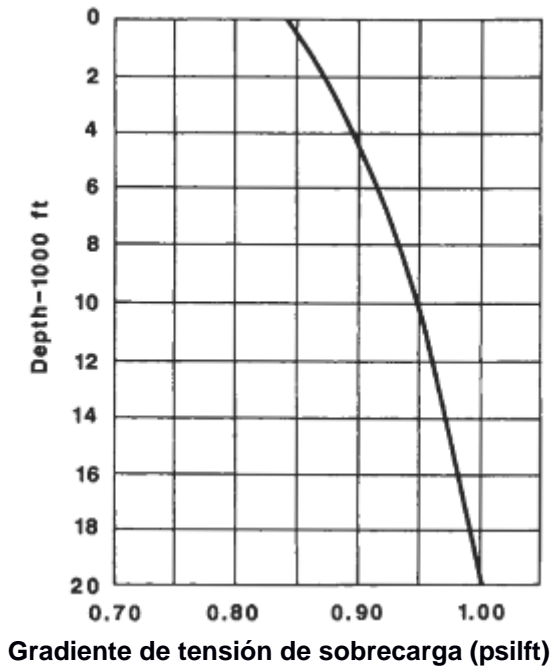


Figura 9.48. Gradiente de tensión de sobrecarga como un función de profundidad para norvalli ~ comprimido Formaciones de la Costa del Golfo [63].

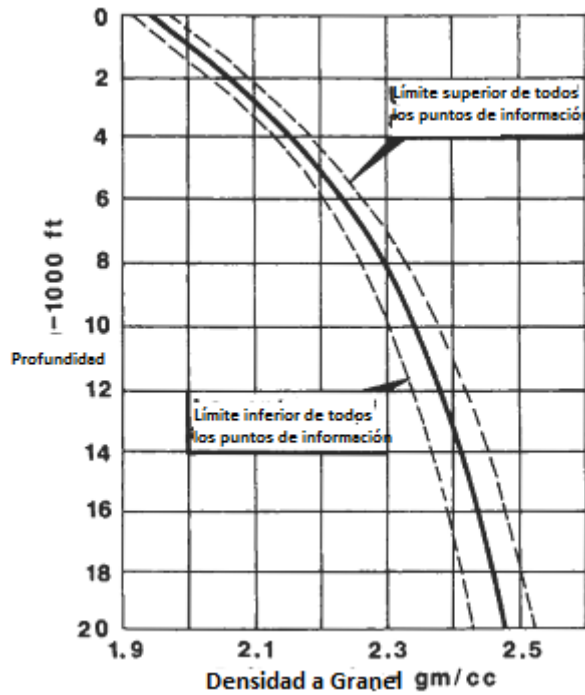


Figura 9.49. Abultar densidad como un función de profundidad para el Golfo Costa [63]

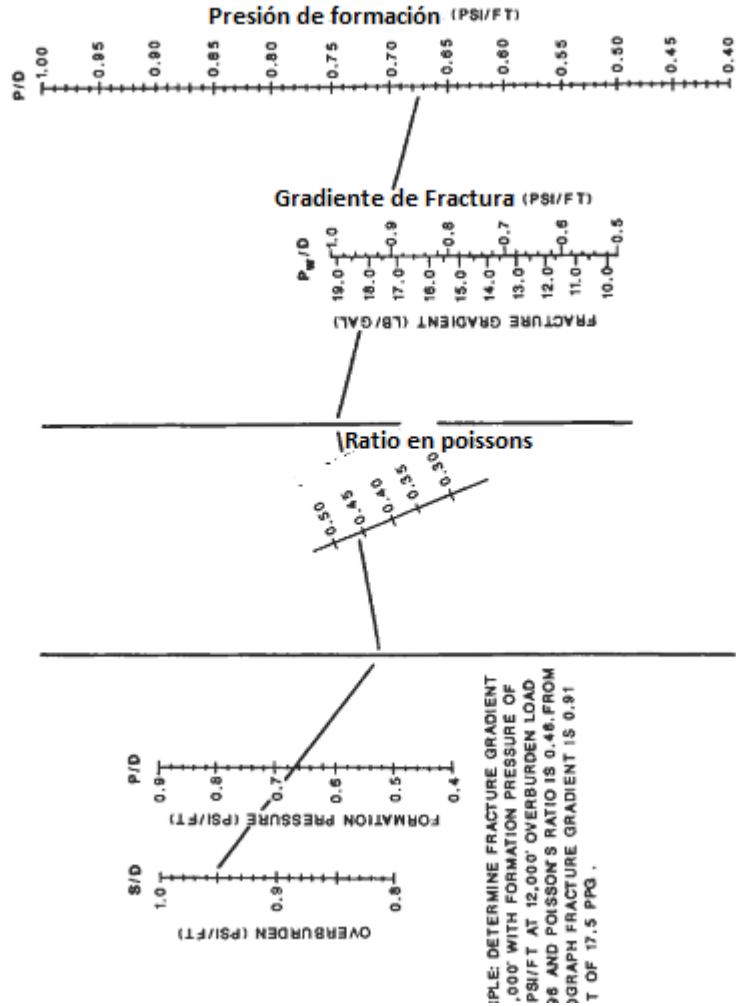
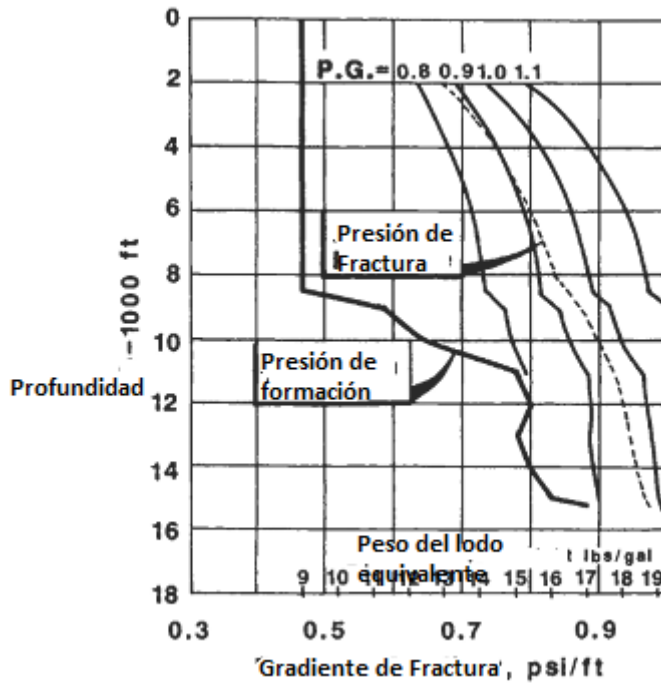


Figura 9.50. Monografía de gradiente de fractura [63].

FG PARAPOZOS AFUERA

Constant y Bourgoyne ampliaron las correlaciones de Eaton y Matthews y Kelly a los pozos marinos al incluir el efecto de la profundidad del agua del océano en la tensión de sobrecarga [64]. Desarrollaron la siguiente ecuación para calcular el gradiente de presión de fractura:

$$(9.127 \text{ pies})$$



**Figura 9.51. Gradiente de fractura en función de la profundidad para variable de Poisson proporción**

donde  $D_s$  es la profundidad del sedimento,  $R_E$  es la profundidad del agua,  $DA$  es el espacio de aire desde la plataforma hasta el nivel del mar, y  $un$ , es la constante de conversión. La presión de fractura,  $pf$ , es la suma del esfuerzo promedio de la matriz horizontal,  $ch$ , y la presión de poro  $pp$ , donde  $Oh = R \cdot G$ ,

La tensión de sobrecarga vertical, **TROZO**, debido a la carga geostática a cualquier profundidad, mayo presentarse de la siguiente manera:

dónde  $g$  es la gravedad de aceleración, y la densidad aparente de la roca es igual a:

resolviendo la porosidad  $\phi$  Yo, La ecuación 9.129 produce:

$$\phi = \frac{Pg - Pf}{\rho_r - \rho_f} \quad (9.130)$$

$$Pg - Pf$$

Esta ecuación se utiliza para calcular la porosidad a partir de los registros de densidad para un determinado  $pf$  y  $PD$ . La tendencia de la porosidad promedio versus la profundidad del sedimento es

se supone que es lineal en un parcela semilogarítmica, así:

$$0 = a y - bPDS \tag{9.131}$$

donde  $b$ , = disminución constante de la porosidad.

Dado que, al moverse más lejos de la costa, las capas de arenisca se vuelven gradualmente mucho más delgadas, es mucho más difícil establecer una tendencia precisa de porosidad o calcular con precisión los valores de  $a$  y  $b$ , que son la intersección y la pendiente, respectivamente, de la porosidad curva de declive en el gráfico semilogarítmico.

Ecuación de sustitución 9.129 en ecuación 9.128 rinde:

$$\tag{9.132}$$

Cuando se considera un pozo costa afuera, es necesario integrar la Ecuación 9.132 desde la superficie a la línea de flotación,  $D_w$ , y desde la línea del agua hasta la profundidad de interés,  $D_s$ . Por lo tanto:

$$\tag{9.133}$$

Ecuación de sustitución 9.131 para  $a$  en la expresión anterior e integrando los rendimientos:

$$\tag{9.134}$$

donde  $D$ , es la profundidad del agua de mar,  $\rho_{sw}$  es la densidad del agua de mar,  $\rho_g$  es la densidad del grano,  $\rho_f$  es la densidad del fluido,  $y_b$ , es la constante de disminución de la porosidad. Si se utilizan unidades de yacimientos petrolíferos en Ecuación 9.134 entonces  $u_n = 0.052$ ,

mientras que para SI unidades  $u_n$ ,

La relación de tensiones de la matriz se puede presentar mediante una ecuación de la siguiente forma general:

$$\tag{9.135}$$

Se usa la profundidad del sedimento,  $D_s$ , en lugar de la profundidad total, de modo que la tensión de la matriz comienza en la línea de lodo. Las constantes de ajuste de la curva,  $a$  y  $b$ , dependen de las condiciones de tensión locales. Por ejemplo, cuando los datos de Eatons para la razón de Poisson en la costa del Golfo se convirtieron a Rms y se ajustaron a la curva usando la Ecuación 9.135, como se muestra en la Figura 9.52, Constant y Bourgoyne encontraron que  $a = 0.629$  y  $b = -1.28 \times 10^{-6}$  [64]. Por lo tanto, para condiciones de estrés similares a las de la costa del Golfo, la relación de estrés de la matriz en función de la profundidad de los sedimentos se puede estimar a partir de la

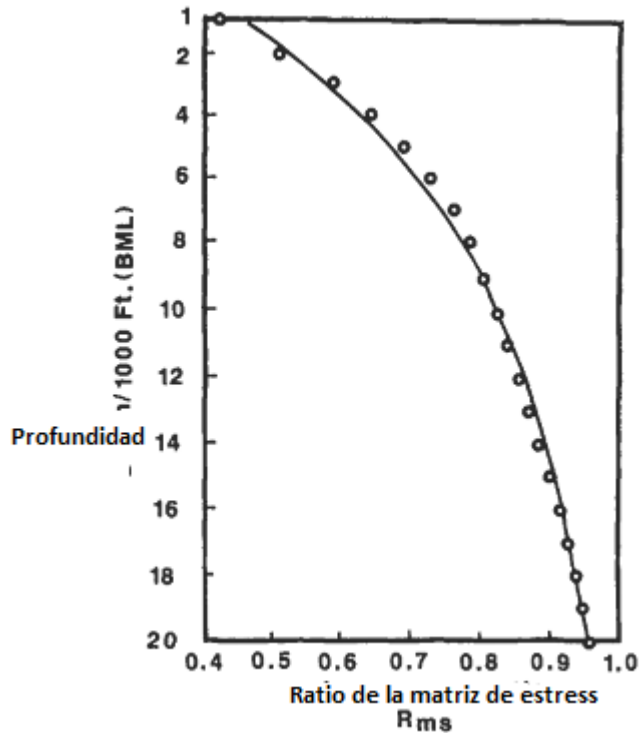


Figura 9.52. Curva de estrés en las fauces *proporción nos . datos de profundidad £64J*

(9.136)

Esta correlación se puede utilizar en otras regiones hasta que se obtengan suficientes datos para realizar un ajuste de curva y determinar los valores locales de  $a$  y  $b$ . Ecuación 9.136 tiende a producir predicciones conservadoras del gradiente de presión de fractura para pozos costa afuera.

### EJEMPLO

Datos desde un pozo de la Costa del Golfo de Luisiana en el área de Green Canyon se resumen en la Tabla 9.6. Calcule los gradientes de presión de fractura previstos a varias profundidades y compare con el valor obtenido de la prueba de fugas: 15,3 lb / gal = **0,795** psi / pie

### SOLUCIÓN

El procedimiento de cálculo se presenta para una sola profundidad. (**DS = 6.692 pie**).

**Tabla 9.6**  
**Pozo del cañon verde #1 DATA [64]**

Profundidad del agua = 1,223 ft. Altura del aire = 85 ft.		
<b>D<sub>s</sub>, BML (ft)</b>	<b>Presión de poro Gradiente (lb/gal)</b>	<b>Fracción del gradiente de presión (lb/gal) (Leak-off test)</b>
4,100	9.8	13.9
6,692	11.6	15.3
8,692	13.2	16.0

**Para el área de la costa del golfo:**

- $\rho_{sw} = 8.5 \text{ lb/gal}$
- $\rho_g = 21.6 \text{ lb/gal (} 2.6 \text{g/cm}^3 \text{)}$
- $\rho_f = 8.95 \text{ lb/gal (} 1.074 \text{g/cm}^3 \text{)}$
- $b_p = 0.000085 \text{ ft}^{-1}$
- $\phi_o = 0.41$

1. El estrés de sobrecarga en D, = 6.692 pie se obtiene de la ecuación 9.134, donde  $u_n = 0.052$  para las unidades dadas en Tabla 9.6:

$$60 \sim = 0.052 (8.5 \times 1223 + 21,66 \sim 6, 6 9 2)$$

$$= 6.694 \text{ psi}$$

2. El estrés de sobrecarga efectivo es **<Hijo de puta- páginas>**, donde la presión intersticial  $p_p$  se obtiene de:

y  $g_{..}$  es el gradiente de presión intersticial; así:

$$p_p = 0,052 \times 11,6 (6,692 + 1,233 + 85) = 4,820 \text{ psi}$$

$$6, = 6.694 - 4.826 = 1,868 \text{ psi}$$

3. De la ecuación 9.136, la razón de tensión de la matriz es igual a:

y la razón de Poisson se estima a partir de:

así:

$$2) = \frac{0,733}{1+0,733} = 0,42$$

4. El esfuerzo promedio de la roca horizontal es igual a:

$$\sigma_h = 0,733 \times 1.868 = 1.369 \text{ psi}$$

5. La presión de fractura es igual a:

6. El gradiente de presión de fractura a la profundidad total de  $6.692 + 1.233 + 85 = 8.040$  pie es:

$$FG = \frac{6.195}{0.052 \times 8.000} = 14,91 \text{ b / gal} = 0,775 \text{ psi / pie}$$

que es menor que el valor del gradiente de presión de fractura observado obtenido de un prueba de fugas ( $15,3 \text{ lb / gal} = 0,795 \text{ psi / pie}$ ). La diferencia puede deberse al menos a tres factores:

- (a) se encontró dificultad para obtener datos de porosidad y densidad a partir de registros de pozos a poca profundidad; por lo tanto, los valores típicos de la Costa del Golfo de @ y pags fueron usados;
- (b) presencia de domos de sal -al perforar en los flancos de los domos de sal, las tensiones laterales de la matriz tienden a ser más altas de lo esperado y, en algunos casos, pueden ser incluso mayores que las tensiones verticales de sobrecarga; y
- (c) presencia de cúpulas plásticas de lutita, es decir, capas alternas de arenisca y lutita. Las cúpulas de lutita de plástico normalmente se extienden a profundidades superiores a los 10,000 pies cerca de la costa y gradualmente se vuelven mucho más delgadas en el mar. Las capas de pizarra predominantemente plásticas (15% o menos arenisca) se alcanzan a profundidades mucho menores. Eso Desde hace mucho tiempo se reconoce que los gradientes de fractura en las areniscas son menores que en las lutitas plásticas. Cuanto más plásticamente se comporte una formación, menos tendencia habrá a diferencias entre las tensiones de sobrecarga horizontal y vertical [64].

La diferencia entre los gradientes de fractura calculados y observados también puede deberse al supuesto implícito en la derivación de la Ecuación 9.134. Pilkington correlaciona la relación de tensión de la matriz **RMS** como

sigue [651]:

por  $GOB / D_{y0,94}$ :

(9.138)

y para  $OOBD > 0,94$ :

$RMS = 3.2 (F) - 2.224$

(9.139)

dónde **TROZO** es el estrés de sobrecarga efectivo, en psi, y  $r_e$  es el profundidad en pie. Estas correlaciones estadísticas son válidas tanto para areniscas con presión normal como anormal. Usando estas expresiones, la ecuación para FG se convierte en:

(9.140)

Esta ecuación es válida tanto para presión normal como anormal. formaciones en áreas tectónicamente relajadas que contienen lutitas plásticas con arenas intercaladas. Sin embargo, no es válido para formaciones frágiles o naturalmente fracturadas, incluidas calizas y dolomías. **[sesenta y cinco].**

## EFFECTO DEL COEFICIENTE DE POISSON EN DIMENSIONES FRACTURADAS

UN fractura vertical formada por fracturación hidráulica se extiende (en longitud, altura y ancho) de acuerdo con la llamada teoría de grietas en forma de centavo, que asume que la altura de la fractura es constante a lo largo de la fractura. En muchos casos, sin embargo, la altura de la fractura es variable porque las lutitas son barreras que poseen una tensión horizontal más alta que las areniscas. En reservorios naturalmente fracturados y formaciones de lutitas, es muy difícil predecir la altura de la fractura. Las técnicas de campo utilizadas actualmente para medir la altura de la fractura se pueden clasificar en dos grupos: (a) técnicas que miden directamente la altura de la fractura, como microscopio de formación, telespectador de pozo y hilandería; y

(b) técnicas que se basan en la interpretación de registros de pozos, como registros de temperatura y rayos gamma. Por comparar registros de temperatura antes y después de la fractura, como se muestra en la Figura 9.53, la zona enfriada mediante la inyección de fluido de fracturamiento se puede identificar y medir su altura. De manera similar, los registros de rayos gamma realizados antes y después de un tratamiento de estimulación pueden compararse para localizar intervalos contaminados por el agente de apuntalamiento marcado radiactivo inyectado [30].

Labudovic determina la altura de la fractura hidráulica calculando los valores de la relación de Poisson a partir de las velocidades longitudinal,  $v_x$ , y transversal.



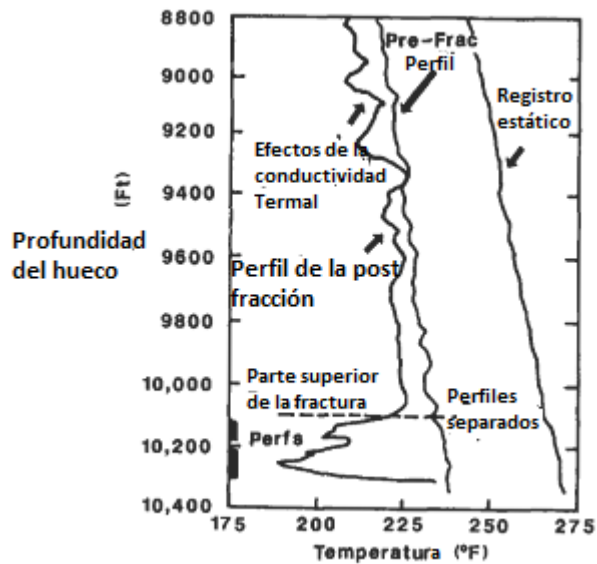
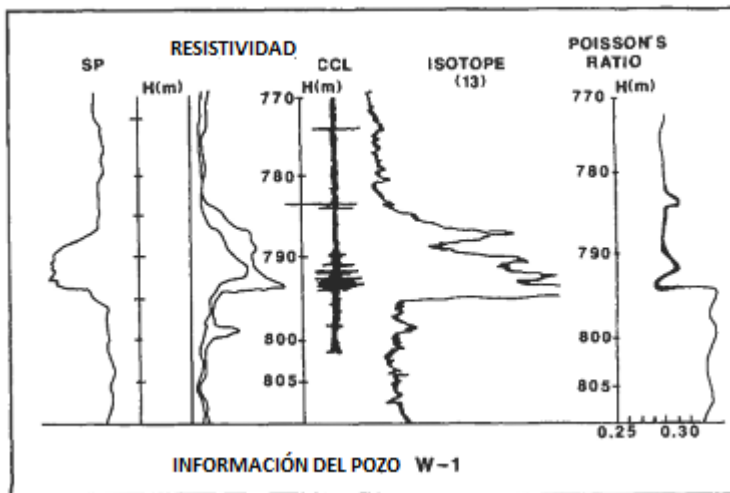


Figura 9.53. Perfil de temperatura antesy después de fracturar £30J.

vs, ondas dadas por Pirson y Rzhovsky y Novik [67-69]. Estos valores luego se tabulan en función de la profundidad. El área de valores más bajos de la relación de Poisson es el área de extensión de la altura de la fractura, y los valores más altos de  $n$  representan barreras de lutitas. A continuación, esta altura se compara y, si es necesario, se corrige con unIniciar sesión diagrama de resistividad  $R_y$  SP potencial espontáneo del mismo intervalo. Según Pirson:

dónde  $E$  es el módulo de elasticidad de Young y  $P_b$  es la densidad aparente de la roca.

Figura 9.54 muestra el perfil de la relación de Poisson de una fractura **petróleo** Bien ubicado en un reservorio de arenisca con depósitos gruesos de pizarra en el fondo y arenisca pizarrosa en la parte superior. Los valores de la razón de Poisson se obtienen de la ecuación 9.142. La fractura se creó con un gel a base de hidrocarburos y se apuntala con arena de 0,8-1,2 mm, con inyección continua de trazador radiactivo. Varios días después de la fracturación hidráulica y la descontaminación del revestimiento, se realizó un registro de trazadores radiactivos para establecer la altura de la fractura. Es evidente en la figura 9.54 que el fondo



**Figura 9.54. Relación de Poisson con respecto a la altura de fractura determinada por utilizando marcador radiactivo Isótopo 1-131 [67].**

punta de la fractura se encuentra a una profundidad de 795 m, donde la razón de Poisson aumentó de aproximadamente 0,29 a 0,32. Este aumento en  $\nu$  corresponde a un cambio definido en SP, resistividad y perfiles trazadores. La figura también muestra que es relativamente difícil localizar la ubicación exacta de la punta superior de la fractura, basándose únicamente en el índice de Poisson. Esta dificultad se debe a la similitud entre las tensiones horizontales en el depósito de arenisca lutita superior y las tensiones en la arenisca productora. Los perfiles de trazador y resistividad, sin embargo, parecen indicar que la punta superior, en este caso, está a una profundidad de 784 m. Por tanto, la altura de la fractura es 11 metros. Labudovic descubrió que la altura de fractura predicha utilizando el método de Eaton se desviaba considerablemente de la medida, mientras que la correlación de  $\nu$  valores con SP y resistividad Iniciar sesión Los valores arrojaron solo una ligera desviación entre las alturas de fractura medidas y previstas [67].

La Figura 9.55 muestra cómo se determina la altura de la fractura a partir de los registros de pozo, utilizando registros de temperatura diferencial y valores de la relación de Poisson. La zona productiva, en esta figura, es una capa de arenisca con arenisca lutita en la parte superior e inferior. La altura de la fractura prevista se desvió ligeramente de la medida. El pozo se fracturó con un gel a base de agua y los depósitos de brecha-dolomita se acidificaron selectivamente. El trazador radiactivo 1-131 se añadió continuamente al agente desviador (ácido benzoico). En este caso, la altura de fractura medida del intervalo de producción y la zona en la que el ácido entró en la formación coincidieron con el intervalo predicho. La razón de esta precisión es la diferencia relativamente marcada entre los valores de la relación de Poisson de los depósitos superior e inferior y el de la sección de producción.

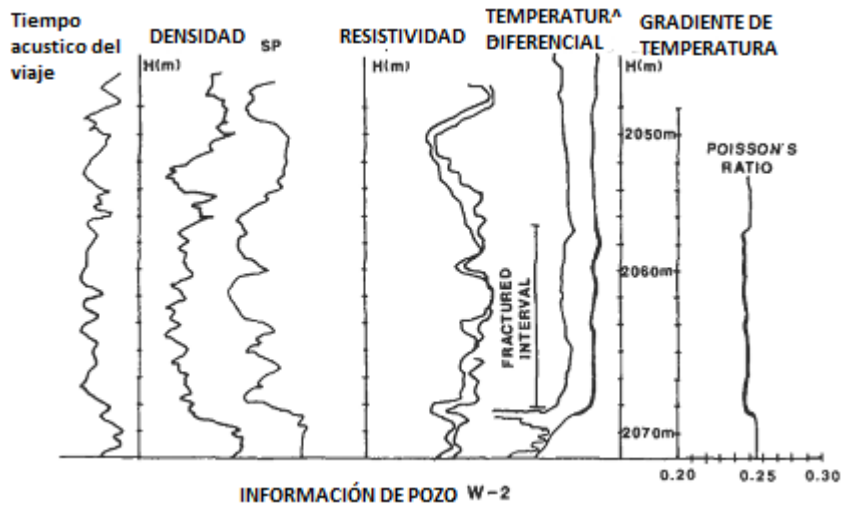


Figura 9.55. Poisson: relación  $\nu$  nos. altura de fractura determinada por utilizando  $\Delta T$  @  $\Delta T$  temperatura Iniciar sesión [67] .

El factor de intensidad del estrés,  $E_s$ , por una grieta de altura infinitamente larga y lineal,  $H_f$ , presurizado internamente por un apuntalado fluido y propagándose a través un roca homogénea es igual a [70]:

$$r_s = 1.25 (p_{fl} - q_{fi}) = 1.25 A_{pa} \tag{9.143}$$

donde  $p_{fl}$  es la presión del fluido dentro de la fractura,  $O_h$  es la tensión de formación normal al plano de fractura, y  $A_p = p_{fl} - O_h$ . Para una fractura finita en forma de moneda de radio  $0.5H_f$ , Ecuación 9.143 se convierte en:

$$E_s = 0.50 A_p - J H_f \tag{9.144}$$

Se cree que si  $Y_O$ , alcanza un valor crítico,  $I_{sc}$ , la fractura se propagará. El factor crítico de intensidad de la tensión es la propiedad comúnmente conocida como tenacidad a la fractura. Valores medidos de  $Y_O$ , en  $p \sim i$ -in.  $\cdot$  ~ son: 950 a 1,650 para piedras de limo, 400 a 1600 para areniscas, 400 a 950 para calizas, y de 300 a 1200 para esquistos. Sabiendo  $I_s =$ , se puede estimar el ancho de la fractura,  $w_f$ , a partir de la siguiente ecuación:

dónde GRAMO es el módulo de corte de la formación fracturada.

Figura 9.56 muestra una fractura hidráulica en un sistema de tres capas, donde  $G_1$  es el módulo de corte de la zona de producción fracturada de altura  $h$ ,

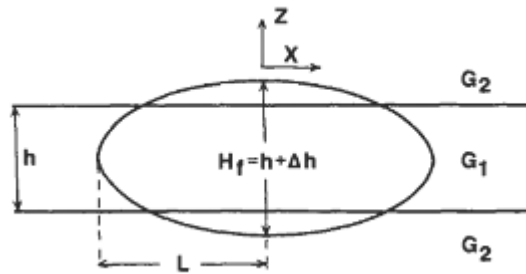


Figura 9.56. Fractura vertical en un sistema de tres capas [70J].

$G_2$  es el módulo de corte de los depósitos superior e inferior, y el ancho máximo de la fractura es:

$$(9.146)$$

La ecuación 9.146 supone implícitamente que la razón de Poisson es la misma en las tres capas. Si tanto  $G$  como  $\nu$  varían entre las capas, la Ecuación 9.146 se convierte en:

$$w_f = A_p [ (\nu)h + (\nu) (H_f - h) ] \quad (9.147)$$

donde  $A_p = p_w - \sigma_h$ , y  $p_w$  es la presión del fluido en el pozo. La mitad de la longitud de la fractura se puede estimar a partir de:

$$L = -2h \left[ 1 + \nu \log \left( \frac{H_f - h}{h} \right) \right] \quad (9.148)$$

Si los depósitos adyacentes en la parte superior e inferior de la formación productora actuarán o no como una barrera contra la fractura, puede depender de varios factores: (1) diferencias de tensión in situ, (2) propiedades elásticas, (3) tenacidad a la fractura, (4) ductilidad, (5) permeabilidad y (6) tipo de unión en la interfaz. Van Eekelen analizó estos factores con respecto a su influencia relativa en la contención de fracturas y concluyó que [71]:

- (a) el concepto comúnmente utilizado de factor de intensidad de esfuerzos para predecir la propagación o contención de fracturas tiene una aplicabilidad limitada;
- (b) en la mayoría de los casos, la fractura penetrará en las capas adyacentes a la zona productiva que se está fracturando; y

- (c) los contrastes de rigidez y tensión in situ entre la zona productiva y las capas adyacentes tienden a limitar la profundidad de penetración de la fractura en estas capas.

Por tanto, la relación de Poisson y el módulo de corte tienen un efecto considerable sobre las dimensiones de la fractura; sin embargo, diferencias de estas propiedades entre la roca del yacimiento y las capas limítrofes no son suficientes para contener la fractura. Warpinsky y col. analizó los resultados de muchos experimentos de fracturación hidráulica y mostró que [72] : (a) la tensión mínima in situ es la influencia predominante en la propagación de fracturas,

(b) la orientación de la tensión mínima in situ dicta la orientación de las fracturas, y (c) pendientes pronunciadas y discontinuidades en la magnitud de este estrés puede actuar como barreras a la propagación de fracturas.

## EN EL LUGAR ESTRÉS DISTRIBUCIÓN

La relación entre la resistencia y las propiedades elásticas medidas en condiciones de laboratorio y las que existen a la profundidad del pozo aún no se comprende bien. Sin embargo, existen varias teorías que describen la distribución de la tensión inducida alrededor de un pozo perforado. Una de las primeras teorías fueron propuestas por Westergaard, que utilizó el concepto de tensiones efectivas para demostrar que, a grandes profundidades, existe un estado plástico que alivia las tensiones alrededor del agujero [73]. Más tarde, Paslay y Cheatham investigaron las tensiones de la roca inducidas por la producción de fluido del yacimiento, asumiendo que la roca se comportaba elásticamente [74]. Bradley desarrolló un enfoque semiempírico útil para predecir el límite del comportamiento elástico en pozos inclinados [75].

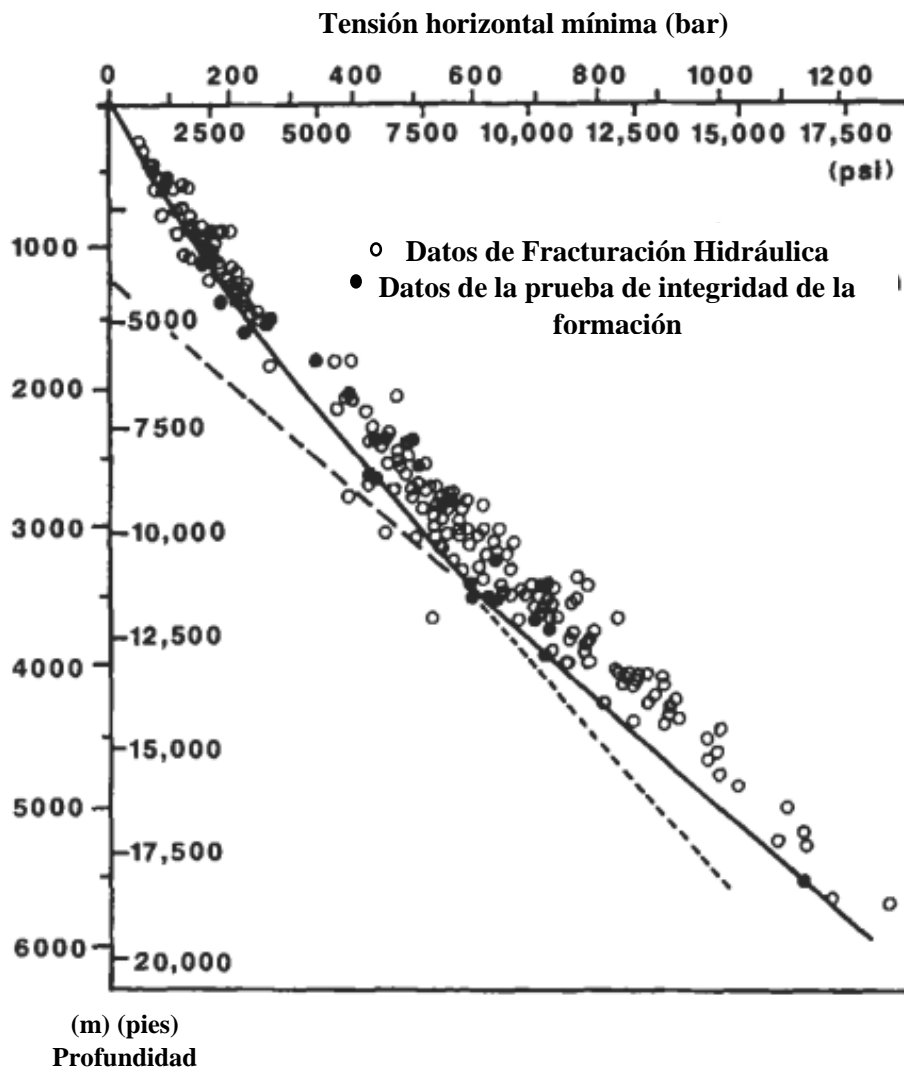
Risnes et **Alabama**. aplicó las teorías de elasticidad y plasticidad a investigar las tensiones en una arena poco consolidada alrededor de un pozo

[76]. Demostraron que hay una zona estirada plásticamente alrededor del pozo del orden de magnitud de 1m, y un mayor grado de consolidación produce zonas de plástico más pequeñas. Breckels y van Eekelen utilizaron una gran cantidad de datos de campo para generar ecuaciones empíricas para describir la tendencia de la tensión horizontal con profundidad para formaciones normalmente presionadas en la región de la costa del Golfo de Estados Unidos, Venezuela, Brunei, el Mar del Norte y los Países Bajos [77]. Junto con las correlaciones regionales entre la tensión horizontal y la presión de poro, estas correlaciones permiten niveles de tensión horizontal estimarse con bastante precisión para una profundidad determinada, siempre que se conozca la presión de poro.

La tensión vertical total o tensión de sobrecarga **OOB**, que normalmente es equivalente a la tensión principal in situ máxima, se puede determinar a partir de

puede ser aproximado, a veces con mucha precisión, por la instantánea la presión de cierre registrada durante o después de un trabajo de fractura. En las regiones sin actividades tectónicas, el máximo estrés horizontal total,  $\sigma_{Hmax}$  es aproximadamente igual a la mínima tensión horizontal total,  $\sigma_{Hmin}$ . En el caso más general ( $\sigma_{Hmax} > \sigma_{Hmin}$ ), sin embargo, estas aproximaciones son inválidas, y las correlaciones derivadas por Breckels y van Eekelen aparecen para ser muy útiles [77]. Utilizando un gran número de datos básicos obtenidos de pruebas como las pruebas de fugas y las pruebas de asiento de la caja realizadas para determinar presiones de fractura o presiones instantáneas de cierre, Breckels y van Eekelen derivó una relación entre la mínima tensión horizontal,  $\sigma_{Hmin}$ , y profundidad, D, para varias partes del mundo.

La figura 9.57 muestra una gráfica de  $\sigma_{Hmin}$  contra la profundidad D para más de 300 puntos de datos de formaciones normalmente presionadas en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Estos datos se obtienen de pruebas de fractura hidráulica y pruebas de fuga. Estas últimas pruebas, sin embargo, sólo pueden dar un rango de presiones a las que la formación comienza a tomar fluido, es decir, la presión de fractura  $P_f$ , que puede ir



**Figura 9.57.** Tensión horizontal mínima en función de la profundidad para las formaciones de la Costa del Golfo [77]

desde  $\sigma_{Hmim}$  hasta  $2\sigma_{Hmim} - p_p$ , donde  $p_p$  es la presión de poro. Por consiguiente, el extremo inferior de la gama de valores se ha utilizado para obtener una tendencia aproximada para  $\sigma_{Hmim}$  (psi) en función de la profundidad (ft), como se muestra en la figura 9.57. La curva sólida de esta figura forma un límite inferior del 93% de los puntos de datos. Las dos correlaciones siguientes son válidas para las arenas normalmente presionadas:

- Para  $D \leq 11,500$  pies
 
$$\sigma_{Hmim} = 0.197D^{1.145} \quad (9.149)$$

- Para  $D > 11,500$  pies
 
$$\sigma_{Hmim} = 1.167D - 4,596 \quad (9.150)$$

La curva inferior representa una buena correlación entre la tensión horizontal y la profundidad para las formaciones normalmente presionadas, porque:

- a) Los datos de las pruebas de integridad de la formación,  $H_{min}$ , que generalmente están influidos por la tensión del aro alrededor del pozo, conducen a una sobreestimación de  $\sigma_{Hmim}$ ; y
- b) En la figura 9.57 [74] sólo se incluyen los puntos de datos de las formaciones normalmente presionadas y sobre presionadas, que normalmente tienen una tensión horizontal total más alta que las formaciones sub presionadas.

La tensión horizontal mínima en formaciones anormalmente presionadas en la región de la Costa del Golfo puede estimarse a partir de las siguientes correlaciones:

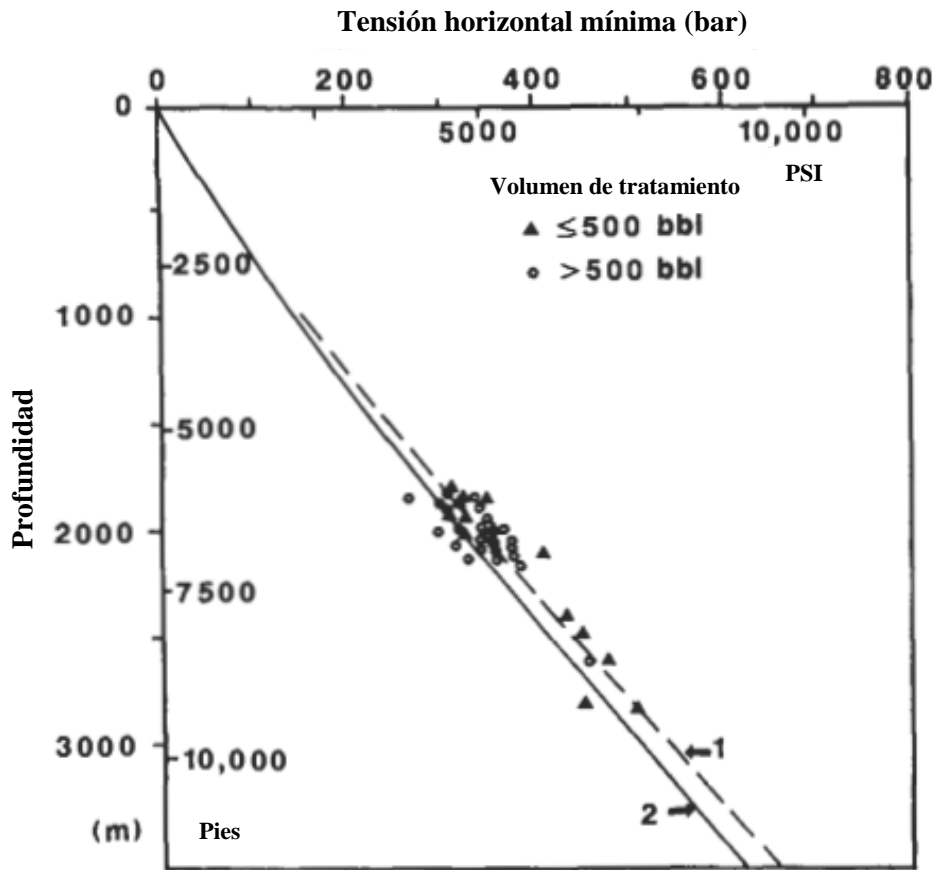
- Para  $D \leq 11,500$  pies
 
$$\sigma_{Hmim} = 0.197D^{1.145} + 0.46(p_p - p_n) \quad (9.151)$$

donde  $p_{pn}$ , es la presión normal de los poros correspondiente a un valor de gradiente de 0,465 psi/pies, es decir,  $p_{pn} = 0.465D$ .

- Para  $D > 11,500$  pies
 
$$\sigma_{Hmim} = 1.167D - 4,596 + 0.46(p_p - p_n) \quad (9.152)$$

Aunque la ecuación 9.151 no está soportada por la fractura hidráulica, puede utilizarse como una primera estimación de la tensión horizontal mínima in situ durante el diseño de un trabajo de fractura.

Utilizando los datos de fractura hidráulica de Venezuela, particularmente del Bloque 1 del Lago de Maracaibo, y el gradiente de presión de poros original de la



**Figura 9.58.** Estrés horizontal mínimo en función de la profundidad en Venezuela [77]

formación eocena del Bloque 1, que es de 0,433 psi/pie, se derivó una relación entre el  $\sigma_{Hmim}$  y la profundidad para las formaciones con presión anormal:

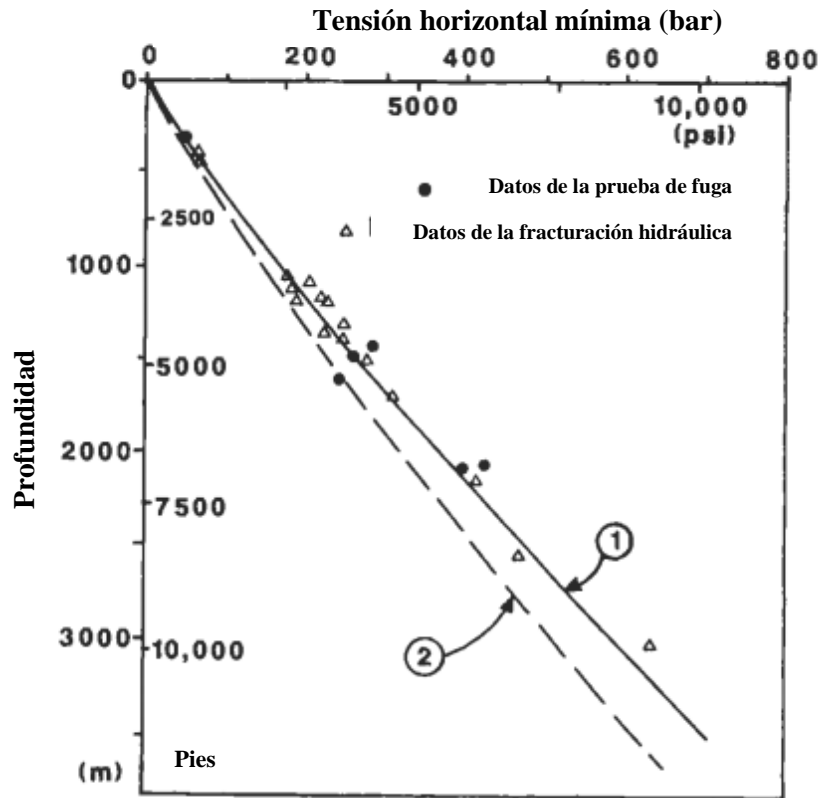
$$\sigma_{Hmim} = 0.21D^{1.145} + 0.56(p_p - p_{pn}) \quad (9.153)$$

Esta correlación da buenos resultados para  $5.900 < D < 9.200$  pies. Actualmente, no hay suficientes datos que apoyen la extrapolación de esta relación más allá de El lago de Maracaibo. Las formaciones normalmente presionadas en esta área (Figura 9.58, Curva 1) están en un nivel de estrés ligeramente más alto que el de la Costa del Golfo de los EE.UU. sedimentos (Curva 2). Un enfoque similar al utilizado en el Golfo de EE.UU. Costa y Venezuela se adoptó para derivar la siguiente correlación para formaciones anormalmente presionadas en Brunei para  $D < 10.000$  pies usando los datos de pruebas de fugas y datos de fracturas hidráulicas:

$$\sigma_{Hmim} = 0.227D^{1.145} + 0.49(p_p - p_{pn}) \quad (9.154)$$

El gradiente de presión normal de los poros es de 0,433psi/ft, es decir,  $p_{pn} = 0,433D$ . Las formaciones normalmente presionadas en la costa de Brunei parecen estar sujetas a mayores esfuerzos de compresión (Figura 9.59, Curva 1) que en la costa del Golfo de los Estados Unidos (Curva 2). Comparando los datos de fugas con los datos de presión de cierre instantánea obtenidos en Brunei, durante la misma prueba, se encontró que las





**Figura 9.59.** Tensión horizontal mínima en función de la profundidad en Brunei [77]

presiones de fuga exceden el cierre instantáneo valores de presión en un 11%. Extendiendo este porcentaje a la Costa del Golfo de los Estados Unidos se obtiene la siguiente correlación de mejor ajuste para el  $DS \leq 11,500$  pies:

$$\text{La presión de fuga} = 0.219D^{1.45} \quad (9.155)$$

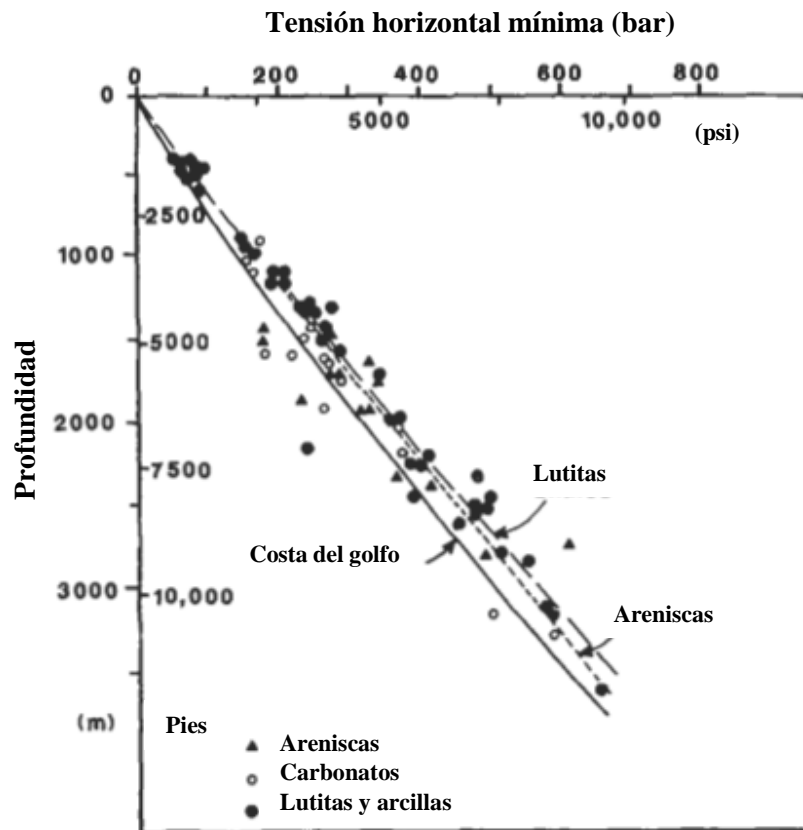
Del mismo modo, la curva más adecuada para los datos de las pruebas de fuga del Mar del Norte rinde:

$$\text{La presión de fuga} = 0.353D^{1.091} \quad (9.156)$$

Breckels y van Eekelen analizaron los datos de las pruebas de fugas del Mar del Norte (Figura 9.60, Curva 1) y concluyeron que las correlaciones de la Costa del Golfo de los EE.UU. para las formaciones normalmente presionadas (Curva 2), es decir, las ecuaciones 9.149 y 9.150, pueden utilizarse con un grado de confianza razonable para predecir la  $\sigma_{Hmim}$  en función de la profundidad. La misma conclusión puede extenderse a las formaciones normalmente presionadas en Venezuela, Brunei y otras zonas del mundo.

### EJEMPLO

Estimar la tensión horizontal mínima de un pozo de 8.000 pies de profundidad en la región de la Costa del Golfo de los Estados Unidos. La presión de los poros del depósito de arenisca es de 4.200 psi.



**Figura 9.60.** Tensión horizontal mínima en función de la profundidad en el Mar del Norte

### SOLUCIÓN:

El gradiente de presión de los poros normal para la Costa del Golfo de EE.UU. es de 0,465 psi/pies. Por lo tanto, la presión normal de los poros para este pozo es igual a:

$$p_{pn} = 0.465 \times 8,000 = 3,720 \text{ psi}$$

En la medida en que  $p_{pn} < 4.200$  psi, este pozo está obviamente anormalmente presionado (sobrepresionado). Usando la ecuación 9.151, se puede determinar la  $\sigma_{Hmim}$ :

$$\sigma_{Hmim} = 0.197(8,00^{1.145}) + 0.465(4,200 - 3,720)$$

$$\sigma_{Hmim} = 5,801 + 221 = 6,022 \text{ psi}$$

Así, la sobrepresión ( $4.200 - 3.720 = 480$  psi) hace que la tensión horizontal total sea mayor ( $0,465 \times 480 = 221$  psi) que si la formación tuviera una presión de poros normal.

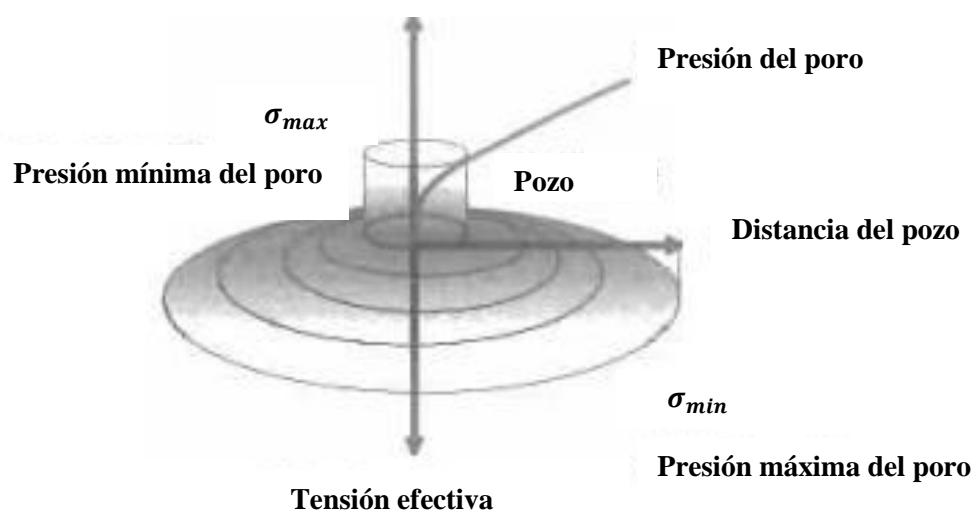
Lindner y Halpen, y Haimson han compilado de diferentes fuentes, principalmente de pruebas de fractura hidráulica, las mediciones de tensión in situ de cientos de lugares en América del Norte y las han trazado en un mapa de los Estados Unidos [78,79]. Haimson mostró que a lo largo de los Estados Unidos las tres tensiones principales son

compresivas, con la mayor (o máxima) dirección de compresión principal horizontal generalmente hacia el noreste entre N45°E a N75°E; y un sistema hidráulico la fractura sería generalmente paralela a la tensión horizontal máxima dirección.

### EFECTO DEL CAMBIO DE LA TENSIÓN EN LA FALLA DE LA ROCA

En la roca del yacimiento hay dos tensiones primarias, la tensión efectiva (tensión entre granos) y la presión de los poros. La carga de sobrecarga se transmite a las capas subyacentes a través de estas dos tensiones. En condiciones normales de producción, la reducción de la presión de los poros debido a la retirada del fluido, la tensión efectiva de grano a grano aumenta y es directamente proporcional a la disminución de la presión de los poros. La falla de cizallamiento de la roca ocurre cuando el esfuerzo efectivo alcanza el valor umbral. El punto débil es el primero en fallar y generalmente es la cavidad de perforación. Esto también se debe a que el pozo es el punto de menor presión de poro y de máxima tensión efectiva. En una roca de un yacimiento homogéneo, la tensión efectiva disminuye radialmente a la vista del pozo, como se muestra en la Figura 9.61 Sin embargo, en una roca de un depósito con fuerza variable, el perfil de tensión cambia radicalmente a medida que nos alejamos del pozo y depende de la fuerza de cizallamiento de la roca, la magnitud de la presión de descenso, la permeabilidad del yacimiento y la porosidad, y las propiedades de los fluidos como la viscosidad. La roca que falla las partículas son transportadas al pozo por el fluido, tapando así el pozo tubular y el equipo del fondo del pozo. La arena triturada es muy abrasivo y erosiona los metales con los que entra en contacto.

El historial de producción, la presión de los fluidos y la resistencia a la compresión uniaxial son datos básicos en las evaluaciones de la producción de arena. Los dos posibles mecanismos de falla de la roca y la producción de arena son la ruptura por tracción y la ruptura por compresión. La ruptura por tracción puede ocurrir bajo dos condiciones:



**Figura 9.61.** Esfuerzo efectivo que disminuye radialmente desde el pozo en una roca yacimiento homogéneo.

(1) el gradiente de presión del fluido en el pozo (cara de la arena) es mayor que la tensión radial; y 2) la tensión efectiva tangencial no supera el nivel de fallo de compresión de la roca ( $\sigma_\theta < \sigma_{UCS}$ ). Como gradiente de fluido y el estrés compresivo tangencial están vinculados a través del equilibrio ecuación de la arena, las condiciones (1) y (2) imponen un límite superior a la reducción ( $\Delta P_{max} = P_p - P_{wf}$ ) para evitar el fracaso de la roca y la producción de arena,  $\Delta P_{max}$  es proporcional a  $\sigma_{UCS}$  y varios valores de la relación  $\Delta P_{max}/\sigma_{UCS}$  se puede encontrar, dependiendo de la geometría del drenaje y la producción historia (influencia del encierro).

### CAMBIO EN EL CAMPO DE TENSIÓN DEBIDO AL AGOTAMIENTO Y LA REPRESURIZACIÓN

Debido a las operaciones de perforación, el agotamiento natural y la inyección de fluidos, la distribución del estrés alrededor del pozo cambia. Este cambio también afecta a la tensión de cizallamiento crítica o umbral de la roca, la tensión en que la roca falla y los sólidos son desalojados. El esfuerzo principal es la sobrecarga de esfuerzo. Como se muestra en la figura 9.62, la roca falla al mínimo tensión horizontal. El conocimiento de la mínima horizontal y la máxima La tensión horizontal es esencial para determinar la estabilidad de la perforación y el valor correcto de la reducción de la presión.

La tensión de sobrecarga no cambia y se considera constante; sin embargo, para un coeficiente de Biot igual a la unidad, el cambio en la tensión efectiva es igual al cambio en la presión de los poros, en la dirección opuesta, causado por el agotamiento o la inyección. Como se muestra en la figura 9.61, el esfuerzo efectivo aumenta si la presión de los poros disminuye y viceversa. Estos cambios en el estrés horizontal mínimo y máximo se expresan de la siguiente manera:

$$\Delta\sigma_{Hmax} = (1 - K_2)\Delta P_p \quad (9.157)$$

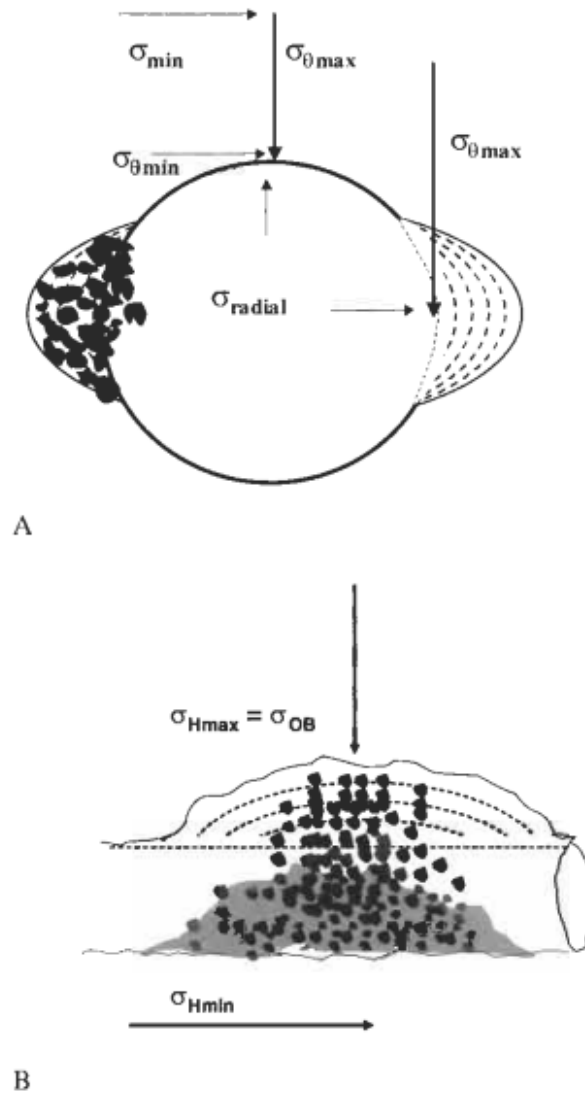
$$\Delta\sigma_{Hmin} = (1 - K_1)\Delta P_p \quad (9.158)$$

donde  $K_1$  y  $K_2$  son los caminos de la tensión, definidos como:

$$K_1 = \frac{\Delta\sigma_{Hmax}}{\Delta\sigma_{OB}} \quad (9.159)$$

$$K_2 = \frac{\Delta\sigma_{Hmin}}{\Delta\sigma_{OB}} \quad (9.160)$$

Las ecuaciones 9.157 y 9.158 indican que, para el valor de K inferior a uno, las tensiones horizontales totales disminuyen al reducirse la presión de los poros.



**Figura 9.62.** La ruptura esquemática del pozo ilustra la relación entre las tensiones principales del campo lejano, las tensiones tangenciales efectivas, el fallo de cizallamiento de la pared del pozo y los sólidos en el pozo vertical y en el pozo horizontal respectivamente [80]

### RELACIÓN DE ESFUERZO EN EL POZO

La correlación simple, que relaciona el máximo esfuerzo tangencial con los principales esfuerzos en el pozo, se da como:

$$\sigma_{\theta max} = 3\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} - P_{bh} \quad (9.161)$$

El máximo esfuerzo tangencial se produce en la dirección del menor esfuerzo principal. El esfuerzo axial se estima como:

$$\sigma_{axial} = \sigma_{OB} + 2\nu(\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin}) \quad (9.162)$$

donde  $\nu$  es la proporción estática de Poisson de la roca de formación. Las ecuaciones 9.161 y 9.162 sólo son válidas si la presión de los poros es constante en toda la formación.

Para incorporar el perfil cambiante de la presión de los poros y el término de elasticidad de los poros, Haimson y Fairhurst [84] desarrollaron la siguiente correlación:

$$\Delta\sigma = \alpha \left[ \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} (P_{wb} - P_p) \right] \quad (9.163)$$

donde  $\alpha$  es el coeficiente de Biot, y  $P_{wb}$  es la presión del fluido del poro justo detrás del pozo.

## ESTIMANDO LA PRESIÓN CRÍTICA DE LA PERFORACIÓN EN LOS POZOS VERTICALES

### Condiciones sobre balanceadas

Para una masa de barro impermeable, el efecto elástico de los poros no existe. El máximo esfuerzo tangencial efectivo viene dado por [80]:

$$\sigma_{\theta max. eff} = 3\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} - P_{bh} - P_p \quad (9.164)$$

donde  $P_{bh}$  es la presión del pozo.

La tensión radial efectiva en la pared del pozo viene dada por:

$$\sigma_{\theta radial} = P_{bh} - P_p \quad (9.165)$$

La combinación de las ecuaciones 9.164 y 9.165 y el criterio de fallo de cizallamiento de Mohr-Coulomb, la ecuación 9.31, da como resultado la presión de flujo crítica del fondo del pozo, como muestran Rhett y Risnes [80]:

$$P_{wfc0} = 0.5[3\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} - \sigma_{UCS}](1 - \sin\varphi_f) + P_p \sin\varphi_f \quad (9.166)$$

donde  $\varphi_f$  es el ángulo de fricción interna y es una propiedad material de la roca. Se obtiene de la pendiente de la línea de falla en la figura de Mohr-Coulomb. Las condiciones de sobrebalanceo más comunes se encuentran durante las operaciones de perforación y los proyectos de inyección como la inundación de agua. Si la presión de flujo crítica calculada del fondo del pozo es menor que la presión de los poros, entonces la suposición de sobrebalanceo no es válida.

La presión crítica del flujo del pozo es una función de la presión de los poros, que cambia continuamente con el agotamiento. El cambio en la presión crítica con el cambio en la presión de los poros es simplemente la derivada de la ecuación 9.166, como lo muestran Rhett y Risnes [80].

$$\Delta P_{wfc0} = 0.5[(2 - 3K_2 + K_1) + \sin\varphi_f(3K_2 - K_1)]\Delta P_p \quad (9.167)$$

### Condiciones de equilibrio y desequilibrio

La práctica más común de las condiciones de desequilibrio es cuando la presión de flujo del pozo es siempre inferior a la presión del yacimiento. Recientemente se han aplicado con frecuencia técnicas de perforación y sondeo para mantener la presión del pozo con el fin de reducir los daños a la formación. Sin embargo, esas condiciones afectan a la tensión efectiva en el pozo. Una correlación útil para las condiciones de desequilibrio es [80]:

$$P_{wfcu} = (1 - \nu)[3\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} - \sigma_{UCS}] - P_p(1 - 2\nu) \quad (9.168)$$

donde  $\sigma_{UCS}$  es la fuerza compresiva no confinada de la roca, psi. La ecuación 9.168 requiere un conocimiento preciso de las tensiones del fondo del pozo. Si el valor estimado de la presión crítica del pozo (Ecuación 9.168) no concuerda con las observaciones archivadas de la presión a la que se observó la primera producción de arena, los valores de las tensiones pueden ajustarse para que coincidan con el historial de tensiones de la formación.

El cambio en la presión crítica con un cierto cambio en la presión de los poros durante las condiciones de desequilibrio viene dado por:

$$\Delta P_{wfcu} = [1 - (1 - \nu)(3K_2 - K_1)]\Delta P_p \quad (9.169)$$

Así pues, en cualquier etapa de agotamiento, la presión crítica neta de flujo del pozo puede estimarse de la siguiente manera:

$$P_{wfcu}(t) = (P_{wfcu})_i + (\Delta P_{wfcu})_t \quad (9.170)$$

donde  $(P_{wfcu})_i$  es la presión crítica del pozo estimada en las condiciones iniciales del yacimiento y  $(\Delta P_{wfcu})_t$  es el esfuerzo adicional causado por el agotamiento en el tiempo t.

## LA PRESIÓN CRÍTICA DE LA PERFORACIÓN EN LOS POZOS HORIZONTALES

Las ecuaciones de las tensiones de los pozos verticales pueden aplicarse fácilmente a los pozos horizontales si se conoce la orientación del pozo con respecto a la tensión. Los pozos horizontales se perforan en paralelo a la tensión horizontal máxima  $\sigma_{Hmax}$  o a la tensión horizontal mínima  $\sigma_{Hmin}$ . Para un pozo horizontal  $K_2 = 1$  y  $\sigma_{max} = \sigma_{OB}$ . Todas las ecuaciones se transforman como se muestra a continuación.

### Condiciones de exceso de equilibrio

#### a) Bien perforado en paralelo a la tensión horizontal máxima:

$$P_{wfcu} = 0.5[3\sigma_{OB} - \sigma_{Hmin} - \sigma_{UCS}](1 - \text{sen}\varphi_f) + P_p \text{sen}\varphi_f \quad (9.171)$$

El esfuerzo adicional debido al cambio en la presión de los poros es:

$$\Delta P_{wfc0} = 0.5[(K_{1min} - 1) + \text{sen}\varphi_f(3 - K_{1min})]\Delta P_p \quad (9.172)$$

Donde:

$$K_{1min} = \frac{\Delta\sigma_{Hmin}}{\Delta\sigma_{OB}} \quad (9.173)$$

**(b) Bien perforado en paralelo a la mínima tensión horizontal:**

$$P_{wfc0} = 0.5[3\sigma_{OB} - \sigma_{Hmax} - \sigma_{UCS}](1 - \text{sen}\varphi_f) + P_p \text{sen}\varphi_f \quad (9.174)$$

El esfuerzo adicional debido al cambio en la presión de los poros es:

$$\Delta P_{wfc0} = 0.5[(K_{1max} - 1) + \text{sen}\varphi_f(3 - K_{1max})]\Delta P_p \quad (9.175)$$

Donde:

$$K_{1max} = \frac{\Delta\sigma_{Hmax}}{\Delta\sigma_{OB}} \quad (9.176)$$

### Condiciones de desequilibrio

**a) Bien perforado en paralelo a la tensión horizontal máxima:**

$$P_{wfcu} = (1 - \nu)[3\sigma_{OB} - \sigma_{Hmin} - \sigma_{UCS}] - P_p(1 - 2\nu) \quad (9.177)$$

El esfuerzo adicional debido al agotamiento es:

$$\Delta P_{wfcu} = [1 - (1 - \nu)(3 - K_{1min})]\Delta P_p \quad (9.178)$$

Donde:

$$K_{1min} = \frac{\Delta\sigma_{Hmin}}{\Delta\sigma_{OB}} \quad (9.179)$$

**b) Bien perforado en paralelo a la mínima tensión horizontal:**

$$P_{wfcu} = (1 - \nu)[3\sigma_{OB} - \sigma_{Hmax} - \sigma_{UCS}] - P_p(1 - 2\nu) \quad (9.180)$$

El esfuerzo adicional debido al agotamiento es:

$$\Delta P_{wfcu} = [1 - (1 - \nu)(3 - K_{1max})]\Delta P_p \quad (9.181)$$



Donde:

$$K_{1max} = \frac{\Delta\sigma_{Hmax}}{\Delta\sigma_{OB}} \quad (9.182)$$

El conocimiento del  $K_1$  y el  $K_2$  es esencial para estimar la presión crítica a fin de evitar problemas de estabilidad de la perforación. La tensión horizontal máxima suele determinarse a partir de pruebas de mini fracción o de fugas, registros sísmicos y análisis de ruptura de la perforación. La presión en el pozo se mide con medidores.

La tasa de flujo crítico en unidades de campo correspondientes a la presión crítica en un pozo horizontal se puede estimar utilizando la correlación de El-Sayed-Al-Sughayer [83]:

$$q_c = \frac{kh(P_o - P_{wf})}{141.2\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w)]} \quad (9.183)$$

$$X_h = \ln\left(\frac{4r_w}{\lambda L R_k}\right) + \frac{h}{\lambda L} \left[ \sqrt{\frac{LH}{4r_w}} \left( \frac{2\lambda R_k}{1+1/\lambda} \right) \right] \quad (9.184)$$

$$R_k = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (9.185)$$

$$\lambda = \sqrt{\cos^2\beta + \frac{1}{R_k} \sin^2\beta} \quad (9.186)$$

donde  $\beta$  es el ángulo de inclinación del pozo horizontal con respecto a la sección vertical. El efecto de la inclinación en la presión del pozo es alto para un ángulo entre  $0^\circ$  y  $60^\circ$  e insignificante de  $60^\circ$  a  $90^\circ$ .

## LA PRESIÓN DE LOS POROS CRÍTICOS

El único factor que reduce la presión del depósito es el agotamiento primario. Por lo tanto, el estrés efectivo inicial, que es parcialmente apoyado por el fluido del depósito, se transfiere progresivamente a la matriz de la roca. En la roca comienza a fallar si el aumento de la tensión efectiva se acerca a la crítica la tensión de corte de la roca. Por lo tanto, cualquier valor de presión del yacimiento por debajo de la cizalla El valor de falla de la matriz de roca causará el aplastamiento de los sólidos de la roca. Fluido El movimiento de la cementación mejora aún más las cavidades del material de cementación y las partículas desalojadas son transportadas por el fluido hacia el pozo.

$$P_{pc} = \frac{(3\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} - \sigma_{UCS}) + P_{pi}(3K_2 - K_1 - 2)}{(3K_2 - K_1)} \quad (9.187)$$

Para una tensión axial mayor que la máxima tensión tangencial:

$$P_{pc} = \frac{\sigma_{ob} - 2\nu[\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} + (K_2 - K_1) + P_{pi}] - \sigma_{UCS}}{1 + 2\nu(K_2 - K_1)} \quad (9.188)$$

Una vez que el peso de la sobrecarga se descarga de los fluidos del depósito y es soportado por los granos, la masa rocosa permanece en el máximo esfuerzo de cizallamiento desarrollado durante el agotamiento [81, 82]. Por lo tanto, los caminos de tensión durante la inyección son diferentes de los caminos seguidos durante el agotamiento. Durante la presurización, la presión crítica de los poros puede estimarse utilizando los valores mínimos de las tensiones horizontales máxima y mínima como sigue [80]:

$$P_{pc} = (1 - \nu)(3\sigma_{Hmax-min} - \sigma_{Hmin-min} - \sigma_{UCS} - P_p) \quad (9.189)$$

donde  $\sigma_{Hmax-min}$  y  $\sigma_{Hmin-min}$  son los valores más bajos de la tensión horizontal máxima y la tensión horizontal mínima, respectivamente. El cambio en la presión de los poros críticos con el cambio de la presión del yacimiento en una etapa dada está entonces dado por:

$$(\Delta P_{pc})_t = -(\Delta P_p)_t(1 - 2\nu) \quad (9.190)$$

donde la subíndice "t" representa un tiempo determinado.

### EJEMPLO DE UNA RESERVA DEL MAR DEL NORTE

Se analizó un depósito de 14.150 pies de profundidad en el Mar del Norte con un rango de porosidad de 5-12% con una arenisca de cuarzo de grano medio uniforme bien clasificado con los modelos de predicción de arena discutidos anteriormente [80]. La roca es rígida y fuerte. Las propiedades elásticas y la fuerza de la roca se estimaron mediante ensayos de compresión triaxial en tapones cilíndricos de 2,54 a 5 cm de longitud aplicando una carga axial de 1.000 psi/hora. El módulo de Young variaba entre  $1.8 \times 10^6$  a  $2.1 \times 10^6$  psi. El ángulo de fricción interna varió de  $50^\circ$  a  $54^\circ$ . Los rangos de fuerza cohesiva y fuerza de compresión no confinada observados fueron de 1.143 a 1.334 psi y 6.994 a 7.635 psi respectivamente. Las pruebas de compresión de tensión uniaxial indicaron que la roca seguía el comportamiento típico de una roca elástica con  $K_1 \approx 0.25$ . Las muestras de prueba de la roca fueron más débiles cuando se tomaron de la parte superior del yacimiento a una profundidad vertical real de 14.150 pies con un ángulo de fricción de  $53,8^\circ$ , con una fuerza cohesiva de 1.143 psi y un  $\sigma_{UCS}$  de 6.881 psi.

En el siguiente cuadro se resumen las propiedades mencionadas de la muestra de roca:

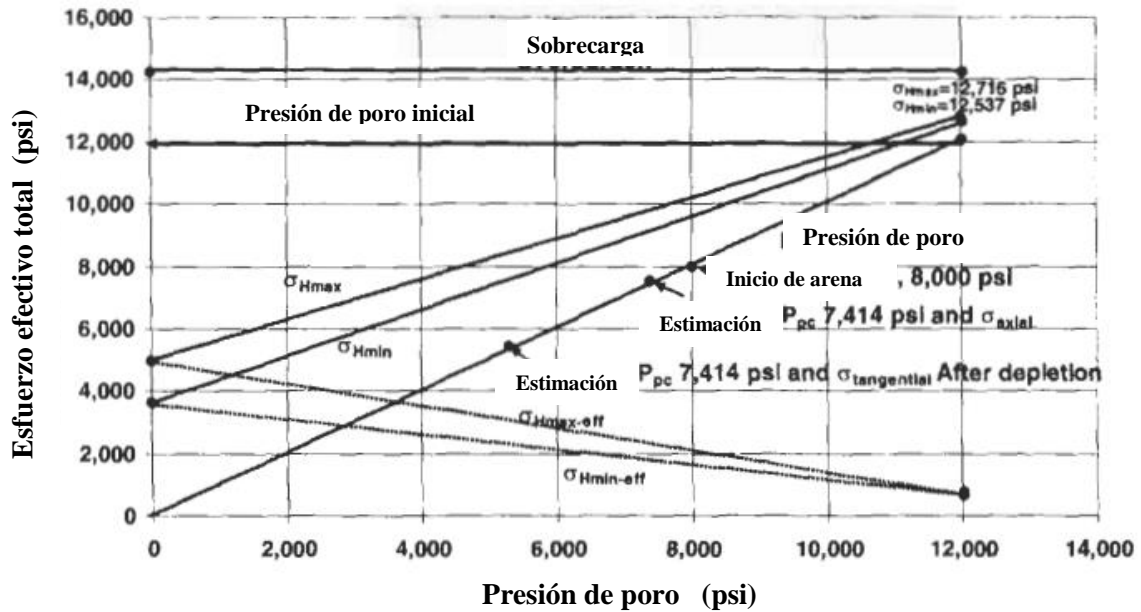
Tensión de sobrecarga total	14,150 psi
Máxima tensión horizontal	12,716 psi
Tensión horizontal mínima	12,537 psi
La presión inicial de los poros del depósito	12,000 psi
Máxima trayectoria de tensión horizontal K2	0.35
Trayectoria de tensión horizontal mínima K1	0.25
El ángulo de fricción interna	53.8°
Fuerza de cohesión	1,143 psi
Fuerza compresiva no confinada, UCS	6,994 psi

**Caminos de tensión del campo y del embalse**

No se disponía de mediciones de tensión in situ para este yacimiento en particular, por lo que las condiciones de límite de tensión tuvieron que desarrollarse en el laboratorio y a partir de los estudios geológicos del entorno tectónico (Tabla 9.7). Se supuso que el gradiente total de tensión de sobrecarga era de 1,0 psi/pie. Esto dio como resultado un esfuerzo de sobrecarga total de 14.150 psi. La presión inicial del yacimiento es de 12.000 psi, lo que resulta en una tensión neta efectiva de 2.150 psi (Figura 9.63).

**TABLA 9.7  
SENDEROS DE TENSIÓN PARA DIVERSAS REGIONES GEOLÓGICAS Y  
TECTÓNICAS [80]**

Regiones	$\nu$	$K_1$	$K_2$	Factores de control
Cuencas tectónicamente inactivas que carecen de mediciones de tensión	$K_1 \approx K_2 = \frac{\nu}{(1-\nu)}$	0.2	0.25	
La configuración geológica de la falla normal activa	$k_1 = \frac{(1 - \sin \phi_f)}{(1 + \sin \phi_f)}$ $= \frac{1}{[(1 + \mu^2)^{1/2} + \mu]}$ donde $\mu$ = coeficiente de fricción de deslizamiento	0.2	0.2-0.23 (Zona del Mar del Norte)	Fricción en la falla y fracturas
Regiones con empuje activo de falla inversa		$\approx 0.21$	En el orden de 4,7	Fricción en la falla y fracturas
Las áreas con fallas de golpe y deslizamiento		$> 0.21$	$< 4.7$	



**Figura 9.63.** Diagrama de agotamiento que indica la presión de poros crítica estimada y la trayectoria de cambio de tensión [80].

No hay registro de fallas normales activas recientes y por lo tanto se asume que la tensión horizontal mínima está principalmente controlada por las propiedades del material rocoso. En consecuencia, el esfuerzo horizontal mínimo efectivo inicial se estimó a partir de una trayectoria de prueba de esfuerzo uniaxial. Se determinó que era aproximadamente el 25% del esfuerzo de sobrecarga efectivo (538 psi).

En los registros de los cables de acero no se encontró ninguna ruptura de la perforación, lo que llevó a suponer que la tensión horizontal máxima era mayor que la tensión horizontal mínima, o alrededor del 33% de la tensión de sobrecarga efectiva (710 psi). Se estimó que las dos trayectorias de tensión horizontal  $K_1$  y  $K_2$  (a partir de trayectorias de tensión uniaxial) eran de 0,25 y 0,35 respectivamente.

**Análisis**

La presión crítica de los poros a la presión inicial del yacimiento se estima mediante la ecuación 9.187:

$$P_{pc} = \frac{(3\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} - \sigma_{UCS}) + P_{pi}(3K_2 - K_1 - 2)}{(3K_2 - K_1)}$$

$$P_{pc} = \frac{(3(12,716) - (12,537) - (6,991)) + 12,000(3(0.35) - 0.25 - 2)}{(3(0.35) - 0.25)}$$

$$P_{pc} = 5.275 \text{ psi}$$

El agotamiento causa un aumento en la presión de los poros críticos y el esfuerzo axial reemplaza al máximo esfuerzo tangencial como el mayor esfuerzo principal. Así, la presión crítica del

depósito puede ser calculada a partir de la ecuación 9.188, usando la relación de Poisson de 0.2:

$$P_{pc} = \frac{\sigma_{ob} - 2\nu[\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} + (K_2 - K_1) + P_{pi}] - \sigma_{UCS}}{1 + 2\nu(K_2 - K_1)}$$

$$P_{pc} = \frac{14,150 - 2(0.2)[(12,761) - (12,537) + (0.35 - 0.25) + 12,000] - 6.691}{1 + 2(0.2)(0.35 - 0.25)}$$

$$P_{pc} = 7.414 \text{ psi}$$

Las observaciones de campo indicaron la primera producción de arena a una presión de poros de 8,00 psi, que está muy cerca del valor estimado. A 8.000 psi el máximo esfuerzo tangencial se utiliza para calcular la presión crítica del pozo, utilizando la ecuación 9.168:

$$P_{wfcu} = (1 - \nu)[3\sigma_{Hmax} - \sigma_{Hmin} - \sigma_{UCS}] - P_p(1 - 2\nu)$$

$$P_{wfcu} = (1 - 0.2)[3(12.716) - (12.537) - (6.691)] - 7.703(1 - 2(0.2))$$

Tal vez las principales aplicaciones del modelado de cizallamiento de rocas son las perforaciones falla durante las operaciones de perforación y la producción de arena durante el agotamiento. La producción de arena es un problema importante en muchas partes del mundo. El La principal razón para la producción de arena es el deterioro de la fuerza de la roca con agotamiento. La fuerza de la roca varía de un lugar a otro dentro de la misma que van desde arena suelta hasta formaciones de arenisca consolidadas. Tales formaciones se encuentran frecuentemente en el Golfo de México, pero pueden encontrarse en las cuencas petrolíferas de todo el mundo.

## LA POROSIDAD COMO INDICADOR DE FUERZA PARA EVALUAR LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de petróleo de formaciones poco consolidadas puede verse considerablemente obstaculizada por el fenómeno de la producción de arena. Los paquetes de grava pueden utilizarse para impedir la producción de arena, pero en general son perjudiciales para la productividad de los pozos y son costosos. Sarda y otros propusieron la ruptura por tracción y la ruptura por compresión como posibles mecanismos de fallo de la arena [85].

Las observaciones de campo indican que las formaciones de baja porosidad muestran una importante fuerza de roca. Así pues, la porosidad puede utilizarse como medida cualitativa de la fuerza de la roca y para predecir la producción de arena. La producción de arena puede esperarse si el producto  $GKb$  de dos parámetros elásticos supera el valor umbral  $8 \times 10^{11} \text{ psi}^2$  [86], donde el módulo de cizallamiento  $G$  y el módulo de volumen

$K_b$  se derivan de la interpretación de los registros acústicos y de densidad. El

$$G = 1.34 \times 10^{10} \frac{\rho b}{\Delta t_s^2} \quad (9.191a)$$

$$K_b = G(r^2 - 4/3) \quad (9.191b)$$

donde  $r$  se obtiene del registro acústico y se expresa como:

$$r = \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}$$

La proporción  $r$  se relaciona con las proporciones de Poisson de la siguiente manera:

$$v = \frac{r^2 - 1}{2r^2} \quad (9.192)$$

La densidad aparente y la porosidad se obtienen a partir de:

$$\rho b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (9.193)$$

$$\phi = \frac{\Delta t_c - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (9.194)$$

El producto  $GK_b$  es en realidad el "Indicador de Producción de Arena" o SPI:

$$SPI = G^2(r^2 - 4/3) \quad (9.195)$$

Por lo tanto, utilizando el umbral sugerido [85]:

$$SPI \leq 8 \times 10^{11} \text{psi}^2 \quad \text{La formación es estable, por lo tanto no hay producción de arena.}$$

$$SPI \geq 8 \times 10^{11} \text{psi}^2 \quad \text{La formación es inestable, podría producirse la producción de arena.}$$

El límite de resistencia de la arena puede estimarse utilizando la siguiente correlación [54, 87]:

$$\sigma_{UCS} = 0.087 \times 10^{-6} EK_b [0.008V_{sh} + 0.0054(1 - V_{sh})] \quad (9.196)$$

Se supone que el ángulo de fricción interna,  $\phi$ , de la arena es igual a 30°. Parámetros como la forma y la fuerza del grano, el tamaño del grano y la distribución del tamaño contribuyen a la fuerza de fricción de la arena, mientras que la cementación, la superficie de contacto y el fluido de los poros contribuyen a su fuerza de cohesión.

**TABLA 9.8**  
**RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN NO CONFINADA DE VARIAS ROCAS [85]**

Tipo de roca	Fuerza compresiva no confinada	Observaciones
Cerámicos	$\sigma_{UCS} = \sigma_o e^{-\beta\phi}$	Usar para un rango de porosidad del 2-62%. $\beta = 8$ o $9$ dependiendo de la orientación de los poros con respecto a la dirección de carga
Rocas no dañadas	1. $\sigma_{UCS}(\text{MPa}) = 357e^{-10.8\phi}$ 2. $\sigma_{UCS}(\text{MPa}) = 258e^{-9\phi}$	1. Bueno para un rango de porosidad de 0-7%. 2. Usar para una porosidad de hasta 30%. La fuerza uniaxial de las areniscas in-situ no dañadas encaja con esta correlación
Rocas dañadas	$\sigma_{UCS-\text{min}}(\text{MPa}) = 111.5e^{-11.6\phi}$	Daños por operaciones de extracción de núcleos v tanonamiento
Fuerza mecánica en la zona de alta porosidad	$\sigma_{UCS}(\text{MPa}) = \sigma(\phi - \phi_{\text{max}})^2$	Si la porosidad muestra múltiples tendencias

**Estimación de la resistencia a la compresión no confinada de la roca a partir de los datos de porosidad:** En las areniscas limpias las velocidades acústicas dependen de la porosidad. La resistencia a la compresión no confinada de la roca puede ser estimada usando datos derivados de registros como los siguientes [88]:

$$\sigma_{UCS} = f(\theta_f) \frac{\rho_b^2}{\Delta t_s^2} \left[ \Delta t_c^2 - \frac{4\Delta t_s^2}{3} \right] g(V_{sh}) \quad (9.197)$$

donde  $\rho_b$ ,  $\Delta t_c$ , y  $\Delta t_s$  dependen principalmente de la porosidad. La ecuación 9.192 introduce claramente la porosidad como una variable básica e implícita.  $C_p$ , representa alguna descompactación o algún daño mecánico y  $\theta_f$  es el ángulo de fricción. La tabla 9.8 muestra los diversos modelos de resistencia de las rocas desarrollados por Sarda y otros [85], que incluyen la porosidad como variable de entrada.

### EJEMPLO

¿Es probable que una arena a 4.437 m, para la cual  $\Delta t_s = 125$  psi/pies y  $\Delta t_c = 74$  psi/pies, se descomponga en condiciones de producción? El agua de la formación tiene una densidad de 1.071 g/cm<sup>3</sup> [85].

**SOLUCIÓN**

El módulo de cizalla puede estimarse utilizando la segunda ecuación de la Tabla 9.4, con  $a = 1.34 \times 10^{10}$  o la Ec. 9.191a:

$$G = 1.34 \times 10^{10} \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2}$$

El módulo de volumen viene dado por la cuarta ecuación de la Tabla 9.4; o la Ec. 9.191b:

$$Kb = 1.34 \times 10^{10} \left[ \left( \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \right) (r^2 - 4/3) \right]$$

donde  $r$  es estimada por:

$$r = \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} = \frac{125}{74} = 1.6893$$

Hay que encontrar la porosidad para estimar la densidad aparente:

$$\phi = \frac{\Delta t_c - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} = \frac{74 - 55.5}{185 - 55.5} = 14.28\%$$

La densidad de masa se resuelve a partir de la ecuación de densidad y porosidad de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} = (0.1428)(1.071) + (1 - 0.1428)(2.65)$$

$$\rho_b = 2.424 \text{ g/cm}^3$$

Entonces:

$$G = 1.34 \times 10^{10} \frac{2.424}{125^2} = 2,078,822.24$$

$$Kb = 1.34 \times 10^{10} \left[ \left( \frac{2.424}{125^2} \right) (1.6892^2 - 4/3) \right] = 3,159,941.651$$

$$SPI = GK_b = 6.554 \times 10^{12} \text{ psi}^2$$

Dado que el índice de producción de arena, SPI, es mayor que el valor umbral de  $8 \times 10^{11}$ , el formato es inestable y es probable que la producción de arena se produzca.



**TABLA 9.9**  
**VALORES DE POROSIDAD POR EJEMPLO [85]**

Profundidad (m)	$\Phi$ (%)
891.4	32.48
892	7.01
892.4	33.07
895.7	32.5
896.3	24.85
896.5	30.36
897.1	19.02
897.5	22.1 1
897.7	23.67
898.5	22.08
904.1	19.95
904.5	16.13
904.9	21.28
914.9	22.38
915.1	29.47
915.7	33.56 3
916.5	4.81
Av	25.98

### EJEMPLO

Estimar la resistencia a la compresión no confinada de las rocas utilizando el valor de porosidad dado en la Tabla 9.9:

- Suponiendo que la roca no esté dañada.
- Suponiendo que la roca está dañada.
- Suponiendo que todos los valores de porosidad son de la misma formación, estimar la resistencia no confinada en las regiones de valores de porosidad más altos, suponiendo que la porosidad media de esta formación es del 25%.

### SOLUCIÓN

Dado que la mayoría de los valores de porosidad son superiores al 7%, la Ecuación 2 de la Tabla 9.9 puede utilizarse para las rocas no dañadas.

#### a) Rocas no dañadas:

$$\sigma_{UCS} = 258e^{-9\Phi}$$

$$\sigma_{UCS} = 258e^{-9(0.3248)} = 13.87 \text{ MPa}$$

**b) Rocas dañadas**

$$\sigma_{UCS-min} = 111.5e^{-11.6\Phi}$$

$$\sigma_{UCS-min} = 111.5e^{-11.6(0.3248)} = 2.58 \text{ MPa}$$

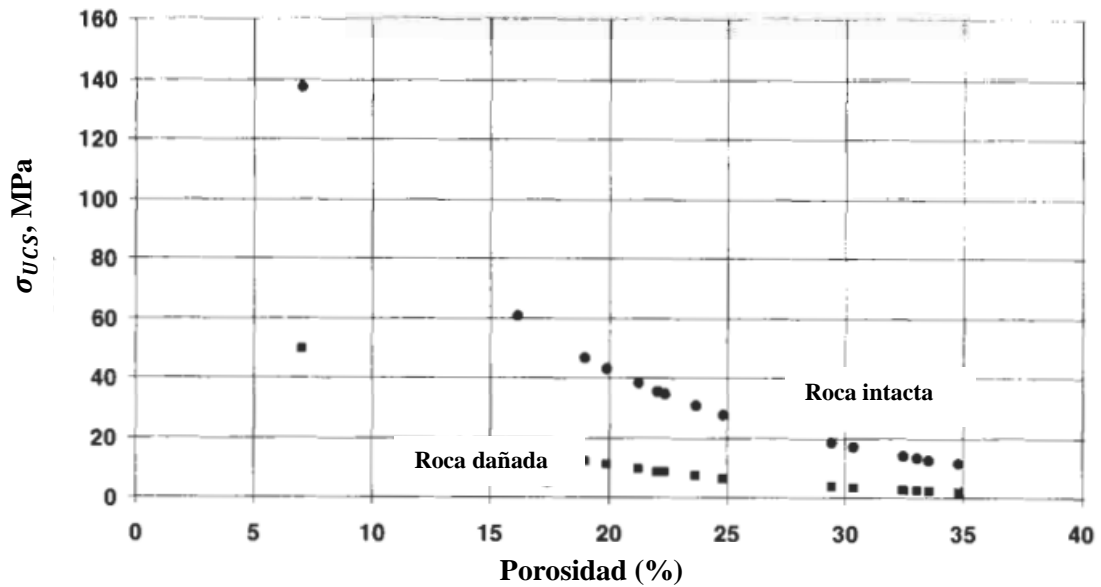
En los cuadros 9.10A y 9.10B y en la figura 9.64 se muestran otros resultados.

**TABLA 9.10A**  
**RESULTADOS DEL EJEMPLO (a) Y (b)**

$\sigma_{UCS}$ (MPa) <b>Intacta</b>	$\sigma_{UCS-min}$ (MPa) <b>Dañado</b>
13.87	2.58
137.29	49.45
13.15	2.41
13.85	2.57
27.56	6.24
16.79	3.29
46.58	12.28
35.27	8.58
30.65	7.16
35.37	8.61
42.84	11.02
60.42	17.17
38.01	9.45
34.42	8.31
18.19	3.65
12.59	2.27
11.25	1.97

**TABLA 9.10B**  
**EJEMPLO DE RESULTADOS (c)**

$\Phi$	$\sigma_{UCS-min}$ (MPa) <b>Intacta</b>	$\sigma_{UCS}$ (MPa) <b>Dañado</b>
0.3248	0.08	0.01
0.3307	0.09	0.02
0.325	0.08	0.01
0.3036	0.05	0.01
0.2947	0.04	0.01
0.3356	0.09	0.02
0.3481	0.11	0.02



**Figura 9.64.** Predicción de la resistencia a la compresión no confinada en rocas dañadas y no dañadas: resultados del ejemplo.

**c) Fuerza no confinada en las regiones de mayor valor de porosidad  $\Phi = 32,48\%$  (se ignoran los valores inferiores al 25%):**

$$\sigma_{UCS}(MPa) = \sigma(\Phi - \Phi_{max})^2$$

Para las rocas intactas:

$$\sigma_{UCS} = 31.87(0.25 - 0.3248)^2 = 0.08 MPa$$

Para las rocas dañadas:

$$\sigma_{UCS} = 2.58(0.25 - 0.3248)^2 = 0.01 MPa$$

**PROBLEMAS**

1. Considere una formación de arenisca a una profundidad de 5.000 pies, de la cual hay disponibles varias muestras de núcleo de 2 pulgadas de diámetro para investigaciones de laboratorio. El gradiente de tensión es de 1,1 psi/pie y la tensión horizontal es de 2.000 psi. Se han realizado tres pruebas de compresión: Una prueba uniaxial con una resistencia final ( $\sigma_1$ ) de 3.000 psi, dos pruebas triaxiales con resistencias finales de 6.000 psi y 8.500 psi para presiones de confinamiento ( $\sigma_3$ ) de 1.000 psi y 2.000 psi, respectivamente.
  - a. Estimar el ángulo de la fractura.
  - b. Calcular los esfuerzos normales y de corte que actúan en el plano de la falla.
  - c. Comentar el campo de tensión y las implicaciones si el campo de tensión de la formación es tal que ( $\sigma_1$ )= 750 psi y ( $\sigma_3$ )= 6.250 psi.

2. Los resultados de 4 pruebas de compresión y otros datos se dan en las tablas 9A, 9B, 9C y 9D. Las cuatro muestras de rocas se obtuvieron de una formación de piedra caliza. Calcula para cada muestra de roca:
- La resistencia a la compresión final de las muestras de roca a (1) carga máxima y (2) el mismo punto de tensión de referencia al 50% de la resistencia final.
  - El módulo de Young, la relación de Poisson, el módulo de rigidez, el módulo de volumen y la compresibilidad de la roca.
  - Analizar la relación entre la tensión y la ruptura de la caliza.

**TABLA 9A**  
**PRUEBA DE COMPRESIÓN UNIAXIAL**

Carga axial (kN)	Core L=11.34cm, d=5.34cm	
	Deformación axial	Deformación diametral (mm)
25	0.047	0.0045
50	0.075	0.0052
75	0.092	0.0095
100	0.115	0.0125
125	0.137	0.0150
150	0.158	0.0195
175	0.179	0.0235
200	0.208	0.025
225	0.23	0.038
250 (Falla)	0.27	0.055
252	-	0.075

**TABLA 9B**  
**PRUEBA TRIAXIAL**

Core L= 11.11 cm, d = 5.32cm		
Tensión principal mínima ( $\sigma_3$ ) = 11,4 MPa		
Carga estática = 25.3 kN		
Carga axial menos estática (kN)	Tensión axial $\epsilon_a, 10^{-6}$	Tensión lateral $\epsilon_1 (10^{-6})$
50	460	125
100	850	245
150	1,275	338
200	1,720	470
250	2,165	640
300	2,670	895
360 (Falla)	3,950	1,500

## DATOS ADICIONALES DE LA MUESTRA

# de Muestra	$\sigma_1$ MPa	$\sigma_3$ MPa
1	250	0.0
2	385.3	11.4
3	511.1	22.8
4	667	57.0

**TABLA 9C**  
**PRUEBA TRIAXIAL**

Core L = 10.88 cm, d = 5.34 cm Tensión principal mínima ( $\sigma_3$ ) = 22,8 MPa Carga estática = 5 1.1 kN		
Carga axial menos estática (kN)	Tensión axial $\epsilon_a, 10^{-6}$	Tensión lateral $\epsilon_1 (10^{-6})$
50	400	100
100	895	290
150	1,330	400
200	1,825	600
250	2,420	850
300	3,100	1,100
350	3,600	1,500
400	4,540	2,000
450	5,700	3,300
460 (Falla)	6,200	4,100

**TABLA 9D**  
**PRUEBA TRIAXIAL**

Core L = 11.38 cm, d = 5.32 cm Tensión principal mínima ( $\sigma_3$ ) = 57 MPa Carga estática = 127 kN		
Carga axial menos estática (kN)	Tensión axial $\epsilon_a, 10^{-6}$	Tensión lateral $\epsilon_1 (10^{-6})$
50	500	50
100	1,050	150
150	1,300	200
200	1,800	325
250	2,400	580
300	3,000	650
350	3,800	800
400	4,300	1,050
450	5,100	2,000
500	6,000	2,800
540 (Falla)	6,800	3,850

**TABLA 9E**  
**LAS PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LOS NÚCLEOS ORIENTADOS**  
**UTILIZADOS EN LOS CÁLCULOS DE TENSIÓN**

Profundidad (m)	Módulo elástico (GPa)	Relación de Poisson
1,500.8	25.1	0.13
1,507.2	26.9	0.18
1,507.5	27.4	0.17
1508.8	25.1	0.15
1,509.4	25.2	0.15
1,995.5	29.6	0.21
1,998.0	30.7	0.20
2,404.3	39.6	0.23
2,406.4	40.4	0.22
2,474.7	35.6	0.18
2,475.2	33.9	0.17

3. Se hicieron pruebas de compresión triaxial en 11 núcleos orientados a una presión de confinamiento de 60 MPa. La tabla 9E muestra los resultados de estos ensayos estáticos. Todos los núcleos procedían de la formación Mesa Verde, Colorado, desde profundidades de unos 1.500 a 2.500 m. La densidad media del grano es de 2,4 g/cm<sup>3</sup>. Para cada núcleo:
  - a. Calcular la compresibilidad de la roca.
  - b. Estimar los valores dinámicos de los módulos de elasticidad y de corte.
  - c. Determinar el tiempo de tránsito de corte y compresión.
  
4. Una muestra de núcleo fue sometida a una prueba hidrostática con las siguientes tensiones:  $\sigma_1 = 5.800$  psi,  $\sigma_2 = 2.200$  psi, y  $\sigma_3 = 3.600$  psi. La presión de los poros es de 2.850 psi. La porosidad del núcleo es de 0,18. Sabiendo que  $c_r = 0.45 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ ,  $c_b = 2.3 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ , y  $c_w = 3.1 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ , determinar:
  - a. El cambio relativo en el volumen de los poros.
  - b. El cambio en la presión de los poros.
  - c. La efectividad (a) de la presión de los poros para contrarrestar la carga total aplicada, si la muestra tiene un tiempo de viaje de la onda compresional de  $58 \mu\text{s}/\text{ft}$  y un tiempo de viaje de la cizalla de  $84 \mu\text{s}/\text{ft}$ . La densidad aparente de la muestra de roca es de 0,42 g/cm<sup>3</sup>. La proporción de Poisson no drenada es de 0,18.
  
5. Una formación de arenisca de 15.265 caras tiene un gradiente de tensión de 1 psi/pies. La formación no está consolidada, con una presión de poros de 7.000 psi. Las velocidades de compresión y corte son de  $10.836 \text{pies}/\text{s}$  y  $7.462 \text{pies}$ , respectivamente. Según las mediciones de laboratorio, la fuerza no consolidada es de 6.848 psi. La densidad aparente de esta roca es de 2,65 g/cm<sup>3</sup>.

**TABLA 9F**  
**MEDIDA CENTRAL AUTOMATIZADA**

Tensión neta (psi)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)
1,000	14.48	16.38
1,500	14.07	15.30
5,000	12.81	12.46
9,800	12.51	11.82

Calcular:

- a. La proporción de Poisson, el módulo de cizalla, el módulo de volumen y el módulo de Young.
  - b. Tensión horizontal.
  - c. Tensión media efectiva.
  - d. Fuerza de cizallamiento inicial.
6. Una zona productiva sensible a la tensión fue encapsulada de 8.000 a 8.050 pies. Los tapones del núcleo fueron posteriormente analizados en cuanto a su porosidad y permeabilidad por un sistema automatizado de medición del núcleo (Core Laboratories CMS 300). Este sistema proporciona medidas de porosidad y permeabilidad en función de la tensión de sobrecarga, como se muestra en la Tabla 9F. El gradiente de tensión es de 0,5 psi/pie.
- a. Usando el método Jones [46], determinar la porosidad y el Klinkenberg
  - b. Desarrollar una relación empírica entre (1) la proporción de vacío  $\Phi/(1 - \Phi)$  y el esfuerzo, y (2) la permeabilidad y el esfuerzo.
  - c. Estimar los valores de porosidad y permeabilidad a una profundidad de 8.025 pies.
  - d. Un segundo pozo fue perforado en una segunda zona a 10.500 pies. Asumiendo que las dos zonas son similares, calcule la porosidad y permeabilidad de esta zona.
7. Utilizando los datos de la Tabla 9F y el método de Jones et al. [47], calcula la compresibilidad media de los poros en los intervalos de tensión.

8. Dados los siguientes datos de una formación de arenisca,

$$\Delta t_s = 1350 \mu s/ft \quad \Delta t_s = 75 \mu s/ft \quad \rho_w = 1.0 g/cm^3 \quad Profundidad = 3425m$$

Determinar:

1. La probabilidad de producción de arena utilizando los criterios de umbral del SPI.
2. La proporción de Poisson.
3. La presión del poro y la presión de sobrecarga.
4. Tensión horizontal de la tierra.
5. Gradiente de fractura (FG). Utilice dos métodos para calcular la constante de Biot y discuta su efecto en el cálculo del FG.

**NOMENCLATURA**

<b>A</b>	Área
<b>B</b>	Coefficiente de Skempton, factor de volumen de formación
<b>c</b>	Compresibilidad
<b>C</b>	Fuerza compresiva
<b>D</b>	Profundidad
<b>d</b>	Diámetro
<b>D(p)</b>	Función de presión de Dobrynin
<b>E</b>	Módulo de elasticidad
<b>f</b>	Factor
<b>F</b>	Fuerza, carga, factor de formación
<b><math>F_R</math></b>	Factor de resistividad de la formación
<b>FG</b>	Gradiente de fractura
<b>g</b>	Aceleración de la gravedad, gradiente
<b>G</b>	Módulo de rigidez
<b>H</b>	Altura
<b>h</b>	Coefficiente de ley de potencia
<b>I</b>	Factor de intensidad
<b>J</b>	Invariante de estrés
<b>L</b>	Longitud
<b>m</b>	Exponente de cementación
<b>N</b>	Petróleo en el lugar
<b>p</b>	Presión
<b>R</b>	Factor de corrección, relación
<b>s</b>	Saturación
<b>S</b>	Superficie específica
<b><math>S_s</math></b>	Factor de forma, saturación
<b>t</b>	Tiempo
<b>v</b>	Velocidad
<b>V</b>	Volumen

**SUSCRIPCIONES**

<b>A</b>	Aire
<b>ax</b>	Axial
<b>b</b>	Masivo
<b>bh</b>	Fondo de pozo
<b>c</b>	Compresional
<b>d</b>	Dinámica, drenada
<b>e</b>	Efectivo
<b>f</b>	Fractura, formación



<b>fl</b>	fluido
<b>gv</b>	valor del grano
<b>H</b>	horizontal
<b>h</b>	hidrostático
<b>hu</b>	hidrostático a uniaxial
<b>i</b>	inicial
<b>lat</b>	lateral
<b>m</b>	matriz, mínimo
<b>M</b>	máximo
<b>ms</b>	tensión de la matriz
<b>n</b>	normal
<b>o</b>	original, aceite
<b>O</b>	sobrecargado
<b>OB</b>	sobrecarga
<b>p</b>	principal, propagación, poro
<b>pc</b>	poro crítico
<b>pi</b>	poro inicial
<b>ps</b>	La forma de los poros
<b>r</b>	roca, resonancia
<b>s</b>	cizallamiento, estática, estrés
<b>t</b>	de tensión
<b>T</b>	tiempo, o cualquier etapa de agotamiento
<b><math>\theta</math></b>	tangencial
<b>u</b>	no drenada, uniaxial, desequilibrada
<b>UCS</b>	fuerza de compresión no confinada
<b>UCS-min</b>	resistencia a la compresión mínima no confinada
<b>w</b>	agua
<b>wb</b>	pozo
<b>wfco</b>	el pozo fluye crítico en condiciones de sobreequilibrio
<b>wfcu</b>	el pozo fluye crítico en condiciones de desequilibrio

## SÍMBOLOS GRIEGOS

<b><math>\alpha</math></b>	factor de corrección
<b><math>\epsilon</math></b>	tensión
<b><math>\phi_f</math></b>	ángulo de fricción
<b><math>\gamma</math></b>	tensión de cizallamiento
<b><math>k</math></b>	módulo de masa
<b><math>\nu</math></b>	La proporción de Poisson
<b><math>\theta</math></b>	ángulo
<b><math>\rho</math></b>	densidad
<b><math>\sigma</math></b>	estrés
<b><math>\tau</math></b>	estrés de cizallamiento

## REFERENCIAS

1. Fairhurst, C. *Rock Mechanics*. Pergamon Press, London, 1963.
2. Gnirk, P. F. "The mechanical behavior of uncased wellbores situated in elastic/plastic media under hydrostatic stress." *Trans. AIME*, Vol. 253, 1972, pp. 49-59.
3. Holt, R. M., Ingsoy, P. and Mikkelsen, M. "Rock mechanical analysis of North Sea reservoir formations." Soc. Petrol. Engr. paper No. 16796, Annual Tech. Conf., Dallas, TX, Sept. 27-30, 1987, 7 pp.
4. Geertsma, J. "Problems of rock mechanics in petroleum production engineering." *Proc. First Congr. of the Intl. Soc. of Rock Mech.*, Lisbon, Portugal, 1966, Vol. I, pp. 585-594.
5. Farmer, I. *Engineering Behavior of Rocks*, 2nd Ed. Chapman and Hall Ltd., London, England, 1983, 203 pp.
6. Matthewson, C. C. *Engineering Geology*. Merril Publ. Co., Columbus, OH, 1981, 410 pp.
7. Poulos, H. G. and Davis, E. H. *Elastic Solutions for Soil and Rock Mechanics*. John Wiley & Sons Co., New York, 1974, 411 pp.
8. Ren et al. *Rock Mechanics Tidbits*. Compiled for Dowell, Tulsa, OK, 1979-1983.
9. LeTirant, P., Gay, L., Kerbouch, P., Moulinier, J. and Veillons, D. *Manuel de Fracturation Hydraulique*. ARTEP Editions Technip, Paris, France, 1972.
10. Bell, F. G. *Fundamentals of Engineering Geology*. Butterworth & Co., London, England, 1983, 648 pp.
11. Billings, M. P. *Structural Geology*, 3rd ed. Prentice Hall, NJ, 1972, 606 pp.
12. Blyth, F. G. J. and de Freitas, M. H. *A Geology for Engineers*, 7th Ed. Elsevier, NY, Amsterdam, 1984, 325 pp.
13. Robertson, E. C. "Experimental study of the strength of rocks." *Geol. Soc. Am. Bull.*, Vol. 66, 1955, pp. 1,294-1,314.
14. Donath, F. A. "Some information squeezed out of rocks." *Am. Sci.*, Vol. 58, 1970, pp. 54-72.
15. Heard, H. C. "Effect of large changes in strain rate in the experimental deformation of yule marble." *J. Geol.*, Vol. 71, 1963, pp. 162-195.
16. Colback, P. S. B. and Wiid, B. L. "Influence of moisture content on the compressive strength of rock." Canadian Dept. Min. Tech. Survey Symp., Ottawa, 1965, pp. 65-83.
17. Bernaix, J. "New laboratory methods of studying the mechanical properties of rocks." *Intl. J. Rock Mech. Min. Sci.*, Vol. 6, 1969, pp. 43-90.
18. Handin, J. W., et al. "Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Pore pressure tests." *Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG) Bull.*, Vol. 47, 1963, pp. 717-755.

Activar

19. Hosking, J. R. "A comparison of tensile strength, crushing strength and elastic properties of roadmaking rocks." *Quarry Man. J.*, Vol. 39, 1955, pp. 200-212.
20. Deere, D. U. and Miller, R. P. "Engineering classification and index properties for intact rock." Tech. Report No. AFWL-TR-65-115, Air Force Weapons Lab., Kirkland Air Base, New Mexico, 1966.
21. Schlumberger, Inc. *Log Interpretation Principles/Application*. Schlumberger Educational Services, Houston, TX, 1987, 198 pp.
22. Savich, A.I. "Generalized relations static and dynamic indices of rock deformability." Translated from: *Gidrotekhnicheskoe Stroitel'stvo* 8, 1984, pp. 50-54.
23. Reichmuth, D. R. "Point load testing of brittle materials to determine tensile strength and relative brittleness," Proc. 9th Rock Mechanics Symp., University of Colorado, Boulder, pp. 134-159.
24. Touloukian, Y. S. and Ho, C. Y. "Physical properties of rocks and minerals." *McGraw-Hill/Cindas Data Series on Material Properties*, Vol. II-2, 1981.
25. Bieniawski, Z. T. "The point-load test in geotechnical practice." *Engr. Geol.*, Vol. 9, 1975, pp. 1-11
26. Biot, M. A. "Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid." *J. Appl. Phys.*, Vol. 26, Feb. 1955, pp. 182-197.
27. Fatt, I. "Pore volume compressibilities of sandstone reservoir rocks." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, March 1958, pp. 64-66.
28. Brandt, H. "A study of the speed of sound in porous granular media." *Trans. ASME*, Vol. 77, 1955, pp. 479.
29. Hall, H. N. "Compressibility of reservoir rocks." *Trans. AIME*, Vol. 198, 1953, pp. 309-311.
30. Economides, M. J. and Nolte, K. G. *Reservoir Stimulation*. Schlumberger Educational Services, Houston, TX, 1987.
31. van Terzaghi, K. "Die berechnung der durchlassigkeitsziffer des tones aus dem verlauf der hydrodynamischen spannungerscheinungen." *Sber. Akad. Wiss., Wien*, Vol. 132, 1923, pp. 105-113.
32. Biot, M. A. "General theory of three-dimensional consolidation." *J. Appl. Phys.*, Vol. 12, 1941, pp. 155-164.
33. Biot, M. A. "General solutions of the equations of elasticity and consolidation for a porous material." *J. Appl. Mech.*, Vol. 23, 1953, pp. 91-96.
34. Zimmerman, R. W., Somerton, W. H., and King, M. S. "Compressibility of porous rocks." *J. of Geoph. Research*, No. B12, 91, 1986, pp. 765-777.
35. Sulak, R. M. and Danielsen, J. "Reservoir aspects of Ekofisk subsidence." *J. Pet. Tech.*, July 1989, pp. 709-716.

37. Dean, G., Hardy, R. and Eltvik, P. "Monitoring compaction and compressibility changes in offshore chalk reservoirs." *J. SPE Form. Eval*, March 1994, pp. 73-76.
38. Harari, Z., Wang, S. T. and Saner, S. "Pore-compressibility study of Arabian carbonate reservoir rocks," *J. SPE Form. Eval*, Dec. 1995, pp. 207-214.
39. Geertsma, J. "The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks." *Trans. AIME*, 1953, pp. 331-340.
40. Skempton, A. W. "Effective stress in soils, concrete, and rock." *Pore Pressure and Suction in Soils*, Butterworth, London, 1960, pp. 4-16.
41. Skulje, L. *Rheological Aspects of Soil Mechanics*. New York, 1969, pp. 123.
42. Skempton, A. W. *Selected Papers on Soil Mechanics*. Thomas Telford Ltd., London, England, 1984, pp. 65.
43. Anderson, M. A. "Predicting reservoir condition pore-volume compressibility from hydrostatic-stress laboratory data." Soc. Petrol. Engr. paper No. 14213, 60th Ann. SPE Tech. Conf., Las Vegas, NV, Sept. 22-25, 1985.
44. Dobrynin, V. M. "Effect of overburden pressure on some properties of sandstones." *Soc. Petrol. Engr. J.*, Dec. 1962, pp. 360-366.
45. Chierici, G. L., Ciucci, G. M., Eva, F. and Long, G. "Effect of the overburden pressure on some petrophysical parameters of reservoir rocks." Proc. 7th World Petrol. Conf., Mexico City, 1967, pp. 309-330.
46. Jones, S. C. "Two-point determinations of permeability and PV vs. net confining stress." *Soc. Petrol. Engr. Form. Eval*, March 1988, pp. 235-241.
47. Jones, F. O. and Owens, W. W. "A laboratory study of low-permeability gas sands." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Sept. 1980, pp. 1,631-1,640. Ir a Co
48. McKee, C. R., Bumb, A. C. and Koenig, R. A. "Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations." *Soc. Petrol. Engr. Form. Eval*, March 1988, pp. 81-91.
49. Juhasz, I. "Conversion of routine air-permeability data into stressed brine-permeability data." 10th European Formation Evaluation Symp., Aberdeen, April 1986, pp. 22-25.
50. Warren, T. M. and Smith, M. B. "Bottomhole stress factors affecting drilling rate at depth." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Aug. 1985, pp. 1523-1533.
51. Maurer, W. C. "Bit tooth penetration under simulated borehole conditions." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Dec. 1965, pp. 1,433-1,442.
52. Cunningham, R. A. and Eenink, J. G. "Laboratory study of effect of overburden, formation and mud column pressure on drilling rate of permeable formations." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Jan. 1959, pp. 9-15.
53. Yang, J. H. and Gray, K. E. "Single-blow bit-tooth impact tests on saturated rocks under confining pressure-II. Elevated pore pressure." *Soc. Petrol. Engr. J.*, Dec. 1967, pp. 389-408.
54. Coates, G. R. and Denoo, S. A. "Mechanical properties program using borehole analysis and Mohr's circle." *Soc. Prof. Well Log Anal. 22nd Ann. Log. Symp.*, June 1981, pp. DD1-DD16.

55. Hottman, C. E., Smith, J. H. and Purcell, W. R. "Relationship among earth stresses, pore pressure, and drilling problems offshore Gulf of Alaska." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Nov. 1979, pp. 1,477-1,484.
56. Geertsma, J. "Some rock-mechanical aspects of oil and gas well completions." *Soc. Petrol. Engr. J.*, Dec. 1985, pp. 848-856.
57. Van der Vlis, A. C. "Rock classification by a simple hardness test." *Intl. Soc. Rock Mech.*, 2nd Congr., 1970, p. 2.
58. Breckels, I. M. and van Eekelen, H. A. M. "Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Sept. 1982, pp. 2,191-2,199.
59. Howard, G. C. and Fast, C. R. *Hydraulic Fracturing*. Soc. Petrol. Engr. Monograph, Vol. 2, Dallas, TX, 1970.
60. Craft, B. C., Holden, W. R. and Graves, E. D. *Well Design-Drilling and Production*. Prentice Hall, NJ, 1962.
61. Hubbert, M. K. and Willis, D. G. "Mechanics of hydraulic fracturing." *Trans. AIME*, Vol. 201, 1957, pp. 153-166.
62. Matthews, W. R. and Kelly, J. "How to predict formation pressure and fracture gradient." *Oil & Gas J.*, Feb. 20, 1967.
63. Eaton, B. A. "Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations." *Trans. AIME*, Vol. 246, 1969, pp. 1,353-1,360.
64. Constant, W. D. and Bourgoyne, A. T., Jr. "Fracture gradient prediction for off-shore wells." Soc. Petrol. Engr. paper No. 15105, *Proc. 56th California Regional Mtg.*, Oakland, CA, April 1986, pp. 125-130.
65. Pilkington, P. E. "Fracture gradient estimates in tertiary basins." *Petrol. Engr. Intl.*, May 1978, pp. 138-148.
66. Perkins, T. K. and Kern, L. R. "Width of hydraulic fractures." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Sept. 1961, pp. 937-949. *Trans. AIME*, Vol. 222.
67. Labudovic, V. "The effect of Poisson's ratio on fracture height." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, Feb. 1984, pp. 287-290.
68. Pirson, S. J. *Handbook of Well Log Analysis*. Prentice Hall, NJ, 1963.
69. Rzhnevsky, V. and Novik, G. *The Physics of Rocks*. MIR Publishers, Moscow, USSR, 1971.
70. Sih, G. C. *Handbook of Stress Intensity Factors*. Lehigh University, Bethlehem, PA, 1973.
71. van Eekelen, H. A. M. "Hydraulic fracture geometry: fracture containment in layered formations." *Soc. Pet. Engr. J.*, June 1982, pp. 341-349.
72. Warpinsky, N. R., Schmidt, R. A. and Northrop, D. A. "In-situ stresses: The predominant influence on hydraulic fracture containment." *Soc. Petrol. Engr. JPT*, March 1982, pp. 653-664.
73. Westergaard, H. M. "Plastic state of stress around a deep well." *Boston Soc. Civ. Engr. J.*, Vol. 27, Jan. 1940, pp. 1-5.
74. Paslay, P. R. and Cheatham, J. B. "Rock stresses induced by flow of fluids into boreholes." *Soc. Petrol. Engr. J.*, March 1965, pp. 85-94.

75. Bradley, W. B. "Failure of inclined boreholes." *ASME Energy Techn. Conf.*, Nov. 1978, Houston, TX, pp. 5-9.
76. Risnes, R., Bratli, R. K. and Horsrud, P. "Sand stresses around a wellbore." *Soc. Petrol. Engr. J.*, Dec. 1982, pp. 883-898.
77. Breckels, I. M. and van Eekelen, H. A. M. "Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins." *Soc. Petrol. Engr. J.*, Sept. 1982, pp. 2,191-2,199.
78. Lindner, E. M. and Halpern, J. A. "In-situ stress in North American: a compilation." *Intl. Rock Mech. & Min. Sci. & Geochem. J. Abs.*, Vol. 15, 1979, pp. 183-203.
79. Haimson, B. C. "Crustal stress in the continental United States as derived from hydrofracturing tests." Heacock, J. C. (ed.), *The Earth's AGU, Geoph. Monogr. Ser.*, Vol. 20, Washington, DC, 1977, pp. 576-592.
80. Rhett, D.W. and Risnes, R. "Predicting Critical Borehole Pressure and Critical Reservoir Pore Pressure in Pressure Depleted and Repressurized Reservoirs," SPE/ISRM Paper 78150, Irving, Texas, 20-23 Oct. 2002.
81. Teufel, L.W. and Rhett, D.W. "Failure of Chalk during Waterflooding of Ekofisk Field." SPE Annual Technical Conference, Washington, D.C., 4-7 Oct. 1992.
82. Santarelli, S. J. et al. "Reservoir Stress Path: the Depletion and the rebound." Proceedings of Eurock 98, PSE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, 10 July 1998, Trondheim, Norway, 203-209.
83. El-Sayed, A. and Al-Sughayer, A. A. "A New Concept to Predict Sand Production from Extended Reach and Horizontal Wells." Paper SPE 68134, MEOS, Bahrain, 17-20 March 2001.
84. Haimson, B. C. and Fairhurst, C. "Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rock." *Soc. Petrol. Eng. J.*, July 1997, pp. 310-318.
85. Sarda, J.-P., Kessler, N., Wicquart, E., Hannaford, K. and Deflandre, J.-P. "Use of Porosity as a Strength Indicator for Sand Production Evaluation". Paper SPE 26454 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Houston, TX, 3-6 Oct. 1993.
86. Tixier, M.P., Loveless, G.W. and Anderson, R.A. "Estimation of the Formation Strength from the Mechanical Properties Log," *J. Petrol. Techn.*, March 1975.
87. Bruce, S. "Mechanical Stability Log." Paper SPE 19942, IADC/SPE Conf., Houston, Texas, Feb. 27-March 2, 1990.
88. Wyllie, M. R., Gregory, A. R. and Gardner, G. H. F. "An Experimental Investigation of Factors Affecting Elastic Wave Velocity in Porous Media." *Geophysics*, Vol. 23, 1958, pp. 459-493.
89. Nieto, J. A., Yale, D. P. and Evans, R. J. "Improved Methods for Correcting Core Porosity to Reservoir Conditions" *The Log Analyst*, May-June 1994, pp. 21-30.

# **INTERACCIONES FLUIDO-ROCA**

Los estudios de laboratorio y de campo indican que las propiedades de las rocas, especialmente la permeabilidad, se alteran o dañan durante casi todas las operaciones de campo: perforación, cementación, perforación, terminación y reparación, producción, estimulación e inyección de agua y productos químicos para una mejor recuperación de petróleo. Las partículas sólidas finas introducidas desde los fluidos de pozo durante cualquiera de estas operaciones generadas in situ por la interacción de fluidos invasores con minerales de roca y / o fluidos de formación, son la principal causa de daño a la formación. Independientemente de su origen, estas partículas pueden concentrarse en las restricciones de los poros, lo que provoca un taponamiento severo y una gran reducción de la permeabilidad cercana al pozo. Esta zona de permeabilidad reducida, comúnmente conocida como "piel" y que varía desde unos pocos centímetros hasta unos pocos pies, puede reducir la productividad del pozo a solo una fracción de su valor potencial. Se han realizado numerosos estudios para determinar la magnitud del efecto de la piel en diversas condiciones de daño de formación. Otros estudios investigaron la composición; características físicas y otros factores que controlan la migración y la deposición de partículas finas en medios porosos. Debido a que la reparación del daño por permeabilidad es generalmente difícil y costosa, todos estos estudios enfatizan la importancia de prevenir el daño.

## **IMPORTANCIA DE LA PERMEABILIDAD CERCA DEL POZO**

Krueger y Amaefule y Kersey demostraron que, aunque el grosor de la zona de la piel es sólo de unas pocas pulgadas a unos pocos pies, mientras que el radio de drenaje puede ser de varios cientos de pies, la permeabilidad efectiva en el

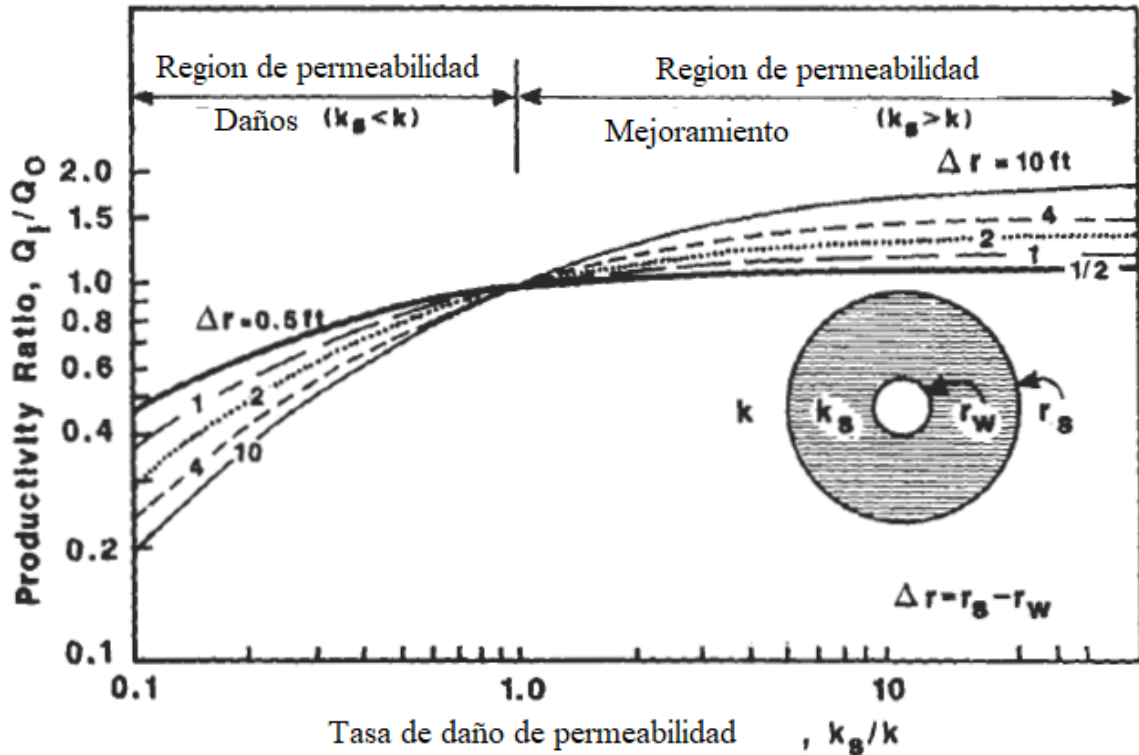


Figura 10.1. Efecto del daño por permeabilidad en la tasa de productividad [1].

la zona de revestimiento tiene un efecto extremadamente desproporcionado sobre la productividad del pozo, como se ilustra en la Figura 10.1 [1, 2]. Esta figura también muestra el efecto de mejorar (acidificando o fracturando) la permeabilidad de la roca de formación en las cercanías del pozo. El impacto de la zona de piel en la productividad del pozo se puede evaluar calculando la pérdida de ingresos anual debido al daño de la piel, o la ganancia debido a la mejora de la piel, a partir de la siguiente ecuación:

$$\Delta\$ = 365q_u(DF)\$_0 \tag{10.1}$$

donde \$, es el precio del petróleo en dólares estadounidenses por STB,  $q_u$  es la tasa de producción sin efecto piel en STB / D, y DF es el factor de daño expresado como:

$$DF = 1 - PR = 1 - \frac{q_s}{q_u} \tag{10.2}$$

donde:  $q_s$  es la tasa de producción con efecto piel y PR es la tasa de productividad en la Figura 10.1. Otro factor común utilizado para expresar el efecto de la piel es el índice de daño, que es el inverso del índice de productividad:

$$DR = \frac{1}{PR} = \frac{q_u}{q_s} \tag{10.3}$$

El siguiente ejemplo ilustra la importancia relativa de la condición de formación en la vecindad del pozo.



### EJEMPLO

Una prueba de reducción de presión arrojó una eficiencia de flujo del 60%, lo que indica un daño en la piel. La tasa de producción de este pozo es de 252 STB / D y el precio del petróleo es de 18 dólares / STB. A partir del análisis del núcleo, la profundidad de la zona de piel es de aproximadamente 2 pies. La permeabilidad de la formación sin daños es de 55 mD. El radio del pozo es de 0.25 pies. Después de un tratamiento de estimulación con ácido, el índice de productividad de este pozo se ha duplicado. Calcule:

- (1) Permeabilidad de la piel, factores cutáneos y pérdida de ingresos anuales antes de la estimulación.
- (2) Permeabilidad de la piel y ganancia de ingresos anuales después de la estimulación.

### SOLUCIÓN

- (1) Antes de la estimulación, es decir, pozo dañado: De la Figura 10.1, la relación de daño por permeabilidad para  $A_r = 2$  pies y  $PR = 0.60$  es aproximadamente 0.2. Por tanto, la permeabilidad cutánea de la zona cutánea antes de la estimulación ( $k_{sb}$ ) es igual a:

$$k_{sb} = 0.20k_u = 0.20 \times 55 = 11\text{mD}.$$

Conociendo el radio,  $r_s$ , y la permeabilidad,  $k_s$ , de la zona cutánea, el factor de piel,  $s$ , se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \tag{10.4}$$

donde  $k$  es la permeabilidad de la zona no dañada de la formación y  $r_w$  es el radio del pozo. El factor de piel antes de la estimulación es entonces:

$$s = \left( \frac{55}{11} - 1 \right) \ln \left( \frac{2}{0.25} \right) = 8.3$$

Por lo tanto, la permeabilidad de la roca de formación cerca del pozo ha sido dañada al 20% de su valor original por alguna operación de campo a una profundidad de 2 pies. La producción no dañada se obtiene de la Ecuación 10.3:

$$q_u = \frac{q_{sb}}{PR} = \frac{252}{0.60} = 420 \text{ STB/D}.$$

## 674 PETROFISICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS RESERVORIO

El ingreso anual de este pozo dañado es:

$$\Delta\$ = 365q_{sb}\$_0 = 365 \times 256 \times 18 = \$1.65 \times 10^6.$$

Si el pozo no se trata para la eliminación del daño por permeabilidad, la pérdida de ingresos anual de este bien se obtiene de la Ecuación 10.1:

$$\begin{aligned}\Delta\$ &= 365q_u(1 - PR)\$_0 = 365\$_0(q_u - q_{sb}) \\ &= 365 \times 420(1 - 0.60) \times 18 = \$1.1 \times 10^6\end{aligned}$$

- (2) En tanto que la tasa de productividad es ahora del 120%, la permeabilidad en la zona de la piel después de la estimulación ( $k_{sa}$ ) es igual a:

$$k_{sa} = 1.20k_u = 1.20 \times 55 = 66 \text{ mD}$$

y la nueva tasa de producción es:

$$q_{sa} = 1.20q_u = 1.20 \times 420 = 504 \text{ STB/D}$$

La ganancia de ingresos anual debido a la estimulación es:

$$\begin{aligned}\Delta\$_G &= 365 \times \$_0(q_{sa} - q_{sb}) \\ &= 365 \times 18(504 - 252) \times 18 = \$1.65 \times 10^6\end{aligned}$$

El ingreso anual de este pozo estimulado es igual a:

$$\Delta\$_a = 365q_{sa}\$_0 = 365 \times 504 \times 18 = \$3.3 \times 10^6$$

que es el doble de los ingresos anuales antes de la estimulación. Este ejemplo ilustra claramente el impacto del daño o estimulación de la permeabilidad cercana al pozo en la productividad del pozo, que es esencial para el desarrollo rentable de nuevas reservas.

## NATURALEZA DEL DAÑO POR PERMEABILIDAD

La permeabilidad en la vecindad del pozo puede dañarse durante cualquier operación entre la inyección de perforación y la inyección. La causa principal y probablemente la más importante de daño por permeabilidad está asociada con:

- (1) la introducción de partículas sólidas en la formación de los fluidos del pozo durante cualquiera de estas operaciones, o

- (2) movimiento de finos de formación y reacciones químicas los canales de poros resultantes de la interacción de fluidos invasores con minerales de roca y fluidos de formación.

No todas las reducciones en la productividad de los pozos se deben al deterioro de la permeabilidad de la roca. Los daños de origen mecánico, que se denominan "pseudopié", pueden resultar de terminaciones parciales, pozos inclinados, baja densidad de disparos, disparos cortos y altas tasas de producción, que pueden causar cambios de tensión y flujo turbulento cerca del pozo. La disminución de la productividad también puede resultar de la alteración de la viscosidad del fluido del yacimiento, que típicamente ocurre durante la invasión de los filtrados de perforación y terminación, y a menudo conduce a la formación de bloques de emulsión en las proximidades del pozo.

El daño por permeabilidad puede ocurrir en cualquier lugar a lo largo de la trayectoria del flujo, desde la formación hasta los disparos y dentro del pozo como se muestra en la Figura 10.2. Por lo tanto, al diseñar un tratamiento correctivo, se deben considerar tanto el tipo como la ubicación del daño por permeabilidad.

### ORIGEN DEL DAÑO POR PERMEABILIDAD

Krueger, Amaefule y Kersey, y Economides y Nolte proporcionaron un análisis extenso de los problemas de daños a la formación [1-3]. Todos reconocen que desde el momento en que la broca entra en la formación y hasta que

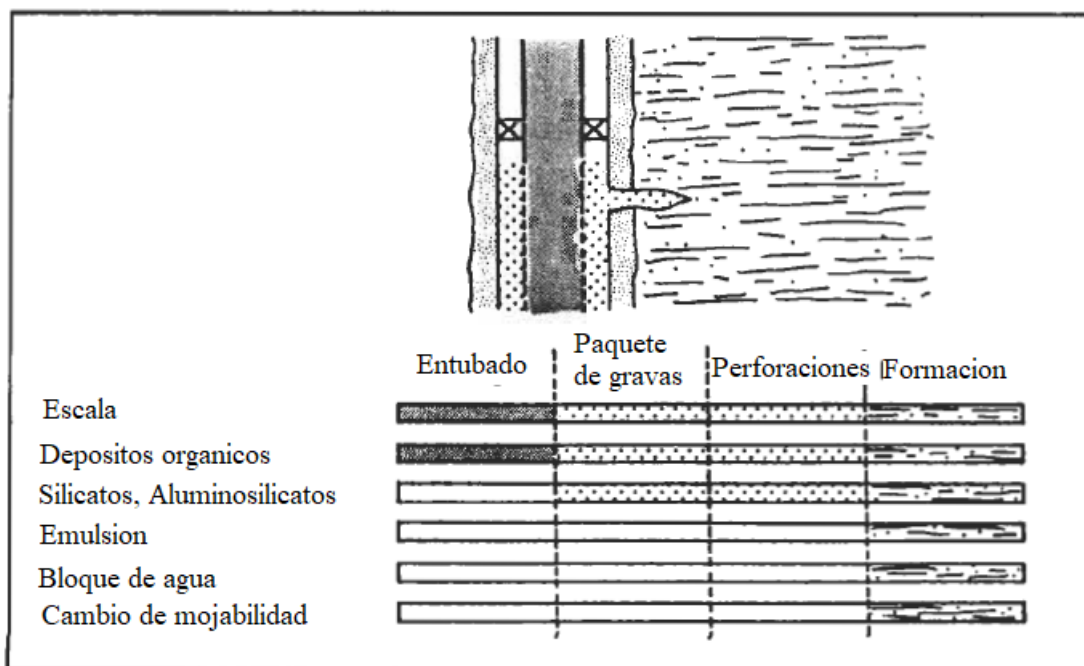


Figura 10.2. Ubicación de varios tipos de daños por permeabilidad cerca del pozo [3].

el pozo se pone en producción, la invasión de filtrado de lodo y sólidos, y la migración de finos de formación son las principales causas de daño a la permeabilidad.

El daño a la formación durante la perforación es prácticamente inevitable porque el lodo preferido por el ingeniero de yacimientos puede no ser el que necesita el supervisor de perforación. Por ejemplo, el lodo de bajo filtrado puede ser necesario para combatir el daño de la formación y la adherencia por presión diferencial, mientras que el lodo de alto filtrado minimiza la retención de los recortes y, por lo tanto, proporciona una alta tasa de penetración. Además, la inhibición del hinchamiento de la lutita y la dispersión de los sólidos arcillosos es extremadamente importante para la estabilidad del pozo y la prevención del daño a la formación, pero la dispersión de los sólidos de la lutita arcillosa ayuda a controlar la viscosidad, la fuerza del gel y la filtración de lodos a base de agua [4]. El daño del filtrado puede extenderse desde unas pocas pulgadas hasta varios pies como se muestra en la Tabla 10.1, dependiendo de la sensibilidad de la roca de formación y el tipo de filtrado (5). La alta permeabilidad de la torta de filtración, la alta sobrepresión del pozo (es decir, la presión del pozo más alta que la presión de la formación) y la exposición prolongada de la formación al fluido de perforación son algunos de los factores más importantes que aumentan el daño de la formación por la invasión del filtrado [1, 3]. Los fluidos de perforación a base de potasio, que causan un daño mínimo a la permeabilidad, se utilizan ampliamente. Sin embargo, al perforar a través de formaciones muy arcillosas (arcillosas), que son extremadamente sensibles al agua, se prefieren los lodos a base de aceite, a pesar de que contienen más partículas sólidas que los lodos a base de agua y, por lo tanto, tienen el potencial de causar una permeabilidad severa. deterioro

La invasión de los sólidos del lodo de perforación, tales como partículas de arcilla, recortes y agentes de peso y pérdida de circulación, en la formación suele ser menor (2 a 4 pulgadas) que la invasión del filtrado (hasta 15 pies), pero la reducción de la permeabilidad resultante puede alcanzar el 90% [3]. Invasión de sólidos de daños de formación

**Tabla 10.1**

**PROFUNDIDAD DE INVASIÓN DEL FILTRADO DE PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN CERCA DEL POZO [4]**

<b>Tiempo</b>	<b>Petróleo Lodo</b>	<b>Profundidad de invasión, en lodo de petróleo Bajo-Coloide</b>	<b>Agua Lodo</b>
1 día	1.2	3.3	7.7
2 día	4.6	11	12
10 día	7.7	17	18
15 día	10	21	23
20 día	12	23	27
25 día	14	29	31
30 día	16	32	34

de la perforación de sólidos fluidos depende de: la distribución del tamaño de los poros y de la garganta de los poros de la roca de formación (los tamaños de garganta y poros grandes favorecen la invasión de sólidos), la distribución del tamaño de las partículas en el lodo de perforación, la existencia de fisuras y fracturas naturales en la vecindad del pozo y las sobrepresiones del pozo. Para minimizar la invasión de la formación por sólidos de lodo, algunos operadores utilizan salmueras desprovistas de sólidos y agentes de pérdida de fluidos.

La Tabla 10.2 brinda una lista completa de posibles problemas de daños a la formación durante varias operaciones de pozo. Una discusión de todas las fuentes de daño a la formación está más allá del alcance de este trabajo. La Tabla 10.3 resume el origen, los mecanismos y los tipos de problemas de daños a la formación, mientras que la Tabla 10.4 clasifica la severidad del daño para varias etapas de desarrollo del pozo y explotación del yacimiento.

## TIPOS DE DAÑOS POR PERMEABILIDAD

Keelan y Koepf identificaron cuatro tipos principales de daños por permeabilidad cerca del pozo que pueden evaluarse mediante análisis de núcleos [6]:

- (1) taponamiento de poros y gargantas de poros por sólidos introducidos durante la perforación, terminación, reacondicionamiento o recuperación mejorada operaciones;
- (2) dispersión de partículas de arcilla de hidratación e hinchamiento de arcilla y su movimiento con agua producida o inyectada;
- (3) bloqueo de agua o aumento de la saturación de agua cerca del pozo causado por agua extraña introducida en la formación durante varias operaciones;
- (4) derrumbe de un flujo posterior de arenas no consolidadas, causando pérdida de productividad del pozo.

La figura 10.3 ilustra el efecto del bloqueo de agua en las curvas de permeabilidad relativa. Los puntos A y A' corresponden a la condición de saturación de agua irreducible en la zona productiva. Un aumento del 14% en la saturación de agua (de A 'a D') provoca una disminución del 60% de la permeabilidad relativa al petróleo (de A a D). Los puntos C y C' representan una situación en la que el bloqueo de agua cerca del pozo es tan severo que la permeabilidad relativa al petróleo es esencialmente cero. Un bloque de agua de formación ocurre por invasión de filtrado a base de agua durante las operaciones de perforación y terminación, o por digitación o conificación de agua connada durante la producción [3]. Por lo tanto, para minimizar o prevenir los bloques de agua en los pozos de petróleo, se deben usar lodos de baja pérdida de fluidos al perforar o extraer testigos con lodos a base de agua. Se deben usar lodos de emulsión de aceite invertido o a base de aceite durante las operaciones de terminación. En los pozos de gas, se recomienda aire para la perforación y extracción de testigos. El uso de lodo a base de aceite en los pozos de gas puede causar graves daños a la permeabilidad [6]. Una vez que se ha producido un bloqueo de agua, la prueba del núcleo es la mejor herramienta disponible para determinar la extensión

**TABLA 10.2**  
**PROBLEMAS DE DAÑO POTENCIAL DE FORMACIÓN**  
**DURANTE DIVERSAS OPERACIONES DE POZOS [2]**

---

**1. Perforación**

**Sólidos de lodo e invasión de partículas**

- Taponamiento de garganta
- Movimiento de partículas Invasión de filtrado de lodo  
Invasión de filtrado de lodo
- Inflamación de la arcilla, dispersión por floculación y migración
- Movimiento de finas y obstrucción de las gargantas de los poros
- Interacción adversa fluido-fluido que resulta en un bloque de emulsión / agua o incrustaciones inorgánicas
- Alteración de la estructura de los poros cerca del pozo a través de la acción de la broca

**2. Revestimiento y cementación**

- Bloqueo de los canales de los poros por el cemento o sólidos de lodo empujados el cemento
- Interacción adversa entre los productos químicos (espaciadores) bombeados por delante del cemento y los fluidos minerales del yacimiento
- Invasión del filtrado de cemento con la consiguiente formación de incrustaciones, apagamiento de arcilla, migración de finos y disolución de sílice

**3. Terminación**

- La presión hidrostática excesiva puede forzar la entrada de sólidos y fluidos en el formación
- Incompatibilidad entre los fluidos circulantes y la formación con el tapón de poro resultante
- Invasión de sólidos fluidos de disparos y escombros explosivos en la formación con el consiguiente taponamiento de los poros
- Trituración y compactación de la formación cercana al pozo por explosivos durante el disparo
- Obstrucción de los disparos de escombros extraños (escamas de laminación, dope de rosca y suciedad)
- Alteración de la humectabilidad de los aditivos de fluidos de terminación

**4. Mantenimiento de pozos**

- Problemas similares a los que pueden ocurrir durante la terminación
- Obstrucción de la formación por sólidos en fluidos sin filtrar durante la destrucción del pozo
- Interacción adversa fluido-fluido y fluido-roca entre el fluido destructor invasor y los minerales del yacimiento
- Daño a arcillas por vertido de fluidos de empaque

---

(continúa)

**TABLA 10.2**  
**(CONTINUACIÓN)**

---

**5. Estimulación del pozo**

- Posible taponamiento de perforaciones, poros de formación y fracturas de sólidos en el fluido que mata el pozo
- Invasión del filtrado de fluido circulante en la formación con la interacción adversa resultante
- Precipitación de ácido fluorhídrico subproductos de reacción durante la acidificación
- Posible liberación de finos y colapso de la formación durante la acidificación
- Precipitación de los productos de reacción de hierro
- Obstrucción de poros y fracturas por líquidos de fractura sucios
- Rompedores inadecuados para fluidos de fractura de alta viscosidad pueden causar el bloqueo de la fractura apuntalada
- Los agentes de pérdida de Fluido o desviación pueden causar el taponamiento de las perforaciones, los poros de la formación o las fracturas apuntaladas.
- Los apuntalantes triturados pueden comportarse como finos migratorios para taponar la fractura.
- Las incrustaciones inorgánicas / orgánicas en el pozo junto con los escombros remanentes pueden tapar las perforaciones, los poros o las fracturas grabadas.
- Disminución de la conductividad de la fractura debido al empotramiento del apuntalante

**6. Producción**

- Inicio del movimiento de finos durante el horario de verano inicial mediante el uso de presiones de extracción excesivas
- Escala inorgánica / orgánica a través de un cambio abrupto en las condiciones termodinámicas
- Producción de arena en formaciones no consolidadas provocadas por la invasión de agua en las zonas de producción
- Las pantallas de los paquetes de grava pueden obstruirse con el sedimento producido, arcilla, lodo, incrustaciones, etc.
- Los pozos de arena consolidada pueden estar obstruidos por escombros, y el material de consolidación de arena puede reducir la permeabilidad del yacimiento

**7. Operaciones de recuperación secundaria - Pozos de inyección**

- Alteración de la humectabilidad de la formación por contaminantes tensioactivos en el agua de inyección
- Deterioro de la inyectividad debido a los sólidos en suspensión (arcillas, escamas, aceite y bacterias) en el agua de inyección
- Obstrucción de la formación por productos de corrosión del hierro
- Escamas inorgánicas debido a la incompatibilidad de las aguas inyectadas y de formación
- En mantenimiento de presión con inyección de gas, la formación puede ser obstruido por lubricantes de compresor que también pueden alterar la humectabilidad
- Reducción de la inyectividad del pozo desde adentro inhibidores de corrosión inyectados en zonas de gas

---

(Continúa)

**TABLA 10.2 PROBLEMAS POTENCIALES DE DAÑO DE FORMACIÓN DURANTE DIVERSAS OPERACIONES DE POZOS [2] (CONTINUACIÓN)**

---

**8. Recuperación mejorada de petróleo**

- Migración de finos, hinchamiento de arcilla y disolución de sílice iniciada por el contacto de efluentes de generadores de vapor de pH alto (condensados) con la roca de formación durante la recuperación térmica
  - Disolución de los paquetes de grava y mayor lijado durante la recuperación térmica
  - Escamas inorgánicas debido a cambios en las condiciones termodinámicas durante la inyección de vapor Obstrucción debido a la deposición de carbonatos durante la inyección de CO<sub>2</sub>
  - La deposición de asfaltenos con CO<sub>2</sub> entra en contacto con petróleos crudos asfálticos Formación potencial de emulsión durante el proceso de movimiento de CO<sub>2</sub>
  - Movimiento de finos debido a las condiciones hidrodinámicas de velocidad y viscosidad durante el proceso químico EOR con surfactantes y polímeros
- 

del bloque de agua y búsqueda del mejor tratamiento reparador. En los pozos de petróleo, los bloques de agua generalmente se tratan con productos químicos que reducen la tensión superficial, como tensioactivos y alcoholes. En los pozos de gas, se inyectan varias soluciones de ácido alcohólico en la formación para vaporizar el bloque líquido. Los bloques de agua se forman en las rocas mojadas por aceite, mientras que los bloques de aceite se forman en las rocas mojadas por agua.

Cuando las arcillas de la formación entran en contacto con los fluidos acuosos utilizados en las operaciones de perforación o terminación, se produce el hinchamiento de la arcilla y generalmente causa la obstrucción de los canales de flujo y la reducción de la productividad del pozo. El daño a la permeabilidad por la dispersión y la posterior migración de varias partículas de arcilla, que resulta en el taponamiento de los canales de los poros, es más frecuente de lo que se sospechaba originalmente, y ahora es objeto de intensas investigaciones experimentales y teóricas [8-23], algunas de las cuales presentado en este capítulo.

Es probable que un pozo en una formación no consolidada sea inestable y generalmente conduce a la producción de arena y la consiguiente reducción de la productividad del pozo. Esta inestabilidad se agrava cuando se utilizan sistemas de fluidos con malas propiedades de filtración o fluidos reactivos durante las operaciones de perforación o terminación. Los fluidos altamente reactivos, que disuelven el material cementante, pueden provocar el colapso del pozo [24]. La producción de arena en formaciones débilmente consolidadas también puede desencadenarse por el inicio de la producción de agua. Muecke mostró que la producción de aguas de formación promueve el movimiento de finos de formación, que eventualmente desarrollan puentes en las restricciones de los poros (gargantas) cerca del pozo [8]. La formación de puentes severos aumenta la reducción de presión necesaria para mantener la producción, lo que a su vez conduce al movimiento y producción de arena de formación. Las reducciones altas también pueden causar



TABLA 10.3

## MECANISMOS Y TIPOS DE PROBLEMAS DE DAÑO DE FORMACIÓN [2]

Origen	Mecanismo	Tipos de daño de formación
<b>A. Invasión de sólidos</b>	Física	• Obstrucción del flujo efectivo
<i>A-1. Tipos de sólidos</i>		
1. Sólidos de perforación (arena, limo, arcillas y coloides)		
2. Materiales de ponderación (barita, bentonita)		
3. Pérdida de circulación		
Materiales		
4. Aditivos para la pérdida de fluidos		
5. Precipitados sólidos		
6. Organismos vivos (bacterias)		
7. Sólidos en suspensión (limo, arcillas, aceite)		
8. Escombros de perforación (roca pulverizada, escombros de carga)		
9. Apoyantes triturados		
<i>A-2. Origen de los sólidos</i>		
1. Fluidos de perforación		
2. Fluidos de terminación		
3. Fluidos de reacondicionamiento		
4. Fluidos de estimulación		
5. Fluidos inyectados suplementarios (agua, vapor, químico)		
<b>B. Invasión de fluidos</b>		
<i>B-1. Tipos de fluidos</i>		
1. Agua	Química	• Alteración de la distribución de la saturación fluido • Cambios en la presión capilar • Desestabilización de los minerales residentes • Hinchazón de la arcilla • Migración de finos • Alteración de la mica
2. Productos químicos	Físico	
3. Aceite	Biológico	

(continúa)

**TABLA 10.3 MECANISMOS Y TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN PRPROBLEMS [2]  
(CONTINUACIÓN)**

<i>B-2. Origen del fluido</i>		
1. Filtrados de lodo de perforación		• Alteración de la humectabilidad
2. Filtros y espaciadores de cemento		• Reducción de la permeabilidad relativa de los hidrocarburos
3. Poros de fluidos de terminación y reparación		• Bloqueo de la emulsión de
4. Fluido de estimulación		• Escamas inorgánicas
5. Aditivos químicos		• Escamas orgánicas
6. Poros de fluidos inyectados suplementarios		• Transformación mineral
		• Movimiento de arena

### C. Termodinámico (Presión, temperatura) y cambios de tensión

<i>C-1. Origen</i>		
1. Producción (Descenso de presión)		• Escamas inorgánicas (inducida / natural)
2. Fluidos de perforación / terminación / reacondicionamiento	Químico	• Escamas orgánicas (inducida / natural)
3. Fluidos de estimulación (ácidos / frac)	Físico	• Intercambio iónico con la consiguiente desestabilización de los minerales residentes
4. Fluidos inyectados suplementarios (agua, térmicos y gas)		• Deterioro de la permeabilidad con reducción de presión
		• Precipitación mineral secundaria

### D. Condiciones de operación

<i>D-1. Parámetro</i>		
1. Presión de pozo	Minerales químicos	• Erosión del pozo
2. Tiempo de operación	Químico	• Desestabilización del residente
3. Tasas de producción	Físico	• Movimiento de arcillas / finos
4. Tasas de inyección		• Invasión de fluidos / sólidos
<i>D-2. Origen</i>		
1. Perforación		• Debilitamiento de la integridad de la roca (sobre o bajo balance físico)
2. Terminación (perforaciones)		

(Continúa)

**TABLA 10.3  
(CONTINUACIÓN)**

---

<i>D-2. Origen</i>		
1. Estimulación (acidificación / fracturamiento)		
2. Prueba del vástago de perforación		
3. Producción		
4. Inyección de fluido suplementario		
<b>E. Tipos de materiales</b>		
1. Tipos de sal		• Precipitación de sal
2. Aditivos (tensioactivos, inhibidores de corrosión, etc.)	Químico	• Desestabilización del residente mineral
3. Materiales gelificantes (viscosificantes)	Físico	• Alteración de la humectabilidad
4. Ácidos (HCL, HF)		• Escamas inorgánicas
5. Control de la alcalinidad		• Escamas orgánicas
		• Formación de emulsiones

---

compactación debido a cambios repentinos en el estado de tensión cerca del pozo, que invariablemente resulta en el derrumbe y posterior flujo de arena hacia el pozo. Los paquetes de grava a base de aceite, particularmente en orificios abiertos, pantallas envueltas con alambre y revestimientos preenvasados, son algunas de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizadas.

Otros tipos comunes de daños en la formación son: formación de emulsión, cambio de humectabilidad, deposición de incrustaciones y depósitos orgánicos. Las ubicaciones normales de estos daños se muestran en la Figura 10.2. Las emulsiones pueden resultar de la mezcla de a) fluidos a base de agua y aceite de yacimiento ob) fluidos a base de aceite y salmueras de formación durante la invasión de filtrados de perforación y terminación. La adsorción de agentes tensioactivos (tensioactivos) de fluidos a base de aceite es la principal causa de cambio de humectabilidad en los depósitos de aceite mojados con agua [3]. Los cambios de humectabilidad provocan la formación de bloques de agua y, por lo tanto, la reducción de la productividad del pozo. La caída de temperatura y presión dentro o cerca del pozo durante la producción hace que los minerales se precipiten y se depositen dentro de los poros de la formación o dentro del pozo. Estos depósitos inorgánicos, llamados escamas, son una fuente común de obstrucción severa de pozos. Los depósitos orgánicos, como las parafinas y los asfaltenos, también son una fuente importante de daños en la formación. Al igual que con los depósitos minerales (escamas), se forman depósitos orgánicos (ceras)

TABLA 10.4

ESCALA DE GRAVEDAD DE DAÑOS POR FORMACIÓN PARA DIFERENTES ETAPAS DE DESARROLLO DE POZOS Y EXPLOTACIÓN DE DEPÓSITOS [2]

Tipo de Problema	Desarrollo de pozos				Explotación de yacimientos		
	Perforación y cementación	Terminación de pozo	Reacondicionamiento	Estimulacion	DST	Producción Primaria	Inyección de fluido suplemental
Taponamiento de Solidos de lodo	****	**	***	---	*	---	---
Migración de solidos	***	****	***	****	****	****	****
Hinchamiento de arcilla	****	**	***	---	---	---	**
Emulsión/Bloque de agua	***	****	**	****	*	****	****
Alteración de la Humectabilidad Relativa Reducción de la Permeabilidad	**	***	***	****	---	---	****
Escala orgánica	*	*	***	****	---	****	---
Escala Inorgánica	**	***	****	*	---	****	***
Taponamiento de Partículas Inyectadas	----	****	***	**	---	----	****
Precipitación de Mineral Secundario	----	----	----	****	----	----	***
Taponamiento de Bacteria	**	**	**	---	---	**	****
Lijado	----	***	*	****	---	***	**

\*\*\*\* = muy severo

\*\*\* = severo

\*\* = menos severo

\* = no severo

--- = insignificante

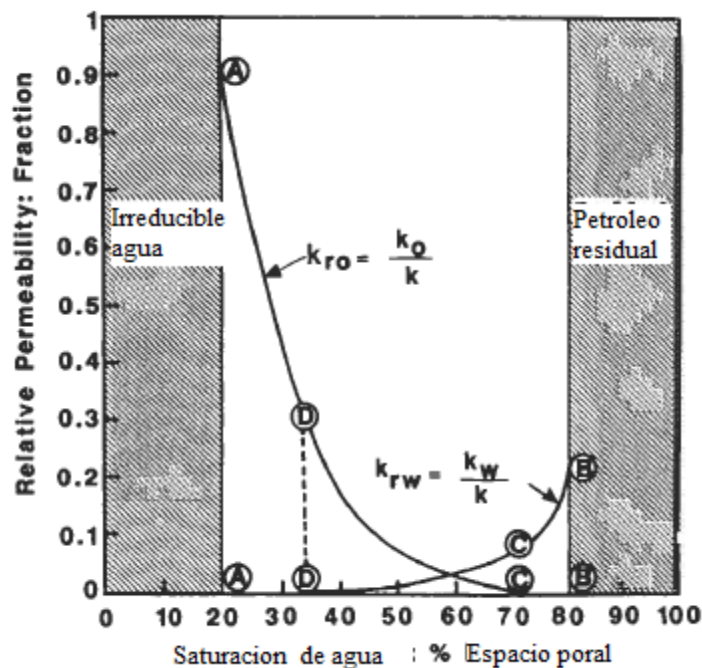


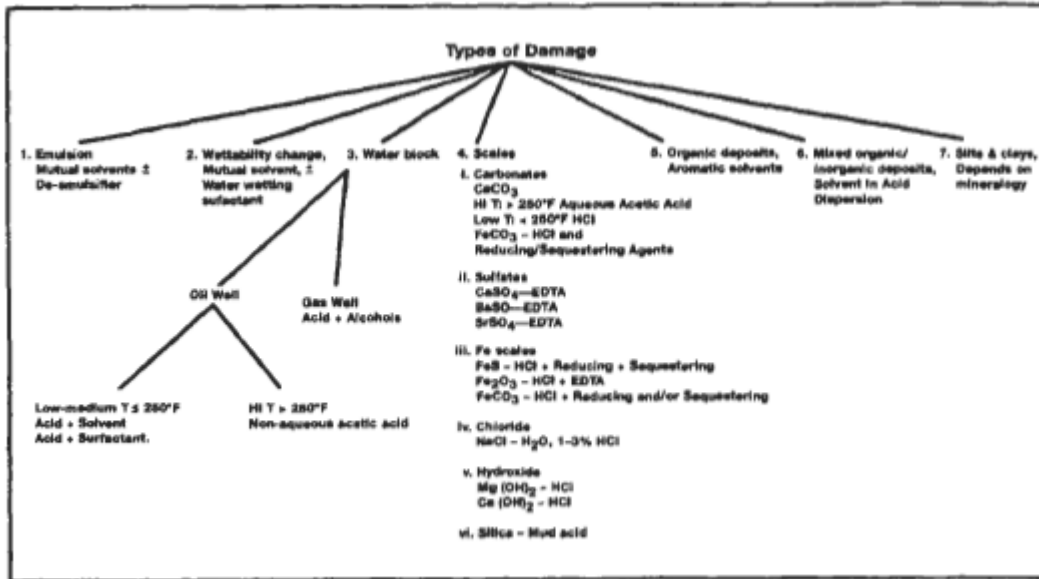
Figura 10.3. Efecto del bloqueo de agua sobre la curva de permeabilidad relativa (6).

durante la producción debido a la caída de presión o temperatura y puede acumularse en la formación cerca de la pared de la roca o en la tubería. La Figura 10.4 muestra varios productos y métodos disponibles para tratar varios tipos de daños a la formación.

El daño a la formación durante los tratamientos de estimulación, como la limpieza y acidificación del pozo, y durante la inyección de fluidos para mejorar la recuperación, es tan común como durante la producción. La mayoría de los problemas que causan una disminución de la productividad pueden ocurrir durante las operaciones de limpieza, acidificación, inundación de agua, inundación química e inyección de vapor del pozo. Sin embargo, si el tratamiento está bien diseñado y se ejecuta correctamente, el resultado neto será una mejora de la productividad.

## EFECTO DE LA MIGRACIÓN DE LAS MULTAS SOBRE LA PERMEABILIDAD

El hinchamiento y la dispersión de la arcilla, y el subsiguiente movimiento y atrapamiento de las finas de arcilla en los poros de formación y las gargantas de los poros, son probablemente las causas más importantes de daño por permeabilidad. Por lo tanto, es necesario un conocimiento fundamental de las propiedades de la arcilla para diagnosticar el problema del daño y diseñar un tratamiento correctivo eficaz.



## TIPOS Y TAMAÑOS DE LAS MULTAS

Hay dos tipos de arcillas en la mayoría de las formaciones de arenisca [22]:

- (1) arcillas detríticas o alogénicas, que se introdujeron en una arenisca mediante procesos físicos en el momento en que se depositó el lecho de sedimentos o mediante procesos biogénicos poco después de la deposición y
- (2) arcillas autigénicas, que se desarrollaron por precipitación directa de las aguas de formación o se formaron por la interacción de las aguas de formación con minerales arcillosos preexistentes.

Las arcillas detríticas normalmente forman parte integral de la matriz de la roca de soporte y, por lo tanto, no son móviles. La figura 10.5 muestra los diversos modos de aparición de arcillas en areniscas poco después de la deposición. Dado que las arcillas detríticas en la mayoría de los lechos de areniscas se alteran después del enterramiento para formar arcillas autigénicas regeneradas, la mayoría de los minerales arcillosos en entornos deposicionales antiguos son autigénicos. Los minerales autigénicos, que típicamente llenan, alinean o puentean los sistemas de poros, tienen el mayor potencial de dañar una formación por migración o reacción química adversa con los fluidos de perforación y terminación de pozos invasores debido a su morfología, sus ubicaciones sensibles dentro de los sistemas de poros y sus altas relaciones de superficie a volumen [2]. La esmectita y la vermiculita tienen el mayor potencial de reacciones químicas adversas (tabla 10.5). Las figuras 10.6a-c muestran microfotografías de microscopio electrónico de barrido (SEM)

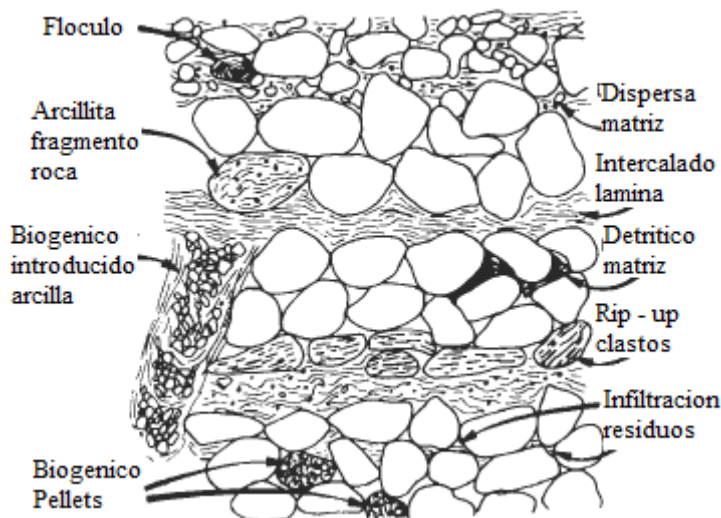


Figura 10.5 Modos de ocurrencia de arcillas en areniscas [25]

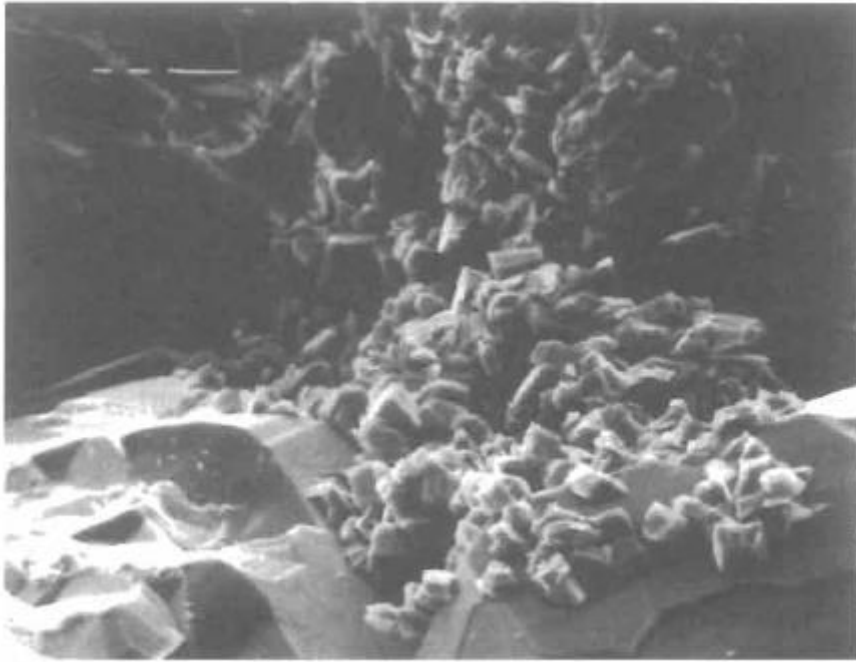
**Tabla 10.5**  
**Área superficial de minerales de arcilla [2]**

Arcilla	Interno	Área Superficial (m <sup>2</sup> /g)		Total
		Externo		
Esmectita	750	50		800
Vermiculita	750	<1		750
Clorita	0	15		15
Caolinita	0	15		15
Illita	5	25		30
Cuarzo	0	3		3

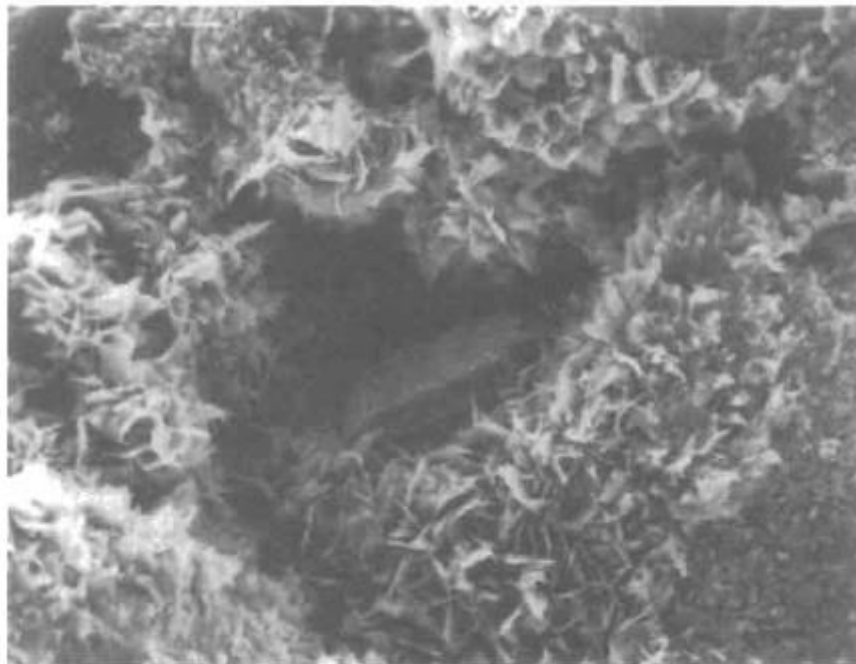
de varios ejemplos de arcillas autigénicas típicas de las presentes en las superficies de los granos de arena de formación. Las arcillas autigénicas generalmente se clasifican como agentes cementantes, y la frecuencia de su aparición en orden decreciente se presenta en la Tabla 10.6.

Las principales características de cinco grupos de arcilla autigénica que se encuentran comúnmente en las areniscas se presentan en la Tabla 10.7. Amaefule y Kersey, Wilson y Pittman, y Eslinger y Pevear resumieron muchos de los conceptos importantes que explican el papel de los minerales arcillosos en el daño por permeabilidad [2, 25, 26].

Es importante enfatizar que no todos los finos que causan daño a la permeabilidad son minerales arcillosos. Reed demostró que cuando las arenas micáceas se lixivian con soluciones neutras de cloruro de sodio (NaCl) o cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>), la mica se altera mediante el intercambio de potasio entre capas por

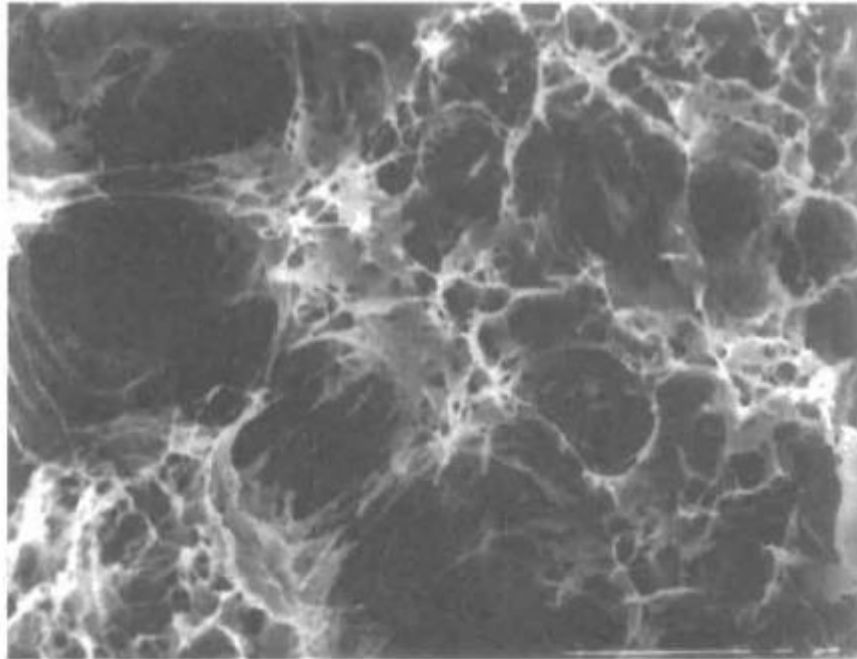


**Figura 10.6a.** *Micropotografías SEM de caolinita autigénica de relleno de poros. Tenga en cuenta los crecimientos excesivos de cuarzo suave en los granos de la estructura (aumento de 1000 x).*



**Figura 10.6b.** *Microfotografías SEM de feldespato autigénico eubedral en un poro revestido de clorito (100 aumentos).*





**Figura 10.6c.** Micropotografía SEM de delicadas fibras de los poros del puente de illita. Con velocidades de flujo elevadas, las fibras pueden romperse y migrar, alojándose en las gargantas de los poros (magnificación 3000 x).

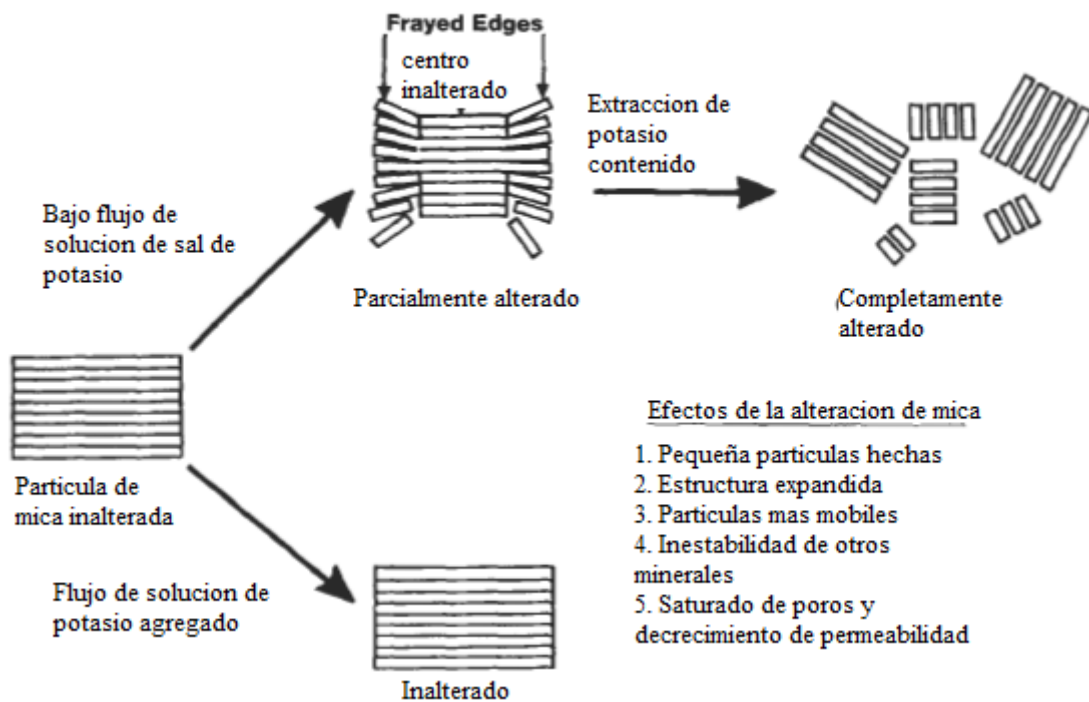
**TABLA 10.6**  
**FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE CEMENTOS EN ORDEN**  
**DECRECIENTE [2]**

1. Cuarzo	6. Moscovita	11. Hematita
2. Calcita	7. Caolinita	12. Halita
3. Dolomita	8. Clorita	13. Barita
4. Siderita	9. Ortoclasa	14. Celestita
5. Anhidrita	10. Albita	15. Zcolites

iones de sodio o calcio Figura 10.7 [71]. Esto hace que los bordes de las partículas de mica se rompan, migren corriente abajo y taponen los poros de la garganta, lo que disminuye la permeabilidad, como se muestra en la Tabla 10.8. También demostró que cuando grandes volúmenes de solución de lixiviación pasan a través de arenas micáceas mal consolidadas, se eliminan cantidades significativas de cemento de carbonato, lo que hace que las partículas minerales se muevan y obstruyan los canales de flujo, reduciendo así la permeabilidad como se muestra en la Figura 10.8 y la Tabla 10.9. Los hallazgos de Reed se basan en muestras de yacimientos obtenidas de varios campos petrolíferos del sur de California. La composición mineralógica de estas muestras se proporciona en la Tabla 10.10.

**TABLA 10.7**  
**CARACTERÍSTICAS DE LAS ARCILLAS AUTIGÉNICAS [25]**

	<b>Morfología de las escamas individuales</b>	<b>Forma de los agregados</b>	<b>Relación con el tamaño de la arena Granos detríticos</b>	<b>Esesor del revestimiento o dimensión larga de los agregados (micrones)</b>	<b>Características especiales</b>
Caolinita y Dickita	Pseudohexagonales	placas apiladas (libro)	relleno de poros	2-2,500 (generalmente 2-20)	escamas de relleno de poros con muescas (¿macladas?)
	Pseudohexagonal	vermicula	relleno de poros	10-2,500 (generalmente 20-200)	escamas de relleno de poros con muescas (¿macladas?)
Clorita	Pseudohexagonal	Hoja	relleno de poros	0.1-1	
	Pseudohexagonal	Placas (2-D casa de cartas)	relleno de poros	2-10	
	Curvado Equidimensional con bordes redondeados	Panal	Revestimiento de poros	2-10	
	Equidimensional con bordes angulares o lobulados	Rosa o Abannico	Revestimiento y relleno de poros	4-150 (generalmente 4-20)	
	Forma de abanico y espinas fibrosas	Repollo	Revestimiento y relleno de poros	8-40	
Illita	Irregular con espinas elongadas	Hojas	Revestimiento de poros	0.1-10	punte no reconocible entre granos de arena
Esmectita	No reconocible	Hojas o panal	Revestimiento y relleno de poros	2-12	punte no reconocible entre granos de arena
Capas mixtas Esmectita/Illita	Subsecuente con espinas stubby	Hojas inbricadas a panales	Revestimiento y relleno de poros	2-12	punte no reconocible entre granos de arena



**Figura 10.7.** Mecanismos de daño por la alteración de mica [7]

Independientemente de su origen y tipo, son en última instancia los tamaños y cantidades de partículas sólidas los que más determinan la extensión del daño por permeabilidad. Para definir estos dos importantes factores, Muecke analizó una gran cantidad de muestras de areniscas no consolidadas en diferentes pozos de la costa del Golfo de EE. UU. Realizó tres tipos de análisis en estas muestras (8):

- (a) Se utilizaron microfotografías SEM, como las que se muestran en las Figuras 10.6 y 10.9, para determinar el tamaño y la forma de los finos presentes en las areniscas. Definiendo arbitrariamente los finos de formación como partículas lo suficientemente pequeñas como para pasar a través de la pantalla de malla más pequeña disponible (malla 400 o una abertura de 37  $\mu\text{m}$ ), Muecke descubrió que estas partículas variaban ampliamente en tamaño y oscilaban entre 37  $\mu\text{m}$  y considerablemente menos de 1  $\mu\text{m}$  en todas las muestras analizadas. Examen de microfotografías SEM también reveló que la concentración de partículas finas ubicadas en la superficie de los granos de arena era alta y variable.
- (b) Los análisis estándar de tamiz seco confirmaron el rango de estos finos y mostraron que su cantidad variaba de 2 a 15 por ciento en peso. El examen SEM de, Sin embargo, varias muestras de arenisca tamizada revelaron que todavía había grandes concentraciones de finos en la superficie de los granos de arena. Por lo tanto, el rango de 2 a 15 pesos

**TABLA 10.8**  
**DAÑO DE LA PERMEABILIDAD EN AENAS MICÁCEAS [7]**

Pozo	Permeabilidad Inicial (mD)	Volumen que transcurre (ml)	Declinado de Permeabilidad (porcentaje)
<b>A—Daño de permeabilidad en campos centrales durante el flujo de un 3% NaCl2</b>			
1030	1010	3000	59
1030	1313	1600	63
1030	813	4000	59
1030	952	3400	66
4290	1662	2500	69
4290	827	2500	71
4290	635	2450	93
			Ósea 69
<b>B—Daño de permeabilidad en campos centrales durante el flujo de un 3% CaCl2</b>			
4290	1188	3000	38
4290	480	3000	81
4290	411	2500	5
4290	644	2500	71
			Ósea 49
<b>C—Daño de permeabilidad en campos centrales durante el flujo de un 3.7% KCl</b>			
1030	1867	3900	70
1030	1399	3900	15
1030	1446	3000	56
1030	2165	4000	8
1030	408	4000	50
4290	645	2450	4
4290	1424	2500	0
			Ósea 29

porcentaje es una estimación conservadora de la cantidad de finos presentes en las muestras de arenisca. Incluso el tamizado húmedo, que proporciona una distribución de tamaño de partículas más precisa, no eliminó todos los finos de las superficies de los granos de arena.

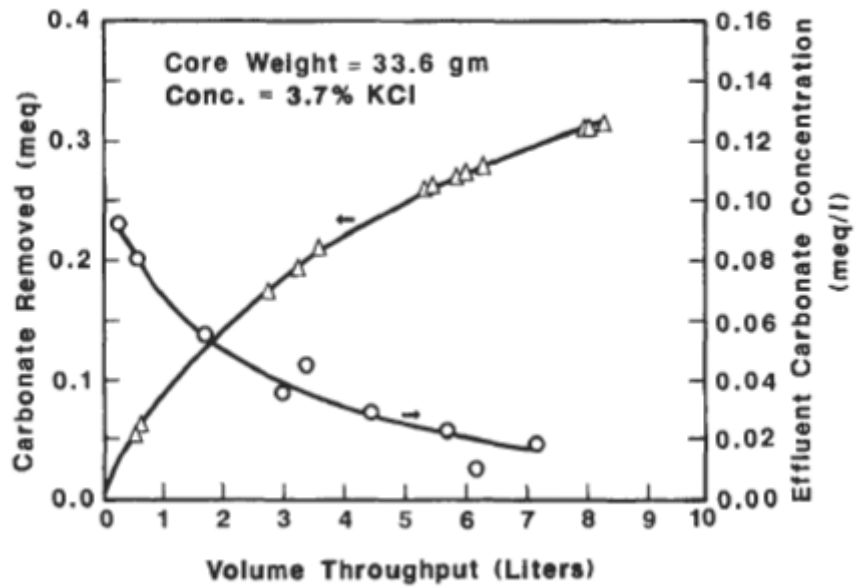


Figura 10.8. mate lixiviado de un núcleo de campo haciendo fluir una solución de KCl al 3,7% [7].

TABLA 10.9

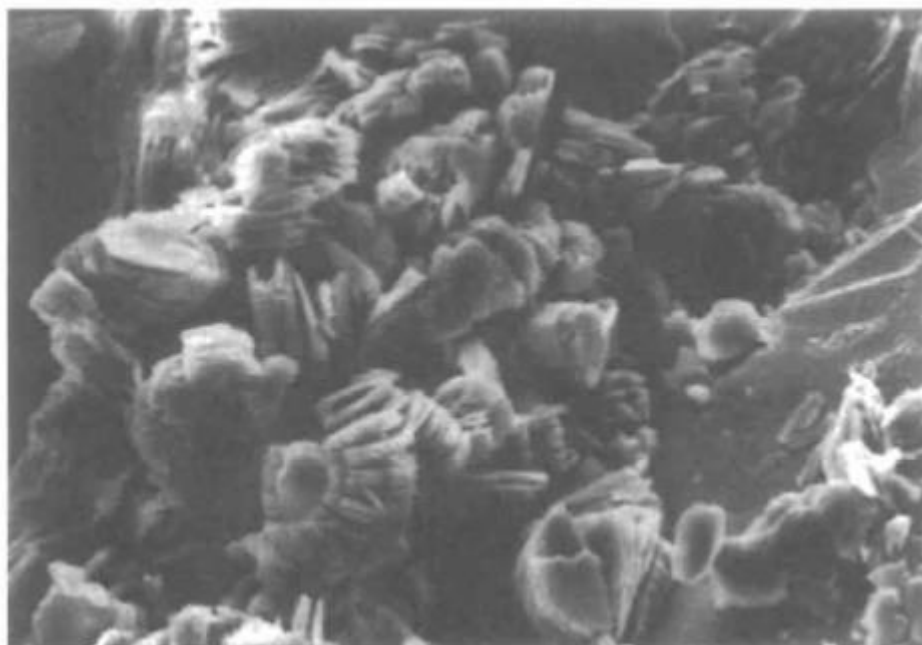
DAÑO DE PERMEABILIDAD EN NÚCLEOS DE CAMPO DURANTE FLUJO DE SOLUCIÓN DE 3.7% KCl SATURADA CON CaSO<sub>3</sub> [7]

Permeabilidad Inicial (mD)	Rendimiento de volumen (ml)	Disminución de Permeabilidad (porcentaje)
150	2200	7
78	1900	9
518	1600	14
977	3500	-7
1690	2500	-20
140	2475	0
73	2500	0
1585	2550	-29
221	2475	-2
278	2500	2
351	2500	-2
200	2500	2

Tabla 10.10

Composición mineralógica de algunos reservorios de petróleo en arenas Sur de California [7]

	Composición (Peso en porcentaje)				
	Campo A	Campo B	Campo C	Campo D	Campo E
Cuarzo	50.7	42.7	35.8	34.	29.8
Feldespato-K	10.5	16.6	15.4	33.8	18.2
Plagioclasa	25.8	28.8	28.74	17.8	30.9
Calcita	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4
Dolomita	Tr	4.1	4.1	0.0	0.0
Siderita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Anhidrita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pirita	0.8	0.7	0.7	0.2	0.6
Caolinita	1.1	0.0	0.0	1.8	4.2
Mica	7.8	6.0	6.0	7.9	11.6
Clorita	0.3	0.0	0.0	0.9	1.2
Capa Mixta	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0
Montmorillonita	3.1	0.0	0.0	0.5	0.4



**Figura 10.9.** Microfotografía SEM de placas de caolinita de relleno de poros. (Cortesía de Core Laboratories.)

**Tabla 10.11****Resultados de análisis Rayor-X de finas formaciones en porcentaje de peso [8]**

	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Arcillas					
Montmorillonita	5.5	13.4	2.2	1.4	-
Illita	6.2	9.1	3.0	1.7	-
Caolinita	0.8	4.2	1.3	0.7	-
Clorita	3.9	-	-	-	-
Cuarzo	36.7	24.0	17.3	17.0	6.83
Otros minerales					
Feldespatos	8.6	5.7	9.1	5.4	11.4
Moscovita	1.6	-	1.6	1.0	-
Cloruro de sodio	1.1	1.3	7.8	5.0	1.5
Calcita	-	1.6	-	-	1.5
Dolomita	-	-	1.8	2.8	-
Barita	-	-	-	22.1	-
Materiales amorfos	35.6	40.7	25.9	42.9	17.3
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

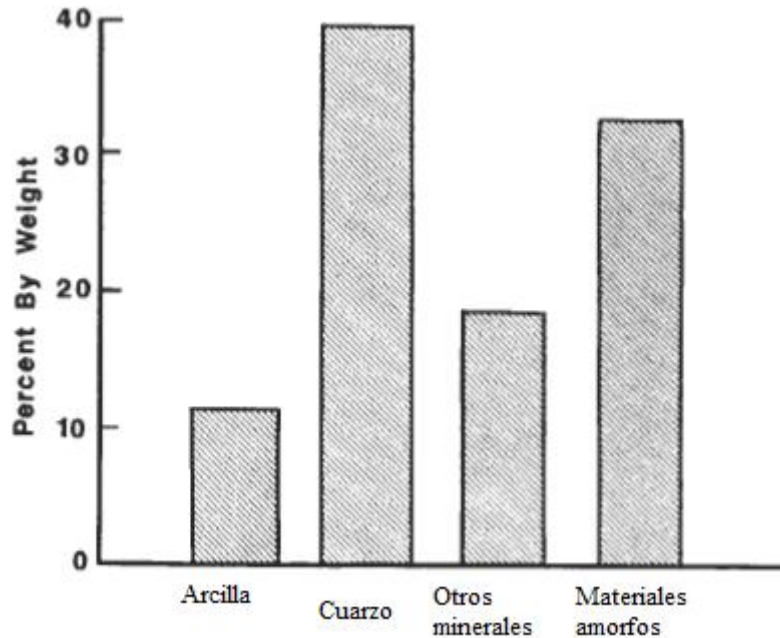
\*Paso la malla 400

(c) Los análisis de difracción de rayos X de los finos de la formación para determinar el contenido mineralógico mostraron que no todos los finos de la formación son minerales arcillosos. Los resultados de estos análisis se presentan en la Tabla 10.11 y la Figura 10.10. (39% en peso), seguido por material amorfo (32% en peso) y otros minerales (18% en peso), tales como feldespatos, moscovita, calcita, dolomita y barita. Las arcillas representaron solo el 11% en peso del total de finos. Análisis similares de la composición mineralógica de varias arenas de yacimientos de petróleo del sur de California por Reed (Tabla 10.10) arrojaron contenidos mineralógicos promedio casi idénticos de partículas finas [7]. Los estudios de Reed y Muecke mostraron que los finos de formación están presentes en todas las arenas del yacimiento en cantidades suficientes para causar una formación grave. Como se esperaba, el cuarzo fue el daño de la especie dominante, y cualquier tratamiento correctivo para eliminar este daño debe ser capaz de tratar no solo los minerales arcillosos sino también todos los demás tipos de sustancias (minerales y no minerales).

## MIGRACIÓN DE MULTAS

La migración de finos en yacimientos de petróleo se ha investigado típicamente desde dos perspectivas diferentes:

- (1) interacciones químicas de fluidos de perforación y terminación con la roca y fluidos del yacimiento, y / o



**Figura 10.10.** Contenido mineralógico promedio típico de partículas finas presentes en las formaciones de la Costa del Golfo de los EE. UU. (8).

(3) fuerzas de flujo mecánicas en la porción de formación cercana al pozo.

Veley informó que a medida que el agua dulce entra en contacto con una formación que contiene arcilla, las arcillas se hinchan, se dispersan, migran y se taponan, provocando una rápida y severa disminución de la permeabilidad [27]. El hinchamiento y dispersión de las partículas de arcilla es función de la cantidad de agua absorbida, que a su vez es función de la estructura cristalina y los cationes presentes en las superficies minerales. El grupo de minerales de la esmectita tiene la mayor sensibilidad al agua, como se muestra en la Tabla 10.12. Kersey indicó que los minerales de esmectita, que tienen una estructura cristalina que favorece la absorción de agua y algunas moléculas orgánicas, como los polímeros, entre las capas unitarias, no se hincharán a menos que entren en contacto con un fluido de perforación o terminación con diferente salinidad y composición química a la agua de formación [29]. Sostuvo que los minerales de esmectita pueden hincharse hasta un 1,000% (20 veces) de su volumen original si el fluido invasor es apreciablemente incompatible con el agua de formación. La Tabla 10.13 muestra la importancia del contenido de arcilla y el tipo de mineral de arcilla para determinar el mecanismo de daño por permeabilidad. Es evidente a partir de esta tabla que, independientemente del contenido de arcilla, la sensibilidad al agua es de gran importancia en las formaciones que contienen minerales autigénicos que recubren el grano (p. Ej., Esmectita, illita y clorita), mientras que la migración de finos es prominente en los minerales autigénicos de relleno de poros (por ejemplo, silicatos, caolinita e illita). Debido a su gran superficie



**TABLA 10.12**  
**SENSIBILIDAD MINERALÓGICA DEL DAÑO A LA FORMACION [8]**

<b>Sensibilidad al agua</b>	<b>Clorita/Esmectita Illita</b>	<b>Illita/Esmectita Esmectita (Montmorillonita)</b>
Sensibilidad al acido (HCL)	Chamosita Clorita (rico en Hierro) Clorita/Esmectita Dolomita (Rico en hierro)	Glauconita Hematita Pirita Siderita
Sensibilidad al acido (HF)	Calcita Dolomita Anhidrita Barita Brucita Calcita Celestita Yeso	Minerales Silicatados  Halita Hematita Magnetita Siderita Trolita
Migracion de “finos”	Illita Caolinita	
“Arenas” produccion	Minerales formadores de rocas	

áreas y su unión suelta a las superficies de los granos de arena, las partículas de arcilla de caolinita e illita son muy susceptibles a la migración [29].

### **Daño químico**

Khilar et al. investigó la sensibilidad de las areniscas al agua dulce y determinó la existencia de una tasa crítica de disminución de la salinidad en la que se produce una reducción rápida y drástica de la permeabilidad [30]. Esta tasa se alcanza cuando el agua salada presente en la arenisca es reemplazada por el agua dulce inyectada. La Figura 10.11 muestra un comportamiento típico de la relación de daño por permeabilidad  $k/k_0$  durante una prueba estándar de inundación del núcleo para demostrar la sensibilidad al agua de las areniscas arcillosas. Como se inyectaron unos pocos volúmenes de poros (2,5) de agua dulce en un núcleo que contenía NaCl 0,51 M (1 ppm = 10 m), la relación de permeabilidad se redujo del 100% (sin daños) a aproximadamente el 1%, es decir, la permeabilidad final del núcleo. de 0,01  $k_0$ . Cuando se inyecta agua dulce en la dirección opuesta, la permeabilidad aumenta sólo temporalmente; sin embargo, cuando se inyectó agua salada en la misma dirección que el agua dulce, no se observaron cambios en la permeabilidad. La última parte de la Figura 10.11 corresponde al caso en el que se inyectó agua salada en la misma dirección al inicio de la prueba de flujo. En este caso, la relación de permeabilidad aumentó y luego se estabilizó en aproximadamente 0,85. Estas tendencias de permeabilidad indican que la movilización y dispersión de

Tabla 10.13

Mecanismo de daño en la formación como función del contenido y tipo de arcilla [2]

Tipos de distribuciones de los minerales arcillosos	Cemento silicatado y/o carbonatado Contenido arcilloso		Cemento arcilloso Contenido arcilloso	
	<10%	>10%	<10%	>10%
	<b>Mecanismos de daño de formación</b>			
Detritico/laminado	Agua fresca	Agua fresca	Agua fresca	Agua fresca
	Acido (HCL)	Acido (HCL)	Acido (HCL)	Acido (HCL)
	ACIDO (HF)	ACIDO (HF)	Acido (HF)	Acido (HF)
		Migración de “finos”	“ARENAS” PRODUCCION	Migración de “finos” “ARENAS” PRODUCCION
Detritico/Bioturbado	Agua fresca	Agua fresca	Agua fresca	Agua fresca
	Acido (HCL)	Acido (HCL)	Acido (HCL)	Acido (HCL)
	Acido (HF)	ACIDO (HF)	Acido (HF)	Acido (HF)
Autógeno/ granular	AGUA FRESCA	AGUA FRESCA	AGUA FRESCA	AGUA FRESCA
	ACIDO (HCL)	ACIDO (HCL)	ACIDO (HCL)	ACIDO (HCL)
	ACIDO (HF)	ACIDO (HF)	Acido (HF)	Acido (HF)
			“ARENAS”	“ARENAS”
			PRODUCCION	PRODUCCION
Autógeno/ relleno de poros	Acido (HCL)	Acido (HCL)	Acido (HCL)	Acido (HCL)
	Acido (HF)	Acido (HF)	Acido (HF)	Acido (HF)
	MIGRACIÓN DE “FINOS”	MIGRACIÓN DE “FINOS”	MIGRACIÓN DE “FINOS”	MIGRACIÓN DE “FINOS”
			“ARENAS”	“ARENAS”
			PRODUCCION	PRODUCCION

NOTA: A. Las categorías de Daño a la Formación se basan en la suposición de que están presentes minerales formadores de rocas normales (incluidas calcita y pirita).  
 B. Se pueden formar incrustaciones en cada categoría si se mezclan fluidos incompatibles.  
 C. Las palabras en mayúscula indican mayor importancia.

se están produciendo finos de arcilla y la causa principal de la reducción de la permeabilidad es el taponamiento de los poros [31, 32]. Estas tendencias de permeabilidad también llevan a Khilar a la deducción de que la reducción de la permeabilidad está relacionada con la velocidad a la que disminuye la concentración de sal [31]. Para determinar esta relación, Khilar realizó una gran cantidad de pruebas de inundación en muestras de testigos de arenisca Berea de 1 pulgada de diámetro y 1 pulgada de longitud [31]. Estos núcleos (0 = 19%) contienen típicamente alrededor del 8% en peso de dispersable

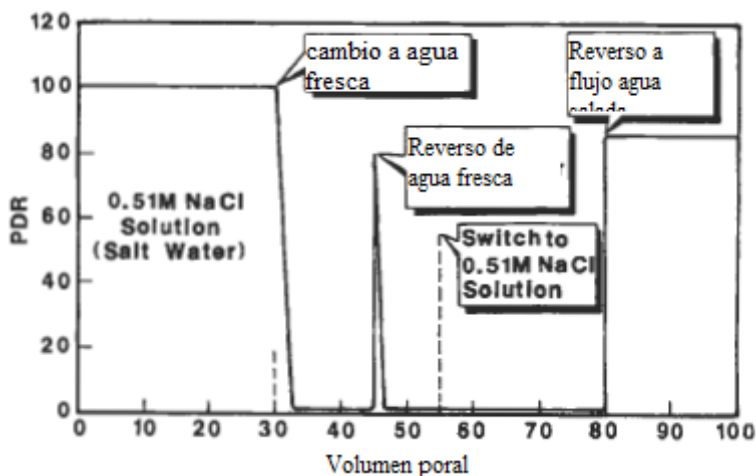


Figura 10.11. Comportamiento de la tasa de daño de la permeabilidad durante test de flujo central estándar [30].

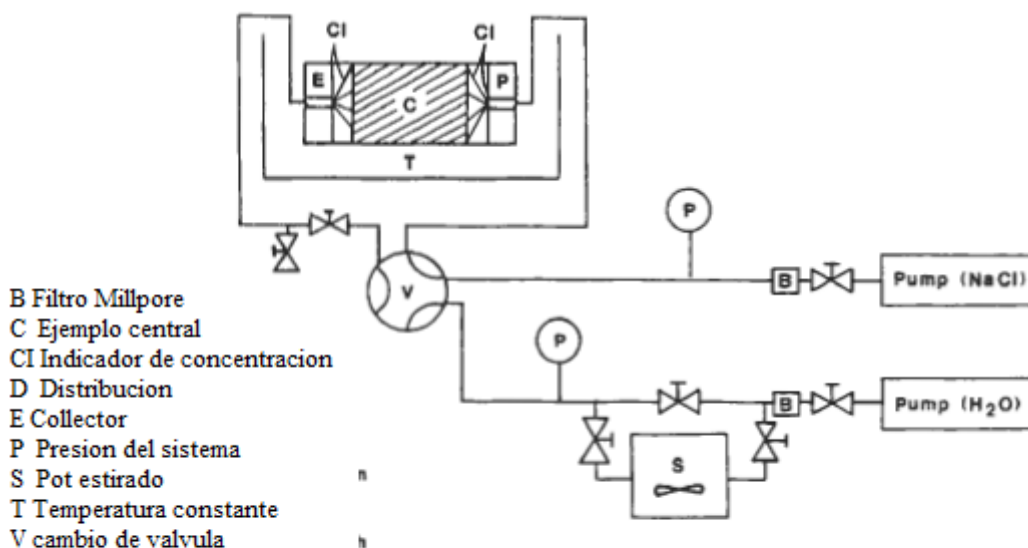


Figure 10.12. Schematic diagram of experimental apparatus used to investigate chemical damage [31].

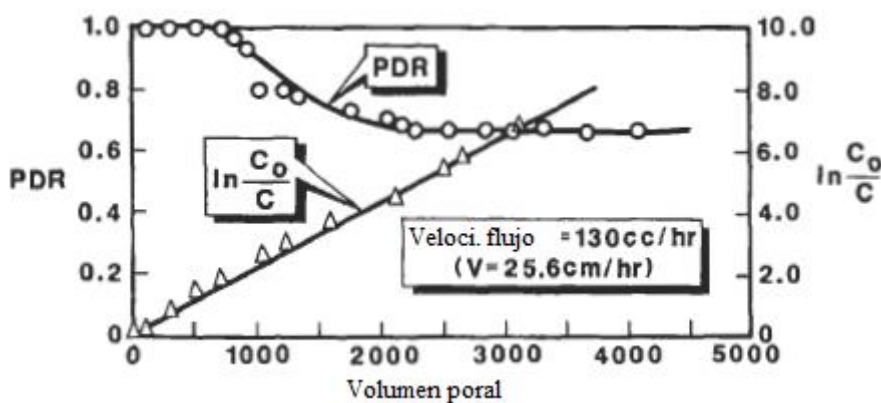
Figura 10.12. Diagrama esquemático del aparato experimental utilizado para investigar el daño químico [31].

arcillas, como caolinita e illita. El aparato experimental que se muestra en la figura 10.12 se usó para realizar varias corridas experimentales en las que la concentración de sal se redujo exponencialmente con el tiempo mediante el uso de un mezclador de agitación continua. La tabla 10.14 muestra los resultados de 15 de tales corridas experimentales, donde la velocidad superficial es equivalente a la velocidad de Darcy y la velocidad espacial es la relación entre el caudal de la corriente y el volumen del mezclador ( $q / V$ ). La velocidad espacial se utilizó para caracterizar la tasa de disminución de la salinidad.

Tabla 10.14

## RESULTADOS DEL TEST DE DAÑO QUIMICO [31]

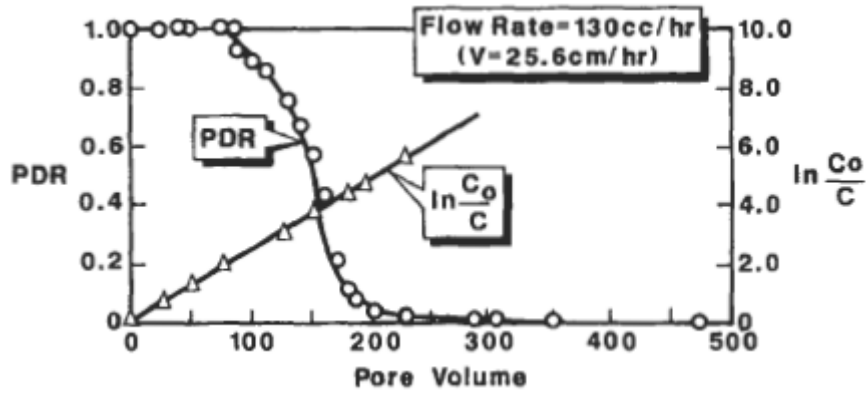
EXPERIMENTO CORRIDO #	Velocidad de flujo (q) cc/sec	Velocidad superficial cm/hr	Volumen (V) de la mezcla cc	Espacio (-1) Velocidad hr <sup>-1</sup>	k/k <sub>0</sub>
1	1.67 x 10 <sup>-3</sup>	1.2	150	0.040	0.45
2	8.89 x 10 <sup>-3</sup>	6.3	150	0.222	0.67
3	8.89 x 10 <sup>-3</sup>	6.3	150	0.222	0.56
4	2.22 x 10 <sup>-2</sup>	15.8	36	2.22	0.008
5	3.61 x 10 <sup>-2</sup>	25.6	1,600	0.083	0.7
6	3.61 x 10 <sup>-2</sup>	25.6	1,080	0.125	0.67
7	3.61 x 10 <sup>-2</sup>	25.6	530	0.263	0.62
8	3.61 x 10 <sup>-2</sup>	25.6	385	0.357	0.16
9	3.61 x 10 <sup>-2</sup>	25.6	255	0.555	0.01
10	3.61 x 10 <sup>-2</sup>	25.6	100	1.320	0.008
11	3.61 x 10 <sup>-2</sup>	25.6	36	3.85	0.008
12	3.33 x 10 <sup>-3</sup>	2.4	148	0.082	0.36
13	3.33 x 10 <sup>-3</sup>	2.4	65	0.212	0.11
14	3.33 x 10 <sup>-3</sup>	2.4	36	0.345	0.02
15	3.33 x 10 <sup>-3</sup>	2.4	24	0.526	0.008



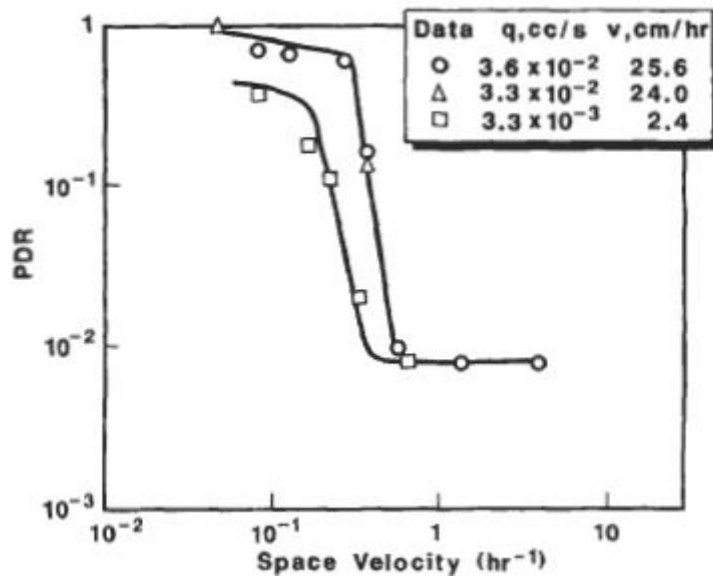
**Figura 10.13.** Relación de daño por permeabilidad y relación de concentración de sal a una velocidad espacial de 0,125 br (31).

Las Figuras 10.13 y 10.14 son gráficos típicos que muestran el comportamiento de la relación de daño por permeabilidad  $k/k_0$  y la relación de concentración de sal  $C_0/C$ , donde  $C$  y  $C_0$  son las concentraciones de sal original y efluente, respectivamente. La figura 10.13 es para el caso en el que la concentración de sal disminuye lentamente, como lo indica un tiempo de residencia alto de 8.0 horas o, inversamente, una velocidad espacial baja de 0.125

h. La figura 10.14 corresponde al caso de una alta tasa de disminución indicada por una mayor velocidad espacial



**Figura 10.14.** Tasa de daño de la permeabilidad y concentración de sal en un espacio de velocidad de 1.316  $br^{-1}$  [31].

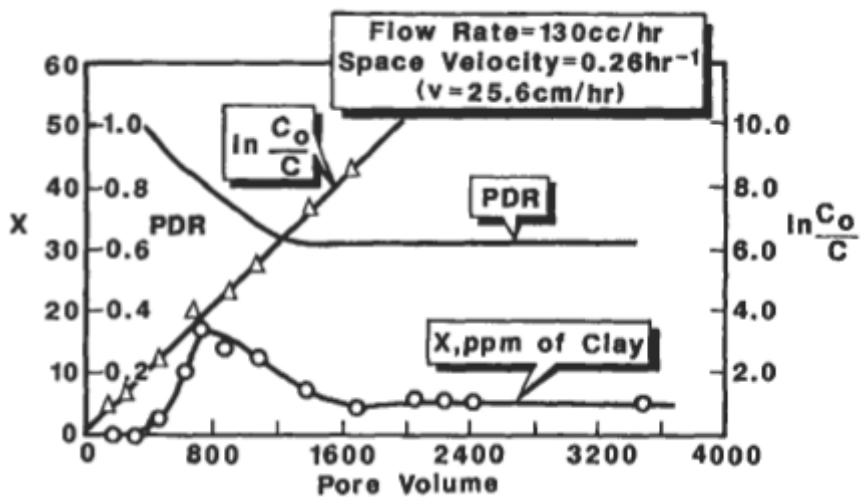


**Figura 10.15.** Tasa crítica de disminución de la salinidad en las pruebas de sensibilidad al agua del núcleo de Berea [31].

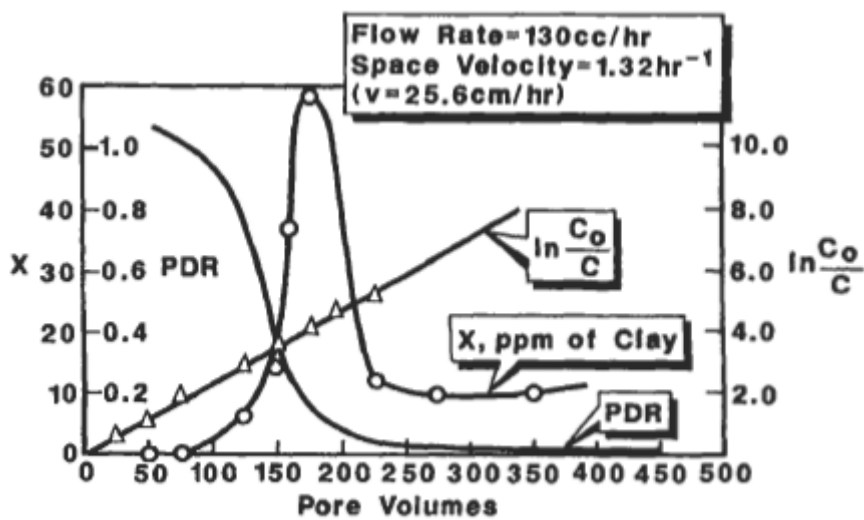
de 1.316 h. La comparación de estas dos figuras muestra que una alta tasa de disminución de la salinidad causa una reducción severa y abrupta de la permeabilidad. En consecuencia, hay una tasa crítica de disminución de la salinidad por debajo del cual se produce un daño de permeabilidad insignificante y más allá del cual la reducción de la permeabilidad es rápida y drástica. Esta tasa crítica se puede obtener trazando las reducciones de permeabilidad finales de la Tabla 10.14 frente a las velocidades espaciales, como se muestra en la Figura 10.15. Para  $v = 25,6$  cm / h, la tasa crítica corresponde a una velocidad espacial de aproximadamente 0,26 hr y una relación de daño por permeabilidad de 0,62 (Figura 10.15). Para una velocidad superficial más baja de 2,4 cm / h, la tasa de salinidad crítica corresponde a 0,15  $hy$   $k / k_o$  de aproximadamente 0,30.

**702** PETROFISICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS RESERVORIO

Se analizaron tanto microscópicamente como químicamente muestras del efluente de varias pruebas. Las microfotografías electrónicas de barrido revelaron que las partículas de arcilla se liberan independientemente de la tasa de disminución de la salinidad. Para cuantificar esta observación, se disolvieron partículas de arcilla en una solución de ácido fluorhídrico para producir principalmente iones de silicio ( $\text{Si}^{4+}$ ) e iones de aluminio ( $\text{Al}^{3+}$ ). Suponiendo que la mayoría de las partículas de arcilla que migran son caolinita, las concentraciones de iones de aluminio se convirtieron en concentraciones de partículas de arcilla ( $X$ ) y se trazaron como se muestra en las Figs. 10.16, 10.17 y 10.18.



**Figura 10.16.** Comportamiento de la concentración de arcilla,  $X$  y relación de daño por permeabilidad,  $k/k_0$ , con una disminución lenta de la concentración de sal,  $C$ , y un caudal elevado [30].



**Figura 10.17.** Comportamiento de la concentración diurna,  $X$  y el índice de daño por permeabilidad,  $k/k_0$  a una rápida disminución de la concentración de sal,  $C$  y una alta tasa de crecimiento [30].

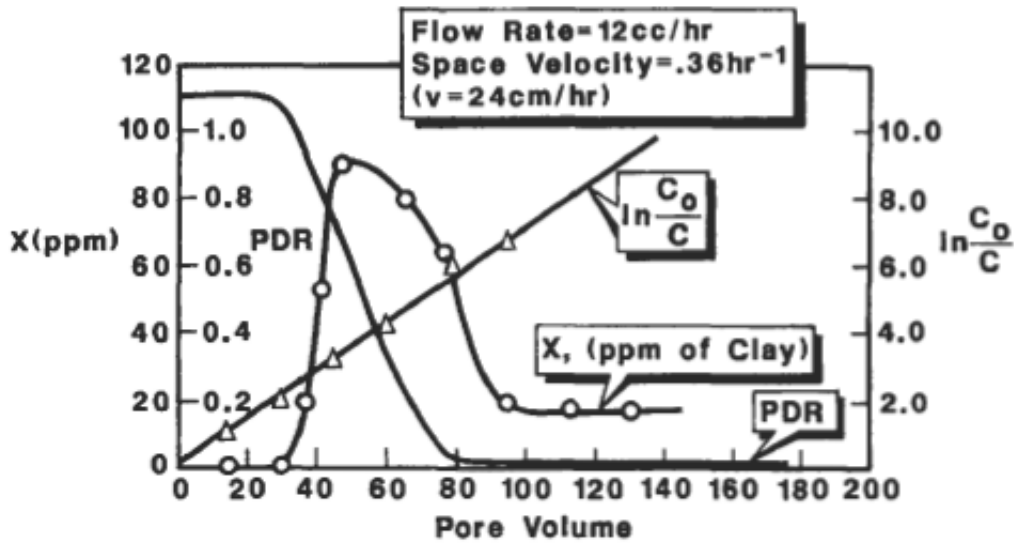


Figura 10.18. Comportamiento de la concentración de arcilla,  $X$ , y la relación de daño por permeabilidad,  $k/k_0$ , con un rápido aumento de la concentración de sal,  $C$  y un caudal bajo [30].

A partir de estas cifras, Khilar et al. concluyó que [30]:

- (1) el efluente está libre de partículas de arcilla hasta que se alcanza la tasa crítica de disminución de la salinidad;
- (2) la concentración de arcilla en la corriente efluente es directamente proporcional a la velocidad espacial e inversamente proporcional a la velocidad superficial; y
- (3) se libera aproximadamente la misma cantidad o masa de partículas de arcilla para una caída dada en la concentración de sal por debajo de la crítica, independientemente de la tasa de flujo y la tasa de disminución de salinidad (Tabla 10.15 y Figura 10.19). Esta figura muestra la cantidad de partículas de arcilla liberadas en función de la concentración de sal. La cantidad de partículas de arcilla liberadas se puede estimar calculando el área bajo la curva de concentración de arcilla  $X$ .

Con base en análisis químicos y microscópicos, la dependencia de la relación de daño por permeabilidad  $k/k_0$  de la tasa de cambio de salinidad se puede explicar por llamado mecanismo "log-jam". Por ejemplo, la Figura 10.16 muestra que una disminución abrupta en la concentración de sal provoca un aumento repentino y rápido en la concentración de arcilla ( $X$ ). A medida que se liberan más partículas, comienzan a llegar a los poros provocando atascos o cuellos de botella y, en consecuencia, una reducción significativa de la permeabilidad. La liberación y captura continua de partículas de arcilla en la misma dirección de flujo puede resultar en el taponamiento total de las gargantas de los poros de la arena. Por el contrario, si la concentración de sal se reduce lentamente, las partículas de arcilla se liberan lentamente y en baja concentración, evitando así el efecto atasco. Según estos resultados experimentales, el tiempo,

TABLE 10.15  
 MASA DE PARTÍCULAS DE ARCILLA (RECOGIDAS A DIFERENTES VELOCIDADES [30])

Velocidad espacial (hr)	Velocidad Espacial (cm/hr)	( $\phi M$ ) (gms)
0.125	25.6	0.025
0.263	25.6	0.022
9.34	2.4	0.020

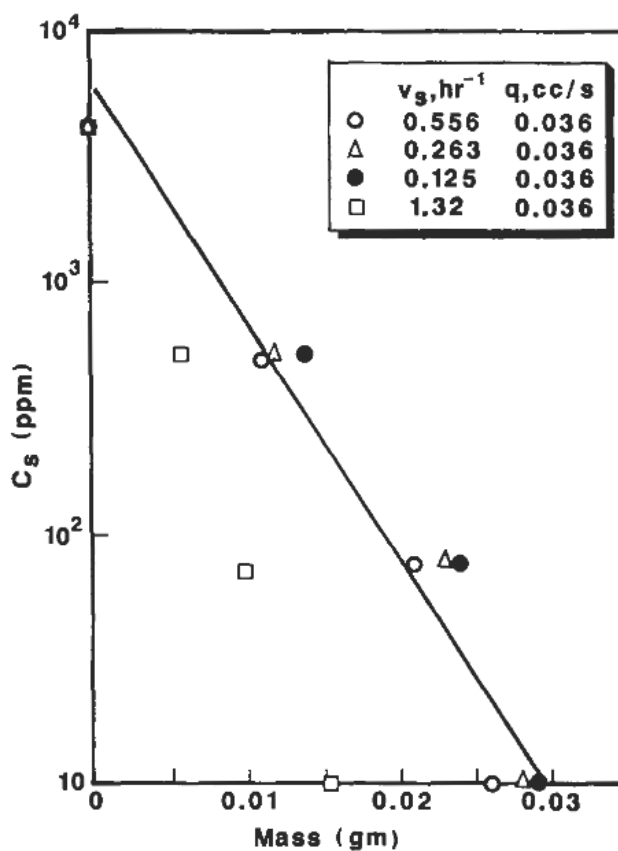


Figura 10.19. Masa de partículas de arcilla recolectadas en función de la concentración de sal a varias velocidades espaciales.

a theoretical model was developed to predict the critical rate of salinity decrease. The predictions appear to be in reasonable agreement with these experimental measurements.

### Daños mecánicos

El daño a la permeabilidad por la migración de finos resultante de las fuerzas de flujo mecánico ha sido sistemáticamente investigado primero por Muecke y luego



Gruesbeck y Collins (8, 10]. Estudios anteriores, que se basaron principalmente en análisis de experimentos de inundación de núcleos, arrojaron solo resultados cualitativos con aplicaciones prácticas limitadas [33-38]. Gray y Rex encontraron que los cristales de mica no hinchables, parcialmente los minerales de capa mixta y los cristales de caolinita constituyeron las principales fuentes de daño por permeabilidad [33]. Las fuerzas electrostáticas que unen estas partículas de arcilla y las mantienen en equilibrio son débiles y pueden verse alteradas por cualquier cambio en la concentración de la catión, provocando que estas partículas se desprendan de las paredes de los canales porosos de la arenisca.

Muecke diseñó un micromodelo de medios porosos, que se muestra en la Figura 10.20, para investigar los muchos factores que controlan la migración de finos de formación en medios porosos [8]. Este micromodelo permite la observación visual directa de los finos que se mueven durante el flujo de un fluido a través de un microscopio óptico utilizando luz transmitida a varios aumentos. Partículas precipitadas de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) que varían en size desde 2 a 15  $\mu\text{m}$ , se utilizaron como finos y se introdujeron en el micromodelo como suspensión, se utilizaron agua, aceite y varios disolventes comunes, por separado y en diversas combinaciones, como fluidos portadores. Cuando está presente una sola fase líquida, Muecke observó:

- (a) Los finos se mueven libremente a través del sistema poroso, a menos que formen un puente mecánico en las restricciones de los poros, como se muestra en la Figura 10.21.
- (b) La tendencia a formar puentes es directamente proporcional a la concentración de finos; en consecuencia, altas concentraciones de finos en formatos de arenisca pueden conducir a una severa reducción de la capacidad de penetración por el mecanismo de puenteo o taponamiento.

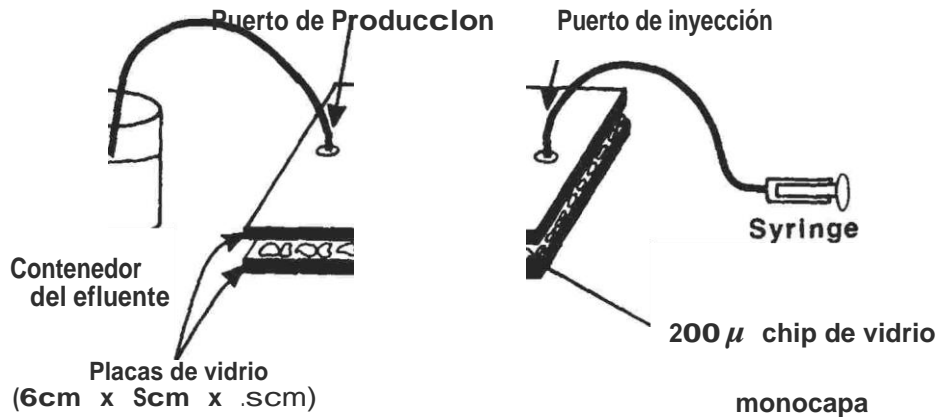


Figura 10.20. Diagrama esquemático del aparato experimental utilizado para investigar las finas Mouement en medios porosos [8]

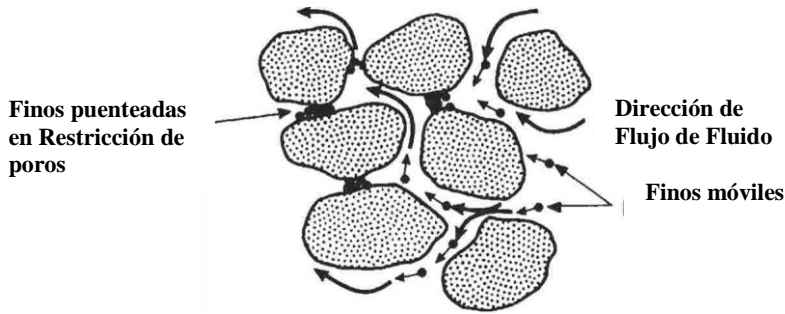


Figura 10.21. Migración de finos durante el flujo monofásico [8].

(c) Los puentes formados a caudales o velocidades elevadas son mucho más estables a las inversiones de flujo o las perturbaciones de presión que los formados a bajas velocidades; por lo tanto, el flujo pulsante puede causar menos daño a la permeabilidad que el flujo continuo.

(d) Hay una condición de puente de equilibrio alcanzada en alguna constante caudal cuando el movimiento de finos prácticamente cesa. Sin embargo, si se cambia la velocidad de flujo o se invierte la dirección del flujo, los puentes se vuelven inestables, lo que hace que los finos se muevan nuevamente.

Utilizando el mismo micromodelo, Muecke investigó la migración de finos en medios porosos que contienen dos o más fluidos inmiscibles y concluyó que:

(1) Debido a que las partículas finas tienen una alta relación de área superficial a masa, la humectabilidad de los finos y las fuerzas interfaciales de la superficie juegan un papel dominante en su movimiento.

(2) Los finos de formación se vuelven móviles solo si la fase líquida que moja se convierten en móvil, como se muestra en las Figuras 10.22 y 10.23 para un caso de finos mojados con agua.

(3) El flujo simultáneo de agua oíl ami provoca finos considerables migración porque las perturbaciones de presión localizadas en las interfaces agua-aceite mantienen agitadas las partículas finas.

(4) El flujo de agua continuo a la saturación de aceite residual, es decir, fase de aceite es inmóvil, establece rápidamente una condición de puente de equilibrio.

(5) Las multas de mojabilidad mixta, es decir, ubicadas en la interfaz entre el agua y el aceite, tienden a moverse solo a lo largo de la interfaz agua-aceite (Figura 10.24). Si una de las fases de humectación es inamóvil, las fuerzas interfaciales limitan el movimiento de los finos a solo unos pocos tamaños de grano.

(6) La inyección de una solución mutua de disolvente o tensioactivo libera la formación finos retenidos por humedecer las fuerzas interfaciales ami, lo que hace que migren a altas concentraciones como se muestra en la Figura 10.25. Esto sugiere que

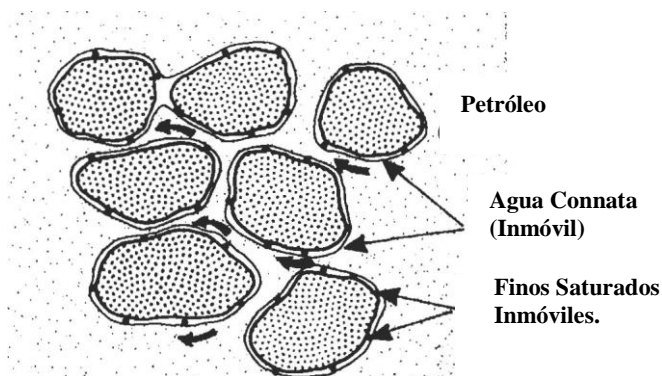


Figura 10.22. Los finos mojados en agua son inmóviles cuando el agua connata es inmóvil [8]

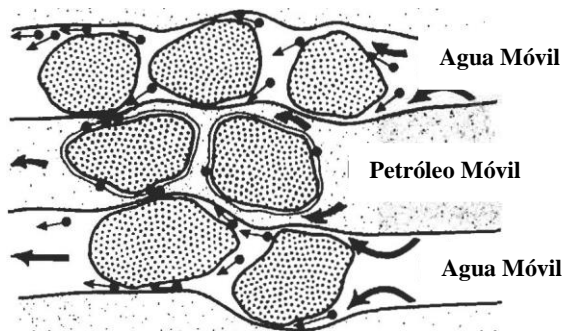


Figura 10.23. Migración de finos durante dos fases [8].

Es probable que ocurra un daño permeable debido a la migración de finos durante los procesos mejorados de recuperación de petróleo. Muecke llegó a las mismas conclusiones cuando usó una celda de flujo lineal de gran escala (4 pies de largo y 1,5 pulgadas de diámetro) para estudiar el movimiento de los finos en condiciones que son más representativas de las presentes en las rocas del yacimiento.

Gabriel e Inamdar investigaron los efectos simultáneos de los mecanismos químicos y mecánicos sobre la migración de los finos y el subsiguiente oscurecimiento de la permeabilidad (21). Las pruebas de flujo se realizaron principalmente en placas de núcleo de arenisca Berea (10,2 cm de largo y 2,54 cm de diámetro). 10.16 muestra la composición mineralógica de estas muestras. Esta investigación experimental esencialmente confirmó los hallazgos de Muecke y Khilar (8, 31]. La contribución primaria de este estudio es la estimación de la velocidad crítica. Para las muestras de núcleos de arenisca de Berea, que típicamente tener un promedio de permeabilidad de aproximadamente 150 mD,

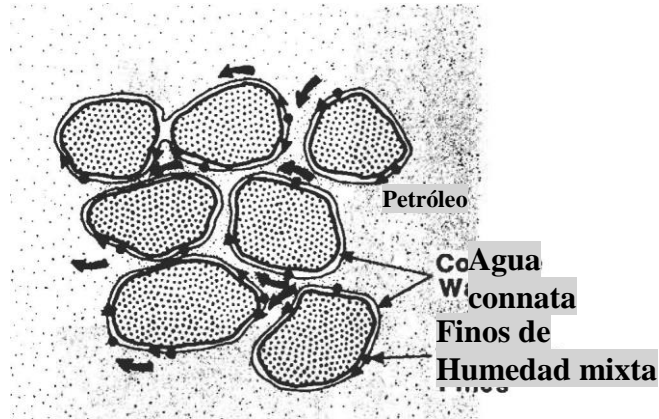


Figura 10.24. Finos de humectabilidad mixta migran a lo largo de la interfaz agua /aceite cuando el agua connata está inmóvil [8].

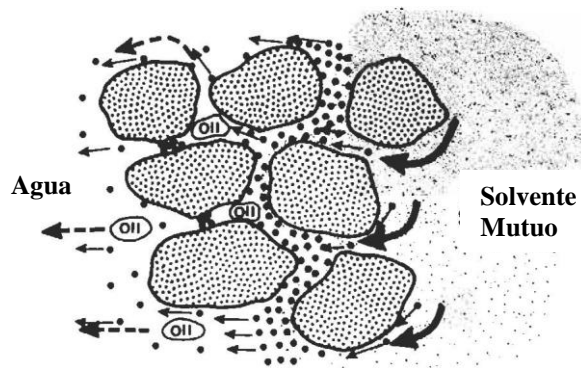


Figura 10.25. Migración de finos durante la inyección de productos químicos para mejorar la recuperación del petróleo [8].

TABLA 10.16  
COMPOSICION MINERALOGICA TIPICA DE NUCLEOS BERE A [21]

	Nucleos	Finos (<5 m)
Cuarzo	86%	51%
Feldespato	5	11
Dolomita	1	
Siderita	1	1
Ilita	4	15
Kaolinita	3	20
Clorita		2
Total	100%	100%

el daño por permeabilidad ocurrió a velocidades superiores a 0,007 cm / s. Sin embargo, generalmente, la extensión del daño por permeabilidad es función del área de flujo, la dirección, la permeabilidad original del núcleo y la humectabilidad.

**MIGRACIÓN DE SÓLIDOS EXTERNOS**

Las arcillas u otras partículas salinas a menudo se incluyen en la formulación de los fluidos de perforación, terminación o reparación para proporcionar la densidad, reología y filtración requeridas. Estas partículas salidas se pueden llevar a la formación con el filtrado del sistema de fluidos. Una vez que estos sólidos están dentro de los canales de poros de la formación, se comportan de manera similar a los finos de la formación. El deterioro de la permeabilidad por sólidos extraños depende en gran medida de su distribución de tamaño y de la distribución del tamaño de la garganta de los poros de la formación. La penetración de estos sólidos es generalmente poco profunda (5 a 10 cm); sin embargo, la relación de daño por permeabilidad resultante,  $k / k_o$ , puede ser tan baja como el 10% [3].

**CONCEPTO DE VELOCIDAD CRITICA**

Gruesbeck y Collins utilizaron un modelo de vías paralelas de un medio poroso, como se muestra en la Figura 10.26, para determinar las leyes locales de movilización y deposición de finos de formación [9]. En este modelo, se asume que los canales de flujo tienen dos ramas paralelas: (1) una consiste en tamaños de poros grandes en los que solo se produce una deposición superficial sin taponamiento, y (2) el otro consiste en tamaños de poros más pequeños en los que el tipo de tapón puede ocurrir la deposición de finos. La fracción de canales de flujo que son

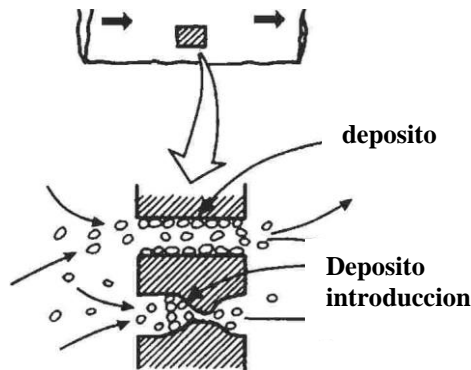


Figura 10.26. Modelo de ruta paralela de migración y deposición de finos [9].

Las vías de tipo tapón están determinadas por el tamaño de los finos en relación con el tamaño de los poros.

## ENTRENAMIENTO Y DEPOSICIÓN EN SUPERFICIE

Suponiendo que no se produce deposición de taponamiento cuando se arrastran partículas finas muy pequeñas a través de un medio poroso con pares grandes, Gruesbeck y Collíns realizaron una serie de experimentos utilizando paquetes de arena limpios con diámetros de grano que van de 840 a 2000  $\mu\text{m}$  y una suspensión de partículas de  $\text{CaCO}_3$  con un diámetro medio. de 8  $\mu\text{m}$  [9]. El fluido portador era una solución de KCl al 2% con pH ajustado a 8 con hidróxido de sodio.

Los efluentes se recolectaron y analizaron la concentración de finos y la distribución del tamaño de partículas con un turbidímetro y un contador Coulter. La figura 10.27 muestra un gráfico típico de  $C_e / C_i$  versus rendimiento de PV para diferentes velocidades intersticiales,  $v / q > i$ ,

donde:

$C_e$  = concentración de finos en el efluente,  $\text{cm}^3 / \text{cm}^3$ .

$C_i$  = concentración de finos en el fluido de entrada,  $\text{cm}^3 / \text{cm}^3$ .

$u$  = densidad de flujo de volumen ( $q/A$ ),  $\text{cm}/\text{s}$ .

$\phi_i$  = porosidad inicial

$q$  = tasa de flujo,  $\text{cm}^3 / \text{s}$ .

$A$  = área de sección transversal,  $\text{cm}^2$

La figura 10.27 muestra que, en cada cambio en la tasa de flujo, existe un valor constante de  $C_e / C_i$ , que indica las condiciones de estado estacionario. Por lo tanto, a partir de un balance de material sobre finos en cualquier punto  $x$  del paquete de arena, se obtiene el

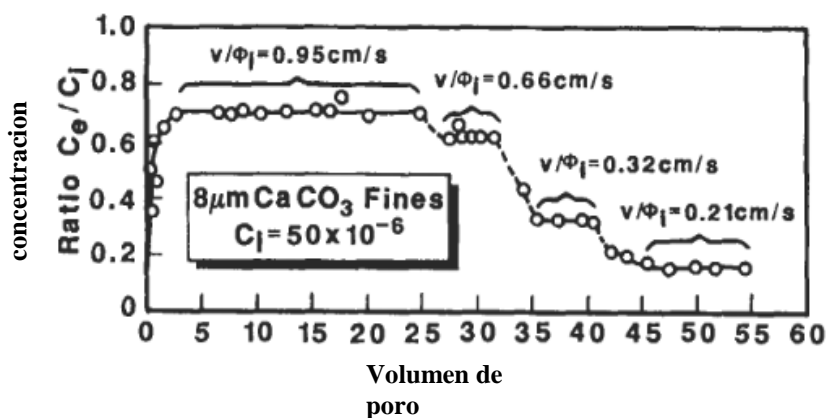


Figura 10.27. Deposición de finos en un medio poroso (espacio de arena) para diferentes velocidades intersticiales [9].

La siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\Phi C + \Phi_i V_{fp}) + u \frac{\partial C}{\partial x} = 0 \tag{10.5}$$

dónde:

$\Phi C$  = volumen de finos en suspensión por unidad de volumen a granel de medio poroso,  $cm^3$ .

$\Phi V_{fp}$  = volumen de finos depositados por unidad de volumen a granel de medio poroso.

$\Phi$  = porosidad restante después de la deposición, fracción.

$C$  = concentración de finos en el fluido,  $cm^3 / cm^3$ .

$X$  = distancia a lo largo del núcleo,  $cm$ .

$V_{fp}$  = volumen de partículas finas depositadas por unidad inicial  $PVV$ ,  $cm^3 / cm^3$ .

En condiciones de estado estacionario, el volumen de finos en suspensión,  $\langle j \rangle C$ , es constante y  $\partial(\Phi C) / \partial t = 0$ . Así, Ecuación 10.5 se convierte en:

$$\frac{\partial V_{fp}}{\partial t} = - \frac{u C}{\Phi_i X} \tag{10.6}$$

Suponiendo la tasa de deposición de finos,  $\partial V_{fp} / \partial t$ , es proporcional a la concentración de finos  $C$ , i. e.:

$$\frac{\partial V_{fp}}{\partial t} = \alpha_1 C \tag{10.7}$$

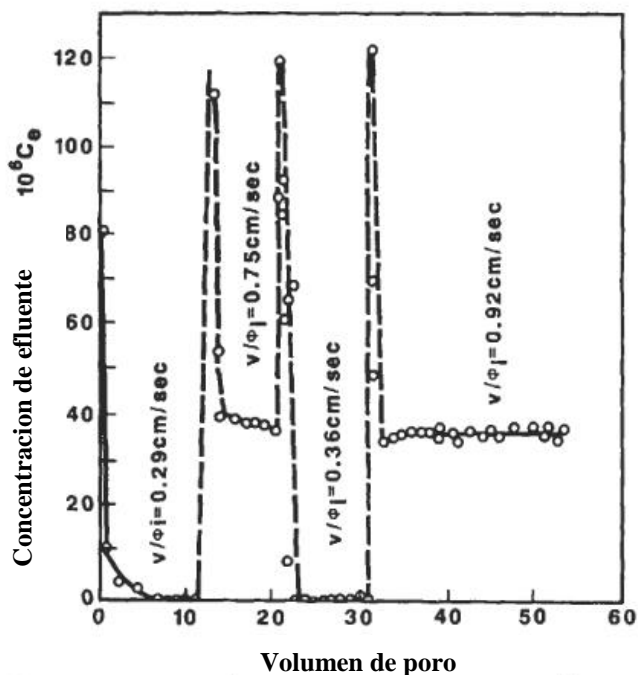
dónde:  $\alpha_1$  = constante de proporcionalidad. Sustituyendo  $\alpha_1 C$  para  $\partial V_{fp} / \partial t$  en la Ecuación 10.6 e integrando rendimientos:

$$\alpha_1 = \frac{-u \ln \frac{C_e}{C_i}}{\Phi_i L} \tag{10.8}$$

donde  $C_i$  es la concentración de finos de entrada y  $C_e$  es la concentración de finos en la salida del núcleo. Así, la deposición de tipo superficial ocurre de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial V_{fp}}{\partial t} = \frac{-u C}{\Phi_i L} \ln \frac{C_e}{C_i} \tag{10.9}$$

Figura 10.28. Concentración de finos en el efluente para diferentes velocidades intersticiales [9].



Basado en otro conjunto de datos mostrados en la Figura 10.28, que se obtuvo de hacer fluir un fluido limpio a través de un paquete de arena sucio, el 840- a Se mezcló arena de  $2.000 \mu\text{m}$  de diámetro de grano y se empaquetó húmeda con una suspensión de finos -Gruesbeck y Collins derivaron una ecuación para calcular la tasa promedio de arrastre. Suponiendo condiciones de estado estacionario e integrando la Ecuación 10.6 sobre la longitud del paquete de arena con  $C = 0$  en  $x = 0$ , y  $C = C_e$  en  $x = L$ , da:

Esta ecuación se utiliza para calcular la tasa promedio de arrastre dentro del paquete de arena a partir de los datos de la Figura 10.28, que luego se conspira contra el  $v$  y la velocidad intersticial como se muestra en la Figura 10.29 (Curva a). Esta figura también muestra el resultado de experimentos utilizando los mismos finos, arena y solución, pero con un polímero agregado para aumentar la viscosidad del fluido (Curva b).

Estos gráficos revelan la existencia de una "velocidad crítica," o caudal, por debajo del cual no se produce el arrastre de partículas finas, es decir,  $av_{fp}/\phi_i = 0$ , y por encima del cual la tasa de movilización, arrastre, y deposición



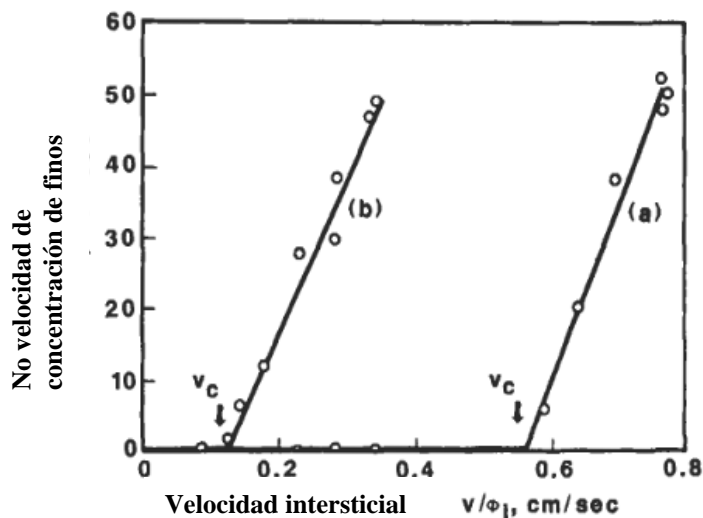


Figura 10.29 . Tasa neta de arrastre o finos en un medio poroso en función de la velocidad intersticial [9].

de finos de formación aumenta casi con el caudal de acuerdo con la siguiente expresión :

$$\frac{\partial V_{fp}}{\partial t} = \alpha_1 C - \alpha_2 V_{fp} (u - u_c) \quad u > u_c \quad (10,11)$$

dónde:

$u_c$  = crítica } densidad de flujo de volumen, cm / s .

$\alpha_2$  = constante (determinada experimentalmente) , 1 / cm.

Dado que la concentración de entrada es cero , el término  $\alpha_1 C$  debe ser insignificamente pequeño en todo el paquete de arena durante el breve período de duración de este tipo de pruebas y, por lo tanto, puede eliminarse de la Ecuación 10.8. .

De la Figura 10 . 29, parece que el único efecto de aumentar la viscosidad del fluido que fluye sobre la tasa de arrastre de finos es que el valor de la velocidad crítica aumenta. Este aumento puede justificarse postulando la existencia de una fuerza que une las partículas finas en la superficie del grano de arena. Si esta fuerza es superada por la fuerza de arrastre viscoso del flujo y no del fluido, se produciría la liberación y el arrastre de partículas finas. La gran fluctuación y los valores observados en la concentración del efluente en cada cambio en el caudal son causados por un flujo turbulento (Figura 10.28). La turbulencia mejora la fuerza de arrastre viscoso del fluido que fluye y, en consecuencia, se aumenta la tasa de arrastre de finos de formación .

ENTRENAMIENTO Y ENCHUFES

Los experimentos en los que se producen depósitos superficiales y de tipo tapón se realizaron utilizando suspensiones fluidas de perlas de vidrio de 5 a 10- $\mu$ m a través de un paquete limpio de 250-297  $\mu$ m granos de arena de diámetro. Los resultados de estas pruebas se muestran en la Figura 10.30, que revela la existencia de una condición límite de tasa de deposición cero en un valor de equilibrio de la deposición de finos. Este valor de equilibrio depende de la velocidad intersticial del fluido que fluye. Usando el modelo de vías paralelas en la Figura 10.26 y asegurando, dentro de cualquier volumen elemental del medio poroso, una fracción  $f$  del elemento formada por vías conectables y una fracción  $(1-f)$  de vías no conectables, la densidad de flujo total es igual a [9]:

$$u = f u_p + (1 - f) I n p \tag{10.12}$$

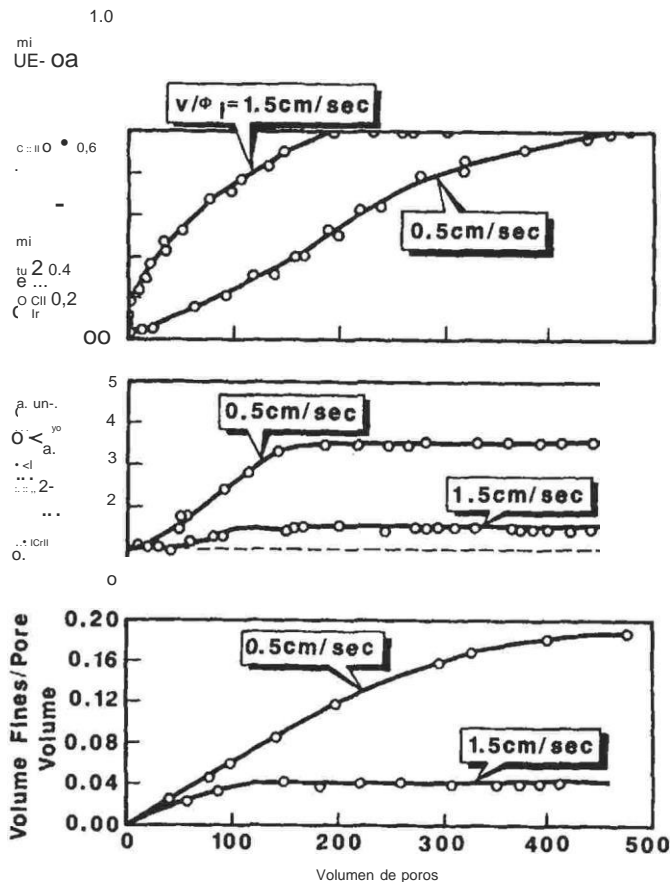


Figura 10.30. Efecto de la velocidad intersticial sobre el arrastre y la deposición o / formamultas [9].

donde los subíndices p y np se pueden enchufar y no enchufar, respectivamente. El volumen total de depósitos por unidad de volumen aparente de medio poroso es igual a:

Se supone que las vías no conectables son lo suficientemente grandes en comparación con las Talla de las multas suspendidas para que nunca se produzca un taponamiento total . Sin embargo, en las vías conectables, que se componen de aberturas de poros más estrechas, la permeabilidad de la formación y, en consecuencia, la densidad de flujo  $U_p$  se puede reducir a cero mediante la deposición de finos. Con base en estos supuestos y las ecuaciones 10.5, 10.12 y 10.13, Gruesbeck y Collins postularon que la tasa de arrastre y deposición en las vías conectables se comporta de acuerdo con la siguiente expresión [ 9 ] :

$$\frac{\partial(V_{fp})_p}{\partial t} = [\alpha_3 + \alpha_4(V_{fp})_p] \frac{u_p}{\phi_i} C \tag{10 . 14}$$

donde 0.3 y 0.4 son constantes (en cm : " ), que solo se puede determinar experimentalmente . En vías sin taponamiento, se aplica la ecuación 10.11 cambiando los términos u y  $V_{rp}$  por  $U_{np}$  y  $CV_{rp}$  np, respectivamente. :

$$\frac{\partial(V_{fp})_{np}}{\partial t} = \alpha_1 C - \alpha_2(u_{np} - u_c) (V_{fp})_{np} \tag{10,15}$$

Es evidente a partir de las ecuaciones 10 . 12 y 10. 13 que a medida que aumenta el volumen de partículas finas depositadas en la vía de obstrucción,  $CV_{rp}$  p, aumenta la velocidad, , disminuye, provocando que la velocidad del fluido a través de las vías que no se obstruyen,  $U_{np}$  , para aumentar: es decir, el flujo de líquido se desvía de vías de obstrucción a vías que no se obstruyen. Por lo tanto, el arrastre en las vías sin taponamiento aumenta hasta que  $3CV_{rp}$  np / 3t se acerca a cero . Establecer  $3CV_{rp}$  np / 3t igual a cero en la Ecuación 10 . 11 o 10.15 da el valor de equilibrio, v; P ' observado en la Figura 10.30:

donde se supone que, durante el equilibrio, al! las vías conectables están tapadas y, en consecuencia,  $U_{np} = u$  . ¡Como prueba de la valentía general de la crítica! teoría del concepto , Gruesbeck y Collins llevaron a cabo la integración numérica de estas ecuaciones y generaron datos, que se grafican en la Figura 10.31 . Es evidente que este dato teórico encaja , casi perfectamente , los datos generados experimentalmente (Figura 10.30). Lo simple

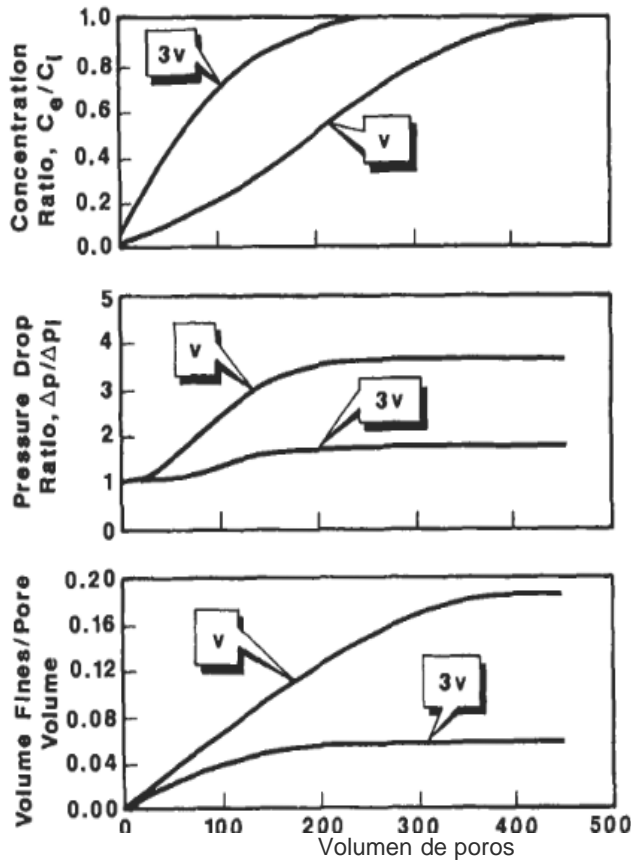


Figura 10 . 31. Nu merica l s y mulati o n del efecto o f intersticial v elocidad sobre la migraci3n de multas {8 / .

teoría de la crítica! velocidad , por tanto, es una excelente repre s entaci3n de procesos de deposici3n y arrastre en medios porosos. A los efectos de la integraci3n numérica, se supone que la permeabilidad cambia a medida que los dep3sitos se acumulan de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$\frac{k_p}{k_{pi}} = \exp \left[ -\alpha_3 (V_{fp})_p^4 \right] \tag{10 . 17}$$

y :

$$\frac{k_{np}}{k_{npi}} = \frac{1}{1 + \alpha_4 (V_{fp})_{np}} \tag{10 . 18}$$

d3nde  $\alpha_3$  y  $\alpha_4$  son constantes adimensionales que pueden determinarse experimentalmente . Adem3s, la fracci3n de flujo a trav3s de v3as conectables es

se supone que cambia de acuerdo con la siguiente ecuación :

$$\left(\frac{u_p}{u_{np}}\right) = \frac{k_p (V_{fp})_p}{k_p (V_{fp})_p + k_{np} (V_{fp})_{np}} \tag{10,19}$$

Las pruebas experimentales que se utilizaron para desarrollar el concepto de velocidad crítica se ejecutaron a un caudal constante, aunque en los pozos productores el flujo se produce más cerca de un diferencial de presión constante, especialmente en las proximidades del pozo donde se produce el daño de la formación. La figura 10.32 muestra los resultados de las pruebas de deposición y arrastre realizadas con una caída de presión constante a través del paquete de arena para dos tipos de arenas. La relación de daño por permeabilidad  $k / k_i$  para arenas más finas (Curva A) se acerca a cero con bastante rapidez porque los depósitos tienden a concentrarse cerca del extremo de entrada del paquete de arena . En la arena más gruesa (curva B), los depósitos son más uniformes en todo el paquete de arena y, en consecuencia , después de una breve disminución, la tasa de daño por permeabilidad se vuelve constante. Gruesbeck y Collins observaron que más deposición resulta, para un rendimiento de volumen de poro dado, bajo constante  $p$  que para un caudal constante  $q$ .

Las figuras 10.33 y 10.34 muestran cambios de permeabilidad versus PV y velocidad intersticial , respectivamente, cuando un núcleo de arenisca Berea se expone a una prueba de deposición y arrastre. Datos en la Figura 10 . 33 fueron obtenidos por mantener  $y_o$   $n_g$  cada caudal indicado para un rendimiento de 100 PV mientras  $P_{AGS}$  se midió continuamente. Para el caudal de  $0 . 0367 \text{ m}^3 / \text{s}$  , la permeabilidad del núcleo se volvió constante . Figura 10 . 34 es una gráfica de  $k / k_i$  vs.  $u / \langle u \rangle$  ; para los datos de la Figura 10.33 y otros tres datos similares

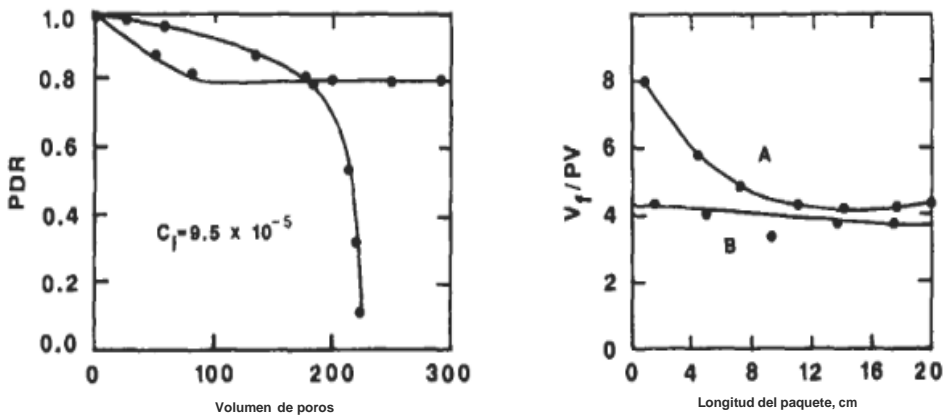


Figura 10.32. Arrastre y deposición de finos de formación bajo constante  $p$  de finos de 5 a  $10 \mu\text{m}$  de diámetro; Curve A: paquete de arena de 177 a 210 mm de diámetro y  $t_{j,p} / L = 900 \text{ kPa} / \text{m}$  ; Curva B: 250- a 297- espacio de arena de mm de diámetro ,  $t_{j,p} / l = 450 \text{ kPa} / \text{m}$  [9] .

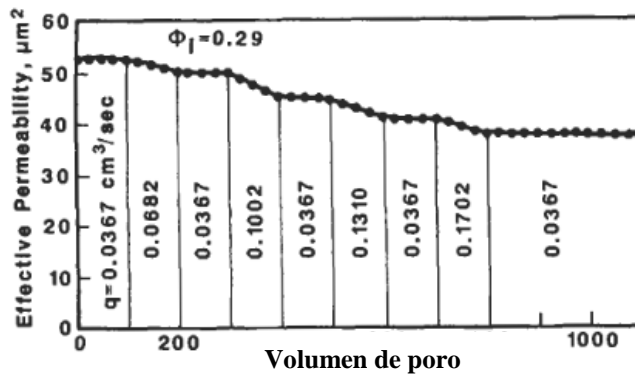


Figura 10.33 . Efecto ofjl o w rate on tbe e norte formación y redeposición o afina en un núcleo de Berea durante el salto de un 2 % Solución KCl [ 9 ] .

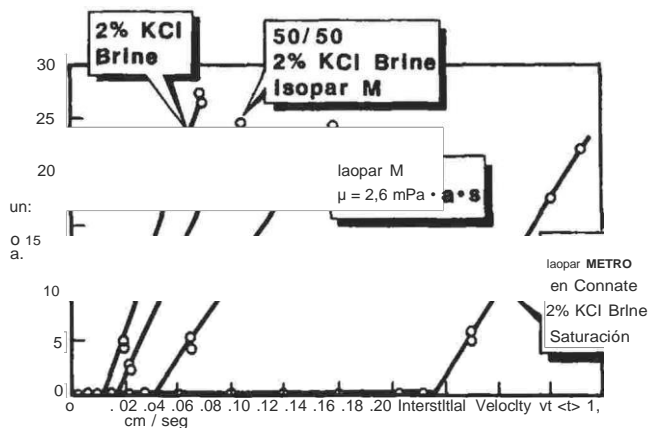
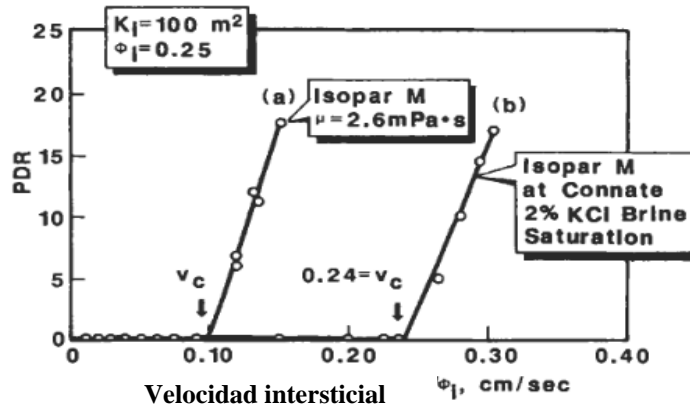


Figura 10.34. Efecto o f intersticial tu elocidad de la relación de daño por permeabilidad  $k/k_0$  Para diferentes soluciones founng [9].

conjuntos obtenidos utilizando diferentes fluidos fluidos. Las curvas trazadas en la Figura 10.34 tienen el mismo comportamiento característico que los que se muestran en la Figura 10.29. Este comportamiento característico también se puede observar en Figura 10 . 35 , que muestra los resultados de experimentos similares en núcleos reales de un campo donde algunos pozos han exhibido una disminución anormal de la productividad. Estos resultados confirman el papel que juegan los finos naturales en el daño de la formación y la consiguiente disminución de la productividad del pozo. . ¡De ahí la crítica! La teoría de la velocidad es una excelente representación de los procesos de deposición y arrastre, y es aplicable a medios porosos consolidados y no consolidados.



40

ampo [9 / .

### IDENTIFICACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO POR PERMEABILIDAD

Asumiendo que, en cierto momento  $s$ , solo un mecanismo de daño de permeabilidad  $i$  es dominante, Wojtanowicz y col. desarrolló un simple y técnica práctica que identifica con mucho el mecanismo predominante  $s$  m [19]. Esta técnica se basa en la "s análisis de ysterns " enfoque en el que  $th$  mi

Los datos experimentales de cambios de permeabilidad versus el tiempo de flujo se utilizan para inferir valores cuantitativos de factores seleccionados involucrados en la interacción fluido-roca. En aplicaciones muy prácticas, este enfoque se puede utilizar para reconocer los mecanismos de daño mediante el análisis de gráficos cartesianos de la relación de daño por permeabilidad,  $k / k_i$  en función del tiempo. El tipo de mecanismo de daño que ocurre se identifica por la existencia de una línea recta de una pendiente específica. Los supuestos generales utilizados en el desarrollo de esta técnica son :

- (1)  $th$  mi  $conc$  mi  $ntración$  de finos de formación disminuye exponencialmente  $s$  con tiempo ;
  - (2) (3) (4) la concentración de sólidos en los fluidos de terminación que invaden la formación es constante;
  - (5) (6) (7) la migración de estos sólidos se comporta según el proceso de filtración a tasa constante;
- la concentración de sólidos es baja, por lo que el volumen se reduce y o encendido debido a la captura de partículas es insignificante ;
- la torta de filtración es incompresible ;
- la formación es homogénea y la geometría de los poros es regular ;
- y el flujo es lineal y laminar .

DAÑO A LA PERMEABILIDAD DE SUOS EXTRANJEROS

Hay tres mecanismos de transporte de sólidos extraños en rocas porosas por los cuales puede ocurrir daño de permeabilidad. : bloqueo gradual de los poros, bloqueo o cribado de un solo poro , y formación de torta o colado .

Gruesbeck y Collins definieron el bloqueo gradual de los poros s una deposición de tipo superficial y mostró que durante este machanism la tasa de depo s ition o captura es directamente proporcional a la concentración de sólidos en la corriente de flujo [10]. Utilizando un modelo de captura de partículas de primer orden, Wojtanowicz et al. derivó la siguiente ecuación que describe el comportamiento de la permeabilidad de la formación durante el bloqueo gradual [ 19]:

$$k = \left( \sqrt{k_o} - m_g t \right)^2 \tag{10,20}$$

o :

$$y / k = - m_g t + 1 \tag{10,21}$$

que es una ecuación de una línea recta con pendiente negativa  $m_g$  e interceptar 1.00. La pendiente es función del factor de captura  $f_c$ , concentración de sólidos  $C_s$  ( g / cc), longitud media de la trayectoria de flujo  $L$  (cm) , densidad de sólidos  $P_s$  ( g / cc) y área de flujo original  $A_{ro}$  (cm<sup>2</sup>) :

$$m_g = \frac{f_c C_s}{L \rho_s A_{fo}} \tag{10 . 22}$$

El medio físico  $y_o$   $n_g$  del factor de captura  $f_c$  es análogo a la relación torta-filtro utilizada en la teoría de la filtración en lecho profundo y se puede estimar a partir de la ecuación de captura de sólidos [ 36]:

donde  $M$  es la masa del sólido extraño s capturado por la roca durante un período de tiempo, en . El bloqueo de los poros simples se produce cuando las partículas sólidas de crítica! s  $y_o$   $z_e$ ,  $y_o$  .  $mi$  . , de tamaño cercano al tamaño de los poros , Bloquea instantáneamente los poros dividuales.



La función de daño por permeabilidad que describe este mecanismo es:

$$m_s = - \text{metro} , t + l \tag{10.24}$$

que es también una ecuación de una línea recta de pendiente  $-m_s$  e intercepto 1,00. La pendiente del dedo del pie está dada por :

$$m_s = - \frac{6qC_sC_{sc}A_p}{\pi d_c^3 \rho_s A_{fo}} \tag{10.25}$$

dónde:

$q$  = caudal, cc / min.

$C_{sc}$  = concentración de partículas sólidas de crítica! diámetro, g / cc.

$d_c$  = diámetro crítico de partículas , cm .

$A_p$  = área de un solo poro, cm<sup>2</sup> .

Durante el riguroso mecanismo , un filtrado  $q$  en la torta se acumula en o cerca de la cara de formación . La formación de la torta se puede iniciar s partículas sólidas más grandes que el tamaño de los poros o por una alta concentración de sólidos más pequeños que el tamaño de los poros. El cambio de permeabilidad durante este mecanismo es :

$$\frac{k_o}{k} = m - t + 1 \tag{10,26}$$

Esta ecuación es una línea recta de postular  $q$  o me inclina e intercepta 1.00. La pendiente me se aproxima mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{aqC_s}{\mu C} = - \text{AcRr} \tag{10.27}$$

dónde :

$a$  = resistencia al flujo promedio, cm / g (=  $AcRc / M$ ) .

$Ac$  = área de la torta , cm<sup>2</sup> .

$R_r$  = resistencia de la roca a la filtración , cm - 1 .

$Re$  = resistencia de la torta a la filtración, cm- 1

$L_r$  = longitud real de la roca, cm .

$Ar$  = área de la roca, cm<sup>2</sup>

Utilizando la configuración de laboratorio que se muestra en la figura 10.36, Wojtanowicz et al. realizó una serie de experimentos volcando fluidos de terminación con diferentes niveles de contaminación del lodo a través de los tubos centrales, y

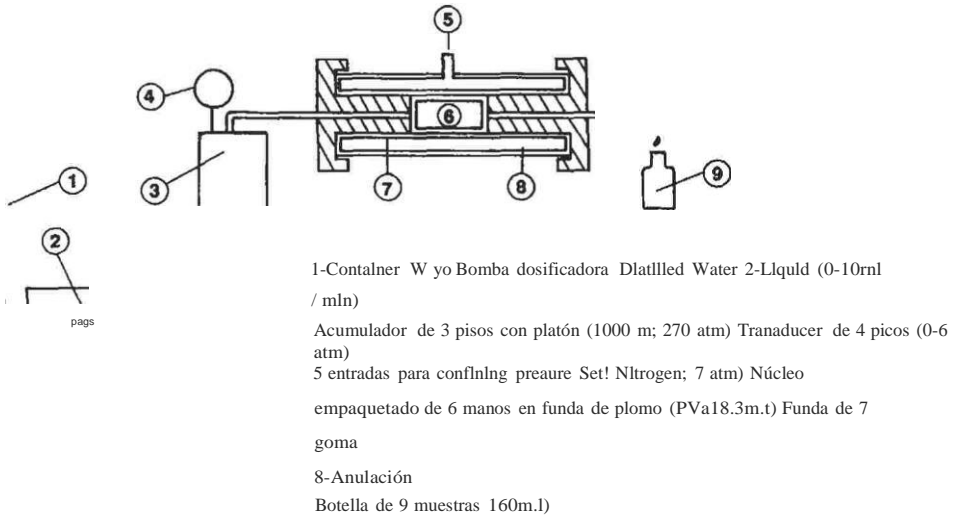


Figura 10.36. Diagrama scbematic de aparatos experimentales utilizados para inues ti controlar los mecanismos de daños F 19 /.

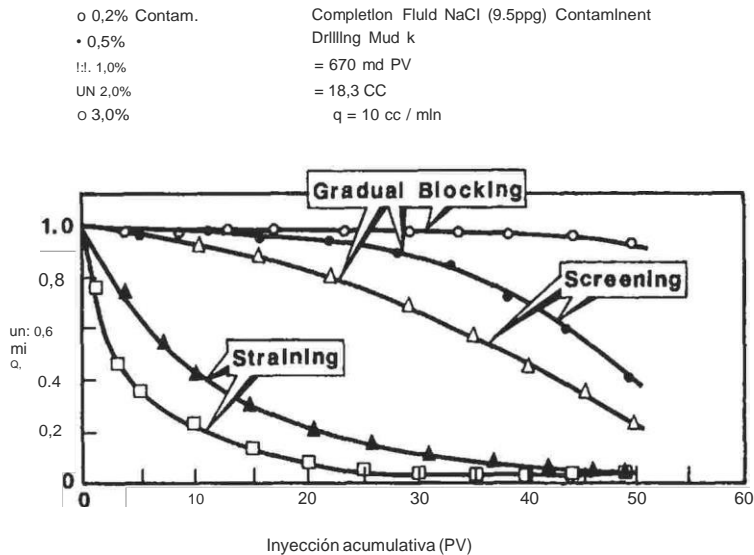


Figura 10.37. segundo mi baui o r o fPDR es mdi California tiue del daño rnechanism (19/.

Figuras generadas 10.37-10.40 [19] . Tablas 10.17 y 10 . 18 muestran los fluidos de terminación y la composición mineral de las muestras de roca del yacimiento utilizadas en estas pruebas . La figura 10.37 muestra claramente el cambio cualitativo fundamental en la permeabilidad para diferentes fracturas. yo ons de contaminación. La figura 10.38 es una gráfica de .Jk / k0 versus tiempo, que muestra la existencia de una línea recta temprana para tres niveles diferentes de

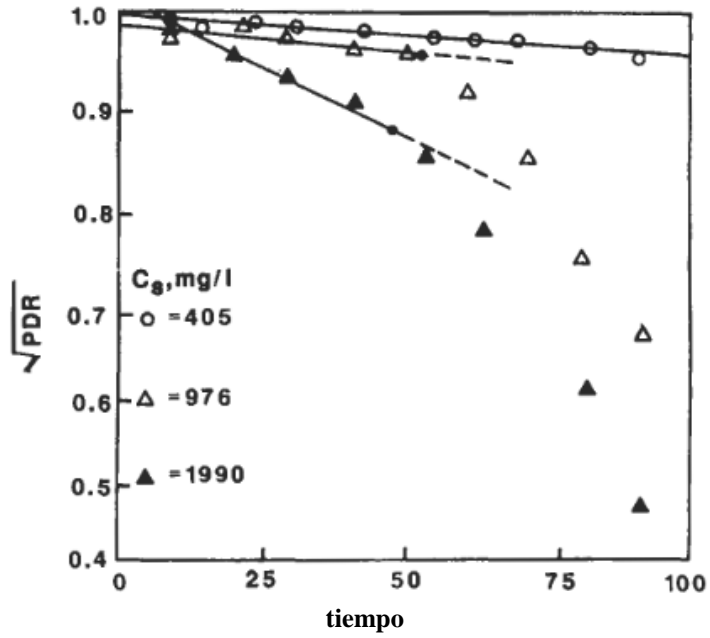


Figura 10.38. La estrategia temprana es indicatil "mi o f" gradual Bloqueo de poros " dañar mecanismo durante la inuasión de sólidos extranjeros [19] .

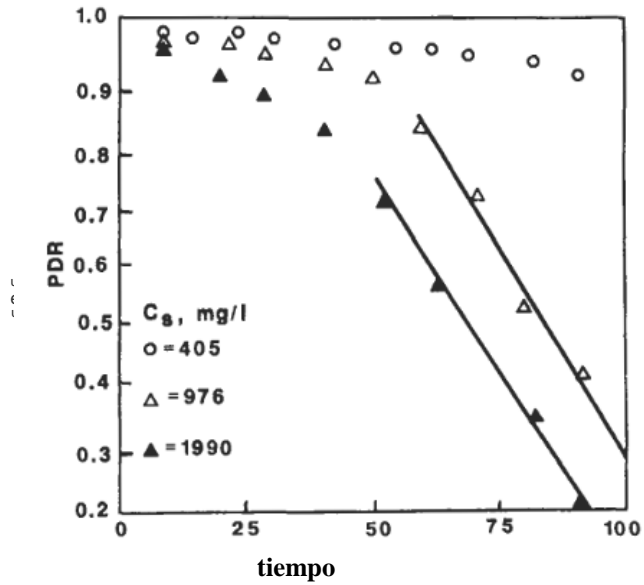


Figura 10.39. La línea recta tardía es indicativo de " b / ockage singte-pore o pantalla-ing "daño mecanismo durante la inuasión de sólidos extranjeros [19] .

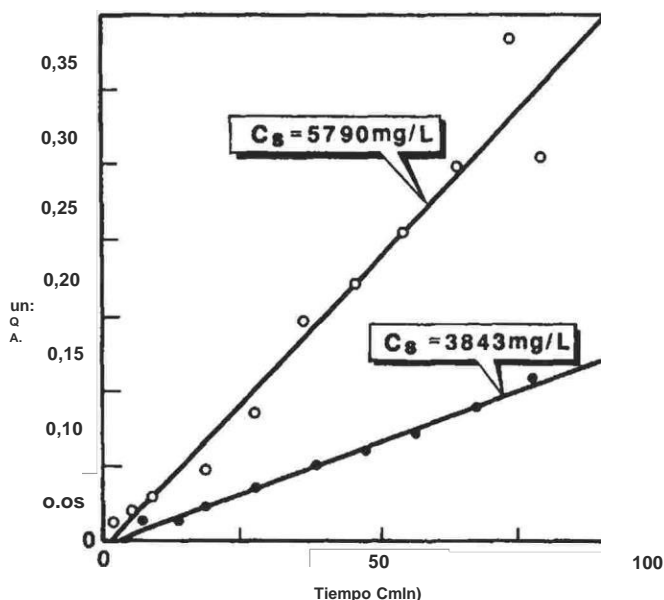


Figura 10.40 . Gráfica de diagnóstico o / "C Mecanismo de daños que provocan " durante para mi ign inuasión de sólidos [19] .

TABLA 10.17  
(TESTEO DE FLUIDOS DE OMPLECIÓN [19])

Líquido	sal				pH	
	TSS (ppm)	CST (seg)	Conc. (gil)	Viscosidad de densidad (ppg) (cp)		
Cloruro de calcio	1 . 0	9 . 3	190	9.5	1,5	8,6
Cloruro de sodio	0 . 0	8 . 9	215	9.5	1 . 9	8 . 1
Nitrato de amonio	0 . 2	9,8	260	9.5	1.7	3.2
Nitrato de armonio + 20 % Metanol	0 . 3	10.0	320	9 . 5	1,9	3 . 1

"Filtered throug h filtro de 0,4 micrones .

contaminación (0 . 2 % , 0,5% y 1 . 0 % ). En todos los tres casos, la intersección es aproximadamente igual a uno y la pendiente es negativa. Así, de acuerdo con la Ecuación 10 . 37, el mecanismo de bloqueo gradual de los poros es dominante durante la primera parte de las pruebas. . Como se muestra en la Figura 10.38, la duración de este mecanismo es función del nivel de contaminación. , y cuanto mayor sea el nivel de contaminación, menor será la duración del mecanismo de bloqueo gradual de los poros. Al final de este mecanismo, la curva está disminuyendo rápidamente, es decir, daño de permeabilidad severo, lo que sugiere la existencia de un mecanismo de bloqueo (cribado) de un solo pore. Figura 10 . 39 es cartesiano

MESA 10.18  
MINERAL (OMPOSICIÓN DE  
(MUESTRAS DE MINERAL ( 19]

Mineral	Concentración
	% peso / peso
Cuarzo	56-68
Feldespato	11-23
Calcita	5-8
Dolomita	4-11
Illite / Mica	3-7
Clorita	3-5

0,30

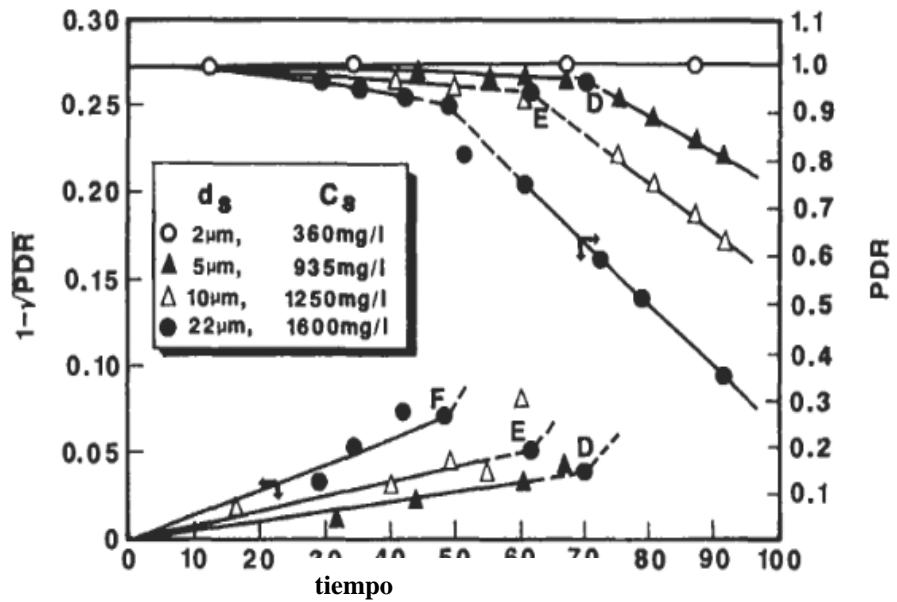


Figura 10.41. E! Efecto del tamaño de los sólidos y la concentración en PDR {19/.

gráfica de  $k / k_i$  versus tiempo para los mismos datos utilizados para graficar la Figura 10 . 38 .

Las dos rectas correspondientes a 0 . 5 y 1,0% de contaminación, que se comportan según Equat yo el 10.24, confirme la existencia de un mecanismo de bloqueo de poro único . La figura 10.40 es un gráfico de  $ko / k$  frente al tiempo de los mismos datos correspondientes a las dos curvas de "deformación" de la figura 10 . 37 . Así, para niveles muy altos de contaminación (3% o más), el mecanismo de formación de torta es dominante y se comporta de acuerdo con la Ecuación 10.26. La figura 10.41 describe el efecto de la mezcla y la concentración de sólidos sobre el mecanismo de bloqueo gradual de los poros. Los tamaños y concentraciones de partículas grandes acortan considerablemente la duración de este

mecanismo y, por lo tanto, permitir que domine el mecanismo de bloqueo por un solo poro más dañino.

Basado en estos resultados y otras pruebas no incluido aquí, Wojtanowicz et al. hizo las siguientes observaciones [19]:

1. Dado que un fluido de terminación libre de sólidos es virtualmente imposible de lograr, el gradual bloqueando El mecanismo siempre está presente. Este mecanismo está indicado por:
  - (a) reducción de la permeabilidad de tipo parabólico ,
  - (b) invasión profunda de partículas, y
  - (c) disminución constante del tamaño de los sólidos invasores . La duración de este El mecanismo es función del tamaño y concentración de partículas sólidas en el fluido de terminación.
  
2. Un mecanismo de bloqueo o cribado de un solo poro, que puede producir daños irreversibles a la permeabilidad, es un s asociado con :
  - (a) una reducción pronunciada y lineal en la permeabilidad de la formación, y (b) una invasión profunda de partículas sólidas en la roca cerca del pozo .
  
3. Un mecanismo de formación de torta o estirado tiene tres características:
  - (a) reducción pronunciada y lineal de la permeabilidad ,
  - (b) penetración profunda de sólidos invasores en la formación, y (c) pequeños sólidos que atraviesan la zona dañada .

#### DAÑO A LA PERMEABILIDAD DE LAS FLNES DE FORMACIÓN

Los finos de formación pueden generarse como precipitados químicos de la reacción química. yo entre el fluido de terminación y el agua de formación, o liberado de la roca superficial cuando el fluido de terminación interactúa con los diversos minerales arcillosos y no arcillosos presentes en la roca de formación . Una vez movilizados, estos finos pueden dañar la permeabilidad de manera similar a los sólidos extraños. Las ecuaciones que describen la respuesta de la permeabilidad al daño. , sin embargo, son diferentes. Suponiendo que los sólidos se movilizan exponencialmente , por analogía con la ecuación de desintegración y la cinética de la reacción química , Wojtanowicz y col. mostró que cuando el tamaño de las multas movilizadas es mucho menor que el  $\lambda$  y  $\lambda$  de los poros, se produce un mecanismo de barrido y bloqueo gradual simultáneo [19]. Suponiendo que la masa inicial de finos móviles en las gargantas de los poros es insignificante en comparación con los finos móviles en las paredes de los poros. , la permeabilidad

La respuesta a este mecanismo se puede describir mediante la siguiente ecuación :

$$\sqrt{\frac{k}{k_0}} = 1 - a_{gs} t e^{-f_r t} \quad (10.28)$$

dónde:

$$a_{gs} = \frac{f_c f_r M_{pi}}{q L_t A_{fo}} \quad (10.29)$$

$M_{pi}$  = masa inicial de finos en la superficie de los poros, g.  $L_r$  = longitud media de la garganta de los poros, cm.

$f_r$  = coeficiente de liberación, min<sup>-1</sup>.

La ecuación 10.28 se puede escribir de la siguiente manera:

$$\ln \left( \frac{1 - \sqrt{k/k_0}}{t} \right) = -f_r t - \ln a_{gs} \quad (10.30)$$

Por lo tanto, una gráfica semilogarítmica de  $(1 - \sqrt{k/k_0}) / t$  versus el tiempo debería producir una línea de pendiente + f. . Tal trama generalmente produce dos porciones rectas, como se muestra en la Figura 10.42. El primero corresponde al caso en el que el mecanismo concurrente está dominado por el bloqueo gradual de los poros. . La segunda línea recta es para el caso en el que el mecanismo de daño está dominado por el barrido de poros. . La pendiente de la segunda línea recta es aproximadamente de 5 a 6 veces la pendiente de la primera línea recta. .La capacidad mínima de penetración se alcanza en el tiempo  $t = 1 / f_r$ .

Los mecanismos graduales de bloqueo y barrido de poros también pueden ser anales, y zed por separado en caso de que el enfoque anterior no arroje resultados definitivos. La respuesta de permeabilidad a estos mecanismos es la siguiente forma general:

$$\sqrt{\frac{k}{k_0}} = 1 + a_m \left( 1 - e^{-f_r t} \right) \quad (10.31)$$

donde, para el bloqueo gradual de los poros, la constante  $a_m$  i s igual a :

$$a_m = -\frac{f_c M_{pi}}{A_{fo} \rho L_t} \quad (10,32)$$

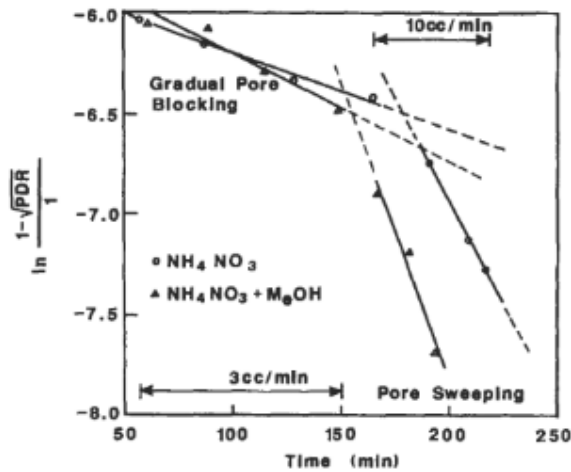


Figura 10.42. Efectos combinados de bloqueo y barrido de poros graduales mecánicos [19].

y para barrer :

$$a_m = \frac{M_{ti}}{A_{fo}\rho L_t} \tag{10.33}$$

METRO  $M_{ti}$  es la masa inicial de sólidos en la garganta parenteral. Ecuación 10.30 se puede escribir como:

$$\ln(1 + \frac{Jk}{k_o}) = -f_r t \tag{10.34}$$

Así, un serm y gráfico logarítmico de  $[\ln(1 + (Jk / k_o) / a_m)]$  versus el tiempo debería producir un tra yo línea recta de pendiente  $-f_r$ .

Cuando las multas movilizadas resultantes de un interacción yo El líquido de finalización y el formato están dentro del rango de la síze de la garganta de los poros, el mecanismo de bloqueo monoparental tiene lugar y provoca una reducción en permeabilidad. Cuando el tamaño de las multas movilizadas es contra yo lamentablemente mayor que el tamaño de la garganta parecida, Sin embargo, se produce el mecanismo de formación de torta de taponamiento,

lo que también causa daños a la capacidad de escritura [19]. La disminución de la permeabilidad durante una sola - el bloqueo pare es :

$$\frac{k}{k_o} = 1 + a_{sb} (1 - e^{-f_r t}) \tag{10.35}$$



donde un  $s_b$  es un grupo de parámetros medibles :

$$a_{sb} = \frac{6C_{sc}M_{pi}d_p^4}{\pi d_r^3 \rho_s (32A_r C_s)^2} \quad (10.36)$$

Reordenando y tomando el logaritmo , La ecuación 10.35 se convierte en:

$$\ln \left( 1 + \frac{1 - k/k_o}{a_{sb}} \right) = -f_r t \quad (10.37)$$

La respuesta de permeabilidad al taponamiento o formación de torta debida a la movilización de finos viene dada por:

$$\frac{k_o}{k} = b_c + a_c (1 - e^{-f_r t}) \quad (10.38)$$

or:

$$\ln \left( 1 + \frac{b_c - k_o/k}{a_c} \right) = -f_r t \quad (10.39)$$

where:

$$a_c = \frac{\alpha A_r k_o M_{pi}}{A_c^2 L_r} \quad (10.40)$$

$$b_c = \frac{A_r k_o R_r}{A_c L_r} \quad (10.41)$$

Las figuras 10.43 y 10.44 ilustran la respuesta de permeabilidad a la interacción de cuatro fluidos de terminación, descritos en Tabla 10.17 y muestras de rocas del yacimiento. Basado en este estudio , Wojtanowicz y col. . hizo las siguientes observaciones [19] :

- 1 . La cantidad de multas disponibles para la movilización es constante para un partí- roca de formación cular, y no depende del tipo de fluidos de terminación ;
2. El mecanismo por el cual se movilizaron y capturaron los finos depende del tipo de fluido de terminación;
- y
- 3 . El nivel de compatibilidad del fluido de terminación con una formación.

La roca se puede cuantificar mediante los valores de los coeficientes de liberación y captura  $f_r$  y  $f_e$ .

Khilar y Fogler investigaron el mecanismo de sensibilidad al agua de los núcleos de Berea y encontraron que estos dos coeficientes eran

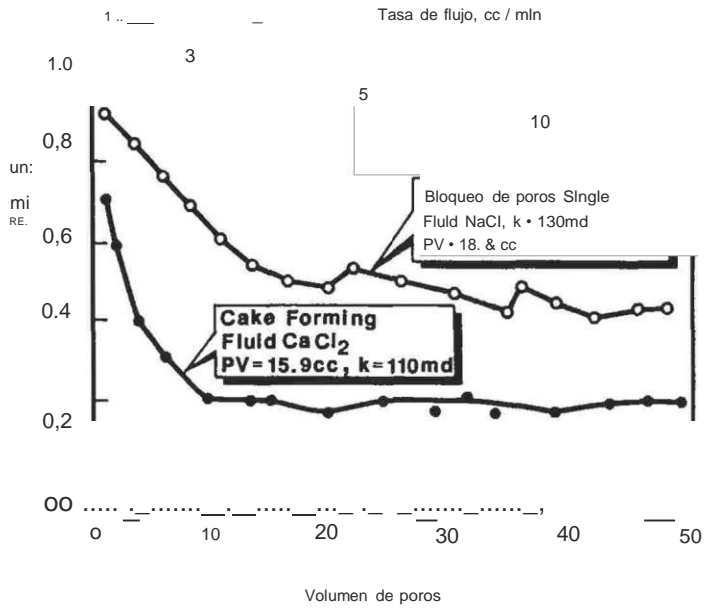


Figura 10.43. Comportamiento de PDR durante la movilización de líneas en muestras de rocas de yacimiento por NaCl / y CaCl<sub>2</sub> [19].

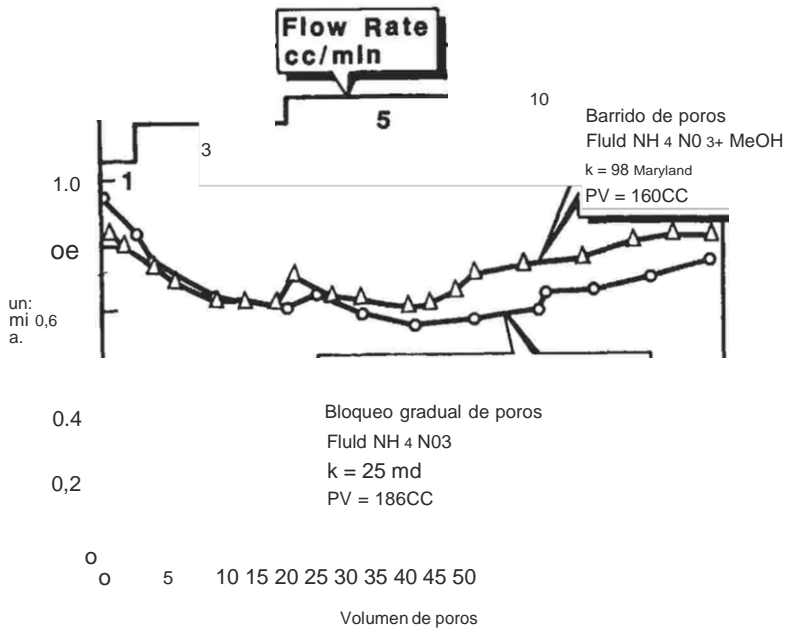


Figura 10.44. Behavior de PDR durante la movilización fuera de líneas en muestras de roca de yacimiento utilizando dos diferentes tipos de fluidos [19].

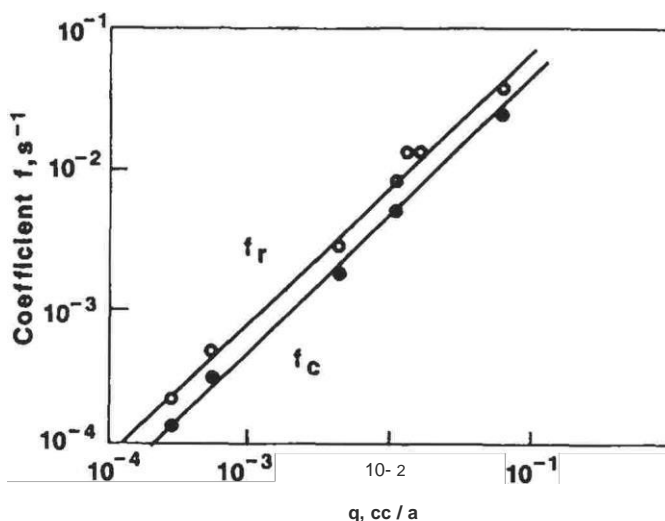


Figura 10.45. Variación de liberar y capturar coeficientes untb flow: raf mi / 32 ).

proporcional al caudal de fluido como se muestra en la Figura 10.45 [32]. Un ajuste de curva de estos datos produce:

$$f_c = 0.385q^{0.965} \tag{10.42}$$

and:

$$f_r = 0.640q^{0.970} \tag{10.43}$$

donde el caudal \$q\$ se expresa en cm<sup>3</sup>/seg y los dos coeficientes en un segundo l<sup>-1</sup>. La temperatura afecta el coeficiente de liberación. yo ent y, conserápidamente , la relación de daño por permeabilidad \$k/k\_0\$. Según la Figura 10.46 , Disminuir la temperatura retrasa la aparición del daño por permeabilidad. y reduce la tasa de disminución de \$k/k\_0\$. figura 10.47 muestra que el coeficiente de liberación \$f\_r\$ puede estar relacionado con la temperatura \$b\$ y una relación tipo Arrhenius. El coeficiente de captura \$f\_c\$ es independiente de la temperatura [32].

### EFFECTO DE LA CALIDAD DEL AGUA SOBRE LA PERMEABILIDAD

La calidad del agua inyectada en una formación de arenisca durante una inundación o un proyecto de eliminación de agua se ve afectada por varios tipos de contaminantes, incluidos los limos en suspensión. , arcillas , escala , aceite y bacterias, que pueden ser un s origen de graves daños por permeabilidad y la consiguiente

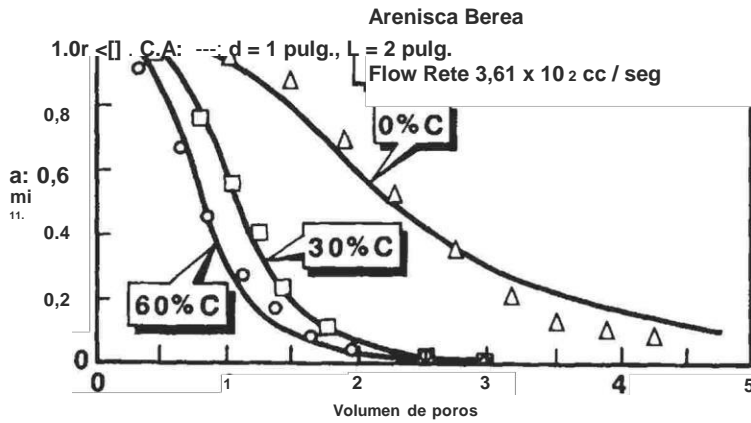


Figura 10.46. Efecto de la temperatura sobre PDR [32].

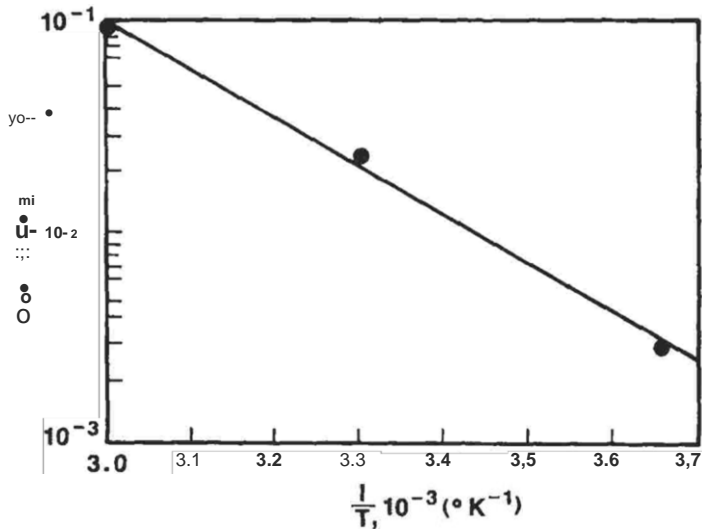


Figura 10.47. Efecto de temperatura en el lanzamiento de inyectante [32].

disminución de la inyectividad . Al considerar los efectos del sol suspendido y de partículas en la tasa de inyección y declive de la ciudad, Barkman y Davidson introdujeron una medida de " calidad del agua "[23] . Lo definieron como la relación entre la concentración de sólidos en suspensión y la permeabilidad de la torta de filtración formada por esos sólidos. Se puede obtener directamente de los experimentos de filtración de membranas o núcleos. . La filtración generalmente puede reducir la concentración de sólidos en suspensión , pero es poco probable que sea suficiente y El tratamiento del agua entrante se puede lograr durante largos períodos de tiempo para evitar la disminución de la inyectividad. Una forma conveniente de determinar cuánto tiempo un inyector

puede usarse antes de que se requiera estimulación o reemplazo del pozo es para calcular su "vida media", que es simplemente el tiempo necesario para que la tasa de inyección disminuya a la mitad de su valor inicial, y estimar la tasa y ubicación de los daños por permeabilidad. Barkman y Davidson investigaron cuatro mecanismos por los cuales puede ocurrir un deterioro de la permeabilidad (23):

- (1) estrechamiento del pozo causado por la formación de una torta de filtración por sólidos en la cara del pozo;
  - (2) invasión por sólidos de la roca de formación en las cercanías del pozo o zona de piel, que provoca la formación de puentes y la acumulación de una torta de filtración interna;
  - (3) taponamiento de las perforaciones cuando las partículas sólidas se alojan en las perforaciones;
  - (4) relleno del pozo cuando los sólidos se depositan en el fondo del pozo por gravedad,
- provocando una disminución en el grosor de la zona de la red.

La figura 10.48 es una representación esquemática de estos tipos de daños por permeabilidad. . Asumiendo que, en todos los cuatro mecanismos de daño, el fluido se inyecta a una presión constante, el estado de flujo es un estado semiestacionario, y el fluido que fluye es incompresible, Barkman y Davidson lo demostraron.

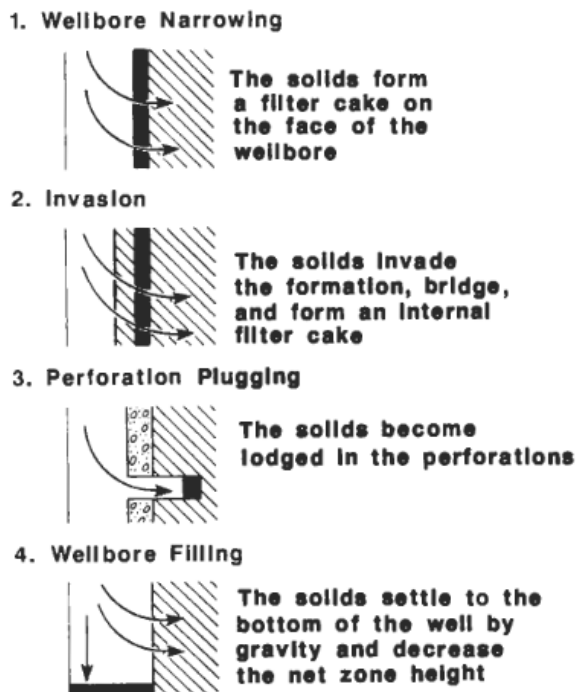


Figura 10.48. Tipos de daño de formación causado por sólidos cerca de un pozo (23).

para cada mecanismo , El tiempo necesario para que la tasa de inyección disminuya a una fracción de su valor inicial se puede expresar de la siguiente manera:

$$t_{\alpha} = t_T G_{BD} \tag{10 . 44}$$

donde  $t_T$  es el tiempo total requerido para completar llenar el volumen del pozo con sólidos a la tasa de inyección de agua inicial  $i_w$  , y es independiente del mecanismo de deterioro :

$$t_T = \frac{m \cdot h \rho_c}{i_w C_s \rho_w} \tag{10 . 45}$$

dónde:

$r_w$  es el radio del pozo ,  $h$  es el intervalo de inyección ,  
 $C_s \rho_w$  es la concentración de sólidos en agua, y  $\rho_m$  y  $\rho_w$  son la densidad de la torta de filtración y el agua, respectivamente.

La función Barkman-Davidson ,  $G_{BD}$ , ajusta  $t_T$  según el deterioro de la permeabilidad dominante.

### TORTA DE FILTRO EXTERNO BUILDUP

Asumiendo que :

- (1) los sólidos quedan atrapados en el pozo como en la Figura 10.48,
- (2) hay una resistencia a fluir a través de la torta de filtración y a través de la formación , y
- (3) la resistencia de la torta de filtración es una función del tiempo a medida que se forma la torta ,  
 entonces la caída de presión total a través de la formación y la torta de filtración es igual a :

$$\Delta p = \frac{i_w \mu}{27tkc} \left( \frac{r_{eo} k_{fo}}{r_{mi} k} \right) \tag{10 . 46}$$

dónde:

$i_w$  es la tasa de inyección de agua ,  
 $kc$  es la permeabilidad de la torta de filtración,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  
 $r_{eo}$  es el radio externo) de la formación o patrón de inyección,  $r_{mi}$  es la distancia radial a la cara de la torta de filtración ,  $r_{eo} = r_e / r_w$  , y  $r_{mi} = r_w$  .

A partir de un balance de materiales de las partículas sólidas en el pozo, se obtiene:

$$i_w = - \left( \frac{2\pi r_w^2 h \rho_c}{C_{sw} \rho_w} \right) r_{cD} \frac{dr_{cD}}{dt} \quad (10.47)$$

Sustituyendo la ecuación 10.47 en la ecuación 10.46 e integrando a lo largo del tiempo, se obtiene la vida fraccional de un pozo con un externo. torta de filtro :

$$t_{E\alpha} = t_T G_{BDE} \quad (10.48)$$

where:

$$G_{BDE} = 1 + \frac{0.5}{\ln \theta} - \left[ \frac{1}{\alpha} + \frac{0.5}{\ln \theta} \right] \theta^{2(1-1/\alpha)} \quad (10.49)$$

$$\alpha = \frac{i_w}{i_{wi}} \quad (10.50)$$

and:

$$\theta = r_{eD}^{k_c/k} \quad (10.51)$$

En la vida media, es decir, el tiempo Arkansas cuya tasa de inyección es el 50% de su valor inicial  $\alpha = 0.5$ , la función  $G_{BDE}$  puede aproximarse a 1 para  $k_c/k > 0.05$  y, por tanto,  $t_E = t_T$ . Para  $k_c/k < 0.05$ :

$$G_{BDE} = 3 \left( \frac{k_c}{k} \right) \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (10.52)$$

and the corresponding half-life is equal to:

$$t_{E1/2} = 3t_T \left( \frac{k_c}{k} \right) \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \quad (10.53)$$

Para  $k_c/k > 0.05$  la vida media de un pozo de inyección típico, donde  $r_e = 1,800$  y  $r_w = 4$  pulg., y en el cual impedimento de un externo! filtrar

la torta está dominante, es igual a:

$$t_{E1/2} = \frac{340}{(i_{wi}/h) C_{sw}} \tag{10,54}$$

and for  $k_c/k < 0.05$ :

$$t_{E1/2} = \frac{7,600}{\left(\frac{C_{sw}}{k_c}\right) \left(\frac{i_{wi}}{h}\right) k} \tag{10.55}$$

donde  $C_{sw}$  se expresa en ppm,  $k$  y  $k_c$  en mD,  $i_{wi}$  en bbl / D,  $h$  en pies y tiempo  $t$  en años .

Un hallazgo clave de Barkman y Davidson es que la relación de calidad del agua (WQR),  $C_{sw} / k_c$ , se puede utilizar para calcular la tasa de deterioro de la formación . Por ejemplo, Si la permeabilidad de la torta depositada,  $k_c$ , es pequeña comparada con la permeabilidad de la formación,  $k$ , la relación de calidad del agua es, de la Ecuación 10.55, igual a:

$$WQR = \frac{C_{sw}}{k_c} = \left(\frac{7,600}{t_E}\right) \frac{1}{\left(\frac{i_{wi}}{h}\right) k} \tag{10,56}$$

which can be written as:

$$\log(WQR) = -\log\left(\frac{i_{wi}k}{h}\right) + \log\left(\frac{7,600}{t_E}\right) \tag{10,57}$$

Por lo tanto, una gráfica de WQR versus  $i_{wi}k / h$  en un gráfico log-log debería producir una línea recta de pendiente -1, como se muestra en la Figura 10.49. Esta figura muestra una escala cualitativa de la calidad del agua (buena, regular, pobre, y malo) basado en el orden de magnitud de la típica media línea del inyector . Se puede obtener una medida cuantitativa de la calidad del agua tomando la derivada de la Ecuación 10.56 con respecto a  $(i_{wi} / h)$  o  $t$ - La Figura 10.50 es una gráfica de  $C_{sw}$  en ppm versus  $i_{wi} / h$  para el caso donde  $k_c$  es mayor que  $k$  (Ecuación 10.54) .

### ACUMULACIÓN DE PASTEL DE FILTRO INTERNO

El deterioro por invasión ocurre en dos etapas principales:

- (1) los finos sólidos se transportan y depositan, debido a la gravedad y fuerzas superficiales, causando restricción de la garganta de los poros, y
- (2) luego ocurre un bridging, lo que resulta en una acumulación de un filtro interno torta dentro del formato en las proximidades del pozo .



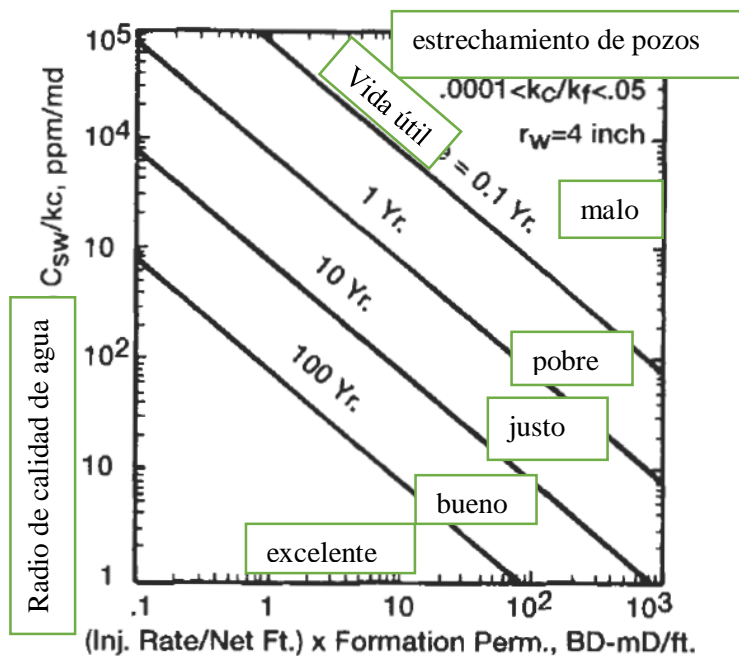


Figura 10. 49. Escala cualitativa de la calidad del agua para el caso de estrechamiento de pozos con un bajo  $k_c$  suponiendo  $r_e/r_w = 1.800$  i231.

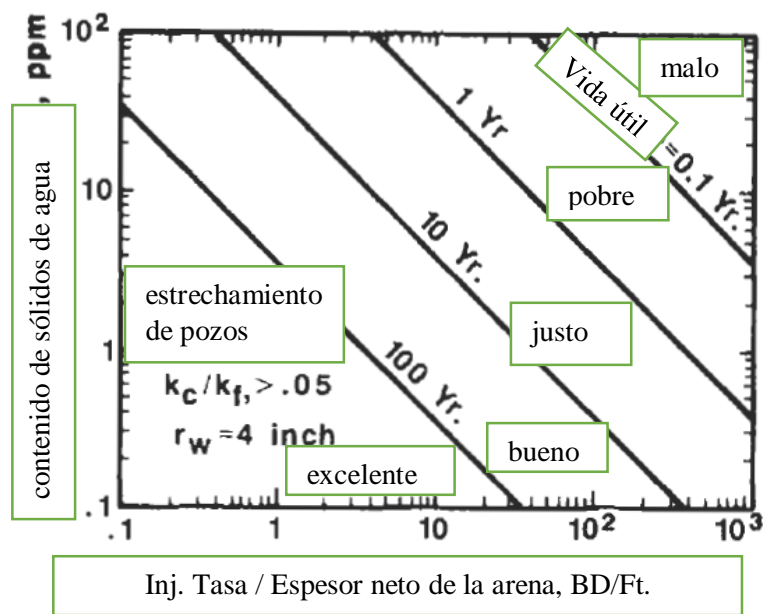


Figura 10. 50. Vida útil de un típico pozo de inyección ( $r_e/r_w = 1.800$ ) para el caso de estrechamiento del pozo con alto  $k_c$  [23].

Asumiendo que la profundidad de la invasión y, en consecuencia, el grado de deterioro de la formación depende sólo de la velocidad del fluido, el tamaño de los poros de la garganta de la roca y el tamaño de los finos invasores, Barkman y Davidson encontraron que:

### 738 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

- a) En los sistemas que tienen una amplia distribución de tamaños de poros y partículas sólidas, la invasión puede durar mucho tiempo antes de que se forme una torta de filtro en la cara de la roca, y
- b) b) El puente se producirá a menos que  $r_s/r_p < 0,1$ , donde  $r_s$  es el radio medio de las partículas sólidas y  $r_p$  es el radio medio de los poros. Esto corresponde a una relación de permeabilidad de  $k_c/k < 10^{-4}$ , suponiendo que la ecuación de Kozeny sea válida.

En la medida en que el daño a la formación por invasión es causado por el crecimiento de tortas de filtro internas, la caída de presión total a través de la formación y la torta de filtro puede ser expresada como:

$$\Delta p_t = \frac{i_w \mu}{2\pi k_c h} \left[ \frac{k_c \phi}{k} \ln \frac{r_e}{r_w} - s \right] \quad (10.58)$$

where the skin factor  $s$  is equal to:

$$s = \left( 1 - \frac{k_c}{k} \right) \ln \frac{r_c}{r_b} \quad (10.59)$$

and  $q$ , is the radius in which the particles solid tend to form a bridge over the pores and form internal filter cakes. The permeability in the damaged zone is approximated by the product  $k_c$ . This approximation is only valid if the channels of the pores of the formation are blocked by the filter cake, which is not usually the case. This approximation, however, should be useful when only a qualitative estimation of the damage to permeability is necessary. A material balance of the solids yields:

$$i_w = \left( \frac{2\pi r_b^2 \phi h \rho_c}{C_{sw} \rho_w} \right) r_{cD} \frac{dr_{cD}}{dt} \quad (10.60)$$

where:  $r_{cD} = r_c/r_b$ . Combining Equations 10.58 and 10.60 and integrating in time, one obtains an equation of the following general form:

$$t_{I\alpha} = t_T G_{BDI} \quad (10.61)$$

where  $G_{BDI}$  is the Barkman-Davidson function for the deterioration by invasion and the subsequent formation of an internal filter cake:

$$G_{BDI} = \left( \frac{\phi r_b}{r_w} \right) 2 \left[ 1 + \frac{1 - k_c/k}{2 \ln \theta} - \left( \frac{1}{\alpha} + \frac{1 - k_c/k}{2 \ln \theta} \right) \theta^\beta \right] \quad (10.62)$$

where:

$$\beta = \frac{2(\alpha - 1)}{\alpha(1 - k_c/k)} \quad (10.63)$$

A la mitad de la vida y para una permeabilidad de la torta de filtro pequeña tal que  $k_c/k < 0.10$ , la función  $G_{BDI}$  puede ser aproximada por:

$$G_{BDI1/2} = 3 \left( \frac{\phi r_b}{r_w} \right)^2 \frac{k_c}{k} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (10.64)$$

Por lo tanto, la vida media del deterioro de la formación por la invasión es:

$$t_{11/2} = 3t_T \left( \frac{\phi r_b}{r_w} \right)^2 \frac{k_c}{k} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (10.65)$$

Los daños en la formación por invasión pueden relacionarse con los del estrechamiento del pozo, en el tiempo de vida media, combinando las ecuaciones 10.53 y 10.65 para  $k_c/k < 0.05$ :

$$t_{11/2} = \left( \frac{\phi r_b}{r_w} \right)^2 t_{E1/2} \quad (10.66)$$

Las vidas medias previstas de los dos mecanismos de deterioro serán las mismas cuando:

$$\frac{\phi r_b}{r_w} = 10 \quad (10.67)$$

Dado que la invasión del filtrado puede llegar a una profundidad de hasta 8 pies o más, como se muestra en la figura 10.51, la vida media de la degradación por invasión,  $t_{11/2}$ , será generalmente mayor que la vida media de la degradación por estrechamiento del pozo, especialmente en las areniscas limpias de alta permeabilidad [40]. Por ejemplo, si  $\phi = 0.20$ ,  $r_w = 0.5$  pies, y  $r_b = 10$  pies:

$$t_{11/2} = \left( \frac{0.20 \times 10}{0.5} \right)^2 t_{E1/2} = 16t_{E1/2}$$

La gravedad del daño a la formación por la invasión depende de la sensibilidad de la formación al filtrado. Aunque las areniscas limpias de alta permeabilidad, es decir, que no contienen arcillas que puedan dispersarse y/o hincharse, sufren más invasión que las de baja permeabilidad, no suelen sufrir daños demasiado graves (reducción de la permeabilidad del 40% o menos) cuando su agua connatural es químicamente compatible con el fluido invasor [38].

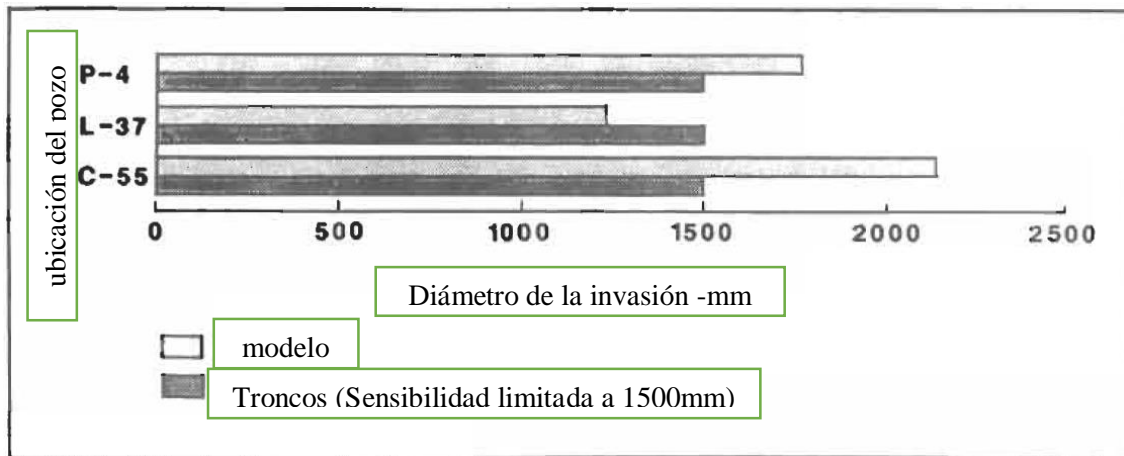


Figura 10. 51. Profundidad de la invasión para los pozos McKenzie Delta [40].

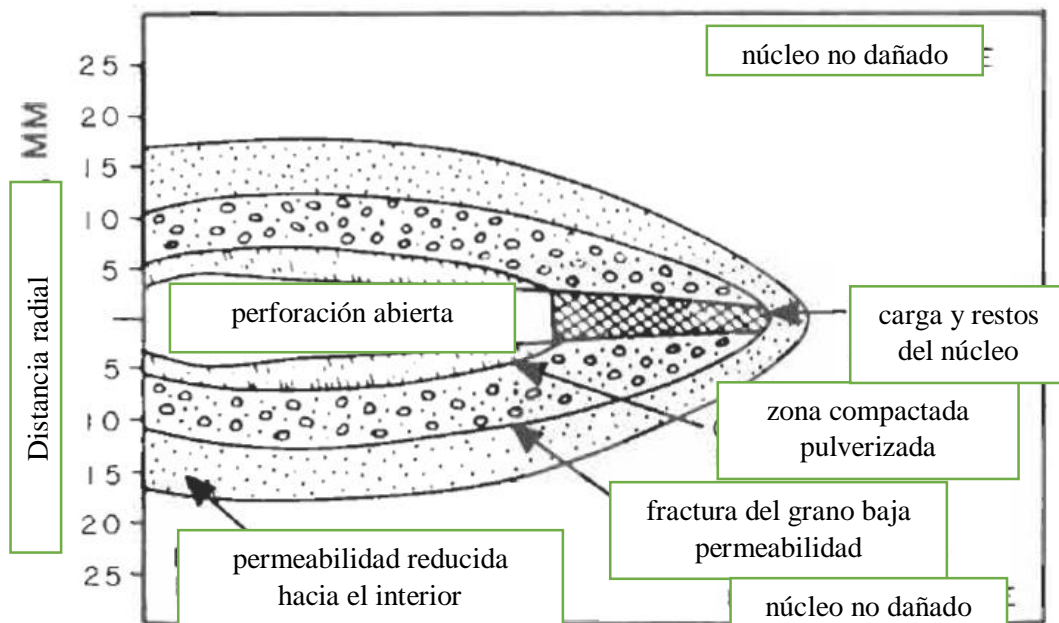


Figura 10. 52. Tipos de daños de formación cerca de las perforaciones [3]

DISMINUCIÓN DE LA INYECTABILIDAD POR EL TAPONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES.

El deterioro por taponamiento de las perforaciones se produce cuando las partículas sólidas se alojan en las perforaciones, como se muestra en la figura 10. 52. El alcance de este mecanismo de deterioro está en función del tamaño de las partículas. La obstrucción de las perforaciones ocurrirá a menos que las partículas inyectadas sean tan pequeñas que puedan ser transportadas por suspensión a través de la matriz de roca. La existencia de fracturas cercanas a la perforación minimiza este mecanismo de deterioro porque permiten que las partículas sólidas pasen por alto las perforaciones [23]. Asumiendo que la torta de filtro se forma dentro de la perforación, Barkman y Davidson encontraron que la caída de presión total,  $A_p$ , es constante e igual a la suma de la caída de presión a través de la torta de filtro y la caída de presión a través de

la formación. así:

$$\Delta p = \frac{i_w \mu}{2\pi h k_c} \left[ \frac{k_c}{k} \ln \frac{r_c}{r_w} + \frac{8L_p}{n_p d_p} \right] \quad (10.68)$$

donde  $n_p$  es el número de perforaciones por unidad de longitud del intervalo de arena,  $d_p$  es el diámetro de la perforación y  $L_p$  es el espesor de la torta de filtro en la perforación.

Un balance de material sobre las partículas sólidas a lo largo del espesor de la torta de filtro en los rendimientos de perforación:

$$i_w = \left( \frac{\pi n_p h \rho_c d_p^2}{4 C_{sw} \rho_w} \right) \frac{dL_p}{dt} \quad (10.69)$$

Combinando las ecuaciones 10. 68 y 10. 69 e integrando con respecto al tiempo se obtiene el momento en que la tasa de inyección es una fracción  $\alpha$  de la forma:

$$t_{pp\alpha} = t_T G_{BDPP} \quad (10.70)$$

donde la función de impedimento de Barkman-Davidson para el taponamiento de la perforación es igual a:

$$G_{BDPP} = \left( \frac{1}{\alpha^2} - 1 \right) \frac{k_c}{k} \left( \frac{n_p d_p^2}{8 r_w} \right) \ln \frac{r_c}{r_w} \quad (10.71)$$

La aproximación de la vida media del  $G_{BDPP}$  es:

$$G_{BDPP1/2} = \frac{3}{64} \left( \frac{k_c}{k} \right) \left( \frac{n_p d_p^2}{r_w} \right)^2 \ln \frac{r_c}{r_w} \quad (10.72)$$

Por lo tanto, la vida media de los daños de la formación por el taponamiento de la perforación es:

$$t_{pp1/2} = \frac{3t_T}{64} \left( \frac{k_c}{k} \right) \left( \frac{n_p d_p^2}{r_w} \right)^2 \ln \frac{r_c}{r_w} \quad (10.73)$$

Asumiendo parámetros promedio, Barkman y Davidson encontraron que, debido a la menor superficie de inyección que ofrecen las perforaciones, el daño a la formación en la terminación de la perforación se produce a una tasa más rápida que el daño a la formación por el estrechamiento del pozo en la terminación del pozo abierto. En consecuencia, la vida media de la terminación de la perforación es considerablemente

## 742 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

más pequeño que el de un pozo abierto. Esto puede demostrarse comparando las ecuaciones 10. 53 y 10. 73:

$$t_{pp1/2} = \left( \frac{n_p d_p^2}{8r_w} \right)^2 t_{E1/2} \quad (10.74)$$

Por ejemplo, si  $n_p = 4$  disparos/pies,  $d_p = 0,4$  pulgadas, y  $r_w = 5$  in., entonces:

$$\left( \frac{n_p d_p^2}{8r_w} \right)^2 = \left[ \frac{4 \times (0,4/12)^2}{8 \times (5/12)} \right]^2 = 1,77 \times 10^{-6}$$

así:

$$t_{pp1/2} = 1,77 \times 10^{-6} t_{E1/2}$$

Por lo tanto, cuando se inyecta en un pozo perforado, los requisitos de calidad del agua deben ser más estrictos. En la figura 10. 53 se ilustra el efecto que tiene la mala calidad del agua (alto contenido en sólidos) en la permeabilidad de la formación en los pozos perforados [23].

### DETERIORO POR EL LLENADO DE POZOS

El daño a la formación por el llenado del pozo se produce cuando las partículas sólidas de gran tamaño se asientan en el fondo del pozo por la gravedad y reducen el intervalo de inyección, como se ilustra en la figura 10. 48. Suponiendo que todas las partículas sólidas caen al fondo del pozo y que el flujo de fluido a través del asentamiento de las partículas sólidas es insignificante debido a su insignificante permeabilidad, la caída total de presión a través de la formación viene dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta p = \frac{i_w \mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (10.75)$$

Un balance de material en los sólidos a lo largo del intervalo de inyección  $h$  da:

$$i_w = \left( \frac{\pi r_w^2 \rho c}{C_{sw} \rho_w} \right) \frac{dh}{dt} \quad (10.76)$$

Ecuación 10.75 y 10.76 e integración en el tiempo de los rendimientos:

$$t_{WF\alpha} = t_T G_{BDWF} \quad (10.77)$$

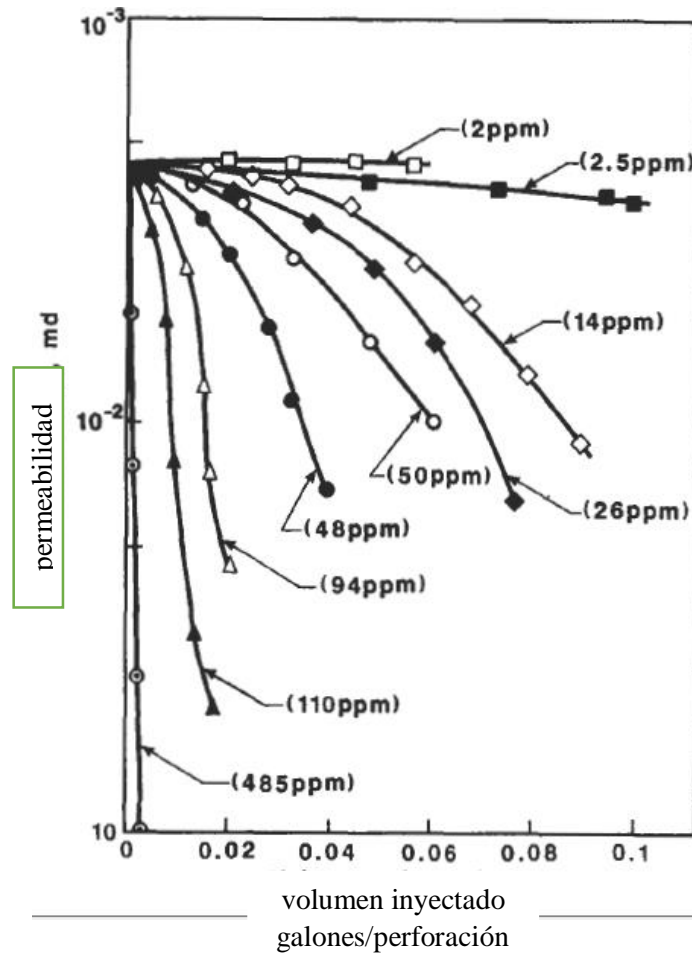


Figura 10.53. Efecto de la mala calidad del agua en la permeabilidad de los pozos perforados [38].

Donde:

$$G_{BDWF} = \ln \frac{1}{\alpha} \tag{10.78}$$

$G_{BDWF}$  es la función Barkman-Davidson para el llenado de pozos en el tiempo de vida media, es decir,  $a = 0.5$ ,  $G B D \approx 0.69$ . Por lo tanto, la vida media del inyector durante el llenado del pozo es igual a:

$$t_{wT_{1/2}} = 0.69t_{T_{1/2}} \tag{10.79}$$

El deterioro del llenado de los pozos puede reducirse inyectando agua a baja velocidad, porque según la ecuación 10.45, la  $tT$  es inversamente proporcional a la  $i_w$ .

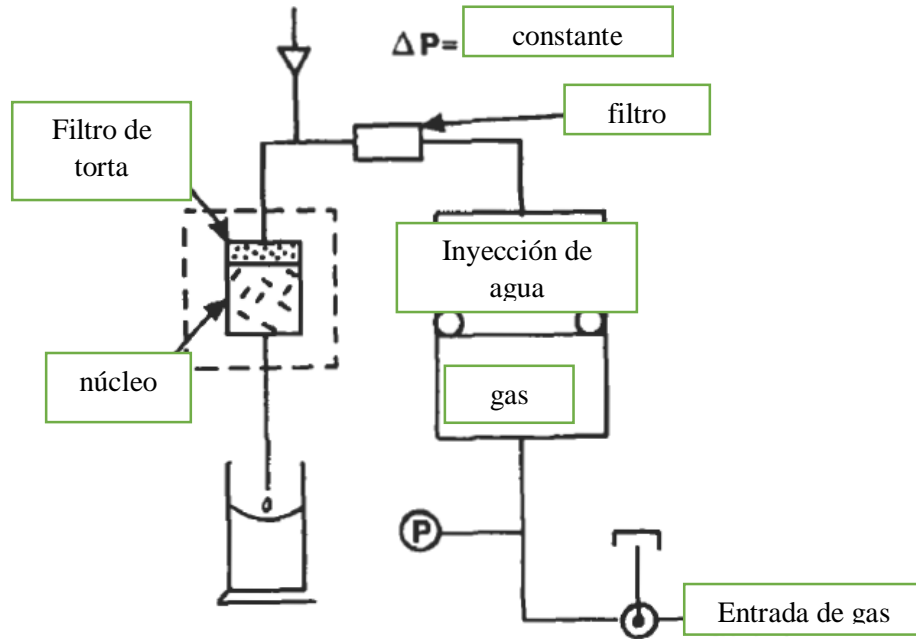


Figura 10. 54. Diagrama esquemático de los aparatos experimentales utilizados en las pruebas de filtración lineal estándar [2].

**PRUEBAS DE FILTRACIÓN POR MEMBRANA**

Barkman y Davidson ampliaron la teoría de la filtración superficial de McCabe y Smith para incluir el efecto de la invasión de partículas sólidas y derivaron una ecuación simple para calcular la relación de calidad del agua  $C_{sw}/k_c$  [39]. Durante una prueba de filtración lineal, como se muestra en la figura 10. 54, la caída de presión total es la suma de la caída de presión a través de la torta de filtro y la caída de presión a través de la membrana del filtro [23]:

$$\Delta p = q\mu \left[ \frac{L_c}{k_c A_c} + \frac{L_m}{k_m A_m} \right] \tag{10.80}$$

donde L, k y A son la longitud, la permeabilidad y el área, respectivamente, de la torta de filtro (subíndice c) y del medio filtrante (núcleo o membrana). La tasa de flujo q se obtiene de la siguiente ecuación:

$$q = \frac{A_c \rho_c}{C_{sw} \rho_w} \frac{dL_c}{dt} \tag{10.81}$$

Sustituyendo la Ecuación 10. 81 por la Ecuación 10. 80 e integrando (entre 0 y  $L_c$  y  $t$  y  $t_B$ ), suponiendo una caída de presión constante, se obtiene:

$$\Delta p = \frac{A_c \mu \rho_c}{C_{sw} \rho_w} \left[ \frac{L_m L_c}{k_m A_m} + \frac{L_c^2}{2k_c A_c} \right] \frac{1}{t - t_B} \tag{10.82}$$



donde  $t_B$  es el momento en el que se produce el puente. La relación entre el volumen acumulado de filtrado después de que se produce el puente,  $V_B$ , y el grosor del pastel,  $L_c$ , es:

$$V_B = V - \left( \frac{A_c \rho_c}{C_{sw} \rho_w} \right) L_c \quad (10.83)$$

donde  $V$  es el acumulado a lo largo del volumen de soluciones filtradas. Resolviendo esta ecuación para  $L$ , y sustituyéndola por la ecuación 10. 82 se obtiene la siguiente relación entre  $V$  y el tiempo total de prueba  $t$ :

$$V = [D_1^2 + D_2 (t - t_B)]^{0.5} + (V_B - D_1) \quad (10.84)$$

donde:

$$D_1 = \left( \frac{k_c}{C_{sw}} \right) \left( \frac{A_c^2}{A_m} \right) \left( \frac{\rho_c}{\rho_w} \right) \frac{L_m}{k_m} \quad (10.85)$$

y:

$$D_2 = \left( \frac{k_c}{C_{sw}} \right) \left( \frac{\rho_c}{\rho_w} \right) \frac{2A_c^2 \Delta p}{\mu} \quad (10.86)$$

Aunque la invasión de partículas sólidas tiene lugar durante la primera parte de la prueba, se producirá un puente si  $V$  es lo suficientemente grande [23]. Cuando el tiempo de prueba,  $t$ , es mucho mayor que el tiempo de puente,  $t_B$ , y  $D_2 t \gg D_1$  se convierte en la ecuación 10. 84:

$$V = m\sqrt{t} + b \quad (10.87)$$

where:

$$m = \sqrt{D_2} \quad (10.88)$$

$$b = V_B - \frac{m^2}{2q_B} \quad (10.89)$$

La ecuación 10. 87 indica que una gráfica del volumen de rendimiento acumulado  $V$  versus,  $t$  debería producir una porción de línea recta, cuando  $t \gg t_B$ , de la pendiente  $m$  e interceptar  $b$ . Conociendo la pendiente, la relación de calidad del agua WQR,  $(C_{sw}/k)$ , puede ser calculada por la siguiente ecuación:

$$WQR = \frac{C_{sw}}{k_c} = \frac{1}{m^2} \left( \frac{2\rho_w A_c^2 \Delta p}{\mu \rho_c} \right) \quad (10.90)$$

## 746 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

Una vez que se obtiene la relación de calidad del agua y se determina  $C$ , mediante la ponderación de los sólidos depositados, se puede calcular la permeabilidad de la torta de filtro,  $k_c$ . La intercepción  $b$  se utiliza para determinar si se ha producido o no una invasión: a) si  $b < 0$ , no hay invasión, como se muestra en la figura 10. 55; y b) si  $b > 0$ , como en las figuras 10. 56 y 10. 57, entonces se ha producido una invasión de sólidos. En este caso, el volumen acumulado y la tasa de filtración en el tiempo de transición,  $V_B$  y  $q_B$ , pueden calcularse por ensayo y error a partir de la gráfica de  $V$  versus,  $h$  y la ecuación 10. 87, que, en el tiempo de transición, se convierte en:

$$V_B = m\sqrt{t_B} + b \quad (10.91)$$

Luego, el  $q_B$  se obtiene de la ecuación 10. 89. Para las pruebas de campo de rutina, Barkman y Davidson sugirieron el uso de un filtro de membrana de 47 mm de diámetro y una presión de prueba diferencial de 20 psi. Luego, se traza  $V$  (en  $\text{cm}^3$ ) frente a  $t$ , donde el tiempo está en minutos, y se determina la pendiente de la porción de línea recta. Esta pendiente se utiliza en la figura 10. 58 para calcular la relación de calidad del agua  $C_{sw}/k_c$ .

La forma de la  $V$  versus la  $h$  depende de las propiedades de las partículas sólidas en suspensión y del medio filtrante (núcleo o membrana).

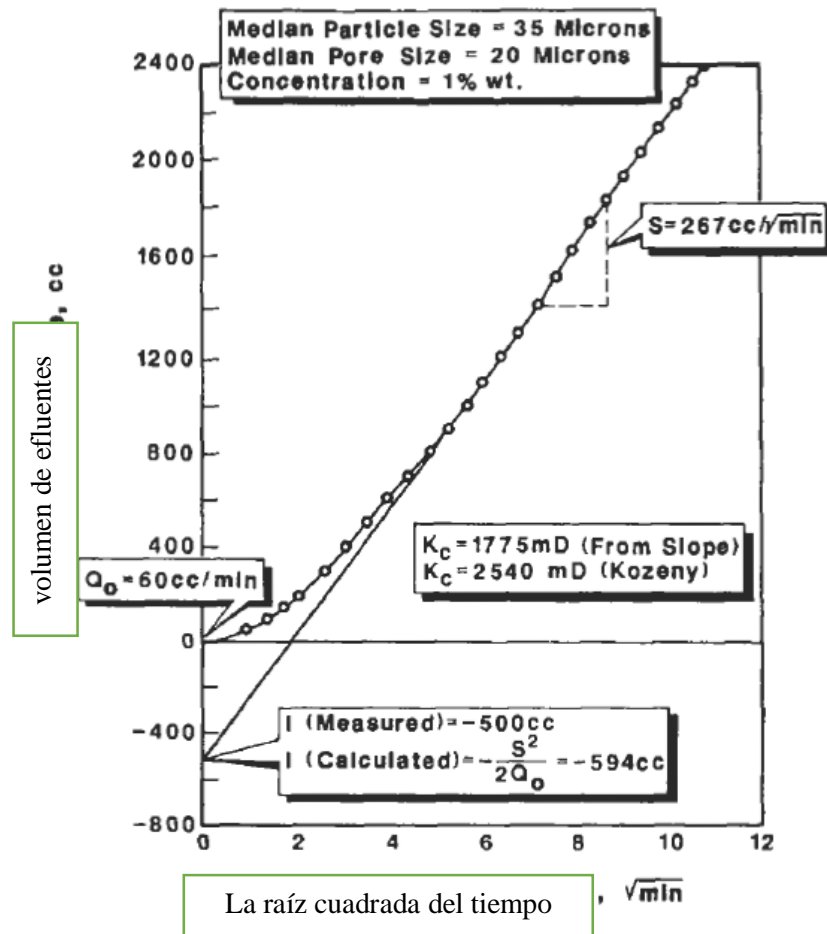


Figura 10. 55. Típica curva de filtración sin invasión en los núcleos de Berea [23].

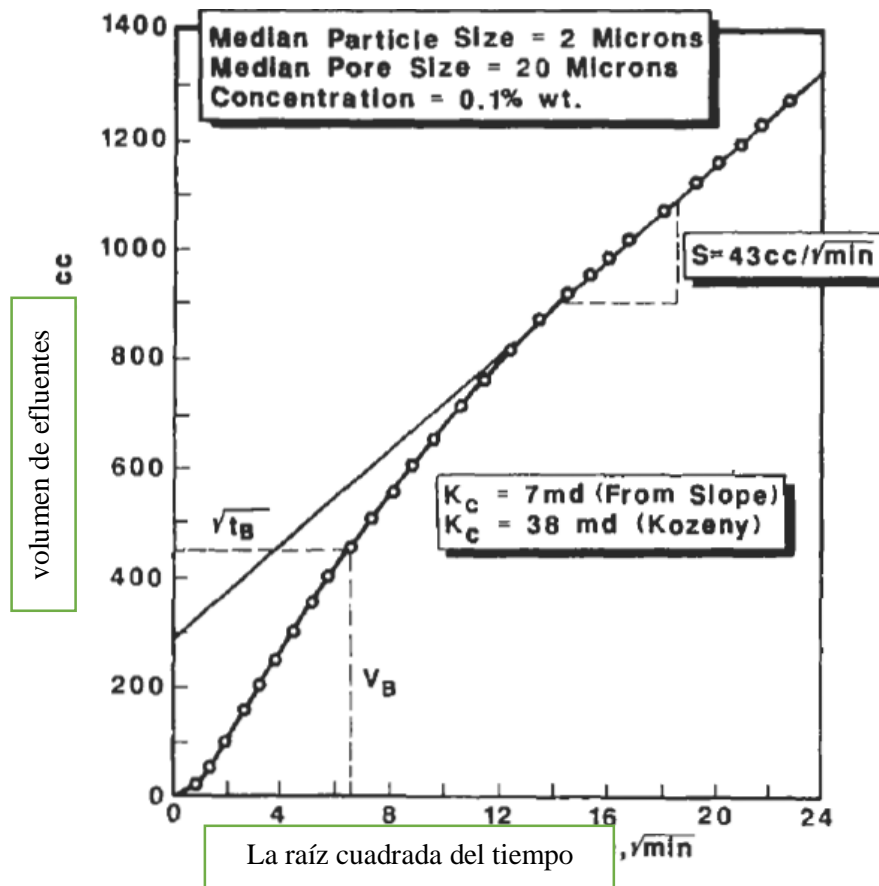


Figura 10. 56. Típica curva de filtración con invasión en los núcleos de Berea [23].

Hay tres formas posibles:

- La figura 10. 55 es una curva típica de filtración sin invasión, como se indica por una intersección negativa. Esto puede indicar que el tamaño medio de las partículas es mayor que el tamaño medio de los poros.
- La figura 10. 56 es un ejemplo de curva de filtración con invasión, como se indica por una intersección positiva. El tamaño medio de las partículas en este caso es más pequeño que el tamaño medio de los poros.
- La figura 10. 57 es una típica curva de filtración en forma de S con invasión. Las figuras 10. 58 y 10. 59 ilustran el efecto de los tamaños de los poros de la membrana y las pruebas de presión sobre la forma de las curvas de filtración. Las figuras 10. 55- 10. 57 indican la importancia de realizar la prueba de filtración lo suficientemente larga para alcanzar la línea recta adecuada. Para lograrlo, la prueba debe hacerse hasta el final. Si se requieren pruebas cortas, entonces la prueba debe realizarse a presiones superiores a 20 psi [23].

#### PRUEBAS DE FILTRACIÓN DEL NÚCLEO

Las pruebas de filtración por membrana son una forma atractiva de describir los fenómenos que ocurren en la filtración por torta debido a su simplicidad y repetibilidad. Vetter et al. y Ershagi et al., Sin embargo, la partícula investigada

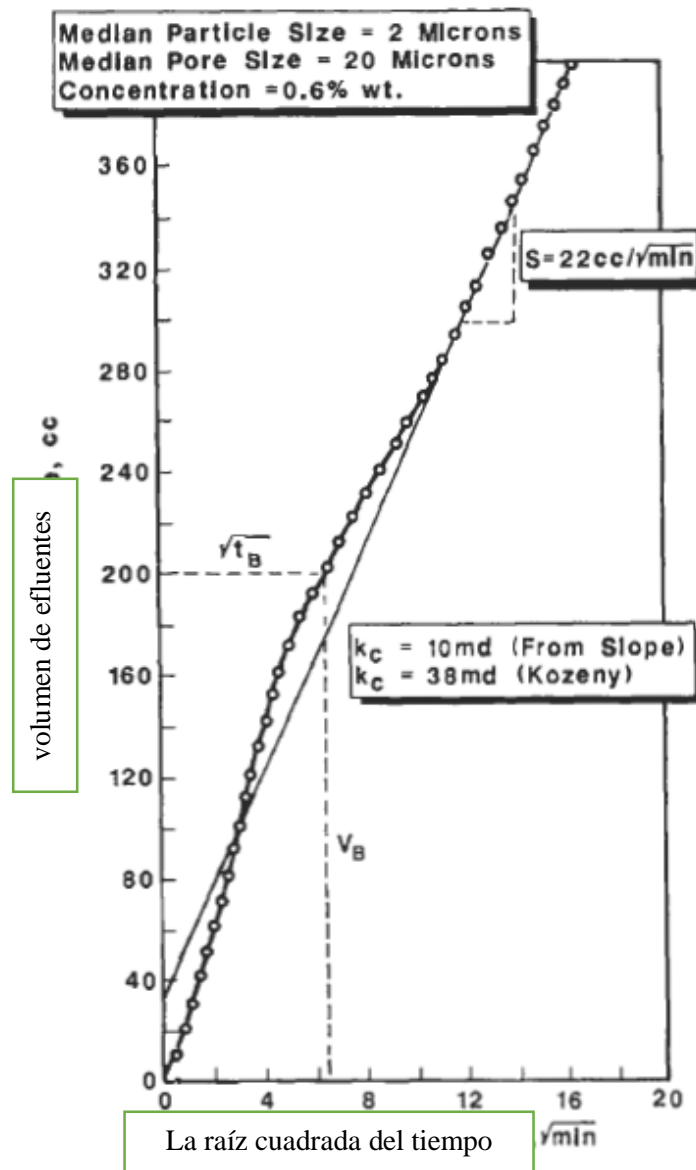


Figura 10. 57. Típica curva de filtración en forma de S con invasión en los núcleos de Berea [23]

invasión y la disminución de la inyectabilidad conexa, y concluyó que las pruebas de flujo del núcleo arrojaron resultados más representativos de las condiciones del campo que las pruebas de filtración por membrana [42,43]. Todd y otros. investigó la influencia de la preparación del tapón del núcleo en la invasión de partículas y descubrió que la disminución de la permeabilidad en el caso del núcleo con cara aserrada es generalmente más aguda que la del núcleo con cara quebrada de características similares [44]. El núcleo con la cara rota se puede obtener fracturando un núcleo en un plano perpendicular al eje longitudinal del núcleo. La longitud del núcleo se mide desde el plano principal de la cara rota (entrada) hasta la salida (cara aserrada o rota). El núcleo de la cara rota, que representa más exactamente el pozo de arena, generalmente mostró poca o ninguna acumulación externa de

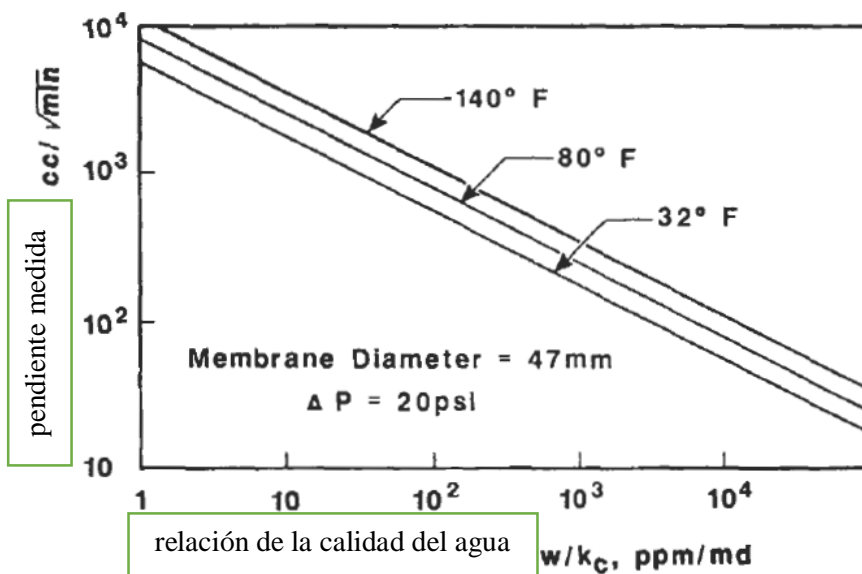


Figura 10. 58. Encontrando el WQR directamente de la pendiente de una prueba de filtración estándar usando una membrana [23].

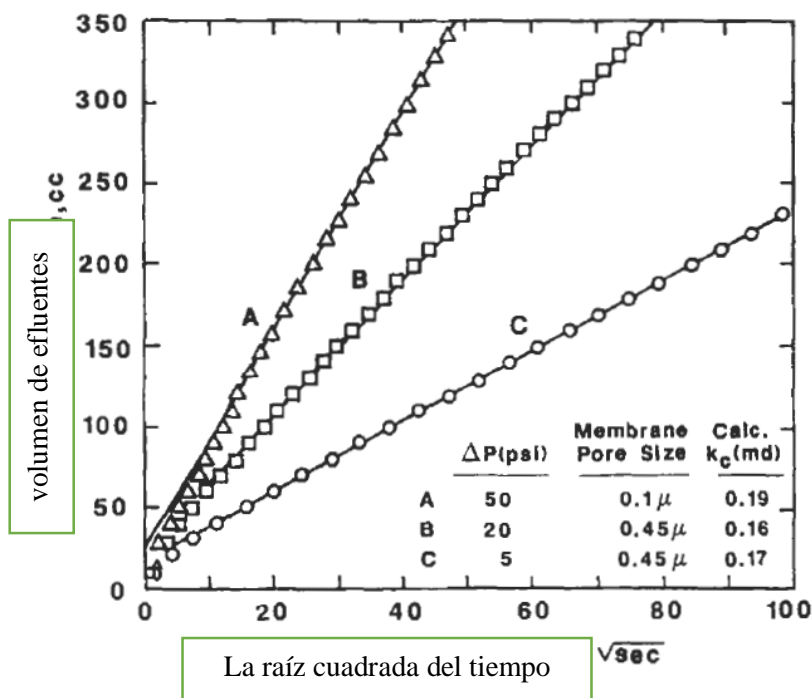


Figura 10. 59. Efectos del tamaño de los poros de la membrana y la presión en el valor de  $k_c$  [23]

pastel de filtro. Después de realizar numerosas pruebas de núcleo, Todd et al. concluyó que hay una influencia muy definida de la naturaleza de la cara de entrada en el arrastre y la deposición de partículas sólidas [44]. Sin embargo, es posible que la fractura de un núcleo para obtener una cara rota pueda introducir microfisuras paralelas al plano de la fractura, lo que podría explicar la falta de la torta de filtro externo

## 750 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

### La Formación de la Torta de Filtro

Externo Eylander usó los resultados de las pruebas de flujo de núcleo en el laboratorio y el análisis del contador de rejillas del agua de inyección para modificar las expresiones de vida fraccional de Barkman y Davidson [45]A. el equilibrio material entre los sólidos en el agua de inyección y los rendimientos de la torta:

$$AL_c\rho_s(1 - \phi_c) = (AL_c\rho_c + V)\rho_w \left( \frac{C_{sw}}{1 - C_{sw}} \right) \quad (10.92)$$

donde V es el volumen acumulado inyectado,  $\rho_s$  es la densidad de los sólidos, y A es el área transversal del núcleo o formación sometida a la inyección de agua. Resolviendo la ecuación 10. 92 para L, y sustituyéndola en la ecuación 10. 80 (asumiendo  $A = \& = A_m$ ), y luego tomando la derivada de V con respecto a los rendimientos de tiempo:

$$\frac{\Delta p}{dV/dt} = m_e V + b_e \quad (10.93)$$

where:

$$m_e = \frac{\mu\rho_w}{A^2\rho_s(1 - \phi_c)} \left( \frac{C_{sw}}{k_c} \right) \quad (10.94)$$

and:

$$b_e = \frac{\mu L_m}{Ak} \quad (10.95)$$

Asumiendo la constante  $A_p$ ,  $m_e$  y  $b_e$  e integrando la ecuación 10. 93 en el tiempo y el volumen hasta que se produzca el puente,  $L_e$ ,  $t = t_B$  y  $V = V_B$ , dará una ecuación similar a la Ecuación 10. 84, la cual es entonces aproximada por la Ecuación 10. 87. Este último, a su vez, se utiliza para calcular la relación de calidad del agua. En la medida en que la diferencia de presión,  $A_p$ , fluctúa generalmente durante las pruebas de filtración, Eylander encontró que el uso directo de la ecuación 10. 93 da resultados más representativos [45]. Un diagrama cartesiano de  $A_p/(dV/dt)$  vs. V debe producir una línea recta con una pendiente  $m_e$  e interceptar  $b_e$ , como se muestra en la figura 10. 60. La intercepción se utiliza para calcular la permeabilidad de la matriz, k. La pendiente se utiliza para calcular la porosidad de la torta de filtro,  $\phi_c$ , a partir de la ecuación 10. 94 sustituyendo la ecuación de Carman-Kozeny para la permeabilidad por el parámetro  $\&$ , es decir:

$$k_c = \frac{\phi_c^3}{5S_{GV}^2(1 - \phi_c)^2} \quad (10.96)$$

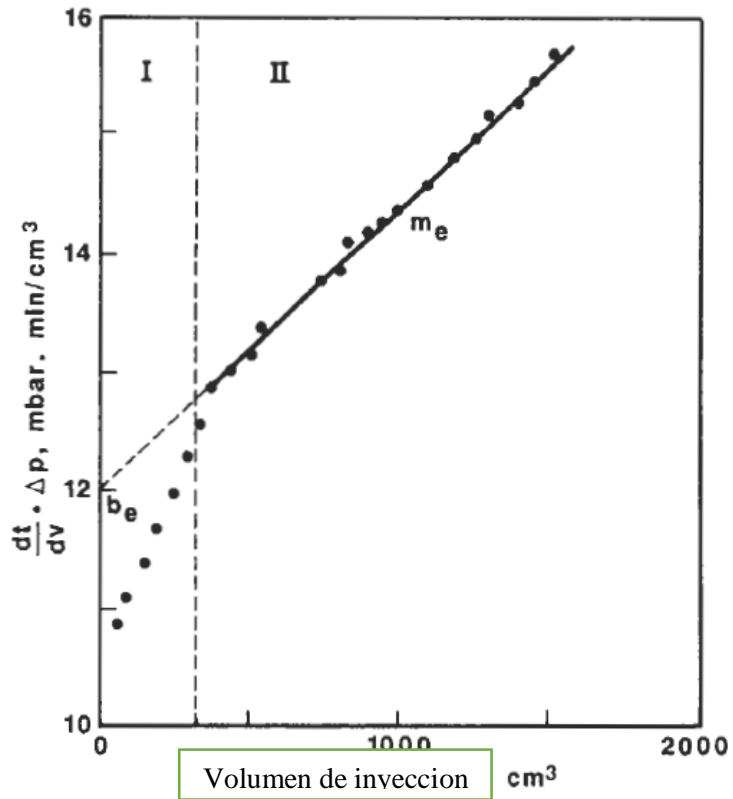


Figura 10. 60. Prueba de filtración del núcleo que muestra la formación de una torta de filtro externo [43]

donde la superficie específica de los sólidos, SGV por unidad de volumen de grano se obtiene del análisis del contador de rejillas del agua inyectada:

$$S_{GV} = (36\pi)^{1/3} \frac{\sum n_i (V_i^{2/3})}{\sum n_i V_i} \quad (10.97)$$

donde  $n_i$  y  $v_i$  son el número y volumen de partículas contadas en el canal  $i$ -ésimo del Contador de Cuchillas. Combinando las ecuaciones 10. 94 y 10. 96 da:

$$\phi_c^3 + M\phi_c - M = 0 \quad (10.98)$$

where:

$$M = \frac{\mu\rho_w C_{sw}}{A^2\rho_s} \left( \frac{5S_{GV}^2}{m_e} \right) \quad (10.99)$$

La ecuación 10. 98 sólo tiene una solución real (las otras dos son imaginarias):

$$\phi_c = \left[ \frac{M}{2} + \left( \frac{M^3}{9} + \frac{M^2}{4} \right)^{0.5} \right]^{1/3} + \left[ \frac{M}{2} - \left( \frac{M^3}{9} + \frac{M^2}{4} \right)^{0.5} \right]^{1/3} \quad (10.100)$$

## 752 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

Sabiendo  $\alpha$ , la permeabilidad de la torta de filtro puede ser calculada a partir de la ecuación 10. 96. Asumiendo: a. La caída total de la presión del fondo del pozo se mantiene constante durante el período de inyección, b. El fluido que fluye es incompresible, c. La zona de inyección es homogénea, y d.  $k_c$  y  $\phi_c$  son constantes durante el período de inyección, Eylander demostró que la vida fraccional de un inyector con una torta de filtro externo,  $t_{E\alpha}$ , es igual a:

$$t_{E\alpha} = \frac{\pi r_w^2 h (1 - \phi_c)}{I_{wi} C_{sw}} \left( \frac{k_c}{k} \right) \left( \frac{1}{\alpha^2} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (10.101)$$

donde  $C_{sw}$ , es la concentración fraccionada de sólidos en el agua. El volumen acumulado inyectado en el tiempo  $t_{E\alpha}$  puede expresarse de la siguiente manera:

$$V_{E\alpha} = \left( \frac{2i_{wi}}{\frac{1}{\alpha} + 1} \right) t_{E\alpha} \quad (10.102)$$

En la vida media, es decir,  $\alpha = i_w/i_{wi} = 0.5$ , la ecuación 10. 102 se convierte:

$$V_{E1/2} = \left( \frac{2i_{wi}}{3} \right) t_{E1/2} \quad (10.103)$$

En la figura 10. 61 se muestra que la formación de una torta de filtro externa da lugar a un rápido descenso de la presión y, por consiguiente, a una rápida reducción de la inyectabilidad del pozo.

### Formación de la torta de filtro interno

Equivale a la caída total de presión a través de la muestra porosa con la suma de las caídas de presión a través de la zona de deposición de partículas, la torta de filtro y la matriz no contaminada, y suponiendo que el grosor de la torta de filtro,  $L_c$ , puede ser aproximado:

$$L_c = \frac{V C_{sw} \rho_w}{A \rho_s (1 - \phi_c) \phi} \quad (10.104)$$

donde  $\phi$  es la porosidad de la porción no contaminada del medio poroso, las siguientes expresiones pueden derivarse de un equilibrio material:

$$\frac{\Delta p}{dV/dt} = m_i V + b_i \quad (10.105)$$



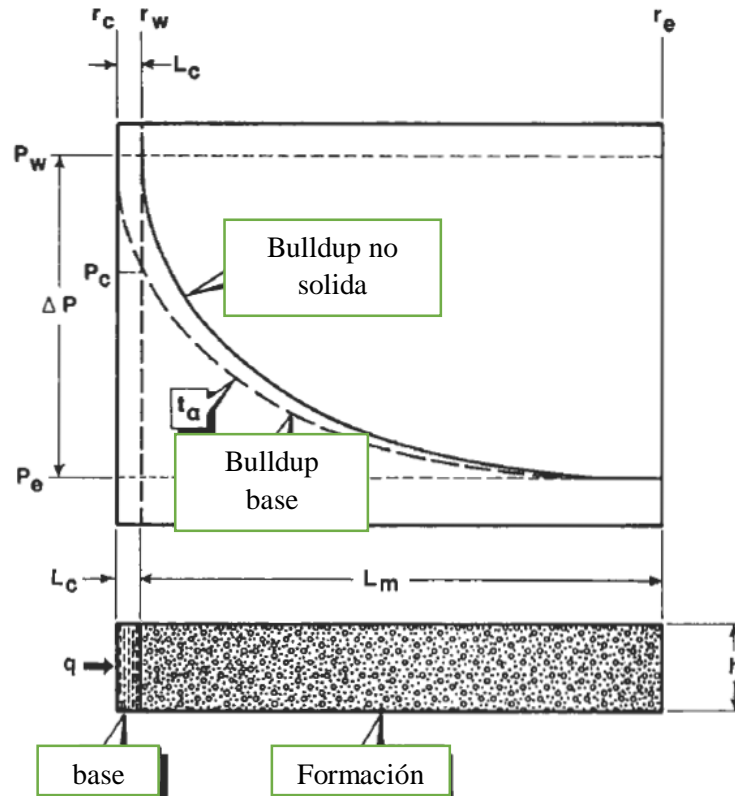


Figura 10. 61. Efecto de la torta de filtro externa en la presión del depósito [43].

where:

$$b_i = \frac{\mu L_m}{A k_m} \quad (10.106)$$

and:

$$m_i = \frac{\mu \rho_w C_{sw}}{A^2 \rho_s (1 - \phi_c) \phi} \left( \frac{1}{k_d} - \frac{1}{k_m} \right) \quad (10.107)$$

Por analogía del flujo eléctrico a través de elementos paralelos, la permeabilidad de la zona dañada,  $k_d$ , se expresa como [43]:

$$k_d = f_d \phi k_c + (1 - f_d) \phi k_m \quad (10.108)$$

donde  $f_d$  es el factor de intensidad de daño de formación cuando  $0 < f_d < 1$ . El valor más bajo de  $k_d$ , como durante el taponamiento completo, se obtiene en  $f_d = 1$ :

$$k_d = \phi k_c \quad (10.109)$$

## 754 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

El valor más alto de  $k_d$  como resultado de la invasión, corresponde a  $f_d = 0$ ; por lo tanto:

$$k_d = \phi k_m \quad (10.110)$$

Sin embargo, generalmente,  $\phi k_m < k_d < \phi k_m$ . Para investigar la situación del peor de los casos, sustituya la Ecuación 10. 109 por la Ecuación 10. 107 y resuelva la Ecuación 10. 105 (similar a la Ecuación 10. 93) para la relación de calidad del agua, la relación  $C_{sw}/k_c$ , la permeabilidad de la torta de filtro interna,  $k_c$ , y la permeabilidad del medio poroso,  $k_m$ .

La figura 10. 62 es un gráfico típico de  $\Delta p(dV/dt)$  frente al volumen acumulado inyectado  $V$ , que muestra la formación de una torta de filtro interna. A diferencia del caso de la torta de filtración externa, la interceptación  $b_i$  en la ecuación 10. 106 se obtiene del trazado extrapolando la línea de filtración (Fase II en la figura 10. 62), no a  $V = 0$ , sino al origen "desplazado", que corresponde al final de la Fase I donde  $V = V_I$ . Según la teoría de la filtración de lecho profundo, durante la fase I, es decir, en los primeros momentos del proceso de filtración, la permeabilidad del medio poroso está cambiando. Por consiguiente, al inicio y durante la línea de rendimiento de la filtración en estado semiestable, la permeabilidad  $k_m$  es menor que en la fase previa a la Fase I.

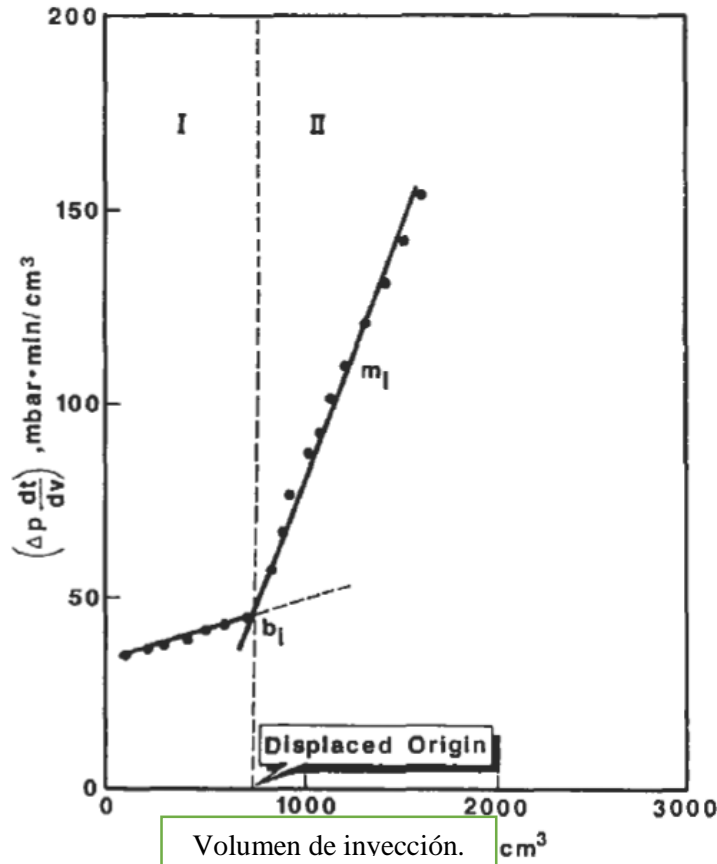


Figura 10. 62. Prueba de filtración del núcleo que muestra la formación de una torta de filtro interno [43].

valor de k. El cambio en la porosidad durante la fase I es insignificante. Los puntos de datos durante esta fase también caen en línea recta. Las dos líneas rectas se intersectan en  $V = VI$  y  $Ap(dV/dt) = bi$ . La vida fraccionaria de un pozo de inyección, en el que predomina el deterioro de la formación por invasión, puede ser predicada por:

$$t_{i\alpha} = \frac{\pi r_d^2 h \phi (1 - \phi_c)}{i_{wi} C_{sw}} \frac{1}{\left(\frac{k}{\phi k_c} - 1\right)} \left(\frac{1}{\alpha^2} - 1\right) \ln \frac{r_c}{r_w} \quad (10.111)$$

donde  $r_d$  es el radio de invasión del filtrado, que puede estimarse a partir de las pruebas de inundación del núcleo realizadas en las condiciones de presión y temperatura del yacimiento [ 2]:

$$r_d^2 = r_w^2 + \frac{V_{LT}}{\pi \phi h (1 - S_{orf})} \quad (10.112)$$

donde  $S_{orf}$  es la saturación de aceite residual después de la invasión de filtrado a base de agua. Si el filtrado proviene del fluido de perforación a base de petróleo, el  $S_{orf}$  es reemplazado por el  $S_{wif}$ , que es la saturación de agua irreducible después de la invasión de lodo a base de agua. Suponiendo que la pérdida de filtrado por unidad de superficie en el ensayo de laboratorio es equivalente a la del campo, la pérdida total de fluido,  $V_{LT}$ , puede obtenerse a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{LT} = \frac{8 r_w h}{d_c^2} (V_{LD} t_D + V_{LS} t_s) \quad (10.113)$$

donde  $d_c$ , es el diámetro de la muestra del núcleo,  $V_{LD}$  es la pérdida de fluido de 30 minutos durante la circulación dinámica en el laboratorio,  $V_{LS}$  es la pérdida de fluido de 30 minutos durante la condición estática en el laboratorio,  $t_D$  es el tiempo de circulación del lodo a través del intervalo de interés en el pozo, y  $t_s$  el tiempo que el lodo se dejó estancado en el pozo abierto a través del intervalo de interés. La ecuación 10. 112 se obtiene escalando los datos de filtrado estándar del laboratorio a las condiciones de campo. Cualquier sistema de unidades conveniente puede ser usado aquí. Por ejemplo, si  $r_d$  se expresa en pies, la ecuación 10. 1 12 se convierte:

$$r_d = \left[ r_w^2 + \frac{4.316 \times 10^{-3} r_w (V_{LD} t_D + V_{LS} t_s)}{\phi d_c^2 (1 - S_{orf})} \right]^{0.5} \quad (10.114)$$

donde  $r$ , y  $d_c$  están en pies,  $V_m$  y  $V_u$  están en cc/30 min, y  $t_D$  y  $t_s$  están en días. Una vez que se determina el  $r_d$  y si se calculan los verdaderos factores cutáneos a partir de una prueba de presión del pozo, entonces se puede estimar la permeabilidad de la porción dañada de la formación,  $k_b$ :

## 756 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

$$k_d = \frac{k}{\frac{s}{\ln(r_d/r_w)} + 1} \quad (10.115)$$

El volumen acumulado inyectado,  $V_{I\alpha}$ , en el momento  $t_{I\alpha}$  es igual a:

$$V_{I\alpha} = \left( \frac{2i_{wi}}{\frac{1}{\alpha} + 1} \right) t_{I\alpha} \quad (10.116)$$

Comparando las ecuaciones 10. 102 y 10. 116, da:

$$\frac{V_{E\alpha}}{t_{E\alpha}} = \frac{V_{I\alpha}}{t_{I\alpha}} = \frac{2i_{wi}}{1/\alpha + 1} \quad (10.117)$$

y comparando las ecuaciones 10. 101 y 10. 111, los rendimientos:

$$\frac{t_{I\alpha}}{t_{E\alpha}} = \frac{\phi^2}{1 - \phi k_c/k} \left( \frac{r_d}{r_w} \right)^2 \quad (10.118)$$

Las ecuaciones 10. 117 y 10. 118 son útiles para relacionar las tortas de filtro externas y de intervalo. Hay relativamente menos incertidumbres en el análisis del efecto de una torta externa en el rendimiento de un inyector que en el de una torta interna. La principal incertidumbre en el análisis del rendimiento de un pozo de inyección deteriorado por la invasión es el valor de  $r_d$ , que se determina en el laboratorio en tiempos de prueba fijos (30 min. pérdida de fluidos), cuando, en realidad, el  $r_d$  varía con el tiempo [45,46]. Sin embargo, si las muestras representativas del núcleo se inundan en las condiciones del embalse y la prueba se realiza durante mucho tiempo,  $L_e$ , hasta que la relación de daño de permeabilidad se vuelva constante, los procedimientos anteriores [23,45] pueden dar buenos resultados.

### PROBLEMAS:

1. Si los núcleos de un pozo muestran que la permeabilidad de la formación original es de 120 mD, y una prueba de pozo cinco años después indica que la permeabilidad se ha reducido a 60 mD:
  - a. ¿Qué porcentaje de reducción de la tasa de producción se ha producido?
  - b. ¿Cuál es el valor del factor de daño?

- c. Si la tasa de producción inicial fue de 60 STB/D, ¿cuál es la pérdida de ingresos suponiendo que el precio del petróleo es de 35 dólares por barril?
2. Si el daño de formación presentado en el Problema 1 se produjo gradualmente durante el período de cinco años:
- Cuál es la causa más probable y qué podría hacerse para evitarla
  - Discuta otras tres causas de daño de formación que puedan estar activas. esto en el futuro?
3. a. Ilustrar los cambios de las curvas de permeabilidad relativa del agua y el petróleo que se producirán cuando la formación cercana al pozo sea dañada por un bloque de agua.
- Explique cómo podría ocurrir esto.
4. a. ¿Cuáles son algunos de los depósitos orgánicos comunes que causan la formación
- ¿Por qué estos depósitos orgánicos están localizados cerca de los pozos de producción?
5. ¿Definir arcillas alogénicas y autóctonas, y explicar sus efectos sobre el daño en las proximidades de los pozos de producción? permeabilidad.
6. a. Enumere tres arcillas sensibles al agua y discuta cómo esta propiedad produce daños en la formación en los pozos de inyección y producción.
- ¿Qué tratamientos de pozos pueden utilizarse para reducir este problema en los pozos de producción?

**NOMENCLATURA:**

- A, área
- a, constante
- B, ruptura
- C, concentración
- DF, factor de daño
- f, fracción
- h, espesor de la formación
- k, permeabilidad
- L, longitud
- LD, pérdida dinámica
- LS, pérdida estática
- LT, pérdida total
- M, masa Ecuación 8. 99
- m, membrana
- m, pendiente
- P, presión

## 758 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

- PDR, relación de daño de permeabilidad,  $k / k_0$
- PR, relación de productividad
- q, producción ate
- r, radio
- R, resistencia
- S, área superficial específica; saturación
- $s_w$ , sólidos en el agua
- t, tiempo
- U, velocidad de masa
- v, velocidad intersticial
- V, volumen
- WQR, relación de calidad del agua,  $C_{sw}/k_c$

### SUSCRIPCIONES

- 1/2, vida útil
- b, puente
- BD, Barkman-Davidson
- c, captura, torta, crítico
- d, daño
- e, efluente, externo
- E, externo
- fP, partículas finas
- G, función
- i, tasa de inyección, entrada, inicial
- I, invasión
- nP no enchufable
- o, petróleo, tiempo cero
- P, enchufable, poro, perforación
- PP, perforación taponamiento
- sa, después de la estimulación
- sb, antes de la estimulación
- T, total
- u, no dañado
- w, pozo
- WF, pozo lleno

### SIMBOLOS

$\alpha$	- Fracción $l_w/l_{wi}$ , constante
$\phi$	- Porosidad
$\mu$	- Viscosidad
$\rho$	- Densidad

## REFERENCIAS

1. Krueger, R. F. "An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations." SOC. Petrol. Engr. JPT, Feb. 1986, pp. 131-152.
2. Amaefule, J. O. and Kersey, D. G. Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies. Core Laboratories, Div. of Western Atlas International, Houston, TX, Nov. 1988.
3. Economides, M. J. and Nolte, K. G. Reservoir StimuZation. Schlumberger Educational Services, Houston, TX, 1987.
4. Simpson, J. P. "The drilling mud dilemma-Recent examples." SOC. Petrol. Engr. JPT, Feb. 1985, pp. 201-206.
5. Simpson, J. P. "Drilling fluid filtration under simulated downhole conditions." SOC. Petrol. Engr. Paper No. 4779, 1974.
6. Keelan, D. K. and Koepf, E. H. "The role of cores and core analysis in evaluation of formation damage." SOC. Petrol. Engr. JPT, May 1977,
7. Reed, M. G. "Formation permeability damage by mica alteration and carbonate dissolution." SOC. Petrol. Engr. JPT, Sept. 1977, pp. 1,056- 1,060.
8. Muecke, T. W. "Formation fines and factors controlling their movement in porous media." SOC. Petrol. Engr. JPT, Feb. 1979, pp. 144-150.
9. Gruesbeck, C. and Collins, R. E. "Entrainment and deposition of fine particles in porous media." SOC. Petrol. Engr. J., Dec. 1982, pp. 847-855.
10. Gruesbeck, C. and Collins, R. E. "Particle transport through perforations." SOC. Petrol. Engr. J., Dec. 1982, pp. 857-865.
11. Khilar, K. C. and Fogler, H. S. "Water sensitivity of sandstones." Soc. Petrol. Engr. J., Feb. 1983, Vol. 23, No. 1, pp. 55-64.
12. Khilar, K. C. and Fogler, H. S. "The existence of a critical salt concentration for particle release." J Coll. Znt. Sc., Vol. 101, No. 1, Sept. 1984,
13. Porter, K. E. "An overview of formation damage." SOC. Petrol Engr. JPT,
14. Sharma, M. M. and Yortsos, Y. "Transport of particulate suspensions in porous media: Model formulation." AIChEJ, Vol. 33, No. 10, 1987,
15. Sharma, M. M. and Yortsos, Y. "Fines migration in porous media." AIChE J.,
16. Chamoun, H., Schechter, R. S. and Sharma, M. M. "The hydrodynamic forces necessary to release non-Brownian particles attached to a surface." Am. Chem. SOC., Symp. on Advances in Oilfield Chem., Toronto, OH, June 1988,
17. Sharma, M. M., Yortsos, Y. C. and Handy, L. L. "Release and deposition of clays in sandstones." SOC. Petrol. Engr. paper No. 13562, International Symp. on Oilfield and Geothermal Chem., Phoenix, AR, April 9-11, 1985.

## 760 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

18. Vitthal, S., Gupta, A. and Sharma, M. M. "A rule based system for estimating clay distribution, morphology, and distribution in reservoir rocks." SOC. Petrol. Engr. paper No. 16870, Annual Tech. Conf. and Exhibition, Dallas,
19. Wojtanowicz, A. K., Krilov, 2. and Langlinais, J. P. "Study on the effect of pore blocking mechanisms on formation damage." SOC. Petrol. Engr. Paper No. 16233, Production Operations Symp., Oklahoma City, OK, March 8-10, 1987.
20. Civan, F. and Knapp, R. M. "Effect of clay swelling and fines migration on formation permeability." SOC. Petrol. Engr. paper No. 16235, Production Operations Symp., Oklahoma City, OK, March 8-10, 1987.
21. Gabriel, G. A. and Inamdar, G. R. "An experimental investigation of fines migration in porous media." SOC. Petrol. Engr. paper No. 12168, 58th SPE Annual Meeting, San Francisco, CA, Oct. 1983.
22. Egbogah, E. O. "An effective mechanism for fines movement control in petroleum reservoirs." Canadian Institute of Mining 84-35-16, Jun. 1984, Paper No. 269.
23. Barkman, H. J. and Davidson, D. H. "Measuring water quality and predicting well impairment." SOC. Petrol. Engr. JPT, July 1972, pp. 865-873.
24. Methven, N. E. and Kemick, J. G. "Drilling and gravel packing with oil base fluid system." SOC. Petrol. Engr. JPT, June 1969, pp. 671-678.
25. Wilson, M. D. and Pittman, E. D. "Authigenic clays in sandstones: Recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis." J Sed. Petrol., Vol. 47, 1977, pp. 3-31.
26. Eslinger, E. and Pevear, D. Clay Min. for Petrol. Geol. and Engr. SEPM Short Course, Notes No. 22, Tulsa, OK, 1988.
27. Veley, C. D. "How hydrolyzable metal ions react with clays to control formation water sensitivity." SOC. Petrol. Engr. JPT, Sept. 1969, pp.
28. Reed, M. G. "Stabilization of formation clays with hydroxy-aluminum solutions." SOC. Petrol. Engr. JPT, July 1972, pp. 860-864.
29. Kersey, D. G. "The role of petrographic analyses in the design of non-damaging drilling, completion, and stimulation programs." SOC. Petrol. Engr. paper No. 14089, Inter. Meeting on Petr. Engr., Beijing, China, March
30. Khilar, K. C., Fogler, H. S. and Ahluwalia, J. S. "Sandstone water sensitivity: Existence of a critical rate of salinity decrease for particle capture." Chemical Engr. Sei., Vol. 38, No. 5, 1983, pp. 789-800.



31. Khilar, K. C. The Water Sensitivity of Sandstones. Ph.D. Thesis, U. of Michigan, Ann Arbor, MI, 1981.
32. Khilar, K. C. and Fogler, H. S. "Water sensitivity of sandstones." SOC. Petrol. Engr. J., Feb. 1983, pp. 55-64.
33. Gray, D. H. and Rex, R. "Formation damage in sandstones caused by clay dispersion and migration." Proc. 14th Natl. Con. on Clay and Clay Min.,
34. Abrahm, A. "Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion." SOC. Petrol. Engr. JPT, May 1977, pp. 586-592.
35. Donaldson, E. C. and Baker, B. A. "Particle transport in Sandstones." SOC. Petrol. Engr. Paper No. 6905, Annual Fall Tech. Conf., Denver, CO, Oct.
36. Ives, K. J. "Deep bed filtration." In: Svarovsky, L. Solid-Liquid Separation. Butter-worths, London, 1981.
37. Vitthal, S., Sharma, M. M. and Sepehrnoori, K. "A one-dimensional formation damage simulator for damage due to fines migration." SOC. Petrol. Engr. Paper No. 17146, Formation Damage Control Symp., Bakersfield, CA, Feb.
38. Peden, J. M. et al. "The analysis of the dynamic filtration and permeability impairment characteristics of inhibited water based muds," SPE paper No. 10655, SPE Formation Damage Symposium, Lafayette, LA, March 24-25, 1982.
39. McCabe, W L. and Smith, J. C. Unit Operations of Chemical Engineering. McGraw-Hill Book Co., New York, 1956.
40. Hassen, B. R. "New technique estimates drilling filtrate invasion." SOC. Petrol. Engr. paper No. 8791, 4th Symp. on Formation Damage Control, Bartlesville CA, Jan. 1980.
41. Tuttle, R. N. and Barkman, J. H. "New nondamaging and acid-degradable drilling and completion fluids." SOC. Petrol. Engr. JPT, Nov. 1974, pp.
42. Vetter, O. J., et al. "Particle invasion into porous medium and related injectivity problems." SOC. Petrol. Engr. paper No. 16255, Intl. Symp. On Oilfield Chem., San Antonio, TX, Feb. 4-6, 1987.
43. Ershagi, I. et al. "Injectivity losses under particle cake buildup and particle invasion." SOC. Petrol. Engr. paper No. 15073, California Regional Meet., Oakland, CA, April 2-4, 1986.
44. Todd, A. C., Somerville, J. E. and Scott, G. "The application of depth of formation damage measurements in predicting water injectivity decline." SOC. Petrol. Engr. paper No. 12498, Form. Damage Contr. Symp., Bakersfield, CA, Feb. 13-14, 1984.

## 762 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

45. Eylander, J. G. R. "Suspended solids specifications for water injection from coreflood tests." Soc. Petrol. Engr. paper No. 16256, Int. Symp. on Oil Field Chem., San Antonio, TX, Feb. 4-6, 1987.

46. Todd, A. C., Kumar, T. and Mohammadi, S. "The value and analysis of core-based water quality experiments as related to water injection schemes." SOC. PetmZ. Engr. paper No. 17148, Form. Damage Contr. Symp., Bakersfield, CA, Feb. 8-9, 1988.

APÉNDICE

**PROPIEDADES DE  
MEDICIÓN DE  
ROCAS Y FLUIDOS**

# EXPERIMENTO 1

## CONTENIDO DE FLUIDO DE LAS ROCAS POR EL MÉTODO DE RETORTA

### INTRODUCCIÓN

Las teorías sobre la formación de los depósitos de petróleo consideran que las trampas de petróleo (estructurales o estratigráficas) se llenaron originalmente con agua de origen marino. Se cree que el petróleo y/o el gas han entrado en la trampa, desplazando el agua a alguna saturación original del yacimiento (la saturación de agua connatural). Por lo tanto, un yacimiento de petróleo normalmente contiene tanto hidrocarburo de petróleo como agua ocupando los mismos, o adyacentes, poros. La evaluación cuantitativa de los fluidos es necesaria para la caracterización de los depósitos.

La destilación de retorta se divide en dos partes: 1) al calentar la roca por primera vez (a aproximadamente 400°F o 204°C), se vaporizan el agua y todos los hidrocarburos presentes en la muestra, salvo la fracción más pesada, y 2) en la segunda etapa del calentamiento, la temperatura se eleva a unos 593°C (1100°F) y los hidrocarburos que quedan en la muestra se vaporizan, o se agrietan por el calor y se eliminan en forma de vapor. Parte de este vapor es condensable y parte no. Generalmente el proceso de agrietamiento deja un residuo de carbono dentro del núcleo. Por lo tanto, la cantidad de petróleo recuperada por la destilación de retorta es menor que la cantidad de petróleo en el núcleo. Así, el intenso calor elimina el agua de cristalización de las arcillas y otros minerales hidratados presentes en el núcleo. La cantidad de agua obtenida es ligeramente mayor que la cantidad de agua libre en los poros debido a la adición de agua de cristalización.

Se utilizan factores de corrección empíricos (obtenidos de núcleos de retorta que contienen cantidades conocidas de aceite) para corregir los errores de retorta. Los factores de corrección se definen de la siguiente manera:

$C_o$  = fracción de petróleo que queda en la roca en forma de coque, con respecto al petróleo total

$C_w$  = cantidad de exceso de agua recuperada debido a la deshidratación (eliminación recuperada. de agua de cristalización) con respecto a la masa seca de la arena.

Los fluidos producidos por la retorta se recogen en los tubos de centrifugación, que luego pueden centrifugarse para separar el aceite y el agua para obtener mediciones volumétricas precisas.

Debido a que el aceite es menos denso que el agua, se separará a la parte superior de la columna de líquido en los tubos de la centrifugadora. Se formará una emulsión (una mezcla fina de aceite en agua) en los tubos de la centrifugadora entre el aceite y el agua que no puede ser separada por la centrifugadora. Como primera aproximación, se puede asumir que la emulsión está compuesta por un 80% de agua y un 20% de aceite, en volumen. Si se obtienen mejores resultados cambiando la relación agua/aceite de la emulsión, se debe hacer así.

### EQUIPO DE EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS

#### EQUIPOS

- Montaje de retorta
- Tubos de centrífuga graduada
- Balanza analítica
- Porosímetro de inyección de petróleo
- Arenisca secada al horno
- Arenisca saturada

#### LA MUESTRA DE RÉPLICA

1. Obtener muestras del núcleo del instructor.
2. Determine el volumen de la muestra del núcleo mediante la medición con un calibre o utilizando un porosímetro de aceite o de mercurio (Experimento No. 8).
3. Obtener la masa de la muestra del núcleo.

## **766 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL YACIMIENTO**

4. Coloque la muestra en el cilindro de retorta y enrosque la tapa (sólo a mano).

### **CALIBRACIÓN DE LA RETORTA**

1. Aplastar parte de la arenisca seca en fragmentos de medio centímetro.
2. Coloca los fragmentos en el receptáculo de la retorta a menos de media pulgada de la parte superior y empácalos firmemente.
3. Usando una pipeta, gotea lentamente 6 ml de aceite y 4 ml de agua sobre la roca triturada. El tubo de la centrifugadora debe estar debajo de la retorta para captar cualquier flujo.

### **RETORNO**

1. Comienza a hacer circular agua a través de los condensadores.
2. Enchufa ambas réplicas.
3. Después de 45 minutos, apuntalen las mangueras de circulación en posición vertical. Llénelos con agua y cierre la válvula de agua.
4. Treinta (30) minutos después, drenar toda el agua de los condensadores.
5. Quince (15) minutos más tarde, desenchufa las réplicas.
6. Enfríe las muestras retornadas. **NO COLOQUE LAS MUESTRAS RETORNADAS EN PAPEL ENCERADO.** Registra la masa seca de las muestras.
7. Centrifugar los tubos que contienen los fluidos y registrar los volúmenes totales de fluidos obtenidos en: (1) la retorta de calibración y (2) la retorta de muestra.

### **CALCULACIONES DE MUESTRA**

#### **CALIBRACIÓN DE RETORNO**

##### **Datos:**

Volumen de petróleo introducido = 6,0 ml

Volumen de agua introducido = 4,0 ml

Volumen de petróleo recuperado = 5,7 ml

Volumen de agua recuperado = 4,2 ml

Masa de la muestra de retorta de calibración en seco = 75,0 g

$C_o = (V \text{ petróleo introducido} - V \text{ petróleo recuperado}) / V \text{ petróleo recuperado}$

$C_o = (6,0 - 5,7) / 5,7 = 0,0526$

$C_w = (V \text{ petróleo recuperado} - V \text{ agua introducida}) / \text{masa de la muestra de retorta de calibración en seco}$

$C_w = (4,2 - 4,0) / 75,0 = 0,002667$

## RESULTADOS DE LAS ESPECIES DE PRUEBA

### Datos:

Volumen de aceite recuperado = 4,1 ml

Volumen de agua recuperada = 2,1 ml

Masa de la muestra de retorta = 69,8 g

Volumen correcto de aceite en la muestra =  $(1,0 + C_o) \times \text{Aceite recuperado} = (1,0 + 0,0526) \times 4,1 = 4,32\text{ml}$

Volumen correcto de agua en la muestra =  $(\text{Volumen de agua recuperado}) - (\text{Masa de la muestra de muestra seca multiplicada por } C_w) = 2,1 - (69,8 \times 0,002667) = 1,91 \text{ ml}$

## CÁLCULOS DE SATURACIÓN

### Datos:

Masa saturada de la muestra = 75,2 g

Masa de la muestra de retorta seca = 69,8 g

Volumen de masa de la muestra = 34,98 ml

Densidad saturada de la muestra =  $75,2/34,98 = 2,15 \text{ g/ml}$

Volumen de grano de arena de la muestra =  $(\text{masa de la muestra de retorta seca}) / [\text{densidad del grano mineral } (2,65 \text{ g/ml})] = 69,8/2,65 = 26,34 \text{ ml}$

Volumen de poro de la muestra =  $(\text{Volumen de masa de la muestra}) - (\text{Volumen de grano de arena de la muestra}) = 34,98 - 26,34 = 8,64 \text{ ml}$

Porosidad =  $\text{Volumen de poro de la muestra} / \text{Volumen de masa de la muestra} = 8,64/34,98 = 0,247$

Saturación de aceite del tanque de reserva,  $S_o = \text{Volumen corregido de aceite en la muestra} / \text{volumen de poro de la muestra} = (4,32 \times 100) / 8,64 = 50\%$

Saturación de agua connatada,  $S_w = \text{Volumen corregido de agua en la muestra} / \text{volumen de poro de la muestra} = (1,91 \times 100) / 8,64 = 22,1\%$

Saturación de gas,  $S_g = 1,0 - S_o - S_w = 1,00 - 0,50 - 0,22 = 28\%$

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Discuta los efectos adversos que pueden resultar de la penetración de fluido de lodo de perforación en los núcleos utilizados para el análisis de laboratorio.
2. Si la saturación de agua alrededor del pozo está en una saturación de agua irreducible ( $S_{iw}$ ), ¿fluirá el agua en el pozo? ¿Por qué?
3. ¿Por qué no se puede condensar una parte de los vapores del recipiente de retorta?
4. ¿Por qué es que la cantidad de agua obtenida de la retorta es mayor que la cantidad de agua libre en el núcleo?

**REFERENCIAS**

Texto, Capítulo 2.

Anderson, G. Coring and Core Analysis Handbook. PemWell Books, Tulsa, OK, 1975: Capítulo 6.

Chilingarian, G. V., Robertson, J. O., Jr. y Kumar, S. Surface Operations in Petroleum Production, II. Elsevier Science Pub. Co., Amsterdam, 1989: Apéndice A



## EXPERIMENTO 2

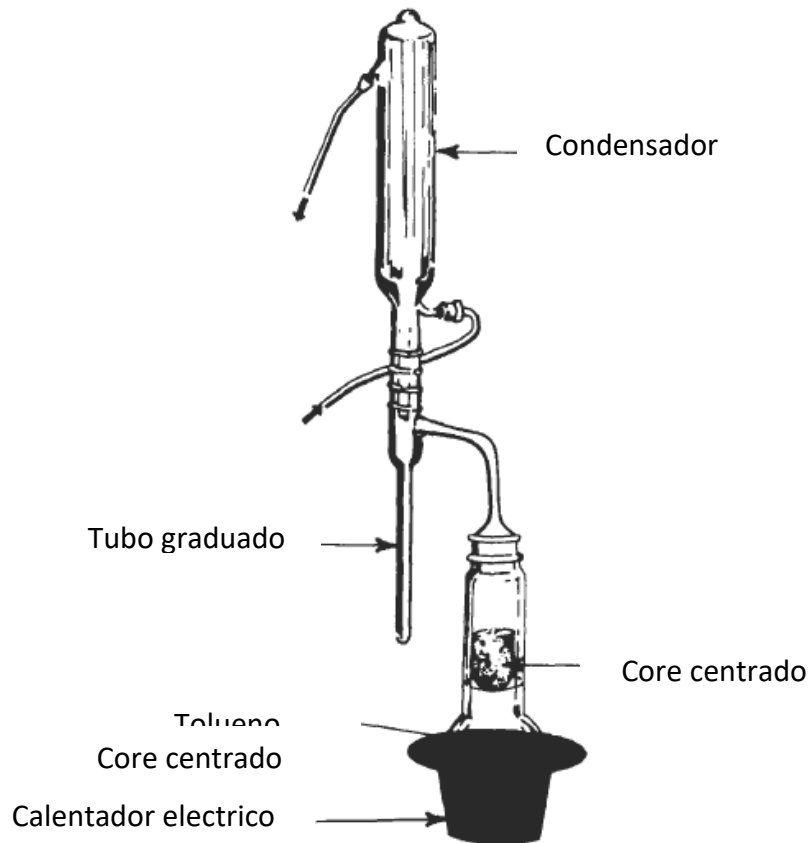
# MEDICIÓN DE LA SATURACIÓN POR EXTRACCIÓN

### INTRODUCCIÓN

Un solvente de hidrocarburo que es insoluble en agua se utiliza para lixiviar los fluidos de una roca saturada. Se puede utilizar un tubo receptor graduado especial para recoger el agua extraída, proporcionando así una medición directa de la saturación de agua (Figura A2. 1). Una vez conocida la saturación de agua, la saturación de aceite puede calcularse a partir de una medición gravimétrica indirecta de la roca. La saturación de gas se obtiene entonces indirectamente por diferencia porque:

$$S_g + S_w + S_o = 1.0 \quad (\text{A2. 1})$$

Después de la extracción de los fluidos y el secado, el núcleo limpio puede utilizarse para medir otras propiedades y cantidades petrofísicas (permeabilidad, porosidad, análisis de tamices, densidad del grano mineral, etc.). El punto de ebullición del fluido de hidrocarburos utilizado para la extracción debe ser superior al punto de ebullición del agua y preferiblemente inferior al punto de ebullición de los hidrocarburos del núcleo (el tolueno es el disolvente más utilizado: BP = 110,6°C). Cuando el punto de ebullición del disolvente es superior a 100°C (212°F), el agua se vaporiza desde el núcleo y viaja hacia arriba dentro de los vapores ascendentes del disolvente. Los vapores (disolvente más agua) se condensan y se recogen en un recipiente lateral donde el agua queda atrapada en el fondo del tubo porque su densidad es superior a la



**Figura A2.1.** *Equipo para medición de saturación de agua por extracción por solvente.*

densidad del solvente. El exceso de solvente se drena nuevamente al hervir la olla donde se recalienta para continuar el proceso de extracción.

El petróleo crudo que originalmente era parte de los fluidos centrales se disolverá en el solvente.

Si el punto de ebullición del petróleo crudo es más alto que el de ebullición punto del solvente, el aceite crudo permanecerá en la olla hirviendo.

## **EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS**

1. Vierta tolueno en el matraz de ebullición hasta que el matraz esté lleno en tres cuartos de tolueno (o cualquier solvente de hidrocarburo que se esté usando).
2. Obtenga la masa de la muestra de núcleo saturada.
3. Determine el volumen total del núcleo saturado usando un picnómetro.
4. Montar el equipo de extracción, que constará de manta calefactora, olla de ebullición, tubo de extracción / recogida y condensador.
5. Determine la densidad del petróleo crudo.

6. Coloque el control del calentador en un punto donde no se pueda ver gas o líquido escapando de la parte superior del condensador durante la condensación.
7. Registre el volumen de agua recogido en el tubo graduado cada 30 minutos. Cuando no se recoge más agua después de dos lecturas, apague el calentador y registre el volumen de agua recolectado.
8. Cuando el solvente se enfríe, retire el núcleo y séquelo en un horno. equipado con una salida de aire conectada a una campana. Si este tipo del horno no está disponible, deje que el disolvente se evapore del núcleo colocándolo en una campana durante la noche y luego secar el núcleo en un horno.
9. Obtenga la masa del núcleo seco.
10. Calcule la saturación de fluido del núcleo a partir de los datos recopilados.

## CÁLCULOS DE MUESTRA

### Datos:

Porosidad = 0,20

Volumen a granel = 25,0 ml

Densidad del aceite = 0,88 g / ml

Masa de núcleo saturado = 57,0 g

Masa de núcleo seco = 53,0 g

Volumen de agua recogido = 1,4 ml

Volumen de poros = porosidad x volumen a granel

$$= 0,20 \times 25,0 = 5,0 \text{ ml}$$

$$= 0,28 = 28\%$$

Saturación de aceite,  $S_o$  = volumen de aceite / volumen de poros

$$= \text{Masa de aceite} / \text{densidad de aceite} \times 1.0 / \text{Volumen de poros}$$

$$= (\text{Masa núcleo sat.} - \text{Masa núcleo seco} - \text{Masa de agua}) / (\text{Densidad de aceite} \times \text{volumen de poro})$$

$$= \text{Volumen de agua} / \text{Volumen de poros} = 1.4 / 5.0$$

$$= (57,0 - 53,0 - 1,4) / (0,88 \times 5,0)$$

$$= 0,59 = 59\%$$

Saturación de gas,  $S_g$ , =  $1.0 - S_o - S_l = 1.8 - 8.28 - 0.59$

$$= 0,13 = 13\%$$

## **PREGUNTAS Y PROBLEMAS**

1. Compare la precisión de la "Medición de saturación por solvente extracción"(Experimento 2) al "Contenido fluido de rocas por el Método de retorta"(Experimento 1).
2. ¿Qué método de medición de la saturación (extracción con disolvente o método retorta), preferiría utilizar si fuera un ingeniero que envía núcleos a un laboratorio para ser probado? Explica por qué elegirías uno. método sobre otro.
3. Enumere todas las ventajas y desventajas que pueda para ambos métodos: (1) Extracción con solvente y (2) Método de retorta.

## **REFERENCIA**

Texto, Capítulo 2.

Amyx, J. W., Bass, D. M. Jr., and Whiting, R. L. *Petroleum Reservoir Engineering*. McGraw-Hill, New York, NY, 1960: Chapter 2.

## EXPERIMENTO 3

# DENSIDADES, ESPECÍFICAS GRAVEDAD Y GRAVEDAD API

### INTRODUCCIÓN

La densidad de una sustancia es la relación entre su masa y su volumen. Está siempre es necesario indicar las unidades de densidad porque puede expresarse en varias unidades de masa y volumen diferentes.

La gravedad específica es la relación entre la masa de un volumen de una sustancia a la masa de un volumen igual de alguna sustancia tomada como patrón.

Por conveniencia, generalmente se utilizan los siguientes estándares: para agua 39.2 °F (4 °C) y 60 °F (15 °C), y para gases, el estándar es aire seco a la misma temperatura y presión que el gas para el cual se busca la gravedad.

Los hidrómetros API se desarrollaron para petróleos crudos y se definen a 60 °F. La gravedad específica (SG) también se definió a 60 °F como la densidad de un fluido a 60 °F se refiere a la densidad del agua a 60 °F. Por lo tanto, conversión directa entre la gravedad API y la gravedad específica es posible.

$$\text{Gravedad Especifica} = 141.5 / (\text{Gravedad API} + 131.5) \quad (\text{A3.1})$$

Se ha preparado un conjunto completo de gráficos para la conversión de lecturas del hidrómetro a temperaturas de 0 °F a 150 °F (-18 °C a 66 °C) para el rango de gravedades API de 0 a 99; estos gráficos están publicados

en el Manual de producción de petróleo (McGraw-Hill). Por ejemplo, utilizando las tablas API, suponga que la lectura de un hidrómetro API es 12 en una temperatura observada de 85 ° F (29 ° C). Ingrese el gráfico API de 10-19 "en una temperatura de 85 "F, muévase a la columna debajo del valor observado de 12, y encuentre que la gravedad API a 60 ° F es 10.7. Usando la Ecuación A2, la gravedad específica es 0.9951.

El diseño del hidrómetro se basa en el principio de Arquímedes. Un cuerpo flotar sobre un líquido desplazará un volumen de líquido igual a la masa de un cuerpo flotante dividido por su densidad. Los hidrómetros de diferente masa flotar a diferentes profundidades en líquidos, y la profundidad a la que cada flota es leer de una escala en el vástago del hidrómetro, que se escala para leer la gravedad API directamente. La escala de API es arbitraria relacionada con la gravedad específica como se muestra en la Ecuación A3.1.

## **EQUIPAMIENTO Y PROCEDIMIENTOS**

### **MEDIDA DE LA GRAVEDAD API**

1. Transfiera una muestra de aceite a un cilindro que sea al menos 25 mm mayor en diámetro que el bulbo del hidrómetro.
2. Coloque el hidrómetro con cuidado en el líquido: no moje todo el vástago del hidrómetro porque la masa del líquido en el vástago afectará negativamente a la medición. Gire el hidrómetro ligeramente y déjalo descansar.
3. Registre la lectura de la escala en el vástago donde se encuentra con la superficie. del líquido, y registre la temperatura del líquido usando el termómetro en el termómetro de varilla. Use un termómetro separado si no se proporciona uno en el vástago del hidrómetro.
4. Convierta la gravedad API medida a la temperatura del líquido a Gravedad API a 60 ° F utilizando las tablas API (Producción de petróleo Manual). Convierta la gravedad API en gravedad específica utilizando las fórmulas proporcionadas previamente. La gravedad específica a 60 ° F puede ser convertido a la gravedad específica a cualquier temperatura utilizando el & G multiplicadores (dados en la Tabla A3.1 y la Ecuación A3.2).

$$\text{Gravedad Especifica en T}^{\circ}\text{F} = \text{SG at } 60^{\circ}\text{F} - \&S \times (\text{T}^{\circ}\text{F} - 60) \quad (\text{A3.2})$$

$$\text{Densidad (g/ml) at TOF} = \text{Gravedad Especifica en T}^{\circ}\text{F} \times \text{Densidad de Agua a T}^{\circ}\text{F} \quad (\text{A3.3})$$

TABLEA 3.1

MULTIPLICAR LA CONSTANTE PARA LA CONVERSIÓN DE GRAVEDAD ESPECÍFICA A 60 ° F A GRAVEDAD ESPECÍFICA A OTRAS TEMPERATURAS

DE GRAVEDAD ESPECÍFICA A 60 ° F	K gs
0.90	0.00035
0.85	0.00037
0.80	0.00040
0.75	0.00043
0.70	0.00048

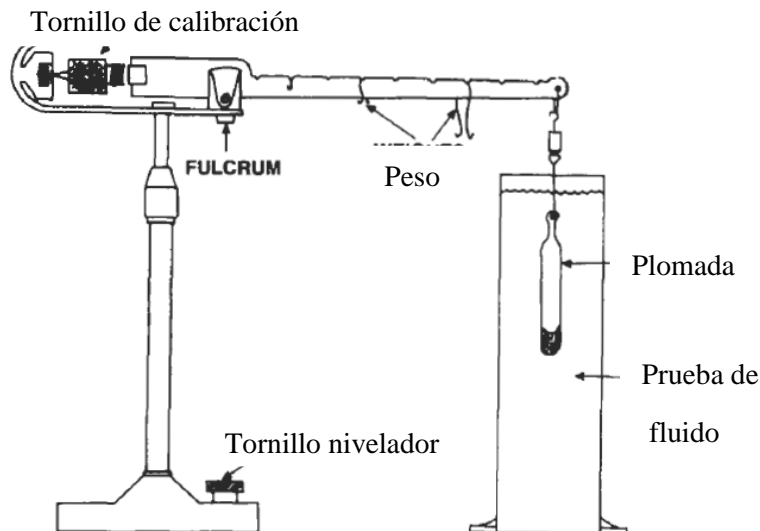


Figura A3.1. Balanza de Westphal para medir la gravedad específica

## EQUILIBRIO WESTPHABLA

El equilibrio de Westphal, cuyo diseño se basa en el de Arquímedes principio, proporciona un método para la medición directa de la gravedad (Figura A3.1). Se adjunta una caída al final del saldo haz y sumergido en un líquido. Luego, la viga se equilibra agregando o restando masa de la viga.

1. El instrumento se calibra primero con agua destilada desairada.
2. La plomada se sumerge en el agua y la viga se equilibra con una unidad de masa colocada en la marca 10 de la viga. El equilibrio se logra girando el contrapeso roscado en el extremo de la viga hasta los dos punteros coinciden. Se anota la temperatura del agua.

## 776 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

3. La plomada se retira y se seca, y luego se sumerge hasta aproximadamente la misma profundidad en el líquido desconocido. Las masas se ajustan al equilibrio el haz. Las masas están en proporciones de diez: 1.0 / 0.1 / 0.01. La gravedad específica del fluido desconocido, a la temperatura especificada, es igual al total de las masas. Si la temperatura es 77 ° F (25 ° C) y la unidad de masa se colocó en la marca 8 de la barra de equilibrio, la décima masa en la marca 5 y la centésima masa en la marca 2, la gravedad específica es 0,852.

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Convierta el siguiente "API en gravedad específica a 60 ° / 60" F: 5 0,40, 30, 20, 10 y 1. Explique el significado de 60 " / 600F (consulte Manual de producción de Petróleo).
2. Usando la teoría de la gravedad aditiva, calcule el OAPI para una mezcla de aceite y queroseno como sigue: 60% de aceite crudo de "API = 32 más 40% de queroseno de "API = 48.
3. ¿Cómo mediría la gravedad específica de un petróleo crudo viscoso, utilizando una balanza de Westphal cuando la viscosidad del fluido dificulta la liberación movimiento de la caída en picado?

## REFERENCIA

Texto, Capítulo 2.

*Am-, J. W., Bass, D. M., Jr. y Whiting, R. L. Ingeniería de Yacimiento de Petróleo. McGraw-Hill, Nueva York, NY, 1960: Capítulo 2.*

*Archer, J. S. y Wall, C. G. Ingeniería petrolera, Graham & Trotman, Londres, 1986: Capítulo 2.*

*Fisher Scientific Co. Manual de Fisher-Tag para inspectores de petróleo, 28a ed., Nueva York, NY, 1954: 218 págs.*

*Frick, T. C. (Ed.), Manual de producción de petróleo. Libro Co. de McGraw-Hill, Nueva York, 1962: págs. 16-52-16-95.*



## EXPERIMENTO 4

# GRAVEDAD ESPECÍFICA DE GASES

### INTRODUCCIÓN

El analizador de gravedad específica de Schilling para gases se basa en el principio que las moléculas de gas menos densas se mueven con mayor velocidad que las más pesadas moléculas a la misma temperatura y presión. Por tanto, un gas con la gravedad específica más baja que se escapa de un contenedor a través de un pequeño horificio escapará en el menor tiempo posible.

### PROCEDIMIENTOS DE EQUIPAMIENTO

El instrumento Schilling es un tubo de vidrio (1 pulgada de diámetro y 10 pulgadas de largo) con el extremo inferior abierto y suspendido en un tubo aproximadamente 4 pulgadas de diámetro. El tubo más pequeño tiene una marca justo debajo de su punto medio. Se agrega agua al tubo más grande dentro de aproximadamente 1 pulgada de la parte superior.

Se aplica presión de aire en la parte superior del agua en el tubo más grande, forzando agua para subir al tubo más pequeño hasta que alcance la marca. La entrada de gas luego se cierra la válvula. Se abre una válvula conectada a un pequeño orificio de platino y el tiempo necesario para que el nivel del agua en el tubo interior vuelva a su estado original se registra el nivel.

Se introduce gas, cuya gravedad específica se va a determinar en el instrumento, llenando el tubo interior más pequeño y la parte superior del tubo más grande. Se debe permitir que el gas burbujee a través del agua durante un período corto para eliminar el aire disuelto del agua.

## 778 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

El experimento luego se repite para el gas, y la gravedad específica del gas, es calculado de la siguiente manera:

$$SG = (t_{\text{gas}})^2 / (t_{\text{air}})^2 \quad (A4.1)$$

Donde:

SG = gravedad específica.

t<sub>gas</sub> = tiempo de efusión del gas.

t<sub>air</sub> = tiempo de efusión del aire.

El equilibrio de densidad de gas de Edwards consta de una viga montada en un fulcro con una bombilla grande unida a un extremo de la viga. La bombilla es lo suficientemente grande para que las fuerzas que actúan sobre la viga y el contrapeso pueden descuidarse. La bombilla proporciona un volumen en el que la flotante puede actuar la fuerza de un gas en la cámara.

La viga está montada dentro de la cámara, que está rodeada por una camisa de agua para mantener la temperatura constante durante las mediciones.

Un manómetro conectado a la cámara de gas mide la diferencia. entre la presión dentro de la cámara y la presión atmosférica.

La presión se debe convertir en presión absoluta agregando la presión barométrica.

Un tubo de secado (que contiene cloruro de calcio anhidro) se conecta a la línea de entrada de gas para eliminar la humedad del gas. Los grifos pequeños son se utiliza para introducir el gas gradualmente en (o para dejar salir el gas) de la cámara.

La fuerza de flotación de un gas desconocido que actúa sobre el bulbo se iguala a la fuerza de flotación del aire en la balanza, y la gravedad específica del gas desconocido se calcula de la siguiente manera:

$$SG = P_{\text{air}} / P_{\text{gas}} \quad (A4.2)$$

donde:

SG = gravedad específica.

P<sub>air</sub> = presión absoluta de aire que equilibra la viga,

P<sub>gas</sub> = presión absoluta del gas desconocido que equilibra el gas.

1. Enjuague la cámara con aire seco.
2. Eleve con cuidado la presión del aire en la cámara hasta que se
3. Equilibre la viga a una lectura cero constantes y registre la presión
4. Lave el sistema con el gas a medir. Asegúrese de pasar todos los gases

5. Eleve la presión del gas en la cámara hasta que la viga esté equilibrada se alcanza la presión, como lo muestra el manómetro mostrado por el manómetro entrando en la cámara a través del tubo de secado una vez más.
6. Registre la presión en el manómetro y la temperatura del
7. Calcule los resultados usando la Ecuación A4.2.

## CÁLCULOS DE MUESTRA

**P<sub>air</sub>** = 51.1 mmHg

**P<sub>propano</sub>** = 33.6 mmHg

**T<sub>ambiente</sub>** = 79°F

**SG 79°F** =  $51.1/33.6 = 1.521$

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Mida las densidades específicas de varios gases conocidos (nitrógeno, helio, etc.) y compare su medida con el manual valores. Cuando haya desarrollado la habilidad suficiente para hacer mediciones, miden la gravedad específica de muestras desconocidas.
2. Analice las fuentes de error inherentes a los dos métodos: SchilLing vs. Edwards. ¿Cuál es más preciso? ¿Cuál es la ejecución más sencilla?
3. ¿Cuál es la masa, en kg, de 500 m<sup>3</sup> de aire a 3 atm de presión y 361°F?

## REFERENCIAS

Texto, Capítulo 2.

Amyx, J. W., Bass, D. M., Jr. y Whiting, R. L. Ingeniería de yacimientos de petróleo. McGraw Hill, Nueva York, NY, 1960: Capítulos 1 y 4.

## EXPERIMENTO 5

# VISCOSIDAD

### INTRODUCCIÓN

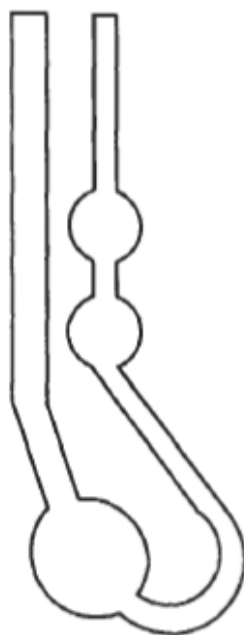
La viscosidad es una medida de la resistencia inherente de un fluido al flujo. La viscosidad líquida es muy sensible a los cambios de temperatura; por lo tanto, en este experimento, las viscosidades de los fluidos se determinarán en varias temperaturas y un gráfico de viscosidad versus temperatura para muestras de aceite se realizará en papel semi-log.

Los términos que se utilizan normalmente para la viscosidad son "dinámica" o "absoluta" viscosidad, que implica que el fluido está en movimiento. Estos términos se distinguen de la "viscosidad cinemática", que se define como la Viscosidad dinámica dividida por la densidad del fluido.

Un equilibrio ( $\text{g} / \text{cm} \times \text{s}$  en unidades CGS;  $\text{kg} / \text{m} \times \text{s}$  en unidades SI) es la viscosidad del fluido que requiere una fuerza de corte de 1 dina para mover una placa de área de  $1 \text{ cm}^2$  (paralelo a otra placa) a través del líquido con una velocidad de  $1 \text{ cm} / \text{s}$ . Un avivamiento ( $\text{cm}^2 / \text{s}$  en unidades CGS;  $\text{m}^2 / \text{s}$  en unidades SI) se define como un equilibrio dividido por la densidad.

### PROCEDIMIENTOS DE EQUIPAMIENTO

Se han desarrollado varios instrumentos para medir viscosidad; Dependen de la presión del líquido que se está probando para proporcionar la fuerza para impulsar el líquido a través de los instrumentos proporcionando una medida de la viscosidad cinemática, que se expresa en centistokes ( $\text{cS} = \text{cm}^2 / 100 \text{ s}$ ). El viscosímetro Cannon-Fenske equipado con un baño de temperatura controlada por líquido, proporciona un método para determinar viscosidad a varias temperaturas (Figura A5.1). El viscosímetro Saybolt contiene tubos de viscosímetro de latón colocados en un baño de aceite con temperatura controlada con un orificio calibrado colocado en la salida del tubo del viscosímetro.



**Figura A5.1.** *Viscosímetro Cannon-Fenske.*

El tiempo necesario para que 60 ml del líquido que se está analizando fluyan desde el viscosímetro es una medida de la viscosidad en Segundos Universales Saybolt.

La viscosidad Saybolt Universal, determinada a varias temperaturas, puede convertirse a viscosidad cinemática utilizando la relación adecuada, por ejemplo:

$$\text{Segundo Saybolt} = cS \times 4.628 \text{ at } 100^{\circ}\text{F}$$

$$\text{Segundo Saybolt} = cS \times 4.629 \text{ at } 130^{\circ}\text{F} \quad (\text{A5.1})$$

$$\text{Segundo Saybolt} = cS \times 4.652 \text{ at } 218^{\circ}\text{F}$$

### **VISCÓMETRO CANNON-FENSKVEIS**

1. Invierta el viscosímetro, sumerja el tubo de diámetro pequeño en el líquido que se va a medir y, utilizando succión en el tubo de diámetro grande, extraiga el líquido en el viscosímetro llenando los dos pequeños bulbos (Figura A5.1). Es importante que se utilice la cantidad adecuada de líquido para corresponder a las condiciones de calibración que se utilizaron.

2. Regrese el viscosímetro a su posición vertical normal y colóquelo en soporte en el baño de agua fría. La bombilla grande en la parte inferior debe estar verticalmente debajo de las dos bombillas más pequeñas, y el tubo capilar debe estar ligeramente inclinado desde la vertical como se muestra en la Figura A5.1.

## 782 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

3. Deje que el líquido se drene en el bulbo más grande en la parte inferior. Luego extraiga el líquido por succión en el tubo más pequeño, hasta que la parte superior del líquido es de aproximadamente 0,5 cm por encima de la marca entre las dos pequeñas bombillas.
4. Deje que el líquido se escurra por gravedad y registre el tiempo necesario para la parte superior del líquido para moverse desde la marca de grabado superior a la parte inferior marca de grabado debajo de la bombilla pequeña inferior. Luego registre la temperatura del baño líquido. Repita la medición una vez más.
5. Coloque el viscosímetro, con su líquido de prueba, a una temperatura más cálida baño y deje al menos 10 minutos para lograr el equilibrio de temperatura. Muévase siempre de los baños más fríos a los más calientes. Grabe la temperatura y tiempo para dos lecturas en cada temperatura del baño.
6. Usando el número de capilares del viscosímetro Cannon-Fenske que se utilizó para la prueba, obtenga la constante de calibración,  $K$  s/v de la Tabla A5.1 a continuación. La Tabla A5.1 también se puede utilizar para seleccionar un viscosímetro apropiado si se conoce una estimación de la viscosidad mediante utilizando el rango de medición aproximado que se indica en la tabla para cada viscosímetro.

TABLA A 5 1

CONSTANTE DE CALIBRACIÓN ( $K$  s/v) Y VISCOSIDAD APROXIMADA  
PARA COMETERS ESPECÍFICOS DE CANNON-FENSKVEIS

NUMERO CAPILAR	CAPILAR (mm)	CONSTANTE $K_{vis}$ (cS/s)	RANGO DE MEDICION (Aprox cS)
25	0.30	0.002	0.4-1.6
50	0.44	0.004	0.8-3.2
75	0.54	0.008	1.6-6.4
100	0.63	0.015	3-15
150	0.77	0.03	5-35
200	1.01	0.10	20-100
300	1.26	0.25	50-200
350	1.52	0.5	100- 500
400	1.92	1.2	240- 1,200
450	2.30	2.5	500- 2,500
500	3.20	8	1,600-8,000
600	4.10	20	4,000-20,000

### **Viscosímetro Saybolt**

1. Limpiar el tubo del viscosímetro con un disolvente de parafina ligero.
2. Antes de realizar la prueba, llene completamente el tubo del viscosímetro con el aceite a probar. Deje que este aceite fluya a través del orificio hacia un vaso de precipitados para mojar la pared del tubo.
3. Inserte el tapón de corcho en la abertura en la base del tubo debajo el orificio y llenar el tubo hasta que rebose ligeramente. El exceso de aceite se acumulará en la bandeja anular en la parte superior del tubo.
4. Agite suavemente la muestra en el tubo con el termómetro hasta que se alcanza una temperatura constante.
5. Coloque un matraz receptor debajo del orificio; romper el corcho del abrir y simultáneamente comenzar a cronometrar con un cronómetro.
6. Detenga el reloj cuando el tubo se vacíe o cuando se recojan 60 ml.
7. Verifique la medición ejecutando la prueba tres veces.
8. Convierta los segundos Saybolt Universal en viscosidad cinemática (centistokes) utilizando la Ecuación A.5.1. Obtenga la densidad del aceite de la medición de gravedad API utilizando la Ecuación A.3.1, y convierta la viscosidad cinemática a viscosidad absoluta (centipoise) multiplicando la viscosidad cinemática por la densidad.

### **PREGUNTAS Y PROBLEMAS**

1. ¿Cómo se comparan sus valores de viscosidad con los valores de la literatura para
2. Explique la ley de Stoke.
3. ¿Cómo varía la viscosidad de un líquido con la temperatura? ¿Cómo la viscosidad de un gas varía con la temperatura?
4. Describe dos métodos para medir la viscosidad.

### **REFERENCIAS**

Texto, Capítulo 2.

Amyx, J. W., Bass, D. M., Jr. y Whiting, R. L. Ingeniería de yacimientos de petróleo. McGraw Hill, Nueva York, NY, 1960: Capítulos 1.

# FLUORESCENCIA

### INTRODUCCIÓN

Los métodos modernos de registro de pozos localizan formaciones que contienen petróleo sin la ayuda de olores, sabores y observaciones visuales de los núcleos o taladros corte; sin embargo, estos métodos son útiles en ocasiones.

Las muestras de roca se analizan con un microscopio binocular petrográfico. Proporcionar cualitativamente una descripción de los materiales del núcleo junto con cualquier indicación de aceite o gas.

Las muestras frescas pueden indicar la presencia de hidrocarburos mediante un olor aromático distintivo, lo que indica que análisis más cuidadosos de otros se deben tomar muestras o registros de la zona.

Las muestras trituradas de los núcleos o esquejes se pueden extraer con un disolvente ligero como pentano, tetracloruro de carbono o éter. El extracto luego se examina visualmente en busca de cambios de color y fluorescencia para proporcionar otra indicación cualitativa de la presencia de petróleo en la formación.

Fluorescencia de las muestras, o un vial del extracto solvente de muestras, se examina en una caja bajo luz ultravioleta. El anillo aromático los compuestos de los petróleos crudos emiten una fluorescencia con un brillo de blanco a amarillo. Esta se ha demostrado que la propiedad es un indicador muy sensible de la presencia de petróleo crudo en rocas (frescas y envejecidas en almacenamiento), lodos y solventes. También se ha utilizado para los análisis cualitativos de fracciones más ligeras de Aceites y lubricantes.

La luz ultravioleta tiene una frecuencia más alta que la luz visible y, por lo tanto, está fuera del espectro de luz visible. Bajo luz ultravioleta, sin embargo, muchas moléculas absorben parte de la luz ultravioleta energía, haciendo que sus electrones salten a un nivel de energía más alto orbita. En el caso de las moléculas, el mayor nivel de energía produce tensión entre enlaces moleculares. El estado excitado existe por un muy corto período (alrededor de 10% segundos), después del



El estado excitado existe por un muy corto período (alrededor de 10<sup>-10</sup> segundos), después del cual el electrón vuelve a la órbita inferior acompañada de la emisión de una pequeña cantidad de luz en la región visible. La continua excitación y relajación de los electrones produce suficiente luz para observar la fluorescencia. Pequeñas moléculas, que no pueden almacenar gran parte de la energía como energía vibratoria, fluorescen en longitudes de onda más cortas, produciendo una luz azul. Moléculas más grandes, que son capaces de absorber más energía, emiten fluorescencia a longitudes de onda más largas, produciendo una fluorescencia que parece amarilla, naranja o marrón.

La dilución de muestras líquidas a veces puede aumentar la fluorescencia. En soluciones concentradas, dimerización (reacción de moléculas excitadas con moléculas no excitadas) pueden tener lugar. La ganancia de energía se distribuye a lo largo de la nueva molécula doble, y cuando el dímero se divide (después una duración muy corta, aproximadamente 10<sup>-10</sup> segundos), la energía de excitación se emite en forma de calor y, en consecuencia, no se produce fluorescencia. Si la muestra se diluye, sin embargo, la posibilidad de colisión molecular es disminuida y la fluorescencia aumentará considerablemente.

## **PROCEDIMIENTOS DE EQUIPAMIENTO**

El equipo utilizado para el análisis de fluorescencia es una caja sellada con una puerta en un extremo para la introducción de muestras y puertos de visualización para observación. Una luz ultravioleta se encuentra en la parte superior interior, fuera del rango de visualización. Se colocan muestras y rocas o disolventes comparativos en el piso de la caja, y las observaciones se registran como positivas o negativas.

Una práctica considerable en el análisis de muestras por este método es necesario para adquirir la habilidad suficiente para la discriminación entre espacios en blanco y muestras que contienen cantidades muy pequeñas de compuestos aromáticos o de enlaces múltiples compuestos.

1. Pruebe una pequeña muestra (5 a 10 cm<sup>3</sup>) de aceite observándola primero bajo Luz “blanca” y luego luz ultravioleta. Describe las diferencias observadas en las observaciones.
2. Agregue alrededor de 0.5 cm<sup>3</sup> de tetracloruro de carbono al aceite en el vaso de precipitados, y compararlo con otro vaso de precipitados que contiene el aceite solo bajo la luz ultravioleta. Describa las diferencias observadas en la apariencia de las muestras diluidas y sin diluir bajo luz ultravioleta.
3. Obtener muestras de núcleos que no contengan petróleo crudo y otros que contienen una pequeña cantidad de petróleo crudo residual. Compara la fluorescencia de estas muestras bajo la luz ultravioleta. Describir las diferencias observadas.

4. Obtenga un poco de fluido de perforación que no se haya utilizado y una muestra de fluido de perforación de una plataforma de perforación. Coloque pequeñas cantidades de cada uno en vasos de precipitados, y obsérvelos bajo la luz ultravioleta. Agregue una pequeña cantidad de crudo (2 a 3 gotas) al lodo de perforación fresco, revuelva y observe la muestra bajo la luz ultravioleta. Presente una descripción tan detallada como posible de las observaciones.

### **PREGUNTAS Y PROBLEMAS**

1. Describir los tipos de compuestos en los petróleos crudos que son fluorescentes. bajo luz ultravioleta.
2. ¿Qué propiedades de los hidrocarburos fluorescentes son responsables de fluorescencia?
3. Si se sospecha que la fluorescencia de una roca arenisca se debe a la presencia de minerales, como calcita, ¿cómo se puede modificar la prueba para asegurar un análisis correcto?
4. Defina el "número de espectáculo" de fluorescencia.

### **REFERENCIAS**

Texto, Capítulo 2.

Helander, D. P., 1983. Fundamentos de la evaluación de la formación. Publicaciones de consultores de petróleo y gas, Tulsa, OK: Capítulo 1.

## EXPERIMENTO 7

# POROSIDAD ABSOLUTA Y EFECTIVA

### INTRODUCCIÓN

La propiedad más básica de las rocas del yacimiento es la porosidad ( $\phi$ ) que permite la roca para almacenar fluidos gas, aceite y agua). El volumen total de fluido que se puede almacenar en un volumen a granel dado ( $V_b$ ) de roca es su volumen de poros ( $V_p$ ). El volumen de sólidos (o volumen de grano) ( $V_s$ ), es la porción de la roca compuesto solo de materia sólida. El exterior total, o volumen a granel, de la roca es, por tanto, la suma de los volúmenes de grano y de poro. El total, o porosidad absoluta, es el volumen de poros dividido por el volumen total (expresado como porcentaje o fracción del volumen a granel). El vacío la relación ( $e$ ) es el volumen de poros dividido por el volumen de sólidos.

La compleja estructura interna de los poros y las cavidades de solución en las rocas frecuentemente da como resultado la formación de poros aislados. Estos aislados los poros contribuyen a la porosidad total (o absoluta) de la roca, pero no están interconectados con el cuerpo principal de poros y, por lo tanto, son no participa en el flujo de fluidos a través de la roca. El interconectado los poros que apoyan el flujo de fluidos constituyen la porosidad efectiva, que es numéricamente menor que la porosidad absoluta, es decir, la intercomunicando porosidad excluyendo los poros que contienen irreductibles saturaciones de fluidos. Los pequeños poros ocupados por el fluido irreducible (agua o aceite), y las grietas y los poros sin salida no están involucrados en el flujo proceso.

Por ejemplo: la masa (M) de una muestra de roca con un volumen total (Vb) de 15 cm<sup>3</sup> son 30,3 gramos; se encontró que contenía un volumen absoluto de grano (Vs) de 11,25 cm<sup>3</sup>, un volumen de poro interconectado (Vp) de 3,0 cm<sup>3</sup>, un espacio poroso no conectado (aislado) (Vi) de 0,75 cm<sup>3</sup>, y una irreducible saturación de agua (S<sub>iw</sub>) igual al 6%. La muestra de roca tiene las siguientes características:

Densidad aparente ( $\rho_b = \text{masa} / V_b$ ) = 30,3 / 15 = 2,02 g / cm<sup>3</sup>

Volumen de sólidos ( $V_s = V_b - V_p - V_i$ ) = 15 - 3 - 0,75 = 11,25 cm<sup>3</sup>

Volumen de poro efectivo (Vp) = 3 cm<sup>3</sup>

Volumen de poro aislado (Vi) = 0,75 cm<sup>3</sup>

Volumen absoluto de poros (Vt = Vp + Vi) = 3 + 0,75 = 3,75 cm<sup>3</sup>

Densidad de grano ( $\rho_g = \text{masa} / V_s$ ) = 30,3 / 11,25 = 2,70 g / cm<sup>3</sup>

Densidad aparente ( $\rho_b = \text{masa} / V_b$ ) = 30,3 / 15 = 2,02 g / cm<sup>3</sup>

Porosidad efectiva ( $\phi_e = V_p / V_b - S_{iw}$ ) = 3 / 15 - 0,06 = 0,14 = 14%

Porosidad aislada ( $\phi_i = V_i / V_b$ ) = 0,75 / 15 = 0,05 = 5%

Porosidad absoluta ( $\phi_a = V_t / V_b$ ) = 3,75 / 15 = 0,25 = 25%

Relación de vacíos ( $e = V_t / V_s$ ) = 3,75 / 11,25 = 0,33 = 33%

Proporción de vacíos [ $e = \phi_a / (1 - \phi_a)$ ] = 0,25 / 0,75 = 0,33 = 33%

## EQUIPAMIENTO Y PROCEDIMIENTOS

### POROSIDAD ABSOLUTA DE VOLUMEN DE GRANOS

Como se muestra aquí, hay dos tipos de porosidad de la roca: la absoluta (o total) porosidad, que se compone de tanto aislados como interconectados espacios porosos, y la porosidad efectiva, que incluye sólo los poros interconectados que contienen fluido móvil. La porosidad efectiva es de mayor interés para los ingenieros petroleros porque los fluidos que saturan una roca sólo pueden moverse a través de los espacios porosos efectivos.

Tres parámetros básicos son para determinar la porosidad: (1) volumen aparente; (2) volumen de poros, y (3) matriz de roca, o sólidos, volumen ( $V_b = V_p + V_s$ ). Para determinar la porosidad absoluta, la densidad del sólido parte de la roca (su densidad de grano) se determina primero a partir de una muestra de la roca que ha sido triturada usando una trituradora de impacto (no una trituradora).

Un picnómetro de tamaño apropiado, cuyo volumen se conoce, se seca y se pesa, y luego el volumen y la masa de una porción de los granos de arena se determina utilizando el picnómetro.

1. Llene el picnómetro con un líquido (hidrocarburo o agua) y obtenga la masa (**M<sub>pyc</sub> + M<sub>I</sub>**).
2. Vacíe y seque el picnómetro.

3. Coloque una muestra de roca triturada en el picnómetro (aproximadamente la mitad del volumen del picnómetro) y determinar la masa ( $M_{pyc} + M_{grains}$ ).
4. Llene el picnómetro (que contiene los granos de arena), luego con el líquido utilizado en (1) anterior, y determine la masa ( $M_{pyc} + M_{gmins} + M_I$ ).
5. La densidad del grano de arena se calcula a partir de los datos de la siguiente manera:

### Ejemplo de cálculo

$$V_{pyc}, (\text{volumen conocido}) = 10.0 \text{ cm}^3$$

$$M_{pyc} (\text{medido}) = 16,57 \text{ g}$$

$$M_{pyc} + M_I (\text{medido}) = 26,58 \text{ g}$$

$$M_I = [(M_{pyc} + M_I) - M_{pyc}] = 26,58 - 16,57 = 10,01 \text{ g}$$

$$p_1 = (M_I / V_{pyc}) = 10.01 / 10.0 = 0.01 \text{ g / cm}^3$$

$$M_{pyc} + M_{grano} (\text{medidos}) = 20,59 \text{ g}$$

$$M_{pyc} + M_{grano} + M_I (\text{agregado}) = 29.175 \text{ g}$$

$$M_{grano} = (M_{pyc} + M_{granos}) - M_{pyc} = 20.59 - 16.57 = 4.02$$

$$M_I (\text{agregado}) = [M_{pyc} + M_{granos} + M_I (\text{agregado})]$$

$$- (M_{pyc} + M_{granos})$$

$$= 29.175 - 20.59 = 8.585$$

$$V_I (\text{agregado}) = (M_I (\text{agregado}) / p_1) = 8.585 / 1.01 = 1.50 \text{ g}$$

$$V_{granos} = [V_{pyc} - V_I (\text{agregado})] = 10.0 - 8.501 = 1.50 \text{ gramos}$$

$$P_{granos} = (M_{granos} / V_{granos}) = 4.02 / 1.50 = 2.68 \text{ g / cm}^3$$

### VOLÚMENES DE GRANOS Y GRANEL

El siguiente paso es determinar el volumen de grano y volumen de una roca. muestra (núcleo):

1. Se seca un núcleo de tamaño conveniente y se determina su masa ( $M_{core}$ ).
2. Luego, el núcleo se satura con líquido evacuando primero el núcleo. para eliminar el aire y luego admitir el líquido en el matraz de vacío que contiene el núcleo para llenar los poros con el líquido.
3. El volumen total ( $V_b$ ) del núcleo puede determinarse con precisión utilizando un equilibrio de haz. Ate el núcleo a un alambre fino, fíjelo a la viga equilibrio, y luego sumerja el núcleo en un vaso de precipitados con el mismo líquido utilizado para las medidas anteriores. El núcleo debe sumergirse hasta está justo debajo de la superficie del líquido y no debe tocar el lado o el fondo. Obtenga la masa de núcleo sumergido ( $M_{im}$ ).
4. Retire el vaso de precipitados de líquido, limpie con cuidado el exceso de líquido de la superficie del núcleo y obtener la masa del núcleo saturado ( $M_{core-sat}$ ).

### **EJEMPLO DE CÁLCULO**

$$M_{\text{core}} = 39,522 \text{ g}$$

$$M_i = 24,393 \text{ g}$$

$$M_{\text{core-sat}} = 43,797 \text{ g}$$

$$V_{\text{granos}} = M_{\text{core}} / \rho_{\text{granos}} = 39.522 / 2.68 = 14.747 \text{ cm}^3$$

$$V_b = ((M_{\text{core-sat}} - M_i) / \rho_1)$$

$$= (43.797 - 24.393) / 1.01 = 19.212 \text{ cm}^3$$

$$\text{Porosidad (absoluta)} = (1 - V_{\text{granos}} / V_b) = 1 - (14.747) / 19.212 = 0.232$$

### **POROSIDAD EFECTIVA**

La porosidad efectiva es la relación del espacio poroso interconectado en la roca al volumen total menos la saturación irreducible. Para altamente areniscas cementadas y rocas carbonatadas, puede haber una diferencia entre las porosidades absoluta y efectiva.

### **EJEMPLO DE CÁLCULO**

$$\text{Volumen de poro efectivo del núcleo (V}_e) = [(M_{\text{core-sat}} - M_{\text{core}}) / \rho_{\text{liq}}]$$

$$= (43.797 - 39.522) / 1.01$$

$$= 4.233 \text{ cm}^3$$

$$\text{Porosidad efectiva (V}_e / V_b - S_{\text{iw}}) = 4.233 / 19.212 - 0.06 = 0.16$$

### **RESUMEN**

$$\text{Porosidad absoluta} = 1.0 - V_{\text{granos}} / V_b = 0.232$$

$$\text{Volumen de poros} = (M_{\text{core-sat}} - M_{\text{core}}) / \rho_1 = 4.225 \text{ cm}^3$$

$$\text{Porosidad efectiva} = V_{\text{poro}} / V_b - S_{\text{iw}} = 0,160 \text{ o } 16\%$$

### **INYECCIÓN DE MERCURINIA DE MEDICIÓN DE POROSIDAD**

El porosímetro de mercurio está diseñado para producir volumen a granel también como volumen de poros (Texto, Figura 5.13). El porosímetro consta de una bomba de mercurio de tornillo manual conectada a un picnómetro. El tornillo de mano tiene un tornillo de medición de precisión que mide el volumen desplazamiento del pistón, que se indica en una escala y en un esfera micrométrica.

1. Abra la válvula del picnómetro. Desplazar el mercurio en el picnómetro. girando la manivela hasta que aparezca mercurio en el picnómetro asiento de válvula.
2. Ponga la lectura de la escala a cero ajustando el dial en la manivela sin girar la manivela.
3. Extraiga 15 ml de mercurio del picnómetro.
4. Coloque el núcleo en el picnómetro. Bloquear la tapa del picnómetro y dejar la válvula abierta.

5. Inyecte mercurio en el picnómetro hasta que aparezca en el asiento de válvula de picnómetro. El volumen total del núcleo se lee directamente de la escala en el dial de la rueda de manivela.
6. Ajuste las escalas a cero sin girar la manivela.
7. Cierre la válvula del picnómetro y aumente la presión a aproximadamente 750 psig. La escala de volumen del instrumento da el aparente volumen de poros ( $V_p - app$ ), que debe corregirse para el instrumento desviación volumétrica cuando la presión se eleva desde la atmosférica presión a 750 psig. El factor de corrección ( $F_c$ ) se obtiene como descrito en los Pasos 8-10.
8. Retire el núcleo del picnómetro y coloque el mercurio en picnómetro hasta que aparezca en el asiento de la válvula del picnómetro.
9. Ponga la balanza a cero sin girar la manivela.
10. Cierre la válvula del picnómetro y aumente la presión a 750 psig. El factor de corrección volumétrica ( $F_c$ ) es el volumen de mercurio desplazado por el pistón cuando la presión en el mercurio el instrumento se eleva desde cero hasta la presión de referencia (750 psig).

### **EJEMPLO DE CÁLCULO**

$$V_p = (V_p - \text{aplicación} - F_c) \times 1.02 \quad (\text{A7.1})$$

Donde: la multiplicación por 1.02 se usa para tener en cuenta la compresión del aire atrapado en el núcleo.

$$\text{Porosidad} = v_p / v_b \quad (\text{A7.2})$$

### **MEDIDA DE POROSIDAD POR COMPRESIÓN / EXPANSIÓN**

El método consiste en colocar una muestra de núcleo seco en una cámara sellada de volumen conocido ( $V_1$ ), que luego se llena con gas a una presión conveniente ( $P_1$ ) (Figura A7.1). La segunda cámara, conectada por una válvula cerrada, se evacua o se llena con gas a una presión diferente ( $P_2$ ). La válvula entre las dos cámaras se abre y la presión final, se observa común a ambas cámaras ( $P_f$ ). El volumen de grano de la muestra de núcleo se puede calcular utilizando la ley de los gases:  $pV = nRT$ , donde  $p$  es la presión,  $V$  es el volumen del fluido,  $n$  es el número de moles del fluido,  $R$  es la constante del gas y  $T$  es la temperatura absoluta.

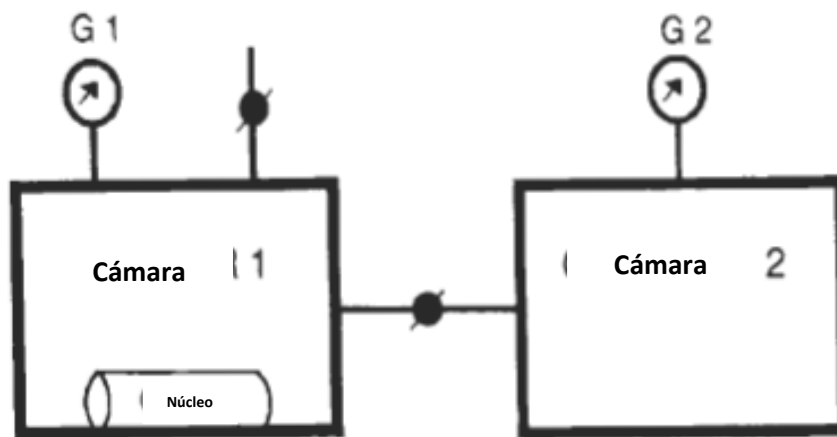


Figura A7.1. Equipo para medición de porosidad por compresión / expansión de gas.

Los moles de gas en cada cámara, después de que la presión inicial haya sido establecida, son:

$$n_1 = p_1 \times V_1 / R \times T \text{ y } n_2 = p_2 \times V_2 / RT \quad (\text{A7.3})$$

donde se supone que la temperatura, T, es constante en todo el experimentar.

Una vez abierta la válvula entre las cámaras y las presiones llegan al equilibrio, se calculan los moles totales de gas en el sistema:

**cálculo de muestra**

$$n_{\text{total}} = n_1 + n_2$$

$$= p_f \times V_f / RT = p_1 \times V_1 / RT = p_2 \times V_2 / RT$$

$$p_f \times V_f = p_f \times (V_1 + V_2) = p_1 \times V_1 + p_2 \times V_2 \quad (\text{A7.4})$$

Cuando se coloca un núcleo en la Cámara 1, el volumen real de gas contenido en la cámara no es el volumen de la cámara original, porque el volumen de sólidos de la muestra de núcleo ocupa parte del espacio; por lo tanto, el volumen de gas de la Cámara 1 es en realidad  $(V_1 - V_s)$ , y este término debe, por tanto, sustituirse en la Ecuación A7.4:

$$p_f \times (v_1 - v_s + V_2) = p_1 \times (V_1 - V_s) + p_2 \times v_2 \quad (\text{A7.5})$$

La ecuación A7.5 se puede reordenar para producir el volumen de sólidos o granos de la muestra de la siguiente manera. frente a

$$V_s = [V_1 \times (p_f - p_1) + v_2 \times (p_f - p_2)] / (p_f - p_1) \quad (\text{A7.6})$$



A continuación, el volumen total se determina por desplazamiento de fluido o por medición cuidadosa de las dimensiones del núcleo y se calcula la porosidad como:

$$\text{Porosidad} = (1.0 - V_s) / V_b \quad (\text{A7.7})$$

### Cálculos de muestra

Primero, use las ecuaciones A7.4 y A7.5 para determinar los volúmenes de la dos cámaras (V1 y V2) utilizando un cilindro de acero de volumen conocido, Vc.

1. Cierre la válvula entre las dos cámaras y abra la Cámara 1 (V1) a la atmósfera ( $p_1 = 0.0 \text{ kPa}$ ).
2. Admita gas en la cámara 2 (V2) a una presión de 413,7 kPa ( $p_2 = 413,7 \text{ kPa}$ ).
3. Cerrar la Cámara 1 (V1) para que ya no esté abierta a la atmósfera; luego abra la válvula de aislamiento entre las cámaras y registre ( $p_f(1) = 183,869 \text{ kPa}$ ).
4. Coloque un cilindro de acero de volumen conocido ( $V_c = 2,54 \text{ cm de diámetro veces } 5,08 \text{ cm de largo} = 25,741 \text{ cm}^3$ ) en la Cámara 1 en atmósfera presión; Cierre la válvula de aislamiento y la válvula de la Cámara 1 a la atmósfera.
5. Admita presión en la Cámara 2 a un valor conveniente: por ejemplo,  $p_2 = 354,541 \text{ kPa}$ .
6. Abra la válvula de aislamiento y registre  $p_f(2)$  ( $p_f(2) = 354,541 \text{ kPa}$ ).
7. Calcule los volúmenes V1 y V2 mediante la solución simultánea de Ecuaciones A7.4 y A7.5 (donde V, se sustituye por V, en la ecuación A7.5 y se utiliza el  $p_f$  es apropiado):

$$183,869 \times (V_1 + V_2) = (0 + 413,700) \times V_2$$

$$183,860 \times (V_1 - 25,741 + V_2) = (0 + 354,541) \times V_2$$

$$V_1 = 100 \text{ cm}^3$$

$$V_2 = 80 \text{ cm}^3$$

A continuación, utilice el siguiente procedimiento y la Ecuación A7.5 para medir la porosidad.

8. Coloque el núcleo seco en la Cámara 1 y cierre la válvula de aislamiento.
  9. Admita gas en la Cámara 2, donde ( $p_2 = 413,700 \text{ kPa}$ ).
  10. Abra la válvula de aislamiento y registre la  $p_f$ , que es igual a 199,783 kPa.
  11. Calcule el volumen de sólidos del núcleo usando la Ecuación A7.5:
 
$$199,783 \times (100 - V_s + 80) = (0 + 413,700) \times 80$$

$$V_s = 14,338 \text{ cm}^3$$
 1 en. largo = 18,382 cm<sup>3</sup>)
  12. Obtenga el volumen total a partir de las dimensiones del núcleo (1 pulgada de diámetro x
- Porosidad =  $1.0 - v_s / v_b = 1.0 - 14,338 / 18,382 = 0.22$  o 22%

La masa del núcleo saturado con líquido es mayor que la masa del núcleo saturado sumergido en el líquido debido a la flotabilidad de la muestra en el líquido. Este resultado se utilizó para determinar la masa de líquido desplazado por el núcleo saturado.

La densidad de grano de la roca triturada es equivalente a la densidad del núcleo seco. Este resultado se utilizó para obtener el volumen de grano del núcleo.

La porosidad absoluta es mayor que la porosidad efectiva, que indica que hay algunos poros que no están conectados a la principal canal de flujo en la roca. Esto ocurre debido a cambios en las rocas estructura interna debido a la compactación durante el entierro y cementación de los granos por precipitación de varios minerales, por ejemplo, calcita, dolomita, sílice, arcillas y materiales ferruginosos.

### **EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE LOS DATOS DE POROSIDAD**

Las distribuciones de porosidad vertical y área de los yacimientos se aproximan distribuciones normales. El método más simple para probar esto, y para inicio de la evaluación estadística de los datos de porosidad, es trazar la porosidad versus la frecuencia acumulada en el papel de probabilidad aritmética. Si los datos se pueden aproximar mediante una línea recta en dicho gráfico, los datos se pueden describir por una distribución normal, lo que conduce a una conveniente estadística evaluaciones.

La moda es el valor de la porosidad que se presenta con mayor frecuencia y puede estimado a partir del pico del histograma de frecuencia versus porosidad, alrededor de 15 en la Figura A7.2. Valor medio o medio, varía ligeramente según cómo se muestren los datos. analizado.

La media aritmética más familiar es la suma de valores individuales valores divididos por el número total de valores:

$$\bar{\phi} = \sum \phi_i / N$$

Cuando los datos se clasifican en rangos (Tabla A7.1), la aritmética la media se expresa como:

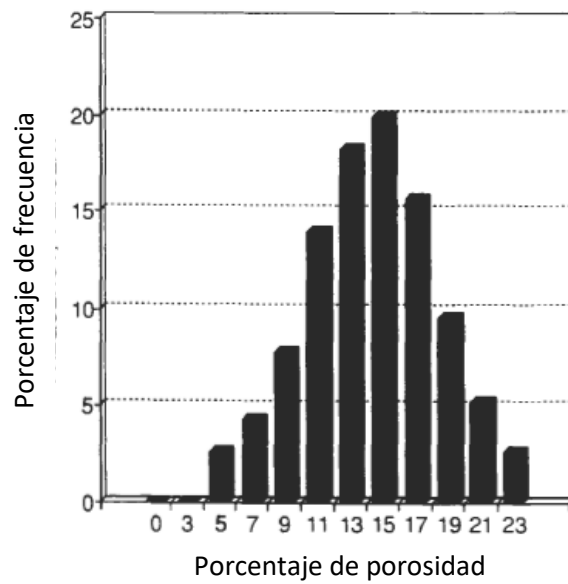
$$\bar{\phi} = \sum \phi_i F_i / \sum F_i$$

donde:

( $\phi_i$  = marca de clase (valor de porosidad en el punto medio del intervalo) del intervalo  $i$ )

$N$  = número de intervalos de clases.

$F_i$  = frecuencia del intervalo de clase  $i$

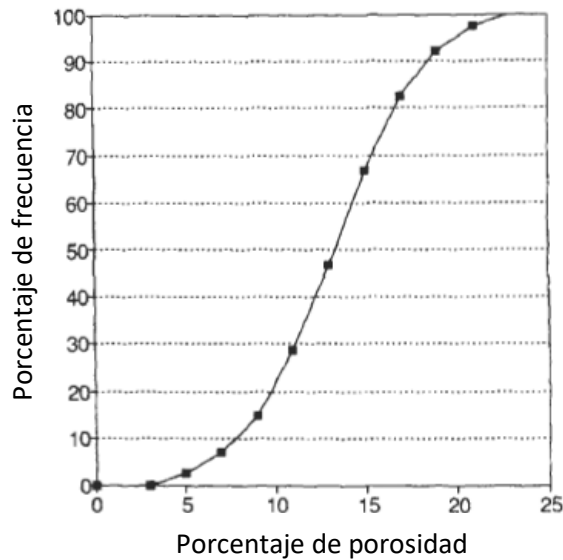


**Figura A7.2.** Histograma de frecuencia y Porosidad

TABLA 7.1  
EVALUACIÓN ESTADÍSTICA UN CONJUNTO DE POROSIDAD ATA

(1) INTERVALO DE POROSIDAD	(2) MARCA DE CLASE	(3) NUMERO DE MUESTRA	(4) FRECUENCIA %	(5) FRECUENCIA ACUMULADA
4-6	5	3	2.61	2.61
6-8	7	5	4.35	6.96
8-10	9	9	7.83	14.79
10-12	11	16	13.91	28.70
12-14	13	21	18.26	46.96
14-16	15	23	20.00	66.96
16-18	17	18	15.65	82.61
18-20	19	11	9.57	92.18
20-22	21	6	5.22	97.40
22-24	23	3	2.61	100.01

Se ilustra un histograma de la frecuencia (F, col. 4) versus la porosidad (\$, col. 2) en la Figura A7.2 y la frecuencia acumulada (Columna 5) se representa como una función de porosidad en la Figura A7.3. Media = 14,22, desviación estándar = 4,21 y coeficiente de varianza = 0,30.



*Figura A7.3. Frecuencia acumulada de porosidad. Cada punto representa la frecuencia de cada clase y la suma de todas las clases de tamaño precedentes.*

**Desviación estándar:** la desviación estándar da una medida de la dispersión de los datos de la media aritmética. Para datos no clasificados:

$$SD = (\sum (\varnothing_i - \varnothing_{media})^2 \times N)^{0.5} \quad (A7.10)$$

donde: SD = Desviación estándar.

Para datos clasificados (Tabla A7. L), la desviación estándar se calcula como sigue:

$$SD = (\sum (\varnothing_i - \varnothing_{media})^2 \times F_i)^{0.5} \quad (A7.11)$$

**Curva normal:** La curva normal, representada por la línea recta, dibujado a través de los puntos trazados en papel de probabilidad, puede ser representado analíticamente por una expresión que se define por la media y la desviación estándar:

$$f(\varnothing) = (1/SD \times (2 \times \pi)^{0.5}) \times (EXP - 0.5 ((\varnothing_i - \varnothing_{media})/SD)^2) \quad (A7.12)$$

donde: f (ϕ) = función de la porosidad.

**Varianza:** el grado de heterogeneidad se puede expresar como una función del coeficiente de variación (o dispersión) de los datos el coeficiente de varianza es la desviación estándar dividida por la media.

Un valor de coeficiente de cero significa que hay una variación de porosidad cero y, en consecuencia, la roca es completamente homogénea. Un coeficiente valor de 1.0 indica que la roca es completamente heterogénea.

**Mediana:** la mediana es el punto central de la distribución. Valores están igualmente divididos en cada lado de la mediana que ocurre en la marca del percentil 50 en una curva de frecuencia acumulada (Figura A7.3).

La curva de frecuencia acumulada difiere de la distribución de frecuencia histograma, porque cada punto representa la frecuencia de cada clase, así como la suma de todos los porcentajes de las clases de tamaño anteriores.

Se pueden utilizar varias escalas verticales para curvas de frecuencia acumuladas: aritmética, probabilidad y logarítmica.

## **PREGUNTAS Y PROBLEMAS**

1. ¿Qué porosidad (absoluta o efectiva) mide el gas método de compresión / expansión? ¿Qué porosidad mide el método de inyección de mercurio?
2. ¿Qué tan precisas son las mediciones de laboratorio de la porosidad del núcleo muestras cuando se aplica a un depósito completo?
3. En el cálculo del volumen de poros mediante el método de inyección de mercurio, ¿Por qué es necesario multiplicar por 1?02?
4. ¿Por qué la medición de la porosidad es tan importante para la Ingeniería de petróleo?

## **REFERENCIAS**

Texto, Capítulo 3.

Amyx, J. W., Bass, D. M., Jr., and Whiting, R. L. *Ingeniería de Yacimiento de Petróleo*. McGraw-Hill Book Co., New York, NY, 1960: Capítulo 2.

Anderson, G. *Manual de Analisis de Nucleos y Nucleos*. PennWell Books, Tulsa, OK, 1975: Capítulo 2.

Archer, J. S. and Wall, C. G. *Ingeniería Petrolero*. Graham & Trotman, London, 1986: Capítulo 5.

## EXPERIMENTO 8

# DISTRIBUCION DE TAMAÑO DE PARTICULA

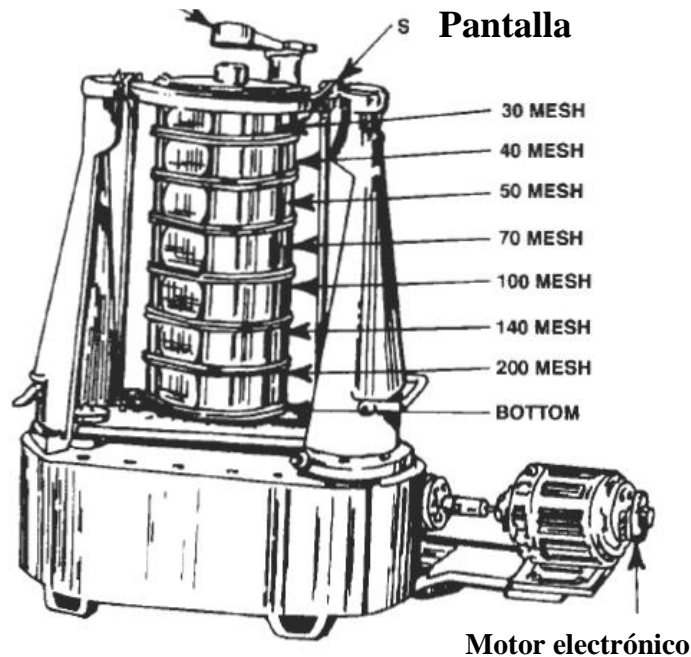
### INTRODUCCIÓN

Uno de los métodos utilizados para determinar la distribución del tamaño de grano es análisis granulométrico. Una vez determinada la distribución del tamaño de grano, la historia deposicional de la roca puede inferirse del análisis gráfico de la distribución granulométrica. La distribución de tamaños de los granos en sedimentos está relacionada con: (1) la disponibilidad de diferentes tamaños de partículas en la materia madre de la que se derivan los granos, y (2) el procesos que operan donde se depositaron los sedimentos, particularmente la competencia del flujo de fluidos (en otras palabras, la historia de los sedimentos procesos).

La medición de la distribución del tamaño de grano producirá una gráfica del porcentaje de masa acumulativo (frecuencia) de rangos de tamaños de grano versus la escala PHI utilizada para la notación del tamaño de partículas, el área de superficie de la roca por unidad de volumen de poros y de volumen a granel, y el área de superficie por unidad de volumen de grano del sedimento.

### PROCEDIMIENTOS DE EQUIPAMIENTO

En general, el procedimiento consiste en aplastar cuidadosamente la roca con un impacto trituradora (no trituradora) para obtener granos individuales. Un juego de bandejas tamizadoras ensamblado con las mejores pantallas en la parte inferior (Figura A8.1). En tamiz análisis, se supone que los granos capturados en las pantallas individuales tienen tamaños que son más pequeños que las aberturas de la pantalla de arriba y más grande que la pantalla en la que están descansando.

**Martillo**

**Figura A8.1.** Montaje de bandejas de cribado (pantallas nido en la parte inferior) para el análisis de la distribución del tamaño de grano de los sedimentos.

La cantidad de arena atrapada en cada pantalla de la pila se pesa y, como primera aproximación, se supone que el diámetro medio del grano es igual al promedio de la pantalla tamaños de apertura entre los que quedó atrapado. La segunda suposición que se aplica es que los granos minerales son de forma esférica. Con estos supuestos, se pueden hacer varios análisis estadísticos.

La relación entre el área de la superficie y el volumen de una esfera es como sigue:

$$\frac{SA(esfera)}{V(esfera)} = \frac{\pi d^2}{\frac{\pi d^3}{6}} = \frac{6}{d} \quad (\text{A8. 1})$$

Donde: SA (esfera) = Área de superficie de una esfera.

V (esfera) = Volumen de una esfera.

La superficie media de los granos se toma como la suma de la superficie áreas determinadas para la arena atrapada en cada tamaño de pantalla. Esta superficie el área se basa en el diámetro medio del grano. Resumiendo lo calculado el área de superficie para cada una de las cribas se realiza de la siguiente manera:

$$S \text{ total} = V \text{ total} \times \frac{S \text{ total}}{V \text{ total}}$$

$$\begin{aligned}
 &= \sum V_{ithSC} \times \frac{6}{d_{ithSC}} \\
 &= \sum \frac{M_{ithSC}}{\rho_{sd}} \times \frac{6}{d_{ithSC}} \qquad \qquad \qquad \text{(A8.2)}
 \end{aligned}$$

- Donde:  $d_{ithSC}$  = diámetro de la i-ésima pantalla
- $\rho_{sd}$  = densidad de la arena
- $S_{total}$  = área de superficie total de la muestra
- $V_{ithSC}$  = volumen recogido en la i-ésima pantalla
- $V_{total}$  = volumen total de grano de la muestra
- $M_{ithSC}$  = masa (gramos) recogida en la pantalla i.

El área superficial de un medio poroso no cuantifica el valor; en cambio, el área de la superficie debe ser una función del volumen de material en el que estaba contenido (cm<sup>2</sup> / cm<sup>3</sup>). Partículas más pequeñas empaquetadas en una unidad el volumen tiene mucha más superficie que las partículas más grandes que llenan el mismo espacio. El área de superficie de un medio poroso se puede expresar en tres formas basadas en los tres volúmenes de roca (volumen de poros, volumen de grano y volumen a granel). Las superficies se definen de la siguiente manera:

- SBV = área de superficie por unidad de volumen aparente del medio poroso
- SMG = área de superficie por unidad de volumen de los granos minerales que comprenden
- Spv = área de superficie por unidad de volumen de espacio poroso dentro del poroso el medio poroso.

Las tres expresiones de superficie están relacionadas a través de la definición de porosidad (la relación entre el volumen de poros y el volumen total), así:

$$S_{BV} = (1 - \phi) \times S_{MG} = \phi \times S_{PV}$$

La expresión para calcular el área de superficie por unidad de volumen de granos minerales (SMG) de los datos del análisis de tamices se pueden derivar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 S_{MG} &= \frac{S_{total}}{V_{total}} \\
 &= \sum \frac{M_{ithSC}}{\rho_{sd}} \times \frac{6}{d_{ithSC}} \\
 &= \sum \frac{M_{ithSC}/ithSC}{\sum M_{ithSc}} \qquad \qquad \qquad \text{(A8.4)}
 \end{aligned}$$

Las clasificaciones de tamaño estándar para partículas sedimentarias se enumeran en la Tabla A8.1. Las clases de tamaño se basan en una escala geométrica en la que los órdenes adyacentes



dentro de la escala difieren en un factor de 2. Por lo tanto, yendo de grande a pequeño, la relación es la mitad: 1, 1/2, 1/4, 1/8, mm, etc. en otra dirección, la relación es 2: 1, 2, 4, 8 mm, etc. Los tamaños también se expresan como el logaritmo negativo de estas dimensiones en base 2, que se conoce como escala phi:

$$\text{PHI}(\emptyset) = -10\log_{10}d = -3.322 \times \log_{10}d \quad (\text{A8.5})$$

La principal ventaja de la escala phi es que permite graficar las distribuciones de tamaño de partícula en papel cuadrulado lineal, y el cálculo de los diversos parámetros estadísticos se simplifica. También simplifica la práctica geológica de trazar los tamaños más grandes a la izquierda y los tamaños más pequeños a la derecha.

## **PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE CRIBAS**

Equipo:

- Balance analítico
- Instrumento de trituración de rocas
- Mortero y maja
- Tamices
- Agitador mecánico para tamices apilados

1. Con un mazo, rompa una muestra de roca clásica en pedazos aproximadamente 1 pulg. de diámetro.
2. Triture el 1 pulg. pedazos en la trituradora de rocas y recoger el triturado roca en un mortero.
3. Triture la muestra en granos usando el mortero. No haga triture los granos individuales usando un movimiento giratorio del mortero. Separe los granos con un movimiento hacia adelante y hacia atrás.
4. Obtenga una muestra triturada de unos 200 g.
5. Limpiar cada uno de los tamices con un cepillo de cerdas (cepillo desde abajo).
6. Golpee el colador en el exterior del borde de 2 a 3 veces para soltar los granos que están firmemente atrapados entre las aberturas de la pantalla. Puede que no sea posible eliminarlos todos.
7. Monte el colador en la coctelera con la cacerola en el fondo y la más tosca de las pantallas en la parte superior.
8. Vierta la muestra de arena pesada y triturada en el tamiz superior (tenga cuidado de no derramar nada de la muestra).

## 802 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

9. Coloque la tapa sobre el tamiz superior, apriete la pila de tamices agitador y agite el conjunto durante 5 minutos. Coloque los granos dejar en el colador superior en el mortero y volver a triturarlos. (Consultar el instructor de laboratorio sobre esto.) Regrese los granos triturados a la parte superior tamiz.

10. Agite el conjunto durante 15 minutos. Una modificación del procedimiento en este punto es separar la muestra en dos nuevas series de tamices para una clasificación completa con agitación adicional durante 20 minutos. Si la muestra no debe separarse, continúe agitando durante 10 minutos y luego proceda con el pesaje.

11. Pesar el contenido de cada tamiz individualmente en una balanza analítica y complete el cálculo de muestra de la siguiente manera:

### ÁREA DE SUPERFICIE

Tamaño del tamiz	Masa de arena atrapada Diámetro promedio		
	en el tamiz	diámetro medio	Mi/di
0.12	0.00	-	
0.08	8.07	0.01	80.7
0.04	20.82	0.06	347.0
0.02	14.31	0.01	477.0
0.00	6.04	0.01	604.0
	49.64		1508.7

### Cálculo de Muestra

$SMG = (GCMi / di) / CMi = 6 (1,508.7) / 49.24 = 183.8 \text{ pulg}^2 / \text{pulg}^3 = \text{Granos minerales de } 15,32 \text{ ft}^2 / \text{ft}^3.$

Suponga una porosidad de 10%, luego:

$SBV = SMG \times (1 - \emptyset) = 15,32 \times 0,90 = 13,8 \text{ pies}^2 / \text{pie}^3$

$Spv = \frac{SMG \times (1 - \emptyset)}{\emptyset} = \frac{15,32 \times 0,90}{0,10} = 137,9 \text{ ft}^2 / \text{ft}^3$

Tamaño del tamiz	Arena atrapada en el tamiz	Diámetro medio	Valores PHI( $\emptyset$ )	Porcentaje de masa	Porcentaje de masa acumulado (%)
11	0	-	-	-	-
5	20	8	-3	0.10	0.10
3	30	4	-2	0.15	0.25
1	50	2	-1	0.25	0.50
	100	0.5	+1	0.05	1.00

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Trazar el porcentaje de peso acumulado frente al tamaño de la PHI en papel de coordenadas lineales y en papel lineal de probabilidad. Estas parcelas indican los ambientes de depósito de partículas sedimentarias. ¿Cuál es el entorno de depósito probable de la muestra medida para este experimento?
2. Discuta la relación entre la clasificación y el tamaño de las partículas con el área de superficie general de las rocas clásicas.
3. ¿Cómo puede el conocimiento de la ayuda a la distribución del tamaño del grano en la evaluación de un depósito de petróleo?
4. ¿Cómo se pueden correlacionar las distribuciones de tamaño de grano con las formas de los registros de pozos de rayos potenciales y gamma?

## Referencias

Texto, Capítulo 3. Chilingarian, G. V. y Wolf, K. H., *Compactación de sedimentos gruesos, I*. Elsevier Scientific Publishing Co., 1975: Capítulo 1. Friedman, G. Al. y Sanders, J. E. *Principios de Sedimentología*. John Wiley & Sons, Nueva York; 1978: Capítulo 3.

# AREA SUPERFICIAL DE LOS SEDIMENTOS

## INTRODUCCION

La teoría de la adsorción monocapa desarrollada por Brunauer, Emmett y Teller (1938) se utiliza para mediciones de superficie de sedimentos y otros materiales. La absorción molecular es producida por las fuerzas de van der Waals, que causan condensación de líquidos y sin las cuales no se produciría absorción. La adsorción se produce en el sitio más activo de la superficie sólida y luego progresa a áreas de menor actividad; finalmente, el llenado post se producirá a medida que el gas se condensa en los poros del sólido. Normalmente sólo una monocapa de moléculas de gas cubre la superficie del sólido, que se expone al gas a la temperatura de condensación. Cuando sólo se absorbe una monocapa de gas en la superficie, se puede calcular la superficie cubierta por las moléculas de gas a partir de la cantidad de gas que se adsorbió. La isoterma de absorción de nitrógeno (volumen adsorbido frente a la presión relativa a temperatura constante) se utiliza generalmente para mediciones de superficie de sedimentos, granos y polvos. El volumen de gas físicamente adsorbido como capa no molecular se determina aplanando los parámetros de absorción en forma de línea recta:

$$\frac{P}{V(P_{N_2} - P)} = \frac{1}{V_m C} + \frac{(C - 1)P}{V_m C P_{N_2}} \quad (\text{Af.1})$$

donde: P - presión de vapor de equilibrio.

$P_{N_2}$  - Presión de vapor de nitrógeno saturado a la temperatura de prueba.

$V$  = volumen de nitrógeno adsorbido a presión  $P$  y la prueba  
Temperatura.

$V''$  = volumen de gas necesario para formar una monocapa.

$C$  = constante sin dimensiones relacionada con el corazón de la adsorción.

Una gráfica de  $P/(P_{N_2} - P)$  frente a  $P/P_{N_2}$  produce una línea recta con intercepción  $1/V''$ ,  $C$  y pendiente  $(C-1)/VgC$ , de la que  $V''$ , se desmientetpor' solución simultánea de las ecuaciones. El volumen de gas ( $V''$ ) es entonces moléculas de nitrógeno adsorbidas en la muestra. Se supone que el embalaje hexagonal de las moléculas de nitrógeno en la monocapa de la superficie determina el área promedio ocupada por cada molécula. Esto conduce al área media de la molécula de nitrógeno líquido: 16,24 angstroms cuadrados ( $1.624 \times 10^{-16} \text{ cm}^2$ ). El área de superficie se calcula a partir del número de moléculas adsorbidas en la superficie.

El helio se utiliza para medir el volumen del sistema y la célula de la muestra (que contiene la muestra desgasificado) porque no se adsorbe en superficies a temperatura ambiente y baja presión.

## EQUIPAMIENTO Y PROCEDIMIENTO

El equipo consta de: (1) una bureta de gas, (2) célula de muestra, (3) matraz Dewar que contiene nitrógeno líquido, (4) bomba de vacío y (5) manómetro de mercurio, como se ilustra en la Figura A9.1.

Las líneas de gas y la bureta se descargan una vez con helio para eliminar el aire del sistema. Luego la bureta se llena de helio, el resto del equipo es evacuado, y el helio se expande en el sistema y la célula de muestra para determinar sus volúmenes. El sistema y la célula de la muestra se enjuagan con nitrógeno, y la cantidad de nitrógeno adsorbido en la muestra se determina para aumentos incrementales de la presión de nitrógeno.

1. Preparación de la muestra: Determine la masa de la muestra (79.871 g para este ejemplo) y colóquela en la celda de la muestra. Evacuar la muestra y la celda con una temperatura que calienta la muestra a 60°C (140° F) o desgasificación de la muestra.
2. Enfríe la celda de muestra, que contiene la muestra, a temperatura ambiente, y conéctela al sistema.
3. Evacuación del sistema y muestra de celda. Válvula Glose de 3 vías 2 al sistema, abra las válvulas 3 y 4 y cierre la válvula S. Evacúe el sistema y la celda de muestra a la presión más baja posible y luego cierre la válvula 4.
4. FG la bureta con helio: Con la válvula 2 cerrada a la evacuada sistema, llenar la bureta con mercurio. Conecte la bureta a una botella

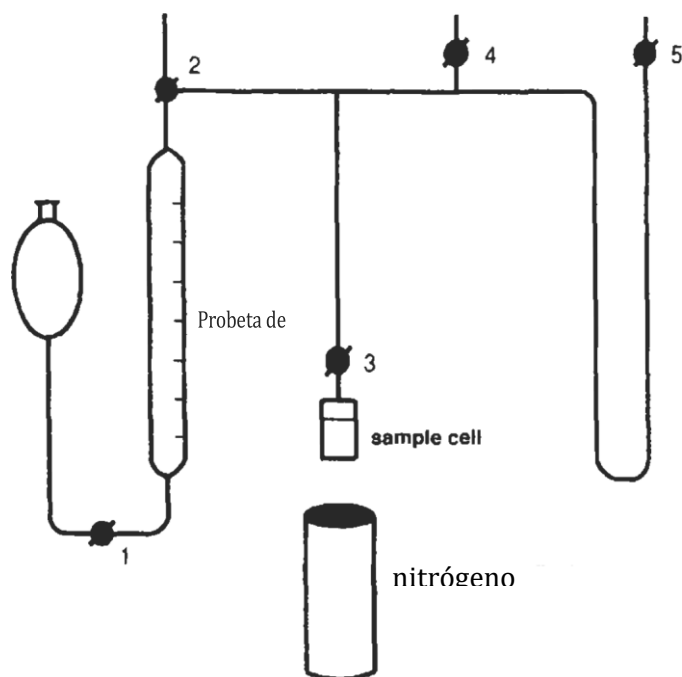


Figura A9.1. Equipo de medición de la superficie de los sedimentos por absorción de nitrógeno.

de helio y dibujar un poco de helio en la bureta; entonces, expulsa este helio de la bureta desconéctelo de la botella de helio y llene la bureta con mercurio una vez más. (Este paso se utiliza para eliminar la pequeña cantidad de aire de la línea.)

Vuelva a conectar con la botella de helio y llene la bureta hasta la marca inferior con helio retirando el mercurio de la bureta.

5. Determinar el volumen del sistema ( $V_s$ ), exclusivo de la celda de muestra: Cierre la válvula 3 y abra la válvula de 3 vías 2 para admitir el helio de la bureta en el sistema. Abra la válvula S para activar el medidor de mano. Desplazar el helio en el sistema para presionar P ( $P = 14,55$  cm Hg para este ejemplo). Registre la cantidad de helio desplazado en el sistema a la presión P y a temperatura ambiente  $T_a$  (96 ml en P y T a 293,9 K para este ejemplo).

6. Determinar el volumen de la célula de muestra y la muestra ( $V_q$ ):

- (a) Abra la válvula 3 y desplace el helio en el sistema desde la bureta hasta que se alcance una vez más la presión P ( $P = 14,55$  cm Hg) y registre el volumen de helio desplazado como  $V_1$  ( $V_1 = 47,0$  ml en P y  $T_a$ ).
- (b) Sumerja la célula de la muestra en nitrógeno líquido a una profundidad predeterminada. Desplace el helio de la bureta hasta que se alcance la presión P una vez más. Registre el volumen de helio desplazado como  $V_2$  ( $V_2 = 145,0$  ml en P y  $T_2$ ).

- (c) Ajuste  $V_e$  a la temperatura ambiente:

$$V_{2(p,T)} = \frac{145.0 \times 77.4}{2915} \quad 38.2 \text{ ml} \quad (\text{A9.2})$$

- (d) Calcular el volumen de la celda de muestra en P y T:

$$V_{sc} = V_1 + V_2 = 47.0 + 38.2 = 85.2 \text{ ml}$$

- (e) Correcto para la no idealidad del nitrógeno utilizado para la isoterma de adsorción. Factor para tener en cuenta el comportamiento no ideal del nitrógeno a temperatura de nitrógeno líquido, TN<sub>2</sub>, es igual a 0,05, por lo tanto:

$$V_{sc} = 85.2(1.00 + 0.05) = 89.5 \text{ ml}$$

#### 5. Medición de la absorción de nitrógeno:

- Retire el nitrógeno líquido de la celda de la muestra.
- Cierre la válvula 3 vías 2 al sistema, abra las válvulas 3 y 4 y cierre la válvula 5.
- Evalúe el sistema.
- Lavar la bureta y línea con nitrógeno de una botella de nitrógeno y llenar la bureta con nitrógeno.
- Sumerja la célula de la muestra en nitrógeno líquido a la profundidad predeterminada. Cierre la válvula 4, abra la válvula de 3 vías 2 al sistema y abra la válvula S. Registre la presión inicial registrada por el manómetro,  $P_i$  ( $P_i = 0,9 \text{ cm Hg}$  para este ejemplo). Se trata de una corrección que será necesaria para todas las mediciones de presión durante el balance del experimento (Tabla A9.1).
- Desplace el nitrógeno en el sistema y la célula de la muestra hasta que se alcance una pequeña presión positiva. Registre la presión,  $P$ , la cantidad de nitrógeno desplazado en el sistema ( $J_p$ ), y el nitrógeno *que* queda en la bureta en equilibrio ( $V_r$ )
- Continúe desplazando sucesivamente los incrementos de nitrógeno en el sistema y la célula de la muestra hasta que se alcancen los límites del equipo (Tabla A9.1). Rellene la bureta con nitrógeno siempre que sea necesario abriendo la válvula 3 vías 2 a la línea de nitrógeno (cerrada al sistema); entonces, cierre la válvula 2 a la línea de nitrógeno, que la abre al sistema una vez más.

#### Cálculos de muestra

Consulte el Cuadro A9.1 para obtener una lista de datos y resultados de los cálculos.

TABLA A9.1

DATOS Y CALCULACIONES PARA LA ZONA DE MEDICION DE LA SUPERFICIE (Greer, 1962)

Un Ejecute No.	B P cm Hg	C Pcorr cm Hg	D VD Ml	Y VR Mt	F Ml	G VD VS +VSc + " Ml
0	1.75	2.65				
1	0,45	1,35	500	300	200	596
2	1.10	2.00	300	100	200	485.5
3	1.70	2.60	500	300	200	685.5
4	ñ.95	4.85	300	20	280	4855
5	5.10	6.00	500	J50	150	685.5
6	7,75	8,65	350	163	187	5355
7	11.60	12.50	163	40	123	348.5
8	14,45	15,35	500	383	117	685.5
9	18,60	19,50	383	130	253	56B.5
10	23,80	24,70	253	152	101	438.5
11	30.50	31.40	152	78	74	286.5
			∇	∇		∇
H G*P <sub>1</sub> /P <sub>2</sub>	I G - ΔV	J H-I V <sub>a</sub> @P <sub>2</sub> , T <sub>a</sub>	K V <sub>a</sub> @ STP	L V <sub>a</sub> (accum)	M P/PN <sub>2</sub>	N V <sub>a</sub> (PN <sub>2</sub> P)*10 <sup>3</sup>
1167.0	396.0	681.5	11.27	11.27	0.0177	1.60
327.1	285.5	42.2	1.03	12.30	0.0262	2.18
527.7	485.5	41.8	1.34	13.64	0.0340	2.58
260.3	205.5	64.8	3.25	16.89	0.0635	4.01
534.1	535.5	18.6	1.37	18.26	0.0785	4.66
371.6	348.5	23.1	2.45	20.71	0.1130	6.16
242.2	225.5	16.7	2.55	23.26	0.1635	8.38
560.0	551.5	8.5	1.6i0	24.86	0.2010	10.10
447.1	438.5	8.6	2.05	26.91	0.2550	13.20
346.1	337.5	8.6	2.60	29.51	0.3230	16.18
224.8	212.5	12.3	4.72	34.2J	0.4110	20.35

1. Corrija todas las mediciones de presión añadiendo la presión inicial (P1) en el sistema y celda de muestra a la presión incremental, P:

$$P_{corr0} = P - P_i \quad 1.75 - (-0.9) \quad 2,65 \text{ cm Hg}$$

$$P_{corr1} = 0,45 + 0,9 = 1,35 \text{ cm Hg}$$

$$P_{corr2} = 1,10 + 0,9 = 2,00 \text{ cm Hg}$$



2. Agregue los volúmenes medidos (Columna G):

$$V_{D,0} + V_{s,0} + V_{sc,0} = 0$$

$$V_{d1} + V_{s1} + V_{sc1} = 500 + 96 + 0 = 596 \text{ ml}$$

El volumen inicial de la celda de muestra,  $V_{sc.1} = 0$

$$V_{p+} + V_{s2} + V_{sc.2} = 300 + 96 + 89,5 = 485,5 \text{ ml}$$

3. Calcular el término en la columna H (G se refiere a los valores de la columna G):

$$G_{0x} = P_1 \cdot V_0 / P_2 = 0$$

$$G_1 = P_1 \cdot V_1 / P_2 = 2,1 \text{ a } 596 \times (2,65 / 1,35) = 1,167$$

$$G_2 = P_1 \cdot V_2 / P_2 = 2,2 \times 85,5 \times (1,35 / 2,00) = 327,7$$

4. Calcule el término en la columna I, Tabla A9.1:

$$G_0 - V_0 = 0$$

$$G_1 - AV_1 = 596,0 - 200 = 396,0$$

$$G_2 - AV_2 = 485,5 - 200 = 285,5$$

5. Calcule el término en la columna J, tabla A9.1:

$$H_0 - I_0 = 0$$

$$H_1 - I_1 = 1,167 - 396,0 = 77,1$$

$$H_2 - I_2 = 327,7 - 285,5 = 42,2$$

6. Calcular el término en la columna K (STP — 273,2 K, 76 cm Hg), Cuadro A9. L:

$$V_0 \text{ a } 0$$

$$V_{a1} = (275,2 \times 1,35 \times 77,1) / (76 \times 293,5) = 1,275$$

$$V_{a2} = (273,2 \times 2,00 \times 42,2) / (76 \times 293,5) = 1,03$$

7. Calcule el término en la columna L, Tabla A9.1:

$$V_0(\text{accum}) = 0$$

$$V_{a1}(\text{accum}) = V_{a0} + V_{a1} = 0 + 11,27 = 11,27$$

$$V_{a2}(\text{accum}) = V_{a1} + V_{a2} = 11,27 + 1,03 = 12,30$$

S. Calcular el término en la columna M (presión del sistema en relación con la presión del vapor de nitrógeno saturado a 77,4 K):

$$0 \quad N_2 = 2,65 / 76,6 = 0.0346$$

$$1 \quad N_2 = 1.35 / 76.5 = 0.0176$$

$$2 \quad N_2 = 2,00 / 76,9 = 0.0261$$

9- Calcular el término en la columna N, Cuadro A9.1:

$$N_0 = 0$$

$$N_1 = (P \times 10^5) / [V'' (N_2 - 1)] \\ = (1,35 \times 10^5) / (12,30 \times 75,15) = 1,46$$

$$N_2 = (2 \times 10^5) / [V_g \cdot 2(N_2)] \\ = (2,00 \times 10^5) / (12,30 \times 74,5) = 2,18$$

10. Determine la pendiente  $(C - 1)/(VAC)$  e intercepte  $1/(VAC)$ , desde una gráfica de la columna N frente a la columna P (tabla A9.1), o mediante una solución de mínimos cuadrados de los datos. Utilice la solución simultánea para obtener los valores de C y  $V''$ , :

A partir de una solución de mínimos cuadrados de los datos trazados en la Figura A9.2:

$$\text{Pendiente } (C - 1) / (VAC) = 47,33$$

$$\text{Interceptar } (1/VCA) = 0,87$$

Desde la solución simultánea de la pendiente e interceptar:

$$C = 42,23$$

$$V_p = 27,18 \text{ euros}$$

11. Calcular la superficie de la muestra y la superficie por gramo y por cm, suponiendo que la densidad de la muestra sedimentaria,  $\rho$ , es igual a 2,51:

$$S/\text{cm}^3 = \frac{A \cdot N}{V} = \frac{(1.62410 \times 10^{-4}) (6.0310^{20}) (10^{-4} \text{ m}^2/\text{cm}^2)}{22.400 \text{ ml}} \\ = 4.372$$

$$S/\text{cm} = 4.372$$

$$S_a \text{ de la muestra} = 116.989 \text{ m}^2$$

$$S_q/\text{g} = 118,989 / 79,871 = 1,49 \text{ m}^2/\text{g}$$

$$S_a / \text{cm}^3 \text{ a } S_q/\text{g} \times \rho = 1,49 \times 2,51 = 3,79 \text{ m}^2/\text{cm}^3$$

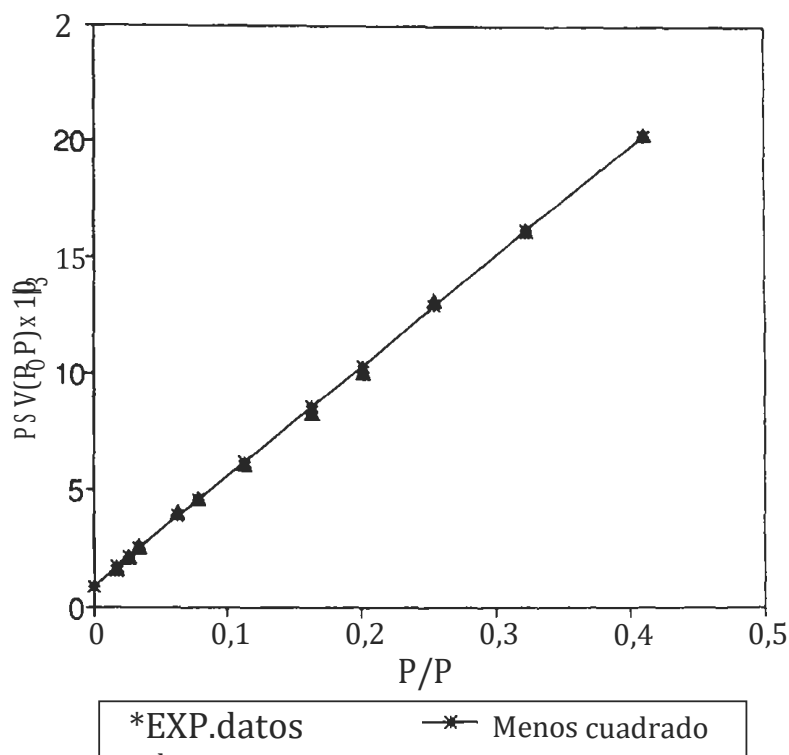


Figura A9.2. Análisis experimental de cuadrados de leost de extremo datn para determinar e interceptar la línea recta par un mejor ajuste de los datos.

donde:  $S$  - superficie de un centímetro cúbico de nitrógeno Moléculas.

$S$ , área de superficie.

$V_e$  - volumen del sistema.

$V_{sc}$  - volumen de la celda de muestra.

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Explicar la diferencia entre Langmuir y Freundlich adsorción isothermas.
2. ¿Cuál es la media física al interceptar la línea en la Figura At/1 (el punto en el que  $P/P_0 = 0$ )?

## Referencias

Brooks, C. S. y Purcell, W. R. "Medición de superficie de rocas sedimentarias." *Gasolina. F.ngr. Trans. , Ranura.* 195, 1952: pp. 289-296.

Brunaucr, S., Emmett, P. II. y Teller, 15. "Adsorción de gases n capas multimoleculares." */. Am. T.hemical Soc.,* Vol. 60: p. 300.

Donaldson, E. C., Kendall, R. F., Baker, B. A. y Manning, F. S. "Medida de superficie de materiales geológicos". *Gasolina-gr. J.*, Vol. 15, No. 2, Abril 1975: págs. 111 a 116.

Dullien, F. A.L. *Poroso Nte:tia Ftntd Tratisport y Pore Structure*. Académico Prensa, Nueva York, NY, 1979: págs. 68 a 72.

Greer, F. C., arrol, M., Beeson, R. M. y Chilingar, G. V. "Determinación de las superficies de sedimentos." *J. Gasolinaoffy*, Vol. 32, No. 1, marzo de 1962: págs. 140-146.

# PERMEABILIDAD ABSOLUTA

## INTRODUCCION

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que un fluido puede fluir a través de un medio poroso; es la inversa de la resistencia al flujo. Por lo tanto, la permeabilidad de una muestra se determina midiendo la velocidad a la que un líquido fluirá a través de un medio poroso de dimensiones específicas con un gradiente de presión dado a lo largo de la longitud del medio poroso. Una permeabilidad igual a un darcy se obtiene cuando un líquido, con una viscosidad de un centipoise, fluye a una velocidad de un centímetro cúbico por segundo a través de una muestra con un área transversal de un centímetro cuadrado bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro:

$$Q(\text{cm}^3/\text{s}) = \frac{k(\text{darcy}) \times A(\text{cm}^2)}{\mu(\text{cP})} \frac{\Delta p(\text{atm})}{L(\text{cm})} \quad (\text{A10.1})$$

Generalmente, la permeabilidad se expresa como milidarcys (mD) porque el darcy es una unidad bastante grande y mD es más conveniente de usar. En las unidades SI, el darcy es expresado como micrómetros al cuadrado ( $\mu\text{m}^2$ ):

$$1 \text{ darcy} = 0,987 \times 10^{-8} \text{ cm}^2 \approx 0,987 \text{ } \mu\text{m}^2 \quad (\text{A10.2})$$

## EQUIPAMIENTO Y PROCEDIMIENTO

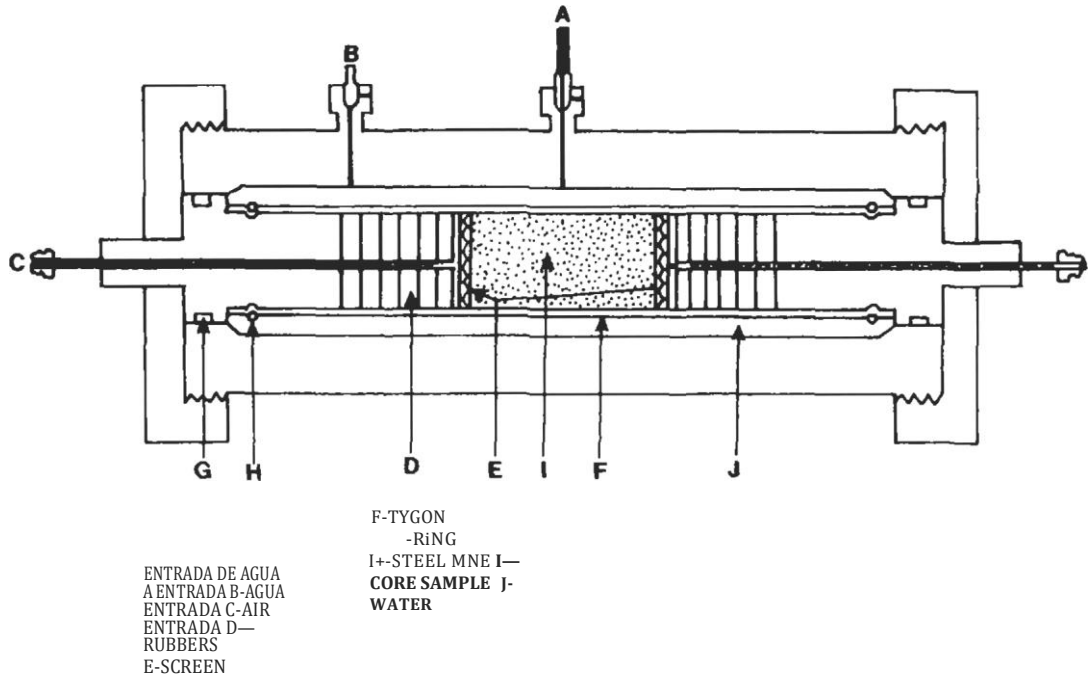
## PERNEABILIDAD ABSOLUTA USADA EN LIQUIDOS

La medición de la permeabilidad del líquido se realiza determinando el tiempo necesario para que un volumen fijo de líquido, a temperatura constante, pase a través de un núcleo a un gradiente de presión específico. El Permeámetro Líquido Ruska tiene una porta equipado, un pozo de termómetro, una válvula de corte, una bureta para la medición del volumen de líquido y un regulador de presión. La presión aguas arriba se indica en un manómetro calibrado.

1. Las muestras de núcleo se cortan al tamaño específico requerido por el titular del núcleo. Los núcleos se lavan suavemente para eliminar los esquejes y se secan en un horno a 110°C. Si se utiliza un núcleo de afloramiento, se debe limpiar en un baño de vapor antes de su uso para eliminar los materiales húmidos que generalmente están presentes en las muestras de núcleo de afloramiento. (La limpieza de vapor no perturba la arcilla.)
2. A continuación, se coloca un núcleo seco en una cámara de vacío, se evacua para eliminar el aire y se satura con una solución de sal cerrando la bomba de vacío. A continuación, se admite una solución de sal desairada en el matraz de vacío. Se utiliza una solución salina (aproximadamente 20.000 ppm) para evitar la hinchazón de arcilla y el transporte de partículas durante la prueba. Para evitar estos problemas con rocas muy sensibles, se puede utilizar un disolvente de hidrocarburos, como Soltrol de Phillips Petroleum Co., en lugar de una solución de agua.
3. Inserte el núcleo en el portálas. La Figura A1 0.1 ilustra el soporte de núcleo de manguito Hassler de alta presión. La bureta se llena por encima del nivel cero con la solución de sal y se conecta a la fuente de presión de aire en la parte superior.
4. La presión de entrada se establece en el valor deseado y se abre la válvula de descarga. Comience el tiempo cuando el nivel de agua alcance la marca cero en la bureta. Detenga el temporizador cuando la bureta se vacíe. Registre la presión de entrada ( $p_i$ ), el volumen de líquido pasado a través del núcleo ( $V$ ), y el tiempo necesario para que el volumen de líquido pase a través del núcleo,  $t$ . Registre la temperatura del fluido.
5. Calcule la permeabilidad absoluta de la siguiente manera:

$$k = \frac{\mu V_x L}{A p_x t} \quad (\text{A10.3})$$

donde:  $k$  - permeabilidad, darcies.  
 $p$  - viscosidad del fluido, cP, a la temperatura observada.  $V$  - volumen de fluido, cm<sup>3</sup>.  
 Longitud  $L$  de la muestra del núcleo, cm.



**Figura A10.1.** El núcleo de manga más molesta se utiliza para el grito de flujo de los experimentos (fracciones de flujo de aceite y agua, permeabilidad absoluta y permeabilidad relativa).

$A$  = área transversal del núcleo,  $\text{cm}^2$ .

$\Delta p$  = gradiente de presión a través del núcleo ( $p_1 - p_2$ ), atmósferas.  $P$  = Presión atmosférica.

$t$  = tiempo necesario para el paso de  $V \text{ cm}^3$  de líquido, segundos.

6. Ejemplo de uso de un fluido de hidrocarburos:

$$\mu = 0.895 \text{ cP at } 25^\circ\text{C.}$$

$$V = 10.0 \text{ cm}^3.$$

$$L = 1.90 \text{ cm.}$$

$$A = 2.83 \text{ cm}^2.$$

$$p = 2.0 \text{ atm.}$$

$$t = 30 \text{ s.}$$

$$k = (0.895 \times 10.0 \times 1.90) / (2.83 \times 2.0 \times 30) = 0.10 \text{ darcy}$$

$$= 100 \text{ md}$$

$$= 98.7 \mu\text{m}^2.$$

## PERMEABILIDAD ABSOLUTA USADA EN GAS

A menudo es más conveniente determinar la permeabilidad de las muestras de núcleo utilizando un gas como fluido de prueba (Figura A 10.2). Sin embargo, cuando se utiliza un gas, se debe tener en cuenta la expansión del gas a lo largo de la

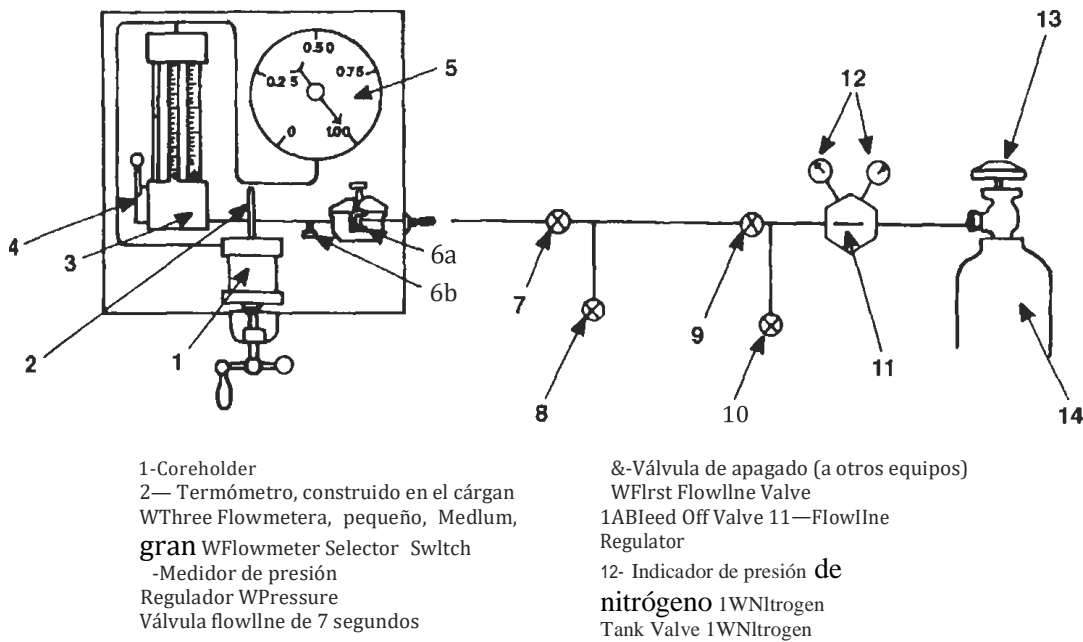


Figura A10.2. Permeametro de gas ruska.

el núcleo a medida que la presión disminuye con respecto a la longitud. Además, el "efecto Klinkenberg" acelera el flujo de gas seco el camino medio libre del gas es mayor que el diámetro de los poros, ya que en estas condiciones parte de la energía cinética aleatoria del gas se transfiere al movimiento de la molécula de gas a través de los poros, o en las paredes de los poros.

Para tener en cuenta la expansión del gas, la velocidad media de flujo y la presión media se utilizan para calcular la permeabilidad. Refiriéndose a la figura del soporte principal, Figura A10. Q1 y Q2 f • m\*/s) son los caudales de gas de entrada y salida. Debido a la expansión, t); es menor que Q2  
 Uso de la ley de gas ideal en condiciones isotérmicas:

$$p_1 \times Q_1 = p_2 \times Q_2 = p_{av} \times Q_{av} \tag{A10.4}$$

$$p_{av} = (p_1 + p_2)/2; \quad Q_{av} = (p_2 \times Q_2)/p_{av} \tag{A10.5}$$

Al realizar las mediciones, el tiempo necesario para recoger un volumen específico de gas en la salida y las dos presiones, pi y p2. se miden. El caudal medio, L)av. i.o igual al volumen recogido dividido por el tiempo. Resolver la ecuación de Darcy para la permeabilidad:

$$k(\text{Darcy}) = \frac{Q_{av} \mu L}{A(p_2 - p_1)} \tag{A10.6}$$



Debido al efecto Klinkenberg, las permeabilidades de gas medidas son mayores que las permeabilidades absolutas del núcleo. Klinkenberg descubrió que, si la permeabilidad al gas se mide a varias presiones y se traza contra la recíproca de la presión media, los puntos se situarían en línea recta. Cuando la línea se extrapola a  $1/P \text{ av } 0$  (presión silfinitas), la interceptación representa la absoluta permeabilidad porque todos los gases se convierten en líquidos a presión infinita. Por lo tanto, el procedimiento para la medición de la permeabilidad absoluta utilizando un gas es hacer tres o más mediciones a diferentes gradientes de presión y luego extrapolar los resultados a la presión infinita.

### EFEECTO DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA SOBRE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Si un núcleo se coloca en un portacasmas de manga Hassler de alta presión, que es capaz de ejercer una presión de sobrecarga muy alta (10.000 psi o más), el efecto de aumentar la presión de sobrecarga se puede obtener midiendo la permeabilidad al gas de un núcleo cada aumento incremental de la presión de sobrecarga. Después de cada aumento de presión, se debe permitir que el núcleo se equilibre durante unas 24 horas antes de que se determine de nuevo la permeabilidad.

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que un fluido fluirá a través de un medio poroso; por lo tanto, está relacionado con las distribuciones del tamaño de la garganta de los poros y poros, la forma y la continuidad de los poros, y la tortuosidad. La compresión de la roca cambia las distribuciones de tamaño de la garganta de los poros y poros; los cambios de forma de los poros pueden aumentar la tortuosidad y cerrar algunas de las trayectorias de flujo de fluido.

La presión de sobrecarga ( $p_p$ ) de una arena subsuperficial está apoyada por la presión grano-grano ( $pp$ ) de la arena y la presión del fluido intersticial ( $pt$ ), como se muestra en la Figura A10.3, donde:

$$P_{ob} = P_{ti} + P_F \quad (\text{A10.7})$$

Cuando la presión de sobrecarga es igual a la suma de la presión de grano a grano y la presión del fluido, existe una condición estática. Sin embargo, si aumenta la presión de sobrecarga de compactación, o la presión del líquido del depósito se reduce mediante la abstinencia de fluidos, se producirá la compactación de los granos de arena. La compactación se acompaña de la reducción de la porosidad y permeabilidad, y un aumento de la tortuosidad en la zona de compactación.

### CÁLCULOS DE MUESTRAS

1. Mida un volumen específico de gas saliendo de un núcleo a presión atmosférica ( $V_2 = 800 \text{ cm}^3$ ).

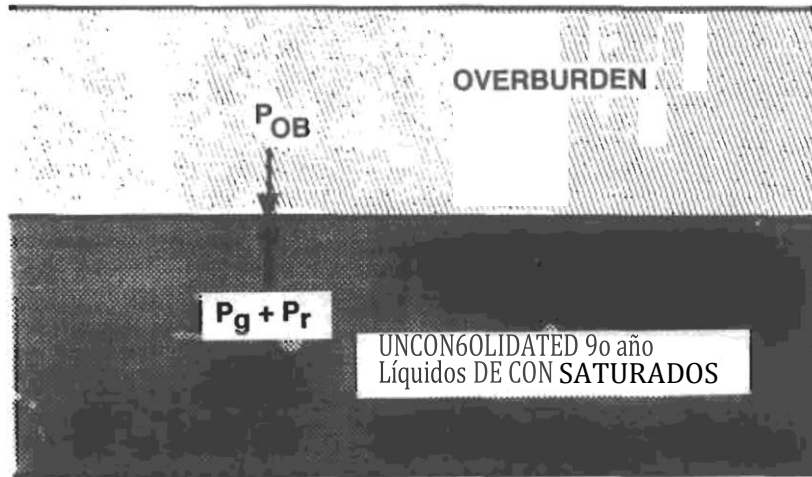


Fig.3: relaciones entre la presión de sobrecarga y los fluidos, y presión de poros en la superficie

2. Tiempo necesario para recoger  $V_2$  a 500 s.
3.  $p_1$  1,5 atmósfera;  $p_2$  — 1.0 atmósfera:  $p_{av}$  a 0,5 atm.
4. Diámetro de C.ore,  $d$  a 2,5 cm; longitud del núcleo,  $L$  a 4 cm; viscosidad del gas,  $\mu$  a 0,02 cP.

## EJECUCION 1

$$p_{av} = (1.5 + 1.0)/2 = 1.25 \text{ atm.}$$

$$Q_2 = V_2 Q_2 / p_{av} = 1.60$$

$$Q_{av} = p_2 Q_2 / p_{av} = (1.0 \times 1.6) / 1.25 = 1.28 \text{ cm}^3/\text{s}$$

$$A = (\pi/4)d_2^2 = (\pi/4)(2.5)^2 = 4.9 \text{ cm}^2$$

$$k_{\text{gas at 125 atm}} = 1.28 \times 0.02 \times (4.0/4.9) \times 0.5 = 0.0418 \text{ Darcy}$$

$$= 41.8 \text{ md} = 0.0412 \mu\text{m}^2$$

## EJECUCION 2

$$p_1 = 2.333; p_2 = 1.00; \Delta p_{av} = 1.666$$

$$V_2 = 1.470 \text{ cm}^3; t = 300 \text{ s}; Q_2 = 4.9 \text{ cm}^3/\text{s}; Q_{av} = 2.94 \text{ cm}^3/\text{s}$$

$$k_{\text{gas at 166 atm}} = 2.94 \times 0.02 \times (4.0/4.9) \times 1.666 = 0.036 \text{ Darcy}$$

$$= 36 \text{ md} = 0.335 \mu\text{m}^2$$

Plot  $\log k_g \text{ s dt}^{-1} \cdot p$  vs.  $1.0/p$ . y extrapolar la línea recta para interceptar el eje Y (eje de permeabilidad) para obtener la permeabilidad absoluta, que

es igual a 0.020 Darcy (0.0197 km ) para el problema de ejemplo ilustrado anteriormente.

Las distribuciones de permeabilidad areal del depósito generalmente se ajustan a las curvas exponenciales, a diferencia de la porosidad, que con mayor frecuencia cae en la categoría de distribuciones normales. Cuando las permeabilidades de muestras individuales, o intervalos de muestra, para un campo se trazan en papel semilog contra el número acumulado de muestras, se obtendrán una o más líneas rectas. Cada segmento de línea recta representa una distribución estadística diferente de permeabilidad, que se describe mediante:

$$\log(k) \text{ á mN -I- B} \tag{A 10.8}$$

donde rn y B son la pendiente e interceptan, respectivamente.

**Media:** Dado que la permeabilidad se describe mejor mediante una curva exponencial, la media geométrica (en lugar de la media aritmética) se utiliza como descriptor de permeabilidad.

Para datos no clasificados:

$$\log(k_{\text{mean}} -g) \text{ Zlog}(k_i)/N \tag{A10.-9}$$

Para datos clasificados (Tabla A10.2)

$$\log(k_{\text{mean}} -g) \text{ ZF}_j \log(k_{\text{mean}} -a)' \tag{A10.10}$$

donde:  $F_j$  - frecuencia acumulativa del intervalo ith.

$k_i$  — permeabiliq de la muestra ith.

$k_{\text{permeabilidad media aritmética de nian.}}$

$k_{\text{mean}} -a$  - permeabilidad media aritmética de un logarítmico intervalo de clase.

N - número total de muestras.

### CÁLCULO DE MUESTRAS 1

Supongamos que la siguiente lista de cincuenta valores permeabilidad se obtuvo de un depósito y que los datos se organizan en orden ascendente (Tabla A10.1):

Una gráfica semilog de los datos de permeabilidad (frente al número cronológico de los datos) revela dos líneas con la interrupción entre las muestras número 21 y 22. Por lo tanto, dos resultados de análisis estadísticos son evidentes, porque los datos muestran dos distribuciones distintas de permeabilidad.

TABLA A10.1  
LISTA DE VALORES DE PERNEABILIDAD DISPUESTOS EN ORDEN ASCENDENTE

K(ND)	K(ND)	K(ND)	K(ND)	K(ND)
2	11	46	109	220
3	15	53	111	225
3	16	59	111	230
4	17	60	120	245
4	19	69	148	2v5
5	24	70	150	330
6	27	72	150	335
7	31	81	180	540
8	56	92	181	S50
9	42	92	195	420

### CALCULO DE MUESTRAS I

Usando la Tabla A10.1 (Muestras 1-21) y la Ecuación A10.9:

$$\log(k_{\text{mean}} - g) = 21 \cdot 528/21 = \mathbf{1.0311}$$

$$k_{\text{media}} - g = 10 \cdot 7$$

Usando la Tabla A10.2 (Muestras 1 -21) y la Ecuación A10.10:

$$\log(k_{\text{pgjjjg}} - g) = 1.0393$$

$$k_{\text{orean}} - g = \cdot 9$$

Tomando la media aritmética para las muestras 1-21 (Tabla A.10.1):

$$k_{\text{media}} = \mathbf{dJ} \ 3/21 = \mathbf{15,9 \ mD}$$

Los análisis de los datos muestran que las dos distribuciones de permeabilidad tienen permeabilidades medias geométricas de 10,9 y 143,7 mD y medios aritméticos de 15,8 y 172,2 mD, respectivamente. Característicamente, la media geométrica es menor que la media aritmética.

### PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Explicar el significado del efecto Klinkenberg.
2. ¿Por qué se pasa nitrógeno a través de un tubo de secado before que se permite entrar en el núcleo?

TABLA A10.2  
 CLASIFICACION DE LA TABLA DE DATOS mon A10.1 Y DETERMINACION DE LA  
 GEOMETRIC JEAN PARA /ANPLE5 1 A 21 (CONJUNTO IRST) Y 3ANPLES 22-50  
 /SECOND SET) GIS! s EqUATION A10.10

Rango, ND g)	Permeabilidad Promedio Acumulativo Ft x Registro	Log ( mea.-g)	Frecuencia	(kmg@p)
0-5	.3.5	0.00	0.286	0.1556
6-10	7.5	0.8751	0.190	0.166a
11-15	13.0	1.1139	0.095	0.1058
16-20	17.5	1.280	0.141	Od770
21-30	25.5	1.4065	0.095	0.13J6
31-40	3:4.5	1.5250	0.0f5	0.144 9
41-50	44.0	1.64J5	0.095	0.1s6l I.039.3
51 -60	60.7	L7852	0.103	0.1857
61 -80	70.0.	1.8470	0.103	0.1902
81 - 110	88.5	1.9460	11. 103	0.2000
111 - 120	112.8	2.0521	0.158	11.2832
121 - 1 éi0	140.5	2.) 741	o.1o3	0.22J9
161 -200	185.3	2.2-i79	0.103	0.233Ji
201-250	230.0	2.36t7	0. I J8	0.3259
251 -00	262.5	2.4 I91	o.o6f	0. 166'9
301-550	541.7	2.5336	fL103	0.2Ji 10
J51-450	420.0	2.i232	0.034	0.0892 2. 1576

*For Group 1:  $k_{mean-g} = 10.9$  and  $k_{mean} = 15.9$*

*For Group 2:  $k_{mean-g} = 143.7$  and  $k_{mean} = 172.2$*

3. ¿Por qué medir la permeabilidad con un gas, en lugar de con agua?
4. Trazar los datos de permeabilidad en el cuadro A10.1 frente al número acumulado de muestras y observar las dos distribuciones distintas de permeabilidad.
5. Discutir el significado de dos o más distribuciones de permeabilidad con respecto al comportamiento del flujo de fluidos en un depósito.

## Referencias

Texto, Capítulo J.

Amyx, J. W., Dass, D. M., Jr. y Whiting, R. L. *Embalse de Petróleo*  
 McGraw Hill, Nueva York, Nueva York, 19b0: Capítulos 2 y 7.

Archer, J. S. y Wall, C. G. *Ingeniería petrolera*. Graham y 'rrotman, Londres,  
 1986: Capítulo 5.

Chilingarian, G. V. y Wolf, K. H. *Cornpuction of Coarse-Grained.Sedimenis, I.*  
 rlsevier Sci. Pub1. Co., Amsterdam, 1975: Capítulo 1.

# VERIFICACION DEL EFECTO KLINKENBERG

## Introducción

Consulte la sección titulada: *Medición de la permeabilidad absoluta Usando un gas* en el Experimento 10.

Cuando la trayectoria libre media del gas de medición es mayor que el diámetro del capilar por el que viaja, la energía cinética aleatoria del gas se transfiere al movimiento de la molécula de gas a través del capilar, o el deslizamiento de las moléculas se produce en las paredes

Este “deslizamiento” hace que las moléculas del gas viajen a una mayor velocidad en la dirección de la transferencia. Este fenómeno, conocido como el “efecto Klinkenberg”, hace que la permeabilidad medida de un gas sea mayor que la permeabilidad absoluta de la muestra.

## EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS

La trayectoria libre media del gas disminuye a medida que aumenta la presión y desaparece cuando el gas se convierte en un líquido a presión infinita. Por lo tanto, la extrapolación de la permeabilidad medida a  $1.0/p \ll 0$  (o presión infinita) produce la permeabilidad absoluta que se obtendría si la medición se hubiera realizado con un líquido. Las mediciones de la permeabilidad absoluta generalmente se hacen más convenientemente con un gas que con un líquido; por lo tanto, este método es de uso común.

La relación entre la permeabilidad al gas medida ( $k_g$ ) y  $1/p_{av}$  es una línea recta expresada como:

$$k_g = k_a + \frac{k_{ab}}{p_{av}} \quad (\text{A1 1. 1})$$

donde:  $k_g$  medida de permeabilidad al gas.  
 $k$  - permeabilidad absoluta.

$B$  - Constante Klirikenberg que es una función del gas que se está utilizando.

$p_{av}$ : presión de flujo media (o media).

La interceptación de la línea,  $\text{ayt } 1/p_a$  a  $a = 0$ , es la permeabilidad absoluta ( $k$ ). La pendiente de la línea en Ecuación todo. 1 es igual a  $k/B$ ; por lo tanto, después de que se haya determinado  $k_a$ , se puede obtener la constante Klinkenberg para el gas ( $B$ ). Klirikenberg informó que  $B = (0.777k, - 0.3f)$  para cualquier gas.

## CÁLCULOS DE LAS MUESTRAS

Usando aire, medir la permeabilidad de un núcleo de 2,54 cm de diámetro, 2,54 cm de longitud:

## DATOS EXPERIMENTALES

**Diámetro del núcleo** = 2,54 cm

Longitud del núcleo ( $L$ ) = 2,54 cm Superficie del núcleo ( $A$ ) = 5,07 cm<sup>2</sup>

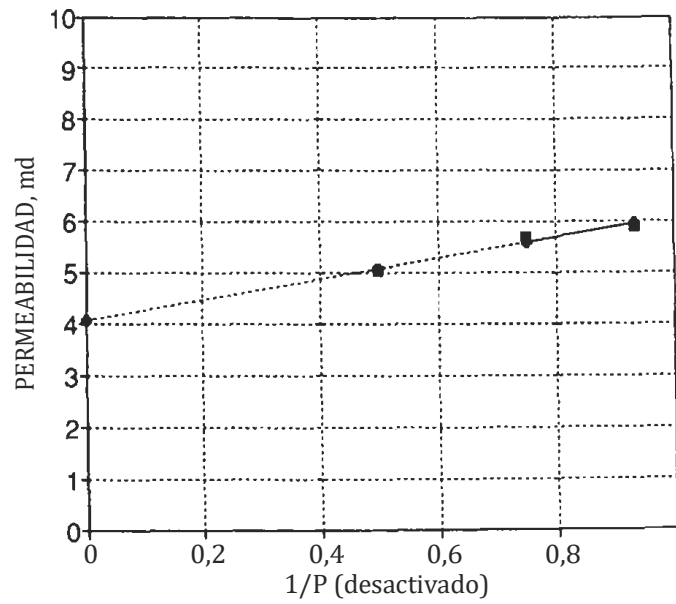
Viscosidad del aire ( $\mu$ ) = 0,011 cP

Presión absoluta de **efluente** ( $p_2$ ) = 1,0 atm

$V_2, \text{ cm}^3$	Tiempo,	$p_j$ (gauge), atm
T0	17.2282	0.144737
0	330.3190	0.671053
230	107.8261	2.039474
500		

Cálculos basados en la ecuación A10.6:

$$k_g = \frac{Q_{av} \times \mu \times L}{A \times (p_2 - p_1)} \quad (\text{A 11. 2})$$



• DATOSEXPERIMENTALES • DATOS CALCULADOS

Figura A11.1. Extrapolación de la consolidación medida con un gas) vs. presión media para varios elementos. La permeabilidad absoluta es el valor en la intercepción de la unidad de prensa infinita, donde 1/p gp — 0 .

La Figura A1 1.1 muestra la extrapolación a la presión infinita usando Regresión.

kabsoluta = 4.07mD

BKliiik - Pendiente/k a = 2,03/4,07 = 0,5

atm.	$p_{av}$	$1/p_{av}$	$p_1-p_2$	$V_{av}$	$Q_{av}$	$k_g$	$k_g, mD$
1.0	1.072	0.933	0.145	92	0.102	0.0059	5.91
1.0	1.336	0.749	0.671	17	0.567	0.0057	5.70
1.0	2.020	0.495	2.039	248	2.300	0.0050	5.04
							4.07

Ecuaciones útiles:

$$P_{av} = (p_1 + p_2)/2 \text{ (presión absoluta)}$$

$$I_{abs} = Q_{gauge} + Q_{atm}$$

$$V_{qp} = (P_z V_2)/P_{av}$$

$$R_{av} = V_{av}/t$$



## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Seleccione al menos dos núcleos de diferentes fuentes y determine la permeabilidad absoluta de cada núcleo con al menos dos gases diferentes.
2. Calcule la constante B de Klinkenberg y compruébela con la ecuación dada en este experimento.
3. Explicar por qué la B-constante es diferente para cada gas.

## Referencias

Texto, Capítulo 3.

Amyx, J. W., Bass, D. M., Jr. y Whiting, R.L. *Ingeniería de Embalses de Petróleo*. McGraw Hill Publ. Co., Nueva York, Nueva York, 1960: Capítulo 2.

Archer, J. S. y Wall, C. G. *Petroleum Ingeniería petrolera*. Graham and Trotman Publ. Co., Londres, 1986: Capítulo 5.

# Permeabilidad Relativa

## Introducción

La permeabilidad absoluta es una característica de una roca y se determina a partir de las mediciones del caudal de un solo fluido a través de la roca. La permeabilidad relativa, sin embargo, es una función de las propiedades químicas y físicas de la roca, y las propiedades químicas y físicas del fluido. La permeabilidad relativa, por lo tanto, es sensible a la temperatura y a las características relativas de humectación de la roca y los fluidos. El efecto de temperatura se debe al hecho de que el sistema agua-aceite-roca se vuelve más húmedo con agua a medida que aumenta la temperatura del sistema.

Tres fluidos, gas, petróleo y agua, pueden estar presentes y móviles en una roca con ciertas saturaciones. En este caso, se deben considerar las permeabilidades relativas trifásicas; sin embargo, no se ha establecido un método general para las mediciones de permeabilidad relativa trifásica. Los documentos de Scveral en la literatura discuten esto, pero no están de acuerdo con los datos o procedimientos. Por otro lado, se han establecido métodos para la determinación de permeabilidades relativas para dos fases (gas-petróleo, gas-agua, agua-aceite). Se utilizan dos métodos: (1) el método de estado estacionario en el que los dos fluidos se hacen fluir dentro y fuera del núcleo a velocidades de flujo constantes a diversas saturaciones, y (2) el método de estado inestable, que se lleva a cabo por el desplazamiento de dos fluidos que saturan un núcleo con gas o agua.

La permeabilidad relativa se define como:

$$k_{rg} = k_{eg}/k; \quad k_{rw} = k_{ew}/k; \quad k_{ro} = k_{eo}/k \quad (A12.1)$$

Dónde:  $k$  = permeabilidad absoluta.  
 $K_{eg}$ ,  $k_{ew}$  y  $k_{eo}$  = permeabilidades efectivas al gas, el agua y aceite a saturaciones específicas, respectivamente.  
 $k_{rg}$ ,  $k_{rw}$  y  $k_{ro}$  = permeabilidades relativas al gas, el agua y aceite a saturaciones específicas, respectivamente.

## MÉTODO ESTABLE

Para determinar las permeabilidades relativas del agua y el aceite, un núcleo que está saturado de cierta saturación predeterminada se coloca en un soporte de núcleo de manguito Hassler y un transductor de presión está conectado a la entrada. Si se utiliza un regulador de contrapresión para mantener una alta presión de poro, se conecta un transductor de presión también al extremo de salida del núcleo para permitir la medición de la diferencia de presión. Las bombas de medición se usan para bombear el agua y el aceite a caudales constantes en una pequeña celda de mezcla, que transfiere los fluidos a la cara del núcleo. Los caudales individuales, si los fluidos se controlan ajustando las velocidades de la bomba.

El agua y el aceite se inyectan a caudales predeterminados y las tasas de efluentes se monitorean hasta que son iguales a las tasas de efluentes. En este punto, se supone que se ha alcanzado el estado estacionario (saturación constante en todo el núcleo). Se registran los caudales y la caída de presión, y se retira y pesa el núcleo. La saturación se calcula a partir de la masa del núcleo, el volumen de los poros y la densidad de los dos fluidos. La permeabilidad relativa en esa saturación específica se calcula como se muestra en la ecuación A12.2. A continuación, el núcleo se vuelve a montar en el manguito y la relación agua/aceite se ajusta a otro valor para cambiar la saturación de fluidos en el núcleo. El procedimiento se repite hasta que se obtienen datos suficientes para describir un conjunto completo de permeabilidades relativas en función de la saturación de uno de los fluidos. Para un sistema de aceite de agua:

$$k_{ew} = \frac{Q_{g,app} \cdot L}{Q_{w,app} \cdot L} \cdot f(S_w) \quad (AH.2)$$

$$k_{eo} = \frac{Q_{g,app} \cdot L}{Q_{o,app} \cdot L} = f(S_w)$$

$K_{g,p}$  y  $k_{p}$  se calculan a partir de la Ecuación A12.1 para las saturaciones específicas suponiendo que la presión capilar entre las fases es insignificante; a continuación,  $p_p$  a  $p$ . La saturación ( $S_w$ ) se calcula utilizando lo siguiente

Relación:

$$Masa\ total\ (M),\ núcleo\ y\ fluidos = (DM)^{-1} S^2 \frac{V_p}{V_p \times p} \times p^{-i} (1 - S_p) \\ S_q, \acute{a}\ (M - D M V_p \times P_o) / [V_p \times (p_g - p)] \quad (A12.3)$$

donde: PM = masa seca del núcleo, g.

Volumen de poros del núcleo, ml.

M = masa total del núcleo y fluidos intersticiales, g.

P = densidad, g/cm<sup>3</sup>.

## METODO INESTABLE

Hay tres métodos disponibles para calcular las permeabilidades relativas. Todos los métodos se basan en la suposición de que el núcleo es homogéneo, y que la presión y la gravedad capilar pueden ser descuidada.

1. El Método Alternativo produce las permeabilidades relativas como una indicación de la saturación media de fluido del núcleo. Los cálculos para el método alternativo se simplifican porque sólo es necesario aplicar la ley de Darcy al método de desplazamiento y trazar las permeabilidades relativas calculadas como una indicación de la media, en lugar del terminal, saturación del núcleo.
2. El Johnson-Bossler-Naumann (Método JBNJ) se utiliza para calcular las permeabilidades relativas de los núcleos como una función de la (terminal) saturación del fluido para desplazamiento a velocidad de inyección constante. El experimento debe llevarse a cabo a altas tasas de bajas velocidades para evitar efectos finales capilares (anormal y alta fase humectante al final del núcleo).
3. El Toth et al. El método es más general que el Métodos JBN porque es aplicable al desplazamiento constante de la velocidad de inyección y a la presión constante. El método permite el cálculo directo a partir de los datos de desplazamiento y, en consecuencia, y una mayor precisión computacional que los otros dos métodos.

## EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS

1. Saturar un núcleo 100% con agua y luego desplazar el agua a Siw, bombeando el aceite en el núcleo hasta que no se produzca más agua. Centrifugar el agua y el aceite se recolecta en un tubo graduado (o tubos)

y medir la cantidad de agua desplazada por el aceite. Calcular la saturación inicial del agua.

2. Permita que el núcleo y los fluidos se ajusten al equilibrio capilar durante la noche. Para un tipo de inyección constante, ajuste una bomba dosificadora para entregar el fluido desplazado en el núcleo a un caudal constante conveniente. Para una presión de inyección constante, ajuste una bomba de pistón accionada por gas para el fluido de desplazamiento a una presión constante conveniente.
4. Cuando la bomba de desplazamiento de agua esté encendida, inicie un cronómetro para comenzar a medir el tiempo.
5. Si se utiliza agua y aceite crudo, recoja los fluidos de efluentes en matraces de centrífuga graduada y registre el tiempo en que se toma cada fracción. Si se tiza un gas y un líquido, dirija el gas de efluente a través de un medidor de gas y recoja el líquido en un cilindro o bureta graduada.
6. Detener la prueba de desplazamiento cuando el aceite deja de fluir, o en algún volumen de agua predeterminado que se va a inyectar (3 volúmenes de poros, por ejemplo).
7. Cuando se utiliza petróleo crudo, centrifugar las muestras para separar el agua y el aceite. Registre el agua y el aceite desplazados, y el momento en que se tomó la fracción.
8. Calcular las fracciones acumuladas de agua y aceite recogido. Trazar el aceite acumulado producido en función de los volúmenes de poros de agua inyectada.
9. En cada período de tiempo, determinar las tasas de agua y aceite que fluyen, permeabilidades relativas, y la saturación media de agua,  $S_w$ , como sigue:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \left( \frac{V_{oil} - V_{oil}^{(proclued)}}{V_p} \right) \quad (A12.4)$$

### Cálculos de muestra

1. Método alternativo (véase la Tabla A12.1):

$L/A = 0.89a$ ;  $V_p = 0.012 \text{ cm}^3$ ;  $k_{absoluta} = 0.312$   
 Darcy  $Q_q$  (tasa de inyección de agua — constante) a  
 $0.0168 \text{ cm}^3/\text{s}$ ;  $S_w = 0.261$ ;  $\mu = 0.23 \text{ cP}$  (at Sky) a  $0.23 \text{ a Darcy}$   
 $T = 71^\circ\text{F}$ ;  $J_q = 25.7 \text{ cP}$ ;  $I = 0.938 \text{ cP}$

Ejemplo de uso del primer punto de datos para la tasa de inyección de agua

( $0.0168 \text{ cm}^3/\text{s}$ ):

$k_{rel} = \frac{0.0168}{0.0168 \times 0.983 \times 0.899} \times 1.41 = 0.185$   
 $185 \text{ k} = 0.0185/0.312 = 0.59$

TABLA A12.1  
METODO ALTERNATIVO (300NIS Y /R0-ELL, 19-3)

1) Tiempo, s	12) i (sem)	1) Y (sem)	(41 G	1) 5 (desa ctivado)	1) Ap	1-l K	1 Kg
60.7	1.02	.84	.000733	.47	1.41	.389	.033
128.6	2.16	1.09	.00264	.53	.78	.254	.059
255.4	4.29	1.31	.00081	.59	.57	.106	.081
799.4	13.43	1.61	.00024	.6G	.42	.043	.109
330	51.01	1.91	.000083	.74	.34	.018	.135
6,335	106.42	2.05	.000031	.77	.20	.008	.153

1): Hora en la **que** cada fraction fue tnken, t, sec.

2): Cuagua mulante inyectada, Wj, cm!.

dólar): Volumen acumulado de aceite producido, V, cm!.

N.o 4): Caudal voltintetrico de o/f, 9p, nt la junta específica obtenida de la pendiente de la línea  
O Vp contra tiempo, Cut''.

EE.UU.): Saturación media de agua, Sq-pz.) -- Cielo -1- (3)/ Arriba.

{6). Diferencia de presión hacia la salida árida de entrada — y2 ), atmoesferas.

C7). Ztelattve permeabilidad al aceite Ei:fuations A12. 1 y A12.2) a él ploned versus Sq(pp).

8). ' Zrelative permeability to water ' .quatioiis A12. 1 dd A12.2) to ee plotted versuss S'' , (pp).

$$(0,00733 \times 25,72 \times 0,899) / 1,41 \quad 0,120$$

$$k \text{ a } 0,120 / 0,312 \quad 0,389$$

$$Sq \text{ (ay) } 0,2ni1 -I- 0,84 / 4,012 \quad 0,17$$

2. Método JBN: véanse las tablas A12.2 y A12.3.

3. Toth et al. method:

Toth ct al. desarrolló fórmulas para el cálculo de permeabiliDAD lazos relativos a partir de datos de desplazamiento de fluidos de estado inestable tomados de la velocidad constante y constante Presión.

Experimentos:

$$k_{rd} = m_d \frac{q_d}{Y}$$

Q:

$$k_{rk} = m_k \frac{q_k}{Y} \tag{A12.5}$$

El término Y se obtiene del volumen de fluido inyectado acumulativo V<sub>i</sub>, que se expresa de la siguiente manera:

$$v_i \text{ ast } b_2 \tag{A12.6}$$

TABLA A12.2

JOHNSON-BOSSLER-NauPIANN METHOD (TABLE 5 o Looiris sha Cn0-ELL, 1962)

(1)	(I)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
a—pv	i—pv	*a *2	*2	P	* r	*! 6	kyp	tk ro	kg
.200	.Z54	.535	.530	1.41	.847	.5786	.320	.0Z95	.00044
.271	.55?	.t71	.440	.785	.471	1.551	.251	.176	.0407
.527	1.071	.0875	.494	.570	.545	2112	.185	380	.0705
.401	5.349	.0Z54	.584	.417	.Z51	5.299	.0772	1.52	.t17
.475	12.72	.00563	.654	.336	.202	d.2B4	.0241	6.43	.155
.511	2654	.00265	.702	.296	.178	4701	.0125	137	.298

(1): Acumulados de aceite producido, V-p" ml. f-).

(2) Acumulative pore volumes of water produce-t, WJ—pp, tnl.

(3).- Fracción del flujo del oll.

(4): Agua terminal saturatioti Sq(ppj —foW .

5): Diferencia de presión entre la entrada II) y la salida 2), ntm.

6): Recíproco de la inojetividad relativa, 1, f! r — eo 0ZLf LfA)figIJ.

(7): Pendiente de "tt-e cura de 1 l- ploned versus 1x 1z Figura A12. IJ. Trazar en papeles de registro y reaccionar a través de una decnde de tt-e IN; a;xts para los valores del registro 1 ; lf-)/-1 x l z)1 término de registro). A continuación, calcule el slof-e en el punto de aplicación a partir de pendiente — f /fo,g("). Los taludes también pueden ser ot-tained tratar de determinar la ecuación de la línea en papel log-log (y - 13K) attr:t determlntig la dent ative en las ollas especificadas dy/dx — B ii H ). whvre x 1/a; lz .

(8).- Permeabilidad relativa al extremo del terminal nt ttie del núcleo -a ser pilotado frente a Tamaño2 —fslojoe Figura A12.2)).

(9). Zelati ve permeability to water divided by ee relative permeat-ility to aceite. k zp/kzp --(yqfyp,) ffw/ 1—fq) J, donde fz fracción de agua fluye.

(10): Permeacillidad relativa al watet- en el extremo terminal ttie del núcleo al vrsus Sz ploned, column R multiplicada por la columna 9 6Figura A12.2J.

Tabla A12.3

CALCULACION DE		RW Y Kr	Usixc UNA EQUATION EXPONENCIAL, Y - BX -			
/Wy	1 Wi	)r	Cinta	k" á f, x parada	/k"	Kg
3.937	3.335		i.006	0.536	0.032	0.017
1.855	0.874		1.515	0.259	0.177	0.046
0.934	0.320		2.059	0.180	0.380	0.06'9
0.2f9	0.075		3.209	0.075	1.523	0.114
0.079	0.01ti		5.156	0.029	6.444	0.187
0.0ñ8	0.007		6.709	0.01	13.731	0.244

Utilice una solución de mínimos cuadrados para ot-taln una expresión f\*\*! i — fk! i \* r ); esto se utiliza entonces para obtener la pendiente (PendienteB n H'). Consulte las figuras A12. Yo y A12.2.

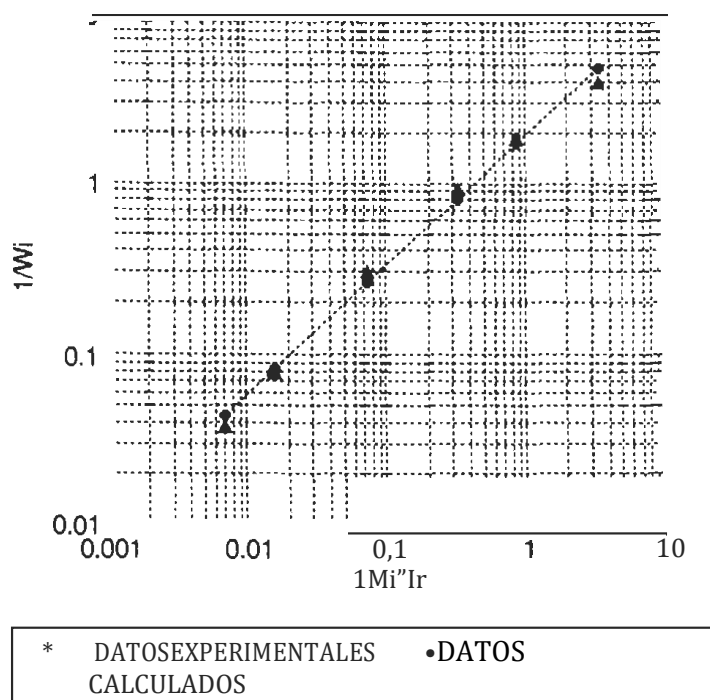


Figura A12.1. Gráfica de registro de la recíproca de agua acumulada inyectada ( $1/W_i$ ) frente a la t-ecif-rocal del término relativa inyectividad tintes acumulativas escritor inyectado [ $1/(I_r^n W_i)$ ].

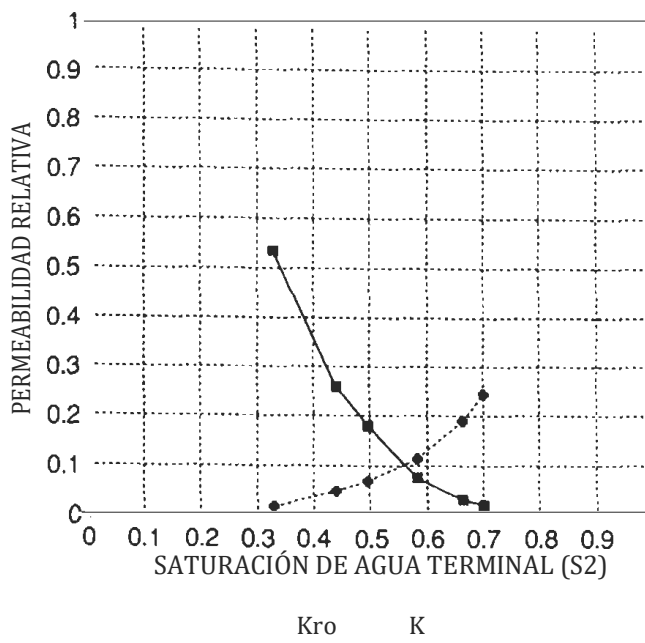


Figura A12.2. Permeabilidad relativa calculada usando el método Johnson-Bossler-Nanturn f-lotted como una función de la saturación de agua terminal.



Para el desplazamiento constante del fluido, Y se calcula a partir de la ecuación A1 2.7 de la siguiente manera:

$$\frac{A \cdot V_p^{(1-1/b_2)}}{2b_2} \cdot \left( \frac{V_i}{V_p} \right)^{(1-1/b_2)} \quad (A 1 2.7)$$

Dónde: A=núcleo cros-área seccional, Cm<sup>2</sup>

a =constante de correlación para el volumen acumulado inyectado

b =constante de correlación para el volumen acumulado inyectado

K =permeabilidad absoluta

k, =permeabilidad relativa

L=longitud del núcleo,  
cm

p=presión, barra

q= caudal, cm<sup>3</sup>/s

t =tiempo, s

V= volumen acumulado inyectado (función del tiempo), cm<sup>3</sup>

Y = función de la saturación desplazada de la manada en la salida del núcleo

μ =viscosidad, cP

Subíndices:

d =Desplazamiento del líquido

I= líquido inyectado

k =líquido desplazado

1= cara de entrada del núcleo

2 = cara de salida del núcleo.

## PROBLEMAS Y PREGUNTAS

1. ¿Para qué se utilizan las curvas de permeabilidad relativa?
2. ¿Qué son las curvas de permeabilidad pseudo-relativas?
3. ¿Cuál es el efecto de la humectabilidad en las curvas de permeabilidad relativas?
4. ¿Cuál es el efecto del aumento de la temperatura en la permeabilidad relativa  
¿Curvas?  
Utilice un cálculo de mínimos cuadrados de la función y á bx". La derivada de la derivada de dy/dx á Bnx<sup>n\*</sup> ; la integral [B/(n 1)]x<sup>n+1</sup> (véase el cuadro A12.4).

TABLA A12.4

x	y	log(x)	log(y)	(logx) <sup>2</sup>	(logx) (logy)
3.335	3.9-7	0.523	0.595	0.274	0.311
0.874	1.855	-0.0509	0.268	0.003	-0.016
0.320	0.934	-0.494	-0.030	0.245	0.015
0.075	0.299	-1.125	-0.525	1.266	0.59i
0.016	1.079	-1.799	-1.104	3.237	1.987
0.007	0.0368	-2.173	-1.424	4.724	095 ?095
		Suma(x)	Sum(y)	Suma(x'	su (W9
		-5.128	-2.220	) 9.749	5.983

$Constant B = 10^{(Sum(y) - n \times Sum(x)) / N}$   
 $Constante n = \frac{tsum(x) r Sump) - N s Suma(x y) J / (Sum F) - N x sum 6 F) J N}{Número de puntos de datos} = 6$   
 $B = 1.909192 n$   
 $0.761449$

5. Trazar la inyección de volumen acumulativa en función del tiempo en papel de registro. Determine la constante para Eq. A12.6, y calcule el Toth et al. permeabilidades relativas. Compare el Toth et al. valores calculados a los de los métodos Alternate y JBN y explicar las diferencias observadas.

## Referencias

Texto, Capítulo 3.

Axnyx, J. S., Bass, D. M., Jr. y Whiting, R.L. *Petrolingo Reservoir Engineering*. McGraw Hill Publ. Co., Nueva York, Nueva York, 1960: Capítulo 2.

Archer, J. S. y Wall, C. G. *Ingeniería petrolera*. Graham and Trotman Publ. Co., Londres, 1986: Capítulo 7.

Johnson, E. F., Bossler, D.P. y Naumann, V. O. "Cálculo de la Permeabilidad Relativa de experimentos de desplazamiento." *AIME*, Vol. 216, 1959, p.370.

Loomis, A.C. y Crowell, D. C. "Estudios de Permeabilidad Relativa: Sistemas de Gas-Petróleo y Agua-Petróleo." *Oficina in.s. de Toros de Minas*. No 599, 1962, Oficina de Impresión del Gobierno de los Estados Unidos, Washington, D.C.: 39 pp.

Merle, C. M. *Multiph se Flow en Porous Media*. Publ del Golfo. Co., Houston, 1981: Capítulo 3.

J'oth, J., Bodi, T., Szucs, P. y Civan, F. "Fórmulas convenientes para la determinación de la permeabilidad relativa frem Desplazamientos de fluidos de estado inestable en enchufes de núcleo." /PSK, 36 vol. 33-44.

# PARAMETROS PETROFISICOS BASICOS DE REGISTRO DE POZOS

## Introducción

Los principales objetivos de la interpretación del registro de pozos son la identificación de zonas porosas que contienen hidrocarburos y la determinación de la saturación del agua utilizando la ecuación de Archie:

$$S_w^n = \frac{F R_s}{R_t} \frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_p}{R_t} \quad (\text{A13. 1})$$

donde: n. el exponente de saturación de Archie.

F = Factor de resistividad de formación

(F - R<sub>q</sub> /) = resistividad del núcleo 100% saturado con agua de formación.

R<sub>p</sub> = resistividad del agua de formación.

R<sub>t</sub> = resistividad de la zona de interés.

a = parámetro estructural.

• porosidad de la zona de interés.

m = factor de cementación.

El valor medio del exponente de saturación para rocas húmedas con agua es 2.0, que generalmente se utiliza en la interpretación de pozos; sin embargo, n es una función de la humectabilidad del sistema, aumentando en valor a medida que el sistema de aceite-agua-roca se vuelve progresivamente más húmedo de aceite. Se ha notificado que el valor de n oscila entre 1,4 y valores superiores a 10.

**TABLA: A13.1**  
**PARÁMETROS GENERALES UTILIZADOS PARA (ALCULACIÓN DEL FACTOR**  
**DE RESISTIVIDAD DE FORMACIÓN (F)**

<b>Ecuacion</b>	<b>Criterios para la selección de ecuaciones</b>
$F=1.0/\phi^2$	Carbonatos (caliza,dolomitas)
$F=1.45/\phi^{1.70}$	Arenas calcareas
$F=0.81/\phi^2$	Arenisca consolidada
$F=0.62/\phi^{2.15}$	Formula sencilla para areniscas consolidads
$F=1.0/\phi^{1.5}$	Arenas no consolidadas
$F=1.97/\phi^{1.29}$	Arenas del Mioceno no consolidadas, Costa del Golfo de EE. UU.
$F=1.65/\phi^{1.33}$	Arenas arcillosas

El factor de resistividad de la formacion es una función de la litología, de la formación, tamaño de grano, forma de grano, distribución de grano, empaque de grano, estructura interna o tortuosidad ( $\tau$ ), el porosity, y el grado de cementación de la roca. Por lo tanto, la determinación de F requiere algún conocimiento de la litología. Varias fórmulas promedio utilizadas para diferentes tipos de formaciones se enumeran en la Tabla A 13.1.

La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) puede determinarse directamente a partir del agua de formación. Si la medición se realiza a temperatura ambiente, debe corregirse al valor de la temperatura de la zona del subsuelo. También se puede calcular a partir del valor del registro de potencial propio (SP-log) en la zona de interés. Se debe desarrollar el conocimiento de la teoría y el comportamiento del registro SP, así como la experiencia práctica, para una evaluación precisa de  $R_w$  a partir de registros de pozos; por lo tanto, este aspecto no se discute como parte de estos procedimientos de laboratorio.

La resistividad de la formación de interés se obtiene a partir de herramientas de registro que leen profundamente en la formación. el laterolog profundo, el registro de inducción profundo, el de 64 pulgadas tronco normal, o el de 18 pies tronco lateral. Para ello se requiere conocimiento de la teoría y experiencia; por lo tanto, está más allá del alcance de estos procedimientos.

El parámetro estructural es principalmente una función de la tortuosidad de los caminos capilares en la roca. Valores que havSe ha desarrollado a partir de comparaciones de los resultados de la interpretación de registros de los análisis centrales y de la experiencia (por ejemplo, el valor utilizado para las arenas del Mioceno a lo largo de la costa del Golfo, Tabla A13.1).

La porosidad puede obtenerse de análisis de núcleos o de registros especiales de porosidad, cuya discusión está más allá del alcance de estos procedimientos.

Generalmente se asume que el parámetro de cementación ( $m$ ) es 2.0, unless se está utilizando una ecuación específica para  $F$ , o puede determinarse a partir de experimentos de laboratorio con núcleos presentados aquí.

## EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS

### RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

Coloque alrededor de 100 millas de salmuera (o agua de formación reconstituida), a utilizar para la saturación de los núcleos de roca, en un vaso de precipitados e inserte la sonda de resistividad del agua (celda de inmersión). Asegúrese de que el brine llene el pequeño tubo de vidrio que contiene el mi electrodos. Registre la resistencia registrada en el ohmímetro y multiplique por la constante de la celda de inmersión (0.001 m) para obtener  $R_w$ . También registre la temperatura de la salmuera por ejemplo, Supongamos que la temperatura del brine es 77°F y  $R_w = 176$  ohmios (registrado en el ohmímetro). La resistividad  $R_w$  es entonces:  $176 \times 0.001 = 0.176$  ohmios-m<sup>2</sup> /metro.

Suponiendo que la temperatura de formación es 155°F, convertir la resistividad medida a temperatura de laboratorio a thmi resistividad a temperatura de formación usando la ecuación de ARP

$$R_2 = R_1 \times \left( \frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right)$$

$$R_{w(155^\circ)} = 0.176 \times \left( \frac{77 + 6.77}{155 + 6.777} \right) = 0.0091 \text{ ohm-m}^2/\text{m} \quad (\text{A13.2})$$

### RESISTIVIDAD DE ROCA SATURADA CON SALMUERA

1. Revise el manual de instrucciones para operar la igualacion de resistividad. Usando eso, y cualquier instrucción adicional dada por el instructor de laboratorio, familiarizarse con el instrumento.
2. Corte un núcleo del tamaño requerido por el instrumento y completamente saturarlo con la salmuera previamente probada. Envuelva el núcleo con Los trozo de papel saturado con la salmuera y cortarlo de modo que quede 3 mm desde los extremos del núcleo. Esto es para evitar la evaporación del agua desde el núcleo mientras se realiza la medición.
3. Con la unidad en la posición de prueba, verifique el valor de calibración realizando un iguale la resistividad poniendo el medidor a cero usando la perilla de control outpur. Establezca la resistencia variable en 300 ohmios y lanza el interruptor de coincidencia potencial Luego observe la dirección en la que thmi nortemiedle se mueve. Establezca la variable resistor a 700 ohmios y tirar

El interruptor-de-fósforo-potencial, y una vez más observe la dirección en la que se mueve la aguja. Finalmente, configure la resistencia variable en 500 ohmios y lanzar los interruptor-de-partido-potencial. Si la aguja está en la misma posición en ambos antes y después de que se lanza el interruptor de coincidencia potencial, la resistencia que se mide y la resistencia que se muestra en la resistencia variable son las mismas.

4. La medición de  $R_w$  ahora se puede realizar con este instrumento. Si no se hizo con un ohmímetro como se describe arriba. Conecte la celda de inmersión a la unidad de adaptación de resistividad y sumérjala en la salmuera. Asegúrese de que la salmuera llene el pequeño tubo de vidrio que contiene los electrodos. Gire el interruptor de selección a la posición *measure* y detemúne la resistencia a la salmuera ( $r_w$ ). **GIRA EL INTERRUPTOR DE PRUEBA.** Grabe el *temperature* del agua después midiéndolo con el termómetro. Multiplicar  $r_w$  por la constante de celda de inmersión (0,001 m) para obtener la resistividad de la salmuera ( $R_w$ ).
5. Para tomar medidas de resistencia central, fije el soporte del núcleo a la unidad de resistividad. Remoje dos pedazos pequeños de una toalla de papel con salmuera y péguelos a las caras de los electrodos. Esto es para asegurar un buen contacto eléctrico entre los electrodos y el núcleo. Mantenga el papel húmedo durante el experimento.
6. Coloque el núcleo (100% saturado con salmuera) en el núcleo, asegurándose de que exista una conexión firme entre el núcleo y los electrodos y luego **CIERRE LA TAPA** del soporte del núcleo.
7. Gire el interruptor de selección a *measure* y encuentra el núcleo *resistivity*. Gire el interruptor de selección para probar y *remove* el núcleo. Usando un calibrador, encuentra el diámetro,  $D$ , y la longitud,  $L$ , del núcleo.
8. Calcule el área de la cara del núcleo,  $A$ , y luego calcule la resistividad del núcleo 100% saturado con salmuera usando la siguiente ecuación:

$$R_o = (r_o A) / L \quad (A13.3)$$

9. El factor de resistencia a la formación de los dedos ahora se puede calcular a partir de la ecuación de Archie (Ecuación A13.1), porque  $S_w = 1.0$  para una salmuera saturada núcleo:

$$F = R_o / R_w \quad (A13.4)$$

10. Suponiendo que el núcleo es una piedra arenisca y seleccionando la ecuación apropiada *from* Tabla A13.1, y calculo la porosidad. Por ejemplo:

$$\phi = (0.81 / F)^{0.5} \quad (A13.5)$$

11. Calcular la tortuosidad,  $\tau$ , que es una medida de la heterogeneidad de los pares rocosos:

$$\tau = (F\phi)^2 \tag{A13.6}$$

12. Desplazar la salmuera en el núcleo con aceite usando una centrífuga, o bombeando aceite en el núcleo hasta que se logre la saturación de agua irreducible ( $S_{iw}$ ), y luego medir la resistividad del núcleo saturado de agua y aceite que contiene saturación de agua irreducible,  $R_t$ . Calcule el  $S_{iw}$  usando Archie's y compárela con la  $S_{iw}$  estimado a partir de la prueba de desplazamiento de agua:

$$S_w = \left( \frac{FR_w}{R_t} \right)^{0.5} = \left( \frac{R_o}{R_t} \right)^{0.5} \tag{A13.7}$$

13. Suponiendo que la porosidad del núcleo que se utiliza se determina de forma independiente, como se describe en la medición de la porosidad, informe y compare los resultados de la medición independiente de la porosidad con la porosidad calculada utilizando la Ecuación A13.5.

## MUESTRA (ALCULACIONES)

$$r_w = 176 \text{ ohmios.}$$

$$R_w = 176 \times 0,001 = 0,176 \text{ ohmios m.}$$

$$L = 1.95 \text{ cm} = 0,0195 \text{ m.}$$

$$D = 1,83 \text{ cm} = 0,0183 \text{ m.}$$

$$A = 0,000263 \text{ m}^2$$

$$r_0 = 422 \text{ ohmios (Resistencia de 100% núcleo saturado de salmuera).}$$

$$R_0 = (422 \times 0,000263) / 0,0195 = 5,692 \text{ ohm} \cdot \text{m}$$

$$F = 5,692 / 0,176 = 32,34$$

$$f = (0,81 / 32,34)^2 = 0,158 = 15,8\%.$$

$$t = (0,158 \times 32,34)^2 = 26,109.$$

$R_t = 47,82 \text{ ohmios} \cdot \text{m}$  (para núcleos saturados con aceite donde la salmuera está en  $S_{wi}$ ).

$$s_{iw} = [(32,34 \times 0,176) / 47,82]^{0,5} = 0,345 = 34,5\%.$$

$$m = [\log (R_w / R_r) - 2 \times \log (S_w)] / \log (f). \text{ Cuando } S_w = 1,0; \text{ metro} = \log (R_w / R_t) / \log (f).$$

Asumir :  $R_w = 300$ ;  $R_t = 7,31$ ;  $f = 0,224$ ; y  $S_w = 1,0$ , luego

$$m = \log (0,300 / 70,31) / \log (0,224) = 2,134.$$

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Explicar la influencia de la humectación relativa agua-aceite-roca en el Archie Exponente de saturación ( $n$ ).
2. Compare el factor de resistividad de la formación para arena generalmente no consolidada y el U.S. Arenas de la Edad del Mioceno de la Costa del Golfo con una porosidad de arena de 0,280. ¿Por qué hay una diferencia entre estos valores?
3. Describe la relación entre la resistividad del agua y la temperatura.  
Si la salmuera resyosactividad medida a 80°F es 0.12 ohmm, ¿cuál es la resistividad en la formación subsuperficial, que se encuentra a una temperatura de 180°F?

## REFERENCIAS

Texto, Capítulo 4.

Donaldson, E.C. y Chernoglazov, V. "Caracterización de la invasión de fluidos de lodo de perforación." JPSE, vol. 1 de agosto. 1987, páginas 3-13.

Donaldson, E.C., Madjidi, A. y blanco, L. "Mapeo de conductividad para determinar Saturación de fluido entre pozos." JPSE, vol. 5, abr. 1991, págs. 247-259.

Donaldson, E.C. y Siddiqui, T. K. "Relación entre el exponente de saturación de Archie y la humectabilidad." *SPE Formación Evaluación*, Septiembre. 1989, págs. 359-362.

Helandrmir, D.P. *Fundamentos de la formación Evaluación*. Publ. Petróleo y Gas., Tulsa, Okay, 1983: Capítulo 4.



# SUPERFICIE Y TENSIONES INTERFACIALES

## INTRODUCCIÓN

La atracción entre las moléculas de un líquido en la superficie está sujeta a una fuerza neta dirigida hacia el líquido a granel. Esto da como resultado la formación de una estructura similar a una película, o membrana, en la superficie que resiste el cambio. Por lo tanto, se debe trabajar para crear una nueva superficie y la superficie del líquido tenderá a ajustarse de tal manera que se minimice.  $\gamma$  es su superficie. La tensión superficial es la fuerza por unidad de longitud requerida para crear una nueva superficie.

El término "tensión superficial" se refiere a la tensión de la superficie de un líquido en contacto con un gas (generalmente aire). "Tensión interfacial  $\sigma$ ", que significa lo mismo, se usa generalmente cuando se refiere a la tensión de una interfaz entre dos líquidos.

Las unidades SI de tensión interfacial son mili-Newtons por metro ( $N \times 10^{-3} / m$ ), que es exactamente igual a la ahora obsoleta unidad dinas por centímetro.

## EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS

Varios métodos para medir  $\gamma$  se han desarrollado tensiones interfaciales. Los dos métodos seleccionados para este experimento son: (a) el

Método de anillo duNouy que emplea una balanza analítica de haz para medir la fuerza necesaria para tirar del anillo a través de la interfaz, y (segundo) el método de elevación capilar. La limpieza absoluta es esencial para estos experimentos.

#### Método del anillo

1. Seleccione un anillo duNouy de platino y mida su diámetro con precisión.  
Mantenga el anillo en una llama hasta que esté de color rojo para quemar cualquier materia orgánica residual que pueda haber quedado de su último uso.  
Cuando el anillo se haya enfriado, sitíelo en el gancho en el extremo izquierdo de la palanca de equilibrio analítico de la viga.
2. Coloque el fluido cuya tensión interfacial aire-líquido (tensión superficial) se va a medir en un vaso de precipitados de aproximadamente 2 pulgadas de diámetro para evitar efectos de pared.
3. Sumerja el anillo de platino en el líquido hasta que esté justo debajo de la superficie.  
y ajustar el equilibrio al equilibrio.
4. Baje lentamente el vaso de precipitados para que el anillo rompa gradualmente la superficie y registre los gramos de fuerza necesarios para atravesar la superficie.  
Repita el experimento varias veces para ganar habilidad y mejorar la precisión.
5. Calcule la tensión interfacial (IFT) usando la ecuación A14.1:

$$\text{IFT} = \text{grams} \times g_c / 2\pi d \quad (\text{A14.1})$$

Donde: IFT = tensión interfacial (N x 10<sup>-3</sup> /metro).

g = gramos-fuerza medida con la balanza analítica.

g<sub>c</sub> = constante gravitacional (980 cm / s<sup>2</sup>).

d = diámetro del anillo.

Hay instrumentos disponibles que miden la IFT directamente cuando se tira del anillo (a veces automáticamente) a través de la interfaz del líquido. Todos se basan en el mismo principio y utilizan la relación expresada por la Ecuación A14.1.

La tensión interfacial entre dos líquidos se mide mediante el mismo procedimiento, pero se deben tomar ciertas precauciones para evitar la contaminación del anillo. El líquido más denso se transfiere primero al recipiente de vidrio y luego el anillo se sumerge debajo de la superficie (< 1/8 pulgada). A continuación, se vierte cuidadosamente el líquido más ligero sobre el líquido más denso hasta cubrirlo con el líquido más ligero con un grosor de aproximadamente un centímetro. En este punto, se sigue el procedimiento detallado en los pasos 1 a 5.

**Capilar Método de subida**

La altura de la subida de un líquido en un tubo capilar se expresa por:

$$h = \frac{2 \times \sigma \times \cos \theta}{r \times \rho \times g_c} \quad (\text{A14.2})$$

- Dónde:
- h = distancia a la que sube el líquido en el tubo capilar sobre la superficie abierta del líquido, cm.
  - $\sigma$  = tensión interfacial, N x 10<sup>-3</sup> / metro.
  - cos  $\theta$  = coseno del ángulo de contacto de la superficie dentro del capilar con la pared capilar.
  - r = radio del capilar, cm.
  - $\rho$  = densidad del líquido más denso, g / cm<sup>3</sup>.
  - g = constante gravitacional (980 cm / s<sup>2</sup>).

1. Inserte el tubo capilar en el vaso de precipitados de agua destilada y mida la altura de subida del agua en el tubo. Registre la temperatura del agua y obtenga la tensión interfacial de agua / aire y la densidad para esa temperatura de la Tabla A 14.1 (interpolando los valores de temperaturas no enumeradas en la mesa). Suponga que el cos  $\theta$  es igual a 1.0 y calcule el radio del capilar a partir de la ecuación A14.2. Este paso puede omitirse si el fabricante del tubo capilar ha proporcionado el diámetro exacto del tubo.
2. Seque el tubo capilar en un horno y luego colóquelo en el líquido cuyo  $\sigma$  y  $\rho$  se conocen. La tensión interfacial aire / líquido es a medirse, y medir la altura de la subida de líquido en el tubo. Suponiendo que el cos  $\theta$  = 1.0, calcule la interfaz y la tensión de la ecuación A14.2.

**TABLA A14.1**  
**TENSIÓN SUPERFICIAL (AIRE / AGUA) Y DENSIDAD DEL AGUA A VARIAS**  
**TEMPERATURAS**

Temperatura(°C)	Tensión superficial (N X 10 <sup>-3</sup> /metro)	Densidad (g / cm <sup>3</sup> )
15	73.49	0.9991
18	73.05	0.9986
20	72.75	0.9982
25	71.97	0.9971
30	71.18	0.9957

3. Si se va a medir la tensión interfacial entre dos líquidos, se deben tomar las mismas precauciones utilizadas para el método duNouy con el método de elevación capilar:
- Tape la parte superior del capilar: se puede usar un dedo, o se le puede colocar un pequeño corcho.
  - Vierta el líquido más denso en un vaso de precipitados, coloque el capilar taponado tubo en el líquido y luego vierta el líquido más ligero en la parte superior del líquido más denso hasta que esté cubierto por aproximadamente 2 cm del líquido más ligero.
  - Retire el tapón de la parte superior del capilar y deje que el líquido más denso que sube en el tubo. Mide la altura de la subida y registra la temperatura de los líquidos..
  - Utilice la densidad del líquido más denso (de un manual o de medición anterior) para calcular la tensión interfacial de Ecuación A 14.1.

## CALCULO DE MUESTRAS

### *Metodo del Anillo :*

Diámetro del duNouy anillo = 1.75 cm

Fuerza necesaria para tirar del anillo a través de la interfaz

$$= 0,8075 \text{ gramoss-fuerza}$$

$$SI T = (0.8075 \times 980) / (2 \times 3.1416 \times 1.75)$$

$$= 71.97 \text{ N} \times 10^{-3} / \text{m} \text{ (de la ecuación A14.1)}$$

### *Aumento de capillary:*

Altura de subida de agua destilada en el capilar = 0.5 cm

Temperatura del agua = 25°C

Densidad del agua a 25°C = 0.9971

cos $\theta$  = 1.0

$$r = 2 \times 71.97 / (0.5 \times 0.9971 \times 980) = 0.1473 \text{ cm} \text{ (de la ecuación A 13.2)}$$

### *Tensión superficial del queroseno:*

Altura de subida en el tubo capilar = 0.6 cm

Densidad del queroseno a 25°C = 0.8817

$$\sigma = h r d g c / 2 = 0,6 \times 0.1473 \times 0,8817 \times 980 / 2 = 38,18 \text{ N} \times 10^{-3} \text{ m}$$

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

- Suponga que una pequeña cantidad de detergente igual contamina el agua que se utiliza para determinar el radio del tubo capilar.

- ¿Qué haría esto con la altura a la que se elevaría el agua en el capilar? ¿Qué le haría a la tensión superficial del agua?
2. ¿Por qué la tensión superficial de un disolvente de hidrocarburo es menor que la tensión superficial del agua a cualquier temperatura específica?

## REFERENCIAS

Texto, Capítulos 5 y 6

Amyx, J. W., Bajo, D.M., Jr. y Merlán, R.L., *Ingeniería de Reservorio del Petróleo*. McGraw Hill Publ. Co., Nueva York, NY, 1960. Capítulo 3.

Dullien, F.A.L. *Medios Porosos*. Academic Press, Nueva York. Nueva York, 1979. Capítulo 2.

# PRESIÓN CAPILAR

## INTRODUCCIÓN

Las aberturas de los poros de la mayoría de las rocas porosas tienen un tamaño de solo unas pocas micras ( $\mu\text{m}$ ). Cuando la roca contiene dos fluidos inmiscibles, uno de los fluidos tiende a mojar las superficies de la roca preferentemente y se etiqueta como "mojado" líquido. Las características de humectación relativa del sistema son funciones de las propiedades químicas del fluido y las superficies rocosas. La presión capilar es la diferencia entre la presión en la fase no humectante y en la fase de humedad:

$$P_c = P_{\text{non-wet}} - P_{\text{wet}} = \rho_{\text{wet}} g_c h = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (\text{A15.1})$$

Dónde:  $\cos \theta$  = ángulo de contacto de la fase de humectación con la pared capilar (grados).

$g_c$  = constante gravitacional ( $980 \text{ cm} / \text{S}^2$ )

$h$  = altura de la subida capilar del fluido humectante (cm).

$P_c$  = presión capilar (Pascales,  $\text{N} / \text{m}^2$ ); función de la saturación de agua.

$P_{\text{non-wet}}$  = Presión del fluido no humectante.

$P_{\text{wet}}$  = presión de la fase de humectación.

$r$  = radio del capilar (m).

$\rho_{\text{wet}}$  = densidad del fluido humectante ( $\text{g} / \text{cm}^3$ )

$\sigma$  = tensión interfacial ( $\text{N} \times 10^{-3} / \text{m}$ ).

## EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS

Hay tres métodos comunes que se utilizan para medir la presión capilar en función de la saturación de agua en las rocas. El método de inyección de mercurio es el más rápido, pero el núcleo no se puede utilizar para otras pruebas después de la inyección de mercurio porque el mercurio no se puede eliminar de la roca. Adicionalmente, la curva de inyección de mercurio no proporciona datos sobre el histéresis capilares. Sin embargo, debido a que mira un método rápido para obtener datos de presión capilar en muestras de forma irregular (se puede utilizar cualquier forma), permanece como una de las pruebas petrofísicas estándar.

Un segundo método es el uso de un poroso diáfragma, que se basa en la selección de un disco poroso adecuado para proporcionar una barrera que excluya el paso del fluido no humectante y permita el paso del fluido humectante. Se pueden fabricar porcelanas con baja permeabilidad ( $< 5$  mD) y aberturas pareadoras muy uniformes; por lo tanto, eso es el material más utilizado para el diafragma poroso. Cuando se utilizan sistemas mojados por agua, el diáfragma está saturado de agua y se le coloca un núcleo en buen contacto capilar. Entonces, la presión ejercida en la fase no humectante (gas o aceite) se registra para los desplazamientos incrementales de agua. El desplazamiento también puede ser reverso saturando el disco con la fase no humectante y registrando la presión requerida para desplazar los volúmenes incrementales del fluido no humectante. El inconveniente de este método es el largo período de tiempo necesario para completar la prueba (a veces varias semanas), porque hay que esperar a que se complete el desplazamiento de fluido incremental después de cada aumento de presión.

El tercer método es el método de centrifugación. Los núcleos se colocan en soportes especialmente diseñados equipados para recoger agua o aceite en un portan calibrado del soporte de núcleos. Luego se usa una centrífuga para desplazar uno de los fluidos por fuerza centrífuga. La velocidad angular de la centrífuga (revoluciones por minuto) se incrementa en incrementos y se mide la cantidad de fluido desplazado en cada velocidad incremental. La presión capilar se calcula a partir de la fuerza centrífuga.

### PREPARACIÓN DEL NÚCLEO PARA MEDIDA DE PRESIÓN CAPILAR

1. Corte el núcleo y asegúrese de que los extremos del núcleo estén lisos y paralelos.
2. Extraiga los hidrocarburos del núcleo por extracción con disolvente.
3. Seque el núcleo y mida su permeabilidad utilizando flujo de gas.
4. Mida la porosidad del núcleo mediante cualquier método conveniente y calcule volumen de poro,  $V_p$ .

5. Pesar el núcleo seco, saturar con el fluido que se va a distribuir, y pesar de nuevo. Usando la densidad del fluido, calcule el volumen de poros y compárelo con el volumen de poros del Paso 4.

## MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO

Se requieren calibraciones antes de que el instrumento de inyección de mercurio esté listo para su uso. Primero, el volumen de thmi La cámara de muestra se mide evacuando el sistema y luego inyectando mercurio en la marca de referencia inferior. La escala de lectura se pone a cero, y la cantidad de mercurio necesaria para alcanzar la marca superior se registra como el volumen de la cámara de muestra. La segunda calibración consiste en ejecutar un blanco (con un núcleo en la cámara de muestra) para obtener un instrumento expansi n calibración en función de la presión.

Se coloca una muestra de núcleo seco en la cámara de muestra del mercurio Aparato de inyección. El pistón de la bomba se retira y el Sistema es evacuado. La válvula de vacío se cierra y se inyecta mercurio en la cámara de muestra. Cuando el nivel de mercurio alcanza la marca de referencia más baja, la escala de lectura y el nonio están configurados para leer el volumen de la cámara de muestra. Luego se inyecta mercurio en la cámara de muestra hasta que alcanza la marca de referencia superior, la escala de lectura y el vernier se establecen para leer el volumen de la cámara de muestra. Luego se inyecta mercurio en la cámara de muestra hasta que alcanza la marca de referencia superior. El volumen total de la muestra se lee directamente de la escala de la bomba móvil y los números del dial del volante. El dial del volante y la escala de la bomba están ajustados para leer exactamente 0.000 cm<sup>3</sup>. Luego, la válvula de vacío se cierra abriendo la válvula de purga, y el gas nitrógeno es admitido en el sistema hasta el nivel de mercurio. Es 4-5 mm por debajo de la marca de referencia superior. Se anota la presión del sistema y, al operar la bomba, se inyecta mercurio en la cámara de muestra hasta que alcanza la marca de referencia superior. El volumen de mercurio inyectado en el núcleo se anota. Una vez que se alcanza la presión atmosférica en el sistema, se aplica presión utilizando el gas nitrógeno comprimido. Después de cada inyección incremental de mercurio hasta la marca de referencia superior, un período de espera de 2-5 minutos se imponen para permitir que el sistema alcance el equilibrio. El procedimiento se repite durante varios intervalos hasta que se alcanza una presión de aproximadamente 800 psi. El volumen de mercurio inyectado corresponde al volumen de la fase no humectante, porque el mercurio es un fluido no humectante, mientras que el vapor de mercurio corresponde a una fase de humectación. Cada incremento de presión incremental se ( $P_e$ ) se plotea frente a la correspondiente saturación de la fase de humectación.

## MÉTODO DE DIAFRAGMA POROSO

1. En la Figura A15 se presenta un diagrama esquemático de la celda de presión de diafragma en la Figura A.15. La base, junto con el diafragma



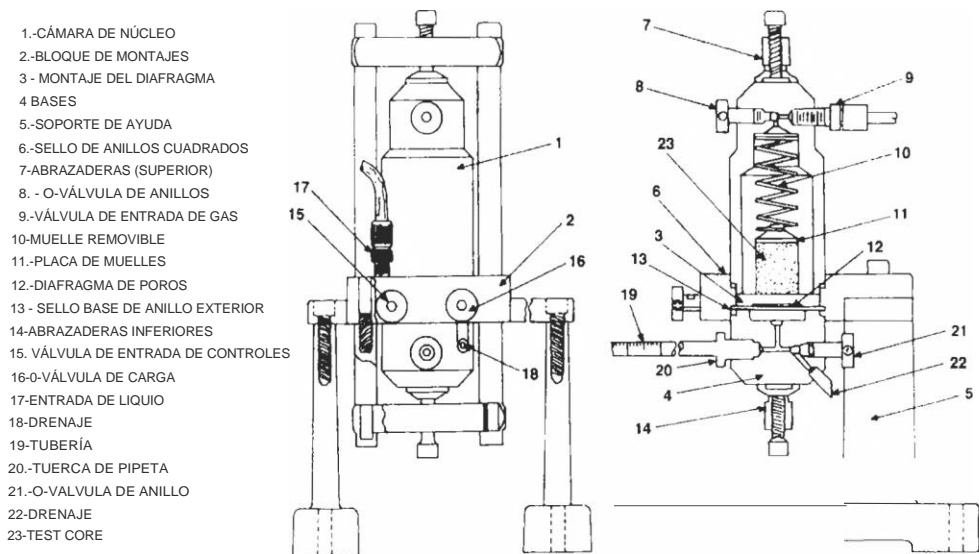


Figura A15.1. Celda de presión de diaphragma Rusea para medición  $r$ -F Capilary presión.

- en conjunto, Se desconecta y se retira la pipeta (19) de la base.
- 2.El diafragma se seca en el horno con el núcleo a ensayar y luego el diafragma y el núcleo se evacúan durante al menos 5 horas. El fluido que se utilizará como fluido de saturación también se evacúa durante un breve período para eliminar los gases disueltos antes de entrar en contacto con el núcleo y el diafragma.
  3. Mientras se mantiene el vacío en el sistema, el fluido saturante se introduce lentamente en el diaphragm y el núcleo evacuados hasta que se sumergen al menos 1/2 pulgada. Después de una hora, aire es admitido lentamente a el sistema hasta que se alcance la presión atmosférica.
  4. La válvula de la base (21) está cerrada, y mientras tapa la salida de la tuerca de la pipeta con un dedo, la cavidad del diafragma assembly está llena de líquido. El aire se desplaza de los canales de flujo de la base a través de la salida de la pipeta y se drena abriéndolos ligeramente.
  5. Engrase el anillo cuádruple (6) y colóquelo correctamente, luego inserte el conjunto del diafragma en la cavidad y manténgalo firmemente en su lugar.
  6. Se inserta una pipeta de tamaño adecuado (estime el volumen de fluido a desplazar para la selección de la pipeta) y se aprieta la tuerca.
  7. Sujete el conjunto completo de base y diafragma en la parte inferior del bloque de montaje. Coloque un trozo de papel de seda suave sobre el diafragma y satúrelo con líquido. Ahora coloque el núcleo en el papel de seda. Drene la pipeta hasta la lectura de cero, y la celda ahora está lista para mísica presión capilar urea.

8. Aplique presión de gas (aire o nitrógeno) a la cámara superior a través de la válvula de entrada de gas. (9) en incrementos de aproximadamente 2 psi. Después de cada aumento de presión, espere hasta que se detenga la recolección de líquido en la pipeta. Registre la presión y la cantidad de fluido desplazado, y luego aumentar la presión una vez más. Repita este procedimiento hasta que no se desplace más líquido del núcleo, o hasta que el gas atraviese el diafragma poroso.
9. Calcule las saturaciones promedio del núcleo después de cada paso de aumento de presión, y grafique la presión en función de la saturación del núcleo (% de volumen de poros,  $V_p$ ) para obtener la curva de presión capilar. Extrapolar la curva a 100% saturación de fluido para obtener una estimación de la presión umbral (presión requerida para mas grande poro de la muestra). La saturación irreducible ( $s_{iw}$ ) del fluido es la saturación limitante donde no se puede desplazar más fluido para un aumento continuo de la presión.

$$s_{iw}(\text{fraction}) = \frac{V_p - \text{Cum. vol. of fluid displaced}}{V_p}$$

## MÉTODO DE CENTRÍFUGA

Hay varios tipos diferentes de centrífugas disponibles para el método de centrífuga. La temperatura del cuenco, Sin embargo, debe controlarse en unos pocos grados porque los sistemas de petróleo-agua-roca se vuelven más húmedos a medida que aumenta la temperatura. Por lo tanto, la temperatura a la que se realiza la medida que se realiza siempre debe especificarse.

En las pruebas anteriores, solo se analizó el desplazamiento inicial del fluido hasta la saturación irreducible (curva de presión capilar 1, figura A1 5.2). La inyección de mercurio se puede utilizar para el desplazamiento de aire, en cuyo caso la presión capilar generalmente se representa gráficamente en función de la saturación de mercurio; o se puede usar para el desplazamiento de mercurio de un fluido humectante como el agua, y en este caso la presión capilar se representa frente a la saturación de la fase humectante. El método de diafragma poroso de punta puede usarse para el desplazamiento de una fase humectante por un gas, o el núcleo (saturado con el fluido humectante) puede cubrirse con una fase no humectante y se puede usar presión de gas para provocar el desplazamiento de la fase humectante por el no humectante. -fase de humectación. Ali de estas curvas de rendimiento PeI.

La centrífuga se puede utilizar para obtener tres curvas de desplazamiento de presión capilar (Figura A15.2):

- a. **P<sub>c</sub>-I:** Desplazamiento inicial de un fluido a saturación irreducible. Se puede usar un fluido humectante o no humectante para la saturación inicial. Sin embargo, para facilitar la comprensión, se supone que el núcleo es

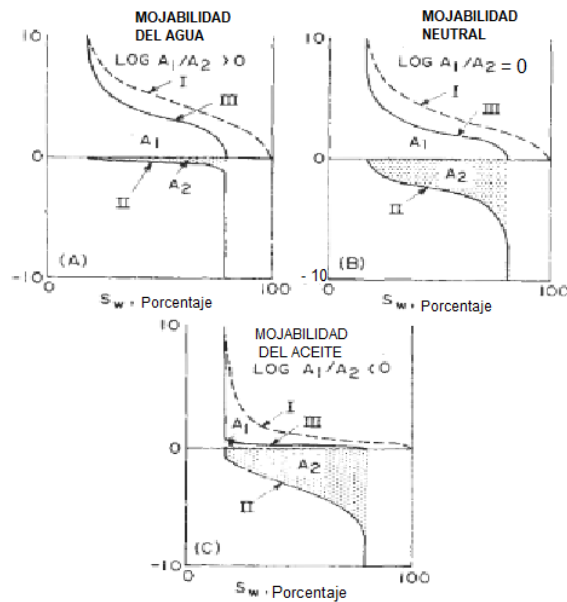


Figura A1 5.2. Curvas de presión capilar que rebotan las curvas three que se pueden obtener de displacements usando un centrifuge y calCulación de la mojabilidad por los USBM method. Para presión capilar agua-aceite, tbmi La figura muestra la Curva I para el desplazamiento de agua de un núcleo 100% saturado con agua con aceite a la saturación de agua irreducible, la Curva II representa el desplazamiento de oil por el agua a la saturación de aceite residual, y CLa urue III representa el agua de cemento (desde el núcleo saturado con agua y aceite a oi / saturación residual) hasta la saturación de agua irreducible.

- inicialmente saturado con agua, y el aceite se usa para desplazar el agua a saturación irreducible: ( $P_c \cdot I$ , Aceite »agua, de  $S_w = 1.0$  a  $S_{iw}$ ).
- b. PC-II: desplazamiento del aceite con agua a la saturación de agua equivalente a la saturación de aceite residual ( $S_{wOR} = 1 - S_{wor}$ ). Este desplazamiento es equivalente a una inundación de agua donde el agua se está desplazando de un núcleo que inicialmente estaba en saturación  $S_{iw}$ .  $S_{or}$  = saturación de aceite residual.
- C. Pc-ID: desplazamiento del agua a saturación de agua irreducible ( $S_{iw}$ ) una vez más partiendo del núcleo saturado con agua y aceite en saturación  $S_{wor}$  ( $P_c \cdot III$ , aceire »agua, de  $S_{wor}$  a  $S_{iw}$ ).

#### Procedimiento de centrifugación

1. Tapones de núcleo pequeño para medición centrífuga (2,5 cm en dia por 2,5 cm de largo) deben estar revestidos con un tubo interior de Viton delgado rodeado

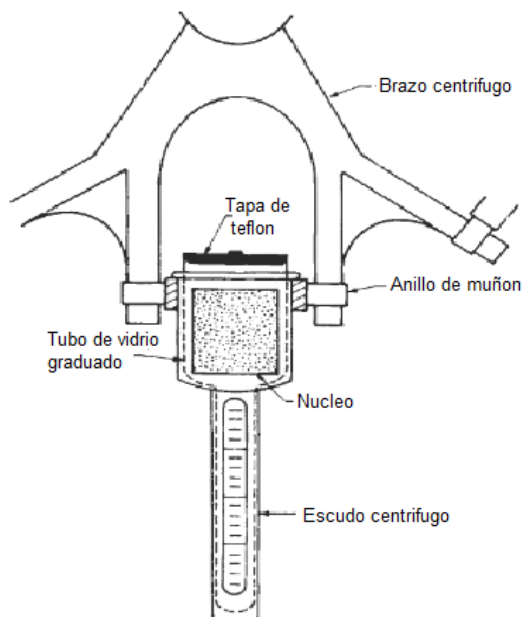


Figura A15.3. Corebolder del tubo de centrifuga ensamblado para el desplazamiento de agua por aceite o aire.

por tubo de teflón termocontraíble. La reducción de la superficie expuesta es del 67%. Sin la chaqueta, es difícil controlar las películas de fluido externas al cambiar los porta núcleos al final de las corridas, y pueden ocurrir grandes errores de medición de saturación.

(Pc-I): Al menos dos núcleos saturados se colocan en tubos centrales de centrifuga graduados, y los tubos están llenos de aceite (Figura A1 5.3). Luego se colocan los tubos de los dedos en los escudos metálicos, y los pesos de los conjuntos se ajustan con pesos pequeños hasta que sean iguales.

2. Los conjuntos se colocan en el baúl en anillos uno frente al otro en la centrifugadora.
3. Para completar la prueba de humectabilidad USBM en un solo día, la velocidad de la centrifuga puede aumentarse hasta el máximo que se logra operar. Se opera a la velocidad máxima hasta que se detiene el desplazamiento del agua, como se observa usando una luz estroboscópica. El desplazamiento de agua generalmente se detendrá en quince minutos para obtener un aceite ligero (gravedad API > 20)

y dentro de los 30 minutos para un aceite pesado. El agua disLa ubicación se utiliza para calcular la saturación de agua irreducible, que es el punto de partida para la prueba de humectabilidad USBM.

Si el aceite-d inicial<sup>vos</sup>Curva de presión capilar de agua de colocación ( $P_{c-I}$ ), la centrífuga se inicia a bajas RPM (200 o menos). Usando una luz estroboscópica, los volúmenes de se registra el agua recogida en el extremo graduado de los tubos porta-núcleos.

La presión capilar en el extremo superior del núcleo,  $P_{c1}$ , yos calculado utilizando la ecuación Al 5.2 y representado frente a la saturación de agua correspondiente en la parte superior del núcleo,  $S_{wi}$ , usando la ecuación Al 5.3 o Al 5.4. Ocasión todos y la pendiente de la curva  $S_a$  versus  $P_c$  ( $dS_a / dP_c$ ) es tan grande que estas correcciones no se pueden aplicar; en esos casos, la saturación promedio frente a la presión capilar se utilizan para determinar el índice de humectabilidad.

4. (**P<sub>c-II</sub>**): Los núcleos (que contienen agua en  $S_{jw}$  y aceite) se eliminan desde los tubos porta-núcleos de vidrio y colocados en un segundo Pensilvania<sup>or</sup> de tubo de núcleo de vidrio. Luego, los tubos se llenan completamente con agua y se tapan. Se toma la precaución de minimizar el tiempo empleado en transferrir el núcleo de un núcleo de centrífuga de vidrio-tubo a otro para evitar la pérdida de fluido del núcleo debido a la evaporación. El cormi-Los tubos se invierten y se colocan en escudos de centrífuga de metal, y los pesos de los dos conjuntos se ajustan a cero (Figura Al5.4).
5. Los conjuntos se colocan en anillos de muñón y se centrifugan a velocidades centrífugas incrementales como antes. El volumen de aceite desplazado a la parte superior, en el extremo graduado de los tubos de núcleo, se mide en cada incremento de RPM.
6. La presión capilar y la saturación de agua. ( $P_{c-II}$ ) son cálculounted usando las ecuaciones Al 5.2 y Al 5.3. La diferencia de densidad se invierte, flexible un valor de presión capilar negativo ( $p_0 - P_w$ ) para el desplazamiento de  $S_{jw}$  a  $S_{wunr}$ . El radio del brazo centrífugo para este desplazamiento mint es diferente de la utilizada en el primer desplazamiento (Tabla Al 5.1).
7. (**P<sub>c-III</sub>**): Los núcleos se extraen de los tubos de núcleo de centrífuga de vidrio y colocado en un nuevo conjunto. Los núcleos se sumergen en aceite y los tubos de núcleo se insertan en el escudo de centrífuga apropiado. Calcule la presión capilar y la saturación en la parte superior del núcleo usando las ecuaciones Al 5.2 y Al 5.3.
8. Los conjuntos se colocan en un anillo de muñón y se centrifugado una vez mas a velocidades centrífugas incrementales hasta el límite de la centrífuga, o para algunos preser límite. Los volúmenes estabilizados desplazados en miCada velocidad de rotación incremental se registran y los valores capilares miLa seguridad se calcula usando la Ecuación Al 5.1.

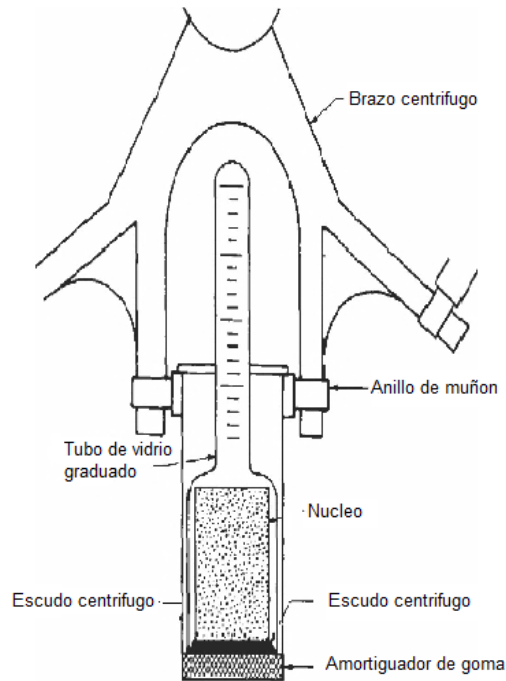


Figura A1 5.4. Corebolder de tubo de centrifuga ensamblado para desplazamiento de aceite por agua o aire.

TABLA A15.1

P<sub>C</sub> CURVE II. SALMUERA DESPLAZAMIENTO DE ACEITE CRUDO DE S<sub>iw</sub> A Swor

RPM	Disp. De aceite (cm <sup>3</sup> )	SA	P <sub>C1</sub> (PSI)
0	0.000	0,221	0.000
300	0.600	1.416	-0.040
750	0.650	0.432	-0.253
1200	1,175	0.063	-0.647
1,650	1.400	0,676	-1.223
2,210	1.575	0,732	-2.194
2600	1.625	0,749	-3.036
3280	1.650	0,757	-4.832
3.650	1.750	0,789	-5.984
4.090	1.700	0,773	-7.513
4.610	1.750	0,789	-9.545

Constantes HYPER para P<sub>C1</sub> = f (S<sub>a</sub>)

$$A = -0.0605 \quad B = -1.1824 \quad C = -1.9016$$

$V_p = 3.08$ ; Porosidad = 0.238;  $K = 3,422$ ;  $L = 2.55$ ;  $R_2 = 16.68$ ; Densidad de salmuera = 1.01; Densidad de aceite = 0.938;  $P_c = 1.588 \times 10^{-7} \times 0.072 \times (R_2 - L/2) \times L \times RPM^2$

### Cálculo de la presión y la saturación capilar

Los núcleos, que están saturados con una o dos fases y rodeados por la fase fluida de desplazamiento, giran en la centrífuga a velocidades incrementales. El fluido expulsado se mide a cada velocidad incremental con la ayuda de una luz estroboscópica, lo que produce la saturación de fluido promedio del núcleo. Saturación del dedo del pie a lo largo del núcleo, sin embargo, varía desde un valor bajo en la entrada hasta el 100% en la salida, mientras que la presión capilar presenta un máximo en la entrada y cero en la salida. La presión capilar máxima en la entrada del núcleo se calcula a partir de la Ecuación A15.2. La saturación en el extremo de entrada del núcleo (correspondiente a la máxima saturación de presión capilar) se calcula a partir de las siguientes ecuaciones:

$$P_{c1} = 1.096 \times 10^{-6} \times (\rho_w - \rho_o) \times N^2 \times \left( R_2 - \frac{L}{2} \right) \times L \quad (A15.2)$$

$$S_1 = S_{AV} + \left[ \frac{2R}{1+R} \right] \times P_{c1} \times \left[ \frac{dS_{AV}}{dP_{c1}} \right] \\ + \left[ \frac{R}{1+R} \right] \int_0^{P_{c1}} \left( \frac{1 - [1 - (P_c/P_{c1})(1 - R^2)]^{0.5}}{1 - [(P_c/P_{c1})(1 - R^2)]^{0.5}} \right) \\ \times \frac{dS_{AV}}{dP_{c1}} \times dP_c \quad (A15.3)$$

$$S_1 = \frac{d}{dP_{c1}} [P_{c1} \times S_{AV}] = S_{AV} + P_{c1} \times \frac{dS_{AV}}{dP_{c1}} \quad (A15.4)$$

L = longitud del núcleo, cm.

N = velocidad de centrifugado, revoluciones por minute (RPM).

$P_c$  = presión capilar en cualquier punto del núcleo.

$P_c(AV)$  = presión capilar en el centro del núcleo, kPa.

$P_{c1}$  = presión capilar en el extremo de entrada del núcleo, kPa.

$R = R_1 / R_2$ .

$R_1$  = centrifugar ann radio hasta el extremo de entrada del núcleo, cm.

$R_2$  = centrifugar el radio del anillo hasta el extremo de salida del núcleo, cm.

S = saturación de salmuera en cualquier punto del núcleo.

$S_{AV}$  = saturación media de salmuera

$S_1$  = saturación en el extremo de entrada del núcleo.

$\rho_o$  = densidad del aceite, g / cm<sup>3</sup>.

$\rho_w$  = densidad del agua (salmuera), g / cm<sup>3</sup>.

Hassler y Brunner (1945) propusieron una solución (Ecuación A1 5.4), que es una simplificación hecha despreciando el gradiente de gravedad centrífugo y asumiendo que  $R_1 / R_2 = 1.0$ . Esta aproximación se utiliza con frecuencia cuando  $R_1 / R_2 > 0,7$ ; sin embargo, para valores inferiores a 0,7 se producirán errores.

#### Índice de humectabilidad USBM

El índice de humectabilidad USBM UNED) se define como el logaritmo de la razón de: (1) el área bajo  $P_c \cdot III$  de  $P_e = 0$  a  $P_e$  en  $S_w = S_{jw}$  dividido por (2) el área bajo  $P_c$ -II de  $P_c = 0$  a  $P_c$  en  $S_w = S_{wor}$ , Figura A15.2. El área debajo de la curva se puede determinar haciendo coincidir primero la curva con una solución de mínimos cuadrados de la hipérbola (Ecuación A1 5.5) e integrando la expresión analítica, usando la regla de Simpson, o simplemente usando un planímetro.

$$P_c = \frac{1.0 + A \times S_w}{B + C \times S_w} \quad (A15.5)$$

$$I_u = \log (A_1/A_2) \quad (A15.6)$$

Neutral, o 50% / 50% de humectación relativa de las dos fases, ocurre en  $I_u = 0.0$ ; el aumento de los valores positivos representa un aumento de la condición de humedad, mientras que los valores negativos crecientes representan condiciones crecientes de humedad por petróleo. El problema de ejemplo siguiente presenta una humectabilidad de -0.085, lo que significa que este sistema agua-aceite-roca está ligeramente húmedo por aceite.

#### Energía requerida para el desplazamiento de fluidos

El área bajo la curva de presión capilar representa la energía termodinámica requerida para el desplazamiento del volumen de fluido desde el núcleo.:

$$dF = P_c \times d(S_w \times V_p) \text{ entre los límites del cambio de saturación} \quad (A15.7)$$

Dónde:  $F$  = energía libre de desplazamiento, Joules (Nm) / volumen desplazado.

$P_c$  = presión capilar, Pascal (N / m<sup>2</sup>).

$V_p$  = volumen de poros, m<sup>3</sup>.

## CALCULO DE MUESTRA

No se determinó la Curva 1 de presión capilar (Figura A1 5.2). Se utilizó petróleo crudo para desplazar la salmuera a una saturación de agua irreducible a alta



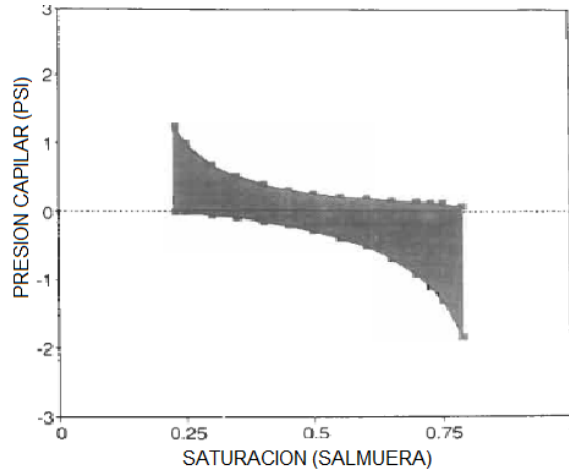


Figura A15.5. Curvas de presión capilar II y III (Figura A 15.2) emparejado con a Solución de mínimos cuadrados utilizando el programa HYPERJ para la determinación de las áreas bajo las curvas, la estabilidad y la energía requerida para el desplazamiento del fluido.

Velocidad de centrifugado. Las curvas II y III, que se utilizan para determinar el índice de humectabilidad USBM, se obtuvieron como se explicó anteriormente. Las curvas se corrigieron utilizando la corrección de Hassler-Brunner más simple con la ayuda de los mínimos cuadrados ajuste de las curvas de presión capilar utilizando el programa HYPER. Todos los datos y resultados se presentan en las Tablas A15.1 a A15.7 y se ilustran en la Figura A15.5.

El programa HYPER se utiliza primero para ajuste  $S_a = f(P_{c_i})$  y obtener la pendiente  $(dS_a / Dp_c)$  para la corrección de Hassler-Brunner (constantes  $A_1, B_1$  y  $C_1$ ). Eso luego se usa una segunda vez (para las constantes  $A_2, B_2$  y  $C_2$ ) para obtener un ajuste para  $S_{w1} = f(P_{c1})$ ; esta curva se utiliza para obtener el área para el índice de mojabilidad por integración entre los límites de saturación ( $S_{iw}$  a  $S_{wor}$ ),

La presión capilar se expresó en psi; en consecuencia, el área bajo las curvas tiene las unidades de psi porque el eje  $P_c$  se expresa en psi y el eje  $S_w$  es adimensional. La energía de desplazamiento por volumen de fluido desplazado es el área multiplicada por el volumen pare, lo que produce las unidades de psi x  $cm^3$ . Esto luego se convierte a unidades SI cambiando el psi a Pascales y luego  $cm^3$  a  $m^3$  de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} (\text{psi} \times \text{cm}^3) \times (6,985 \text{ Pa} / \text{psi}) \times (\text{m}^3 / \text{cm}^3 \times 10^{-6}) &= \text{Pa} \times \text{m}^3 \\ &= (\text{N} / \text{m}^2) \times \text{m}^3 = \text{Julios} \end{aligned}$$

**TABLA: A15.2**  
**CALCULO DE S<sub>wI</sub> UTILIZANDO EL MÉTODO HASSLER-BRUNNER**

S <sub>av</sub>	PC1	dS / dPc	Pc x dS / Dpc	S <sub>wI</sub>
0,221	0.000	-0,259	0.000	0,221
0.416	-0.040	-0,034	1.001	0.417
0.432	-0,253	-0,024	0,006	0.438
0,603	-0,647	-0.016	0,011	0,613
0,676	-1,223	-0.062	0,076	0.752
0,732	-2.194	-0.119	0.261	0,883
0.749	-3.036	-0.138	0.420	1,168
0.757	-4.832	-0.148	0.718	1,474
0,789	-5.932	-0,193	1,156	1.945
0.773	-7.513	-0,170	1.278	2.051
0.789	-9.545	-0,193	1.844	2.633

$S_{wI} = S_{av} + P_{HP} \times dS_{av} / Dp_{HP}; dS_{av} / dp_c = (1 + C \times S_{av})^2 / (B - AC)$  *Salmuera incremento de saturación; antes, Sav < SwI · (donde: SwI = saturación de agua de entrada; Sav= saturación de agua promedio; P<sub>HP</sub> = presión capilar de HYPER).*

**TABLA: A15.3**  
**Pc1 INCLUSO EN INCREMENTOS DE S<sub>w</sub> (1)**

S <sub>wI</sub>	
0,228	0.007
0,250	-0.008
0.300	-0.044
0.350	-0,086
0.400	-0,136
0.450	-0.197
0.500	-0,273
0.550	-0.369
0,600	-0,495
0,650	-0.666
0,700	-0.915
0,726	-1.095

*Ajuste HIPER de valores corregidos de Sa a SwI  
 De SIw (0,2213) a Swor (0.7891) /. A2= 0.1141;  
 B2 = -0.4783; C2 = -1.0841.*

**PREGUNTAS Y PROBLEMAS**

- 1.¿Cuáles son algunas aplicaciones de las curvas de presión capilar?
2. ¿Cómo se hacen equivalentes las curvas de presión capilar de mercurio a las curvas de presión capilar del agua?
- 3.¿Cuál es la función J de presión capilar? ¿Para qué se usa esto?

**TABLA: A15.4**  
**P<sub>c</sub>- CURVA III**

RPM	Salmuera	Sav	PC1 (psi)
750	0.250	0.789	0.121
1,500	0.525	0.619	0.486
1,950	0.625	0.586	0,821
2,400	1.025	0.457	1.244
2,960	1.300	0.367	1.892
3.350	1.475	0.311	2.423
4.030	1.600	0.270	3.506
4.400	1.650	0.254	4.180
4,840	1.675	0.246	5.058
5.360	1.725	0,229	6.203
5,830	1.750	0,221	7.033

Constante HIPER para  $p_c I = f(Sav)$ :  $A1 = -2.6932$ ;  $B1 = -4.8378$ ;  $C = -6.4630$   
 Reemplazo de salmuera de  $S_{wor}$  a  $S_{iw}$ ; radio de centrifugado ( $R_j$ ) = 8.68.

**TABLA: A15.5**  
**CALCULO DE S<sub>w1</sub> USANDO EL MÉTODO HASSLER-BRUNNER**

Sav	p <sub>c1</sub> (HP)	dS / dpc	P x dS / dP <sub>c</sub>	Sw1
0.789	0.121	-0,851	-0.10336	0.686
0.619	0.486	-0.452	-0,21939	0.399
0.586	0.821	-0.390	-0,32000	0.266
0,457	1.244	-0.188	-0.23366	0,223
0.367	1.892	-0,091	-0.17280	0,194
0.311	2.423	-0,048	-0,11593	0,195
0.270	3.506	-0,025	-0.08875	0,181
0,254	4.180	-0,018	-0.07645	0.177
0,246	5.058	-0,015	-0.0769	0.169
0,229	6.203	-0.010	-0.06135	0.168
0.221	7.338	-0.008	-0.05621	0,165

Disminución de la saturación de salmuera; thereforemi, Sav > S<sub>iw</sub>.

4. ¿Cuál es el valor de la presión umbral para un núcleo húmedo con aceite?
5. ¿Cuál es el número de capilares? ¿Para qué se usa esto?
6. ¿Cuál es el significado de mojabilidad?
7. a. Calcule la presión capilar, P<sub>c</sub>, en la entrada (Ecuación A 15.2)  
 y el saturación, S<sub>w</sub>, en la entrada (Ecuación A1 5.3) y graficar P<sub>c</sub> vs. S<sub>w</sub>.  
 Etiquetarlo como curva A.

TABLA: A15.6  
**P<sub>C1</sub> INCLUSO EN INCREMENTOS DE S<sub>w1</sub>**

S <sub>w1</sub>	P <sub>c1</sub>
0.789	0,098
0.750	0.112
0.700	0.131
0,650	1.154
0.600	0.182
0.550	0.216
0.500	0,260
0.450	0.317
0.400	0.395
0.350	0,507
0.300	0,685
0.250	1.005
0.221	1.340

*Ajuste HIPER de valores corregidos validos de Sav"*  
*a S<sub>w1</sub>/(desde S<sub>wor</sub> a s<sub>iw</sub>); A2 = -1.2112,*  
*B2= 0.8773; C2 = - 7,947J.*

TABLA A15.7

**HUMEDAD Y ENERGÍA DE DESPLAZAMIENTO (CALCULO UTILIZANDO LAS ÁREAS BAJO CURVAS II y III (TABLAS A15.3 Y A15.6, CONSULTE LA FIGURA A15.2)**

A2 = Área bajo NEGATIVO Curve, Pc-II = 0.250206

Alabama = Área bajo curva POSITIVA, Pc-III = 0.205808

Índice de humectabilidad = log (A1 / A2) = 0.08483

Displacemint energía para el aceite que desplaza la salmuera de S; w a Swor =

0.65 Julios / cm<sup>3</sup> = 0.031 BTIJ/ bbl

Disenergía de colocación para el agua que desplaza la salmuera de S; w a

S<sub>0or</sub> = 0.236 Julios / cm<sup>3</sup> = 0.028 BTIJ / bbl

*Uncantar las curvas HYPER, UNrmiun = (B2 X Sw / G) + [(A2 \* C2 - B2)/C22J X En (1 + C2 x Sw),*

- b. Calcule la presión capilar en la entrada (Ecuación A 15.2) y la saturación en el inlet usando la aproximación expresada en la Ecuación A15.4. Trace Pe vs Sw en el mismo gráfico utilizado en (a) y rotúlelo como curva B.
- C. Calcule la presión capilar promedio (Ecuación A1 5.5) y trácela en el mismo gráfico frente a la saturación promedio. Etiqueta esta curva C.
- d.. Compare las tres curvas y analice las desviaciones de las curvas B y C de la curva A.

## REFERENCIAS

Texto, Capítulo 5.

Amyx, JW, Bajo, D.M Jr, y merlán, RL *Ingeniería de depósito de petróleo*, McGraw Hill. Co, Nueva York, NY, 1960: Capítulo 3.

Arcomir, J.S unnd Wall, C. G. *Ingeniería del petróleo*, Graham y Trotman Publ. Co., Londres, 1986 capítulo 6.

Donaldson, E.C., Ewall, N Y Singh, B "Características de la curva de presión capilar". *JPSEi* Vol. dieciséis, Nov. 1991, páginas 249-261.

Donaldsen, E.C., Kendall, RF., Pavelka, E. A. y Cracker, M.E. "Equipo y procedimientos para pruebas de flujo de fluidos y humectabilidad de materiales geológicos." DOE/BETC / IC 791 5, NTIS, Springfield, VA, 1980 40 pp.

Hassler, G. L. y Brunner, MI. "Medición de la presión capilar en muestras de núcleos pequeños". *Trans. A / ME*, Vol. 160, 1945, págs. 114-123.

Rajans, R. R. "Solución analítica teóricamente correcta para calcular la presión capilar saturada a partir de experimentos centrífugos." *SPWLA AnuaL / Registro S: ymp, junio 9-13, 1986* páginas 1-18.

Slobod, R. L., Chambers, A.E Prehn, W, L., Jr. "Uso de centrifuga para determinación de agua connada, aceite residual, y curvas de presión capilar de pequeñas muestras centrales" *trans A.IME*, Vol. 192, 1951, páginas 127-235.

# DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PORO

## INTRODUCCIÓN

Se puede usar una curva de presión capilar aire-agua para obtener una distribución de los radios de entrada de poros promedio de un medio poroso. El aire no humedece; por lo tanto, el ángulo de contacto puede considerarse  $90^\circ$ , lo que hace que el  $\cos 0$  en la ecuación A1 5.1 sea igual a 1.0. Por tanto, la ecuación para medir el radio medio de entrada de poros es la siguiente:

$$R = 2\sigma / P_c \quad (A16.1)$$

$$R = 144 / p_c \quad (A16.2)$$

donde:  $P_c$  = presión capilar, Pascales ( $N / m^2$ ),

$R$  = tamaño medio de entrada de los poros (micrones,  $\mu m$ ),

$\sigma$  = tensión interfacial ( $m - N / m$ ) (72 por aire-agua),

La centrifugadora y campos  $S_{av} = f(p_{c1})$  saturación promedio como función de la presión capilar en el extremo de entrada del núcleo (explicado e ilustrado en el Experimento 15). La saturación promedio se corrige a la saturación de entrada del núcleo utilizando el método Rajan o el método Hassler-Brunner; pero en algunos casos, la pendiente ( $dS_w / dP_c$ ) requerida por la corrección igualaciones (para el aire que desplaza el agua) es demasiado grande para permitir que se realice la corrección. En esos casos, la saturación media se utiliza para obtener una estimación de los poros y su distribución.

## EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS

La centrífuga de análisis de núcleos utilizada para el análisis de humectabilidad (Experimento 15) también se utiliza para la determinación de las curvas de presión capilar de aire-desplazamiento-salmuera para la medición de la distribución del tamaño de los poros..

1. Corte varios núcleos al tamaño apropiado para la centrífuga de análisis de núcleos. Limpiarlos con solventes, y vaporizar y secar los núcleos.
2. Obtenga la masa de núcleos con la mayor precisión posible, saturar con salmuera de densidad conocida, y obtener la masa de los núcleos saturados.
3. Coloque los núcleos en tubos de centrífuga para la recolección de salmuera, equilibre los pares de conjuntos, y coloque los pares equilibrados en oposición en la centrífuga.
4. Comenzando con las rpm más bajas permitidas con la centrífuga, obtenga la cantidad de salmuera desplazada en función de los incrementos escalonados en la velocidad de la centrífuga. Detenga el experimento cuando no se desplace más salmuera en dos corridas sucesivas (Tabla A16. L).

## MESA A16.1A

DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DEL PORO DE UNA PIEDRA  
ARENISCA BERE A (ORE)

N (RPM)	V <sub>agua</sub>	S <sub>av</sub>	P <sub>c</sub> (psi)	P <sub>c</sub> (kPa)
1300	0,30	0.8266	4.1351	28.51
1410	0.40	0.7688	4.8645	33,54
1550	0.50	0.7110	5.8780	40,53
1700	0.60	0.6532	7.0713	48.76
1840	0,70	0.5954	8.2840	57.12
2010	0.75	0.5665	9.8854	68,16
2200	0,80	0.5376	11.8426	81,66
2500	0.90	0.4798	15.2927	105,44
2740	1,00	0.4220	18.3698	126,66
3120	1.05	0.3931	23.8184	164,23
3810	1,10	0.3642	35.5184	244,90
4510	1.20	0.3064	49.7687	343,16
5690	1.25	0.2775	79.2188	546.21

$N$  = velocidad de centrifugado, rpm

$V_{water}$  = salmuera desplazada, cm<sup>2</sup>

$S_{av}$  = unvsaturación de salmuera  $(V_p - V_{agua}) / V_p$

$P_c$  (Psi) =  $1.588 \times 10^{-7} \times 0.9988 \times (8.68 - L/2) \times L \times N^2$

$P$  (kPa) =  $6.895 \times P$  (Psi)

Cálculo de la presión capilar en función de la saturación media de agua.

$(V_p = 173; \phi = 0.170; K = 144; L = 2.01; S_{iw} = 0.278; \rho_{aire} = 0.0012)$ . Medicion centrifuga de aire desplazando el agua de  $S_w = 1.0$  a  $S_w = S_{iw}$

**TABLA A16.1B**  
**DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DEL PORO DE UN NUCLEO DE ARENISCA DE BEREÁ**

Sav	P (HIPER) (psi)	P (HÍPER) (kpa)	Ri	D(Ri)
1.000	2.258	15,570	9.249	0.367
0.950	2.682	18.490	7.788	0.454
0.900	3.167	21,840	6.593	0,549
0.850	3.731	25.724	5.598	0.598
0.800	4.391	30.279	4.756	0.767
0.750	5.177	35.697	4.034	0,890
0,700	6.127	42.249	3.408	1.022
0.650	7.300	50.331	2.861	1,162
0.600	8.782	60.550	2.378	1.312
0.550	10.716	73.885	1.949	1.471
0.500	13.345	92.014	1.565	1.639
0.450	17.127	118.092	1.219	1,817
0.400	23.033	158.812	0.907	2.003
0.350	33,549	231,323	0.623	2.198
0.300	57.533	396.688	0.363	2.403
0,278	81.631	562,846	0.256	2.496

$$R_i = 144/PAGS(kPun)$$

$$D(R_i) = (P \times V_p/R_i) \times (dS/dP)$$

$$dS/dP = -(1 + C \times S)^2 / (B - A \times C)$$

*Cálculo de la distribución del tamaño de poro en función de incrementos pares de la saturación media de salmuera. Programa HYPER se utilizó para suavizar los datos y obtener la capilla y presión para incrementos uniformes de saturación promedio. HÍPER constante: A = -15.5296; B = 17.6118; y C = -4.5064.*

## Calculo de muestra

El volumen de agua discolocado en incremental sLas velocidades de la centrífuga se utilizan para calcular la presión capilar en función de la saturación promedio como se muestra en la Tabla A16.1A.

La curva de presión capilar aire-agua es ajuste con programa HYPER (Capítulo 5), y el HYPERconsLos tantes se utilizan para obtener la presión capilar en función de yoncreadores de saturación promedio (Tabla A 16.1B). El radio de poro y la distribución del tamaño de poro correspondiente al incremento uniformes de saturación se calculan como se ilustra en la Tabla AI6.1B y unre trazado en la Figura AI6.1.

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Explica el significado de la función de distribución. Dn.
2. Analice e ilustre cómo la medición de entrada de la distribución de tamaño se pueden utilizar para evaluar el daño de la formación.



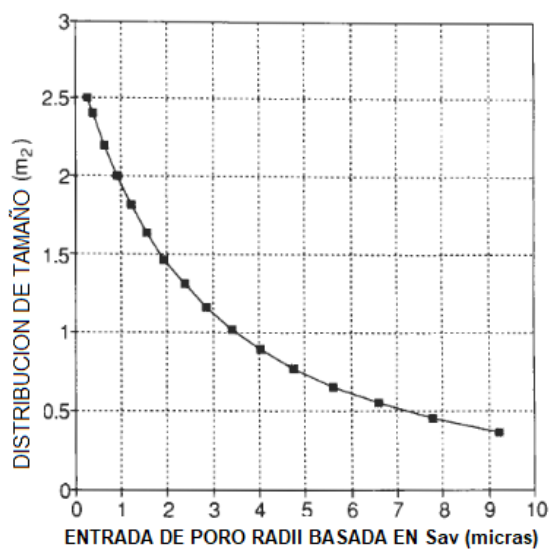


Figura A16.1. Poro miNuevo Testamentory sizmi distribución de un core determinado frometro unn atr-úater Cpresión apiüary curve.

## IIEFERENCIAS

Texto, Capítulo 5.

Amyx, J. W., Bajo, DMJr. y merlán, RL *Ingeniería de depósitos de petróleo*.  
Pub McGraw Hill. Co., Nueva York. 1960: Capítulo 3.

Burd, onordeste, NT, Gourney, L. S. y Reíchertz, P. pags. "Distribución de poros de rocas de yacimientos de petróleo." *Trans. A / ME*, Vol. 189, 1950: págs. 195-204

Donaldson, mi C. "Uso de curvas de presión capilar para el análisis de daños en la formación de pozos de producción." *SPE Paper No. 13809, Prod. Op. Sym.*, Oklahoma City, 10 de marzo-12, 1985: 7 páginas.

Dullien, FAL *PAGSorous Media* Academic Press, Nueva York, 1979: Capítulo 3 Hassler, GL y Brunner, E. "Measurement of pre capilarsseguro en pequeño núcleo muestras." *Trans. A / ME*, Vol. 160, 1945: págs. 114-123.

Rajan, R. R. "Solución analítica teóricamente correcta para calcular la presión capilar, saturación de experimentos de centrifugación." *SPWIA Ann. Inicio sesión Sym.*, 9-13 de junio de 1986: páginas. 1-18.

Torbatí, HM, Raiders, R UN, Donaldson, E.C., Mdnerney, MJ, Jenneman. GRAMO. E. y Knapp, RM "Efecto del crecimiento microbiano en los poros Entrada-s||ze distribución en núcleos de arenisca. "}. *Microb industrial iopesado*, Vol. 1, 1986: págs. 227-234.

# DETERMINACIÓN DE Z-FACTORES PARA GASES IMPERFECTOS

## INTRODUCCIÓN

El objeto de este experimento es cuantificar la presión-volumen-temperatura (PVT) comportamiento de gases imperfectos. En la Figura A17.1 se muestra un diagrama del equipo requerido: recipientes a presión, bomba de vacío, baño de agua y manómetros.

El ideal, o perfecto, ley de los gases expresa la relación presión-volumen-temperatura de un gas ideal, y es una combinación de Las leyes de Charles, Boyle y Avogadro, que son casos especiales de la ley de los gases ideales:

$$PV = nRT \quad (\text{A17.1})$$

Donde: P = presión.

V = volumen.

N = número de moles (masa / masa molecular).

R = constante de gas que depende del sistema de unidades utilizado en la Ecuación A17.1, como se indica en la Tabla A17.1.

T = temperatura.

La ley de los gases ideales contiene varios supuestos inherentes que resultan en una desviación del comportamiento de los gases reales: (1) las moléculas de gas lo hacen

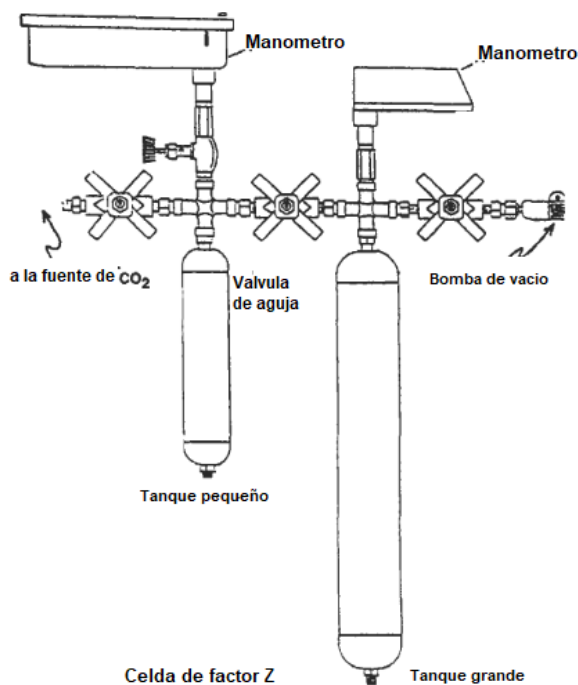


Figura A17.1 Montaje de equipos para presión-volumen-temperatura (PVT) análisis de gases imperfectos.

**TABLA: A17.1**  
VALOR NUMÉRICO DE LA LEY DE GAS CONSTANTE EN RELACIÓN CON LAS UNIDADES UTILIZADAS EN LA ECUACION DE LA LEY DE ASES

P	V	T	R	N
psi	pie	°R	10,7	libra-moles
libras / pie <sup>2</sup>	pie	°R	1545.0	libra-moles
atmósferas	ft <sup>3</sup>	°R	0.730	libra-moles
atrnosferas	cm <sup>3</sup>	K	82,1	gramo-moles
atmósferas	litros	K	0.0321	gramo-moles
mm mercurio	cm <sup>3</sup>	K	62369.0	gramo-moles
g / cm <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>	K	8.315	gramo-moles

no tienen fuerzas de atracción interactivas, (2) ellos mismos tienen volumen cero, y (3) sólo la energía que poseen las moléculas es cinética energía, que es proporcional a la temperatura absoluta. Los gases reales se acercan al comportamiento ideal sólo en condiciones especiales, como una temperatura elevada donde las fuerzas moleculares de atracción se ven disminuidas por los movimientos rápidos de las moléculas de gas y a presiones bajas donde las fuerzas intermoleculares se reducen porque las moléculas están muy separadas. Dado que el comportamiento no ideal es obvio fuera de las dos condiciones específicas mencionadas, se desarrollaron métodos para agregar correcciones a la ley de los gases ideales para tener en cuenta el comportamiento no ideal de los gases reales.

### ECUACION DE VAN DER WAALS

La corrección general de Van der Waals para  $n$  moles de un gas es:

$$\left( \frac{P + n^2 \times a}{V^2} \right) \times (V - nb) = nRT, \text{ or in cubic form:}$$

$$n^3 \left( \frac{ab}{V^2} \right) - n^2 \left( \frac{a}{V} \right) + n(Pb + RT) - PV = 0 \tag{A17.2}$$

Donde:  $a$  = compensación de las fuerzas de atracción de las moléculas.  
 $b$  = compensación por el volumen de moléculas.

Las constantes de Van der Waals son diferentes para cada gas, y las tablas de estas constantes están disponibles en manuales de química y física. Las constantes para algunos gases comunes se enumeran en la Tabla A1 7.2..

El segundo método para corregir el comportamiento no ideal es agregar un parámetro ( $Z$ ) a la ley de los gases ideales y determinar este parámetro para cualquier gas de interés. Tablas y gráficos de la compresibilidad, o factores  $Z$ ,

**TABLA: A17.2**  
**LAS CONSTANTES DE VAN DER WAALS PARA GASES**

Gas	a	b
C02	3.592	0.04267
CH4	2.253	0.04278
C2H2	4.390	0.05136
C2H4	4.471	0.05714
C2H6	5.489	0.06380

\* Esta es la única aplicación cuando las variables se expresan en las siguientes unidades  $P$  en admosferas,  $V$  en litros,  $T$  En  $K$ ,  $n$  en gramo-moles y  $R = 0.08205$ . Usando estas unidades, las constantes se expresan como:  $a$  (atm-litros<sup>2</sup>) y  $b$  (litros).

Para una amplia variedad de gases están disponibles en numerosos manuales y libros de texto. La ley de los gases no ideales (o imperfectos) es:

$$PV = ZnRT$$

(A1 7.3)

## **EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS**

1. Coloque los recipientes a presión en un baño de agua y suba la temperatura.
2. Conecte los recipientes a la bomba de vacío y evacue ambas celdas.
3. Cierre la válvula entre las dos celdas e introduzca un gas de prueba en la celda pequeña; la presión final debe ser de aproximadamente 500 psi.
4. Haga varias lecturas de la presión en las celdas más pequeñas hasta dos de ellos son los mismos. El contenido de las celdas está ahora en temperatura equilibrio.
5. Abra ligeramente la válvula entre las celdas y purgue el gas del celda más pequeña (a alta presión) en la más grande (al vacío) hasta la presión en la celda más grande alcanza aproximadamente la atmosférica presión; luego cierre la válvula.
6. Después de que las celdas alcancen el equilibrio térmico (presión constante), registre las lecturas de presión de ambas celdas.
7. Calcule el número de moles de gas sangrados en la celda más grande usando la ley de los gases ideales ( $Z = 1.0$ ).
8. Evacuar el tanque más grande, purgar el gas hasta que llegue aproximadamente la presión atmosférica una vez más, y registre tanto presiones, como antes.
9. Repita el procedimiento hasta que la presión en la celda más pequeña alcance presión atmosférica, y luego calcule los moles de gas que quedan en el sistema.
10. El número total de moles de gas introducidos en la celda pequeña en el principio es la suma de los moles sangrados del sistema y el lunares restantes en ambas células al final.
11. Utilice la ley de los gases no ideales para determinar  $Z$  en cada paso del procedimiento. (reste los lunares sangrados en cada paso de los lunares iniciales en el sistema para realizar un seguimiento de los lunares en el sistema en cada presión decremento).

## **PREGUNTAS Y PROBLEMAS**

1. Enumere todos los cálculos para cada paso del procedimiento. Grafica  $Z$  como una función de  $P$  (a la temperatura constante de la prueba) para el gas de prueba.

## 870 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

2. Obtenga las constantes de Van der Waals para el gas de prueba y calcule la moles de gas de prueba que se introdujeron inicialmente en la celda más pequeña. Compare esto con los cálculos realizados utilizando la ley de los gases ideales. Explique la diferencia.
3. Un tanque de 30 pies<sup>3</sup> que contiene dióxido de carbono se presiona hasta 600 psi a 85 ° F. ¿Cuántas libras de dióxido de carbono se colocaron en el tanque?
4. Calcule la temperatura de 0.02 lb - moles de etano contenidos en un recipiente de 6.6 ft<sup>3</sup> a una presión de 20 psia usando la ley de los gases ideales y la ecuación de Van der Waals. Compare los resultados y explique el diferencia.

## REFERENCIAS

Texto, Capítulo 7.

Craft, B. C. y Hawkins, M. F. Ingeniería de yacimientos de petróleo. Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, Nueva Jersey, 1959: Capítulo 1.

Dake, L. P. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Elsevier Science Publ. Co.,Amsterdam, 1978: Capítulo 1.

# **SEDIMENTO BÁSICO Y AGUA (BS&W)**

## **INTRODUCCIÓN**

La prueba básica de sedimentos y agua está diseñada para determinar la cantidad de agua y sedimentos, o lodos, que están presentes en un tanque de almacenamiento de petróleo crudo. Usando una centrífuga, el agua y el lodo se acumulan y miden en un tubo de centrífuga cónico.

La prueba se describe en los manuales de ASTM como D9652T. Debería ser señalado que esta prueba no elimina toda el agua contenida en el aceite. Parte del agua permanece como micelas emulsionadas que no pueden ser eliminadas por el centrífuga de baja velocidad generalmente utilizada para esta prueba. Centrífuga en forma de pera tubos que contienen un diámetro pequeño, tubo graduado en la parte inferior debe utilizarse para muestras que contienen pequeñas cantidades de BS&W.

## **EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS**

1. Coloque 50 cm<sup>3</sup> de benceno (grado industrial o mejor) en la centrífuga. tubos y añadir 50cm<sup>3</sup> del aceite a ensayar; mezclar bien. Sitio tapones (ligeramente) en la parte superior de los tubos y caliente los tubos en agua baño a 120 ° F (49 ° C) durante aproximadamente 10 minutos. Si el crudo tiene una gran cantidad de material ceroso, precaliente la mezcla de aceite y benceno a 140 ° F (60 ° C) antes de colocar los tubos en la centrífuga.

## 872 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

2. Coloque los tubos de centrífuga en soportes o protectores, proporcionados para el tipo del tubo que se está utilizando, y utilice una balanza para hacer coincidir los pares de centrífugas tubos agregando o restando pequeñas cantidades de líquido de los tubos. Coloque los pares de tubos uno frente al otro en los anillos del muñón. Las muestras se centrifugan a suficientes RPM para producir un mínimo fuerza centrífuga relativa (RCF) de 600 en las puntas de los tubos. El RCF se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{RPM} = 265 \times (7) \quad (\text{A18.1})$$

Donde:

RCF = fuerza centrífuga relativa.

d = diámetro de rotación (pulgadas). Mide el radio desde el centro del brazo giratorio hasta la punta de los tubos y multiplicar por 2,0.

3. Centrifugue durante 10 minutos y registre la cantidad de BS&W recolectada en la parte inferior de los tubos. Recalentar en el baño de agua y centrifugar. una vez más durante otros 10 minutos. Registre la segunda medida. Si las medidas no son iguales, repita el calentamiento y el centrifugado. Cuatro repeticiones debe ser el número máximo requerido para obtener medidas estabilizadas.
4. La medición combinada (agua y sedimentos) en el tubo es reportado como porcentaje BS&W.

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Pruebe varios petróleos crudos para sedimentos básicos y agua (BS & w).
2. ¿Cuáles son las fuerzas que actúan sobre la mezcla de fluidos y sedimentos que
3. ¿Por qué se prefiere una centrífuga para esta prueba? causar su separación?

## REFERENCIAS

Texto, Capítulo 9.

Texto ASTM D96-52T.



# PUNTO - CARGAR

## PRUEBA DE RESISTENCIA

### INTRODUCCIÓN

La prueba de carga puntual está diseñada para proporcionar una prueba de índice rápida y portátil. para la fuerza de la roca. Una muestra se comprime entre conos de acero macizo. que generan tensión de tracción normal al eje de carga. La carga puntual El índice de fuerza ( $I_p$ ) se define como la carga (presión) medida en el punto de falla de la muestra de roca ( $F_a$ ) dividido por la distancia entre Platos cónicos en el momento de la falla ( $L_p$ ).

Las pruebas empíricas han revelado una correlación directa del índice  $I_p$  con la resistencia a la compresión uniaxial de la roca cuando la prueba se realiza utilizando un núcleo cilíndrico (la longitud del núcleo es superior a 1,4 veces la diámetro del núcleo) y se realiza la prueba diametral.

### EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS

El equipo de prueba de carga puntual se ilustra en el texto (Figuras 7.19 y 7,20). Consiste en una bomba hidráulica conectada a un máximo indicador de presión que mide la carga aplicada ( $F_a$ , psi) y una platina cónica móvil. También está equipado con un medidor de distancia sistema para indicar la distancia,  $L_p$ , entre los puntos de contacto de la platina cuando ocurre la falla.

El sistema de carga debe ajustarse para aceptar y probar la roca disponible. especímenes; por ejemplo, en el rango de tamaño de 25-100 mm para un máximo capacidad de carga de 50 kN.

## 874 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

Las muestras normalmente deben analizarse cuando están saturadas con salmuera para simular condiciones naturales de fuerza; sin embargo, las muestras secadas al horno también puede ser probado. La humedad ambiental debilita la roca, por lo tanto, el horno es necesario secar y probar inmediatamente después del enfriamiento para resultados.

- a) **Prueba diametral:** Prepare una muestra de núcleo con una longitud / diámetro relación igual o superior a 1,4. La muestra se inserta en la prueba. La máquina y los platos están cerrados para hacer contacto a lo largo del núcleo. diámetro en el centro. La distancia,  $L$ , se registra y la carga es aumentado hasta el fracaso. La carga de falla,  $F_a$ , y la distancia recorrida por se registran los platos,  $L$ .
- b) **Ensayo axial:** Prepare muestras de núcleos con proporciones de 1 1,1 f 0,5. La muestra se inserta en la máquina de prueba y el los platos están cerrados para hacer contacto a lo largo del eje del núcleo. La distancia,  $L$ , se registra y la carga aumenta hasta la falla. La carga de fallas,  $F_a$ , y la distancia recorrida,  $L$ , se registran.
- c) **Ensayo de terrones irregulares:** terrones de roca con un diámetro de 50 mm y la relación entre el diámetro más largo y el más corto de entre 1.0 y 1,4 Estan preparados. Las muestras se insertan en la máquina de prueba con contacto a lo largo del diámetro más largo del bulto. La carga se aplica y  $F_a$  y  $L$  están registrados.

## CÁLCULOS DE MUESTRA

El índice de fuerza de carga puntual,  $I_s$ , se define por la relación:

$$F_a I_s = L s^2 \quad (A19.1)$$

Para la clasificación estándar, el índice  $I_s$  debe corregirse al valor equivalente de muestras de 50 mm (cuando se utilizan otros tamaños) utilizando la tabla de corrección (Figura A8.1). Por ejemplo, el valor medido de un núcleo de 90 mm es 0,9 MN / m<sup>2</sup> para una muestra de dureza media. El  $I_s$  (50) el valor es 1,1 MN / m<sup>2</sup>.

Pruebas de correlación empírica entre la resistencia a la compresión uniaxial y el índice de prueba de carga puntual han mostrado una relación directa de 23,7 (relaciones de resistencia uniaxial a resistencia de carga puntual), por lo tanto:

## PREGUNTAS Y PROBLEMAS

1. Defina la resistencia a la compresión uniaxial. ¿Cómo se mide?
2. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de la resistencia de carga puntual?
3. ¿Qué es la prueba brasileña de resistencia de carga puntual? ¿prueba?

## REFERENCIAS

Texto, Capítulo 10.

Broch, E. y Franklin, J. A. "La prueba de resistencia de carga puntual". En t. J. Rock Mech.

Min. Sci., Vol. 9, 1972: págs. 669-697.

# UTILIDAD

Esta sección se agrega para explicar algunos procedimientos de laboratorio útiles que no se desarrollaron en experimentos.

## CONSERVACIÓN DE NÚCLEOS

1. La humectabilidad original de los núcleos se puede conservar durante largos períodos mediante sumergir el núcleo en petróleo crudo de formación desgasificado tan pronto como sea posible después de obtenerlo (en el sitio del pozo) y luego almacenarlo en una "cámara fría" a aproximadamente 2 ° C (36 ° F).
2. Materiales húmicos y pequeñas cantidades de aromáticos polinucleares residuales compuestos (como asfaltenos y resinas) se pueden eliminar de núcleos limpiándolos con vapor (Figura AU.1). Steam no perturbar las arcillas sensibles al agua (Donaldson et al., 1991).
3. Los núcleos utilizados en experimentos de inyección de agua, etc., con aceites y agua pueden volver a la mojabilidad original mediante el siguiente procedimiento:
  - a. Limpiar con tolueno para eliminar los aceites crudos.
  - b. segundo. Limpiar con vapor para eliminar el tolueno residual y algunas puntas pesadas que no se pueden eliminar con tolueno solo (Figura AU.I). Vapor no perturbará las arcillas.
  - c. Seque, evacue y sature el núcleo con salmuera.
  - d. Desplazar la salmuera a Si, con petróleo crudo de la formación.
  - e. Coloque el núcleo debajo del petróleo crudo en un recipiente de acero sellado y caliente a 65 ° C (150 ° F) durante al menos 100 horas. El núcleo supuestamente será restaurado a la humectabilidad original.
4. Las arenas mal consolidadas deben protegerse de la perturbación tanto como sea posible. Se pueden asegurar núcleos de arenas friables

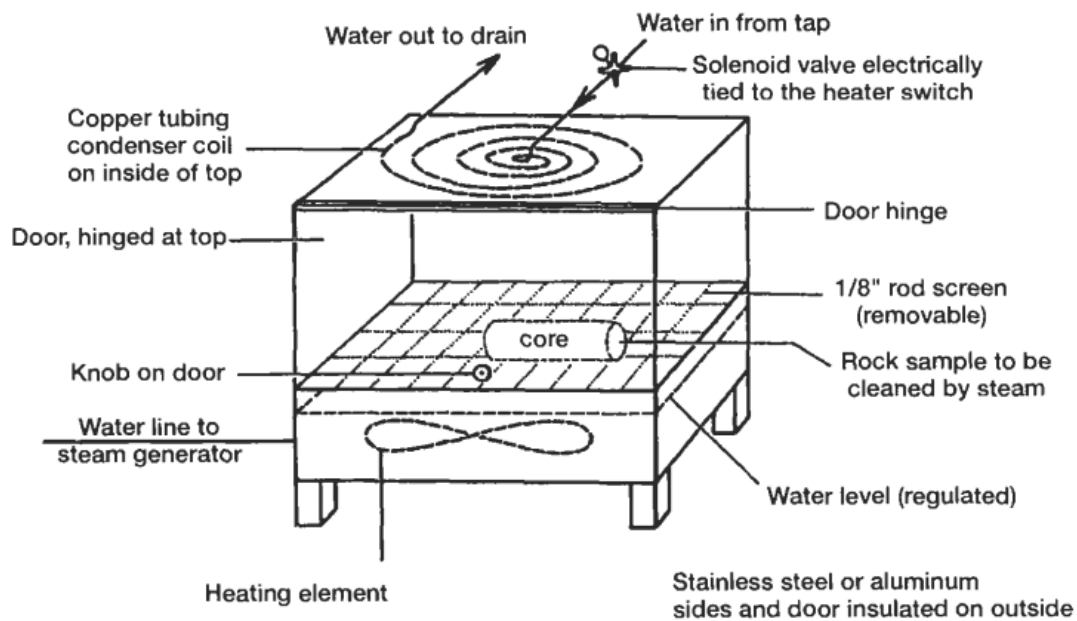


Figura A19.1. Diseño de equipos para limpieza de núcleos con vapor. Un baño de agua caliente estándar fue modificado con una pantalla de hardware y una caja aislada equipada con una bobina de condensador en la parte superior.

Utilizando un revestimiento a presión en el barril de extracción o mediante congelación con hielo seco en la boca del pozo. Los tapones de núcleo se pueden obtener con un taladro de corte que utiliza nitrógeno líquido para el lubricante. El crecimiento de cristales de hielo en los poros puede causar alteración mecánica de los contactos de los granos; por lo tanto, núcleos congelados debe cortarse a una velocidad de penetración muy lenta. Los tapones de núcleo pueden estar encapsulado en un tubo de plástico o acero con resina pintada en el exterior para proporcionar un ajuste apretado, o se pueden usar tubos termorretráctiles para una chaqueta.

5. Algunos petróleos crudos contienen compuestos orgánicos polares que producen rocas humedecidas con aceite y reacciona con el oxígeno atmosférico para formar moléculas grandes, apareciendo en el aceite como un material floculante. Filtración para su la eliminación no es posible porque la precipitación de más oxígeno ligado compuestos ocurre cuando el material se expone a más atmósfera oxígeno. Si el crudo se comporta de esta manera, una muestra tendrá que se obtendrá en el pozo bajo una capa de nitrógeno (desplazar aire del recipiente con nitrógeno y luego introducir el aceite, en el pozo, utilizando un trozo de tubería que llega casi hasta el fondo del recipiente). Pruebas de laboratorio de AU con el crudo tendrá que realizarse bajo una capa de nitrógeno. Cualquier contacto con oxígeno atmosférico causará inmediatamente la formación de precipitados floculantes.

## SOLUCIONES DE SALMUERA SINTÉTICA

Se utilizan salmueras sintéticas para asegurar la pureza de la solución y la disponibilidad de un suministro constante. En consecuencia, las sales de grado reactivo, que se han secado en un horno de vacío a 150 ° C o en un horno sin vacío a Debe utilizarse 25oC, a masa constante. El agua debe estar desionizada. o triple destilado y libre de dióxido de carbono disuelto. La presencia de dióxido de carbono atmosférico en el agua purificada puede verse afectado determinando la resistividad del agua. Agua en equilibrio con El dióxido de carbono atmosférico tiene una resistividad de aproximadamente 15.000 ohm-m, mientras que el agua pura, libre de dióxido de carbono, tiene una resistividad de alrededor de 100.000 ohmios-m.

Las salmueras sintéticas deben contener cloruro de calcio para proporcionar cationes divalentes así como sodio monovalente a partir de cloruro de sodio.

La proporción de cloruro de calcio a cloruro de sodio generalmente debe ser alrededor de 1 a 5, respectivamente.

Si la solución de salmuera se va a utilizar durante un largo período de tiempo (varios meses), una pequeña cantidad de cloruro de mercurio (aproximadamente 10 ppm) debe agregado a la solución para prevenir el crecimiento de microbios en la salmuera solución.

El método más preciso para preparar la solución es pesar cada uno de los componentes. Seleccione una balanza eléctrica que sea capaz de obtener la masa de la solución final. Coloque el recipiente vacío en la balanza, obtener la masa de las sales en una balanza separada, transferir las sales al recipiente de la solución, y observe la masa del recipiente y las sales. Agregue un poco de agua al recipiente y agite completamente disuelva las sales, vuelva a colocar el recipiente en la balanza y agregue agua a el nivel deseado y obtener su masa.

$$\text{ppm} = \text{gramos de soluto} / (\text{gramos de disolvente} \times 10^6)$$

Si la solución se prepara agregando un volumen medido de agua a una determinada masa de sal, el cálculo de las partes por millón (pprn) debe ser hecho usando la densidad del agua a la temperatura a la que el se midió el volumen de agua:

$$\text{pprn} = \text{gramos de solute} / [\text{volumen de disolvente (cm}^3\text{)} \\ \times \text{densidad del solvente (g / cm}^3\text{)} \times 10^1]$$

## COMPROBADOR DE PESO MUERTO

El comprobador de peso muerto se utiliza para calibrar y ajustar el tubo de Bourdon. tipo manómetros. El comprobador de peso muerto consiste esencialmente en un conjunto.

De pesos y un pistón. Una fuerza conocida ejercida por los pesos sobre el El pistón se transmite al medidor a través de una columna de aceite. El calibre las lecturas de presión se grafican en función de la presión real ejercida por los pesos muertos para obtener la corrección que se aplicará al calibre.

Si la presión del manómetro es paralela a una línea que representa la verdadera presión de peso muerto (línea 450 en papel cuadriculado lineal), el manómetro se puede ajustar mecánicamente restableciendo la posición del brazo de medición (la mano). Si la presión manométrica se desvía (más o menos) monótonamente de la presión verdadera, el manómetro se puede corregir ajustando el longitud del brazo de conexión entre el tubo de Bourdon y el pasador de soporte (el pasador que sostiene la mano).

## **PROCEDIMIENTO**

1. Asegúrese de que el aceite llene la tubería que conduce a la conexión del manómetro. Adjuntar el manómetro al probador de peso muerto en el puerto provisto, y apriete con una llave.
2. Asegúrese de que el aceite llene completamente el tubo que sostiene el peso muerto. pistón antes de insertar el pistón. Gire el tornillo para apoyar correctamente el pistón de peso en el cilindro. El pistón de peso debe girar libremente.
3. Coloque pesos conocidos en el pistón de peso y gírelos libremente como se registran las mediciones de las lecturas de presión del manómetro al lado del peso que se está utilizando. Golpee ligeramente el manómetro con un dedo durante la prueba de calibracin para asegurarse de que partes del el mecanismo no se pega debido a la fricción.
4. Después de alcanzar el límite del medidor, continúe la calibración. procedimiento quitando pesos y registrando los resultados.
5. Prepare un cuadro de la presión real; observe cualquier desviación de la presión exacta ejercida por los pesos y la presión manométrica. Si el La tabla indica que el medidor se puede ajustar, haga lo necesario los ajustes detallados y recalibre el medidor para asegurarse de que está funcionando correctamente. Si la desviación es tal que mecánica Los ajustes del medidor no corregirán el problema, luego prepare una tabla de calibración que se utilizará con ese medidor para obtener la presiones.

## **REFERENCIAS**

- Donaldson, E. C., Ewall, N. y Singh, B. "Características de la presión capilar Curvas." *J Petrol. Sci., Eng.*, Vol. 6, 1991, págs. 249-261.
- Donaldson, E. C., Kendall, R. F., Baker, B. A. y Manning, F. S. "Surface Area Medición de materiales geológicos". *JPSE*, No. 15, abril de 1975, págs. 11 1- 116.

## **880 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO**

Worthington, A. E., Hedges, J. H. y Pallatt, N. "Directrices de la SCA para muestras Preparación y medición de la porosidad de muestras de resistividad eléctrica, Parte I. The Log Analyst, enero-febrero. 1990, págs. 20-28.

Lerner, D. B., Dacy, J. M., Raible, C. J., Rathmell, J. J., Swanson, G. y Walls, J. D. "Directrices de la SCA para la preparación de muestras y la medición de la porosidad de Muestras de resistividad, parte 11 ". The Log AnaZyst, marzo-abril. 1990, págs. 57-63.



# ÍNDICE

- UN
- Anormalmente presionado
- formaciones, 640
- Aceleración
- centrífugo, 333
- gravitacional, 3 19, 333
- Bronsted, 369
- en crudo, 369
- débil, 369
- Actividad, superficie, 361
- Tensión adhesiva, relativa, 360, 392
- Bacterias aerobias, 53
- África, 33, 38
- Algas marinas, 47
- Alcanos, 73, 75, 77
- Montañas de los Alpes, 33
- Regiones alpinas, 33
- Cuenca Anadarko, OK, 56
- Anaeróbico
- condición, 46, 48, 59
- bacterias, 46
- Análisis, superficie
- puntual, 2
- químico, 2
- corteza terrestre, 3
- Ángulo, contacto, 5 1,
- Anisotropía, 148
- Estructura anticlinal, 45
- MI gravedad, 67, 69, 773
- hidrómetros, 773, 774
- medición de, 774
- Proyecto de investigación, 65
- Ácido
- 360-362
- Montañas Apalaches,
- Velocidad aparente, 4 18
- Ecuación de Archie, 222
- exponente de saturación, 398, 399, 402
- Principio de Arquímedes,
- Islas árticas, 56
- Área, superficie, 314, 343
- fisiográfico, 43
- específico, 116, 34, 37, 39, 774, 775
- Argón-40, 36
- Media aritmética, 794
- Compuestos
- aromáticos, 73
- nafteno, 73
- Ecuación de Arp, 209, 837
- Zonas ascendentes, 32
- Asia, 33
- Asfalto, 78
- Asfaltenos, 53, 73, 382, 346, 366
- Océano Atlántico, 34, 37
- Adsorción atómica, 371
- Fuerzas atractivas,
- molecular, 3 14
- segundo
- Bacterias, 46
- Equilibrar
- aeróbico, 46, 53, 59
- Westphal, 775
- densidad de gas, 778
- Dinonil sulfonato de bario,
- 393
- Barras, arena, 45
- Arenisca de Bartlesville,
- Agua y sedimentos
- básicos
- Cuenca
- OK, 42
- prueba, 871
- sedimentario, 37
- fisiográfico, 38, 4 1, 42
- formación, 40
- Cuentas, vidrio, 317, 398
- Benceno, 47
- Berea Sandstone, OH,
- 347,
- Biosfera, 47
- Hirviendo
- 373, 379
- punto, 769, 770
- matraz, 770
- silicio-oxígeno, 368
- mineral de arcilla, 368
- Ley de Boyle, 420
- Arenisca de Bradford, PA,
- Prueba brasileña, 583
- Avance, agua, 371, 387, 388, 389
- Enlace 42C
- Carbonato de calcio, 393
- Cañones, 42
- Número capilar, crítico,
- Presión capilar 353
- aire / agua, 327

Presión capilar  
 (continuado)  
 avance, 335  
 cálculo, 855  
 método de centrifugado,  
 328, 330, 331,  
 entrada de núcleo,  
 337,339  
 crítico, 336  
 curvas, 324-328,  
 333,851-855  
 330-332,338,  
 341-343  
 curvas, área bajo, 374,  
 380,381,313  
 definición, 313,846  
 método de diafragma,  
 849,850  
 drenaje, 334  
 ecuación, 314, 317,  
 gradiente, 334  
 histéresis, 327, 375  
 medición, 847  
 inyección de mercurio,  
 324-329,343  
 negativo, 332  
 número, 352-354  
 disco poroso, 323, 324  
 positivo, 313  
 pseudo, 340  
 subida, 318  
 cero, 334  
 Tubos capilares, 218  
 Caprock, 41-43  
 Carbohidrato, 47  
 Carbono-12, 36  
 Carbono-14, 36  
 Dióxido de carbono, 36  
 Tetracloruro de  
 carbono,784,  
 Ácido carbónico, 10  
 Ecuación de Carman-  
 Kozeny,320  
 Catagénesis, 58  
 Catión, 16  
 divalente, 368  
 intercambio, 368,371  
 333,334  
 785  
 capacidad de intercambio,  
 260  
 monovalente, 368  
 trivalente, 368  
 Celulosa, 47  
 Cementación, 11,89  
 factor, 142  
 Canal, río, 45  
 Daño químico, 697  
 Chemisorb, 370  
 Arcilla  
 de granos, 794  
 deshidratación, 58  
 disperso, 245  
 dispersión, 369  
 base de hidrógeno, 369  
 illita, 58, 368  
 intercambio iónico, 368  
 laminar, 243  
 estructura de celosía, 369  
 minerales, 369  
 montmorillonita, 58,  
 369  
 esmectita, 50, 369  
 estructural, 248  
 estructura, 368  
 hinchazón, 346,814  
 Arenisca de Cleveland,  
 OK,  
 Coeficiente, Lorenz, 163-  
 18  
 de permeabilidad  
 variación, 164  
 Fuerzas cohesivas,  
 molecular, 3 19  
 Coca-Cola, 769  
 Compactación, 50,52  
 Compuestos  
 factor de corrección, 291  
 ácido, 369  
 básico, 369  
 carboxílico, 370  
 húmico, 393  
 interfacialidad activa, 361,  
 ácidos nafténicos, 390  
 organosilano, 388,390  
 fenólico, 370,368  
 polar orgánico,  
 361,367,398  
 aromático polinuclear,  
 368,382  
 tipo tensioactivo, 382  
 Compresibilidad, 1 1,61,  
 564,586  
 agua, 61  
 Estrés compresivo, 556  
 Programa de  
 computadora  
 HYPER, 857,864  
 Superficie cóncava, 318  
 Conductancia,  
 equivalente,  
 259,264  
 Agua connada, 91  
 Ángulo de contacto,  
 313,314,  
 317,318,328  
 avanzando, 365,366  
 retroceso, 367  
 Continente, India, 33  
 Continental  
 deriva, 32  
 masas, 3 1, 32  
 balda, 31  
 difusión, 32  
 Convección  
 células, 32  
 corrientes, 32, 38  
 Superficie convexa, 318  
 Núcleo  
 envejecimiento, 388  
 exterior líquido de la  
 tierra, 29  
 interior sólido de la  
 tierra,29  
 titular, Hassler, 521,616  
 preservación, 876  
 Extracción de núcleos,  
 orientada, 285  
 Arenisca de Cottage  
 Grove,  
 Bien, 381  
 Ley de Coulomb, 576  
 Proceso de craqueo, 764  
 Cratón, 38  
 Fluencia, 569  
 Período Cretácico, 53  
 Tasa crítica, 701  
 Velocidad crítica, 7 13

Petróleo crudo  
compuestos ácidos, 370  
asfaltenos, 369  
compuestos básicos, 369  
resinas, 369  
Trituradora, impacto, 788, 858  
Corteza  
continental, 3 1  
tierra, 3, 3 1, 38  
elementos en, 3  
océano, 29  
Curvatura, interfacial, 3 13, 364  
Esquejes, 284, 285  
Ciclohexano, 47  
re  
Mojado dalmata, 360  
Darcy, 21 años  
Darcy's,  
ecuación, 100  
ley, 354,415  
Comprobador de peso muerto, 878  
Deformación, inelástica, 402  
Deshidratación, 765  
Delta, 40  
Densidad, 773  
a granel, 788  
grano, 788, 794  
agua, 773  
Deposición, clástica, 42  
Depósitos  
hidrocarburo, 34  
sal, 34  
Zonas descendentes, 32  
Desviación, estándar, 796  
Diafragma, poroso, 400, 847  
Diapirs, 33, 45  
Diastrófismo, 44  
Digenesia, 58  
Presión adimensional,  
Disco, semipermeable, 322, 444 400  
Desplazamiento  
forzado, 371, 372  
tipo pistón, 387

Minas, 74  
Destilación, Oficina de  
Distribución, tamaño de grano  
es decir, 794  
mediana, 797  
modo, 794  
normal, 796  
tamaño de partícula, 798  
Índice de límite de drenaje,  
Deriva, continental, 32  
Gota, sésil, 364  
Medición dinámica, 438-580  
Mi Tierra historia, 34  
campo magnético, 32  
marea, 32  
Compresión (P)  
punto focal, 30  
focos, 38  
ondas de corte (S), 30  
Terremoto, 29,33  
olas, 30  
Propiedades electricas,  
efecto de humectabilidad, 398 399  
Arenisca de Elgin, OK,  
Energía  
gratis, 362, 378, 379  
superficie, 364  
aeróbico, 46  
anaeróbico, 46, 59  
depositacional, 45  
alta energía, 40  
baja energía, 40,46  
marina, 58  
agua, 51  
Resina epoxi, 373  
Era, mesozoico, 37  
Medio ambiente  
Erosión, 10, 41  
Eurasia, 33 años  
Europa, 38  
Evaporitas, 4, 14  
halita de sodio, 59  
silvita, 59  
Extractor, Soxhlet, 397  
F  
Fallos, transformar, 33, 39  
Feldespatos, 4, 5, 368

Película, quimisorbida, 370  
Torta de filtro  
externo, 734  
interno, 736,752  
Filtración, 744, 747  
Migración de multas, 685, 695  
Unidad de flujo, 112, 120  
Indicador de zona de flujo, 121  
Saturación de líquido, 96  
Fluidos, subsuperficiales, 54  
Fluorescencia, 782  
Efectivo  
cuerpo, 32  
flotante, 52,348,778  
capilar, 5 1, 52  
centrífugo, 333  
electrostático, 361  
gravitacional, 33  
hidrodinámico, 5 2  
molecular, 3 19  
rotacional, 33  
van der Waals, 804  
Sólidos extraños, 709, 720  
Formación  
daño, 671  
multas, 726  
factor de resistividad, 110, 204,836  
temperatura, 837  
gradiente, 621  
propagación, 635  
Fracturas, naturales, 140  
Energía libre, 315, 378  
Nivel de agua libre, 348, 350,  
Fractura 352

- Frecuencia, acumulativa, 797,798
- Arena friable, 4
- Factor de fricción, 459
- GRAMO
- Índice de rayos gamma, 25 1
- Gas
- gorra, 44
- compresibilidad, 66
- densidad, 66
- factor de desviación, 42 1
- ecuación de estado, 66
- volumen de formación factor, 99
- en su lugar, 99
- pantano, 48,59
- pseudocrítico
- temperatura, 66
- solubilidad en agua, 62, 63
- gravedad específica, 66
- viscosidad, 66
- Contacto gas / petróleo, 44
- Ley de los gases, ideal, 791
- Constantes de la ley de los gases, 867
- Geológico
- edad, 34
- eras, 35
- eventos, 37
- historia, 34
- tiempo, 34
- Media geométrica, 819,820
- Geosfera, 47
- Geosinclinal, 39
- Glaciares, Pleistoceno, 38
- Globe, 29, 31, 32
- Degradado
- presión anormal, 55
- presión capilar, 334
- geotermia, 55, 56
- hidrostático, 54, 55
- litostático
- presión, 54
- saturación, 334
- (sobrecarga), 54
- subsuelo, 57
- temperatura, 55
- densidad, 612
- redondez, 16
- esfericidad, 16
- angular, 16
- uniformidad de, 89
- Grano
- Granos, arena
- Lavado de granito, OK-TX, 44
- Aceleración gravitacional, 319
- Gravedad
- API, 767, 768
- específico, 54,767,768
- Grandes Lagos, 38
- Gulfcoast, Estados Unidos, 55, 56, 58
- H
- Longitud de media fractura,
- Flujo de calor, geotermia, 55
- Heterogeneidad, 159
- Hexilamina, 393
- Montañas del Himalaya, 33
- Histograma, frecuencia distribución, 797
- Historia, deposicional, 798
- Época del Holoceno, 37
- Ley de Hooke, 562
- Radio hidráulico, 32 1
- Hydrocarburo
- migración, 323
- petróleo, 764
- depósito, 323
- 341,380
- 636
- Función hiperbólica, 338,
- Histéresis, capilar, 847
- Ecuación humilde, 22 1
- Ácidos húmicos, 393
- Materiales de humus, 814, 876
- Yo Beber aceite, 360
- Imbibición, 371, 372, 381
- espontáneo, 371-373,
- Gases imperfectos, factor 2,
- Líquidos incompresibles, 417
- Índice, calidad del yacimiento, 120,121
- Sistema de límites indexados, 438
- India, 33
- Entrada
- 375
- 866
- presión capilar, saturación, 336-338
- 336-338
- Estrés in situ, 636
- Interfaz, carbonato / agua, 382
- Interfacial
- anillo duNouy, 842
- superficie, 315
- tensión, 51, 342, 362, 84 1
- Geometría interna
- parámetro, 225
- Velocidad intersticial, 710
- Ion
- calcio, bo
- intercambio, 61,368
- magnesio, 60
- sulfato, 59
- Isla, arcos, 33, 39
- Islas, 32
- Isoprenoide, 46
- Isostático
- fuerzas, 38
- equilibrio, 38
- citadas, 34
- hija, 34
- radiactivo, 34
- Isótopo
- J
- Función J, 115, 320-322, 325, 327,328, 335, agua, 360 349,355

Formación del río Kern, CA,  
 Kerógeno, 47, 48,81  
 Efecto Klinkenberg, 44  
 816-817,822  
 verificación de, 822  
 L  
 Lava, 33  
 Lixiviación, 11, 40, 52  
 Isótopo de plomo (2061, 36 (2071, 36 (2081, 35  
 Presión de fuga, 641  
 Mínimos cuadrados en forma, 338,339,346  
 hipérbola, 338, 340,  
 Reacción ácido / base de Lewis,  
 Vida 341  
 3.370  
 acuática, 47  
 terrestre, 47  
 Lignina, 47  
 Lípido, 47  
 Núcleo líquido, tierra, 32  
 Litificación, 25  
 Litología, 37  
 Litosfera, 29, 32  
 Coeficiente de Lorenz, 163  
 METRO  
 Magma, 7, 29  
 Magnesio, 40  
 Manto, 29, 31, 32, 38, 58  
 plástico, 38  
 superior, 32  
 continental, 34  
 convergente, 34, 39  
 divergente, 34  
 transformar, 34, 38  
 Coeficiente de tensión de la matriz,  
 Márgenes 622  
 Inyección de mercurio, 325, 326  
 Metales, transición, 2  
 Milliequivalentes  
 anión, 60  
 catión, 60  
 por litro, 60  
 feldspatos alcalinos, 5  
 silicatos de aluminio, 5  
 biotita, 5  
 arcilla, 690  
 moscovita, 6  
 cuarzo, 6  
 Minerales, 2  
 Río Mississippi, 37  
 Módulo  
 a granel, 564  
 de elasticidad, 562  
 de rigidez, 562  
 Mohorovicic (Moho) discontinuidad, 29, 3 1  
 Círculo de estrés de Mohr, 574  
 Molécula, tensioactivo, 52  
 Formación Morrow, OK, 55  
 Monturas, mar, 39  
 norte  
 Ácido nafténico, 354, 390, 391  
 Delta del Níger, 55  
 Nitrógeno-14, 36  
 Factor no Darcy, 453, 468  
 Fluido no humectante, 316  
 América del Norte, 34,37  
 Mar del Norte, 55  
 0  
 Fondo del océano, 32, 33  
 Octilamina, 393  
 Petróleo  
 Gravedad API, 67,69  
 Densidad, 67  
 recuperación mejorada, 53  
 ganglios, 353  
 en su lugar, 98  
 migración, 34,52  
 nafténico, 73  
 parafínico, 73  
 reciclado, 53  
 depósito, 698  
 filtrar, 53  
 gravedad específica, 69  
 trampa, 768  
 viscosidad, absoluta, 71  
 viscosidad, Furol, 71  
 viscosidad, Saybolt, 71  
 Contacto agua / aceite, 348, 349,352  
 Campo petrolífero de la ciudad de Oklahoma, OK, 73  
 Compuesto orgánico ácido, 369  
 básico, 369  
 polar, 3, 367  
 Arenisca de Oriskany, PA, 41  
 Orogenia, 39  
 Sobrecarga, 54  
 efecto sobre la permeabilidad, presión, 9, 54, 817 817  
 Oxidación, 394  
 PAGS  
 Océano Pacífico, 33  
 Embalaje, 89  
 Era Paleozoica, 34  
 Pangea, 24, 37  
 Parafinas, 346  
 Parámetros, registro de pozo, 835  
 Impulsión de agua parcial, 438  
 Península, escandinava,  
 Pentano, 47,784  
 Permeabilidad, 8, 51, 100, 349 38  
 absoluto, 100, 813, 822, 826,827  
 daños, 674  
 eficaz, 827  
 fractura, 427  
 gas, 822,824

## 886 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL DEPÓSITO

- Permeabilidad  
(continuación)  
horizontal, 41, 42  
relativo, 21,826  
relativo, alterno  
relativo, método de  
Johnson, 828,829  
Bossler-Naumann  
método, 828-83 1  
826  
828  
relativo, estado estable,  
estado relativo, inestable,  
vertical, 41  
Permeámetro, Ruska, 814  
Petróleo  
acumulación, 49  
agua asociada, 60  
origen biogénico, 46  
química, 71  
cromatográfico  
composición, 65  
destilación, 73  
recuperación mejorada de  
petróleo,  
53  
génesis, 58  
migración, 49-51  
organometálico  
eficiencia de  
recuperación,  
separación, 80  
compuestos, 79  
292  
pH, 369,370  
Escala de tamaño de PHI,  
17, 801,  
802  
Hoyo, alquitrán, 53  
Plantas, 47  
Plato  
Estadounidense, 33  
Asiático, 33  
corteza, 29, 32  
Océano, 33,39  
Tectónica de placas, 32  
Época del Pleistoceno, 53  
Carga puntual  
prueba axial, 874  
prueba diametral, 874  
prueba de bulto irregular,  
874  
prueba de resistencia,  
580, 874  
prueba, 581  
Ecuación de Poiseuille,  
106  
Ley de Poiseuille, 424  
Razón de Poisson, 566  
Polietileno, 393  
Polivinilideno, 393  
Campo petrolífero de  
Ponca City, OK, 65  
Poros  
blocking, 720  
taponamiento, 677  
presión, 590, 591  
factor de forma, 603  
geometría, 325  
interconectados, 91, 787  
distribución de tamaño, 5  
1,  
Poros  
115,342-346,  
862  
Arenisca, OH,  
863,864  
cálculo, 864  
distribución de tamaño,  
Berea  
distribución de tamaño,  
garganta, 51, 354  
Porosímetro, 765,790  
Porosidad, 40, 51,88-99,  
105,217,320,349  
absoluto, 91, 787, 788,  
clasificación de, 91  
efectivo, 91,787,788,  
aislado, 788  
magnitud de, 89  
media, 135  
partición, 506  
primaria, 92  
secundaria, 93  
total, 788  
descripción visual de,790  
94  
Placa porosa, 401  
Porfirina, 46,79,81  
Potasio-40, 36  
Conservación de núcleos,  
876  
Presión  
absoluto, 788  
barométrica, 788  
acumulación, 181  
flotante, 52  
capilar, 51-52  
reducción, 181  
hidrodinámico, 52  
hidrostático, 332  
inyección, 326  
sobrecarga, 58  
umbral, 324,325,  
346,352  
Propiedades, petrofísicas,  
Proteína, 47  
Flujo en estado  
pseudostacionario,  
Picnómetro, 770, 788,  
500,769  
317,339  
790  
R  
Flujo radial, 336  
Radios de curvatura, 313,  
315  
Radioactivo  
decadencia, 35  
elementos, 36  
vida media, 36  
Radio, medio hidráulico,  
Rayos (cósmicos), 36  
Pseudopresión de gas  
real,  
Arrecifes, 38,45  
Ciclo regresivo, 39  
Depósito, carbonato, 426,  
Presión del depósito, 437  
Resistividad, eléctrica,  
203,32 1,447,480  
índice, 229  
esquistos, 243  
Retorta, 764,765  
calibración, 764  
método de destilación,  
469-465

Número de Reynolds, 32

Crestas, en medio del océano, 38

Rifts, mid-ocean, 29, 32,

Dureza de la roca, 580

Rocas

38

silicato de aluminio, 5

anfíbolita, 9

basalto, 10,31

tiza biogenética, 5

coquina biogenética, 14,

piedra caliza biogenética,

biológico, tiza, 13

biológico, de diatomita,

13

biológico, origen, 13

biológico, arrecife, 13

biotita, 5

feldespato cálcico, 5

carbonato, 13, 40, 140

sílex, 4

clasificación, 2-14

de grano grueso, 40

conglomerado, 24

diorita, 7

dolomita, 14, 45

evaporita, anhidrita, 14

evaporita, sodio

halita, 14

silvita evaporita, 14

extrusivo, 7

feldespato, potasio, 5,

11

grano fino, 46,47,50

gabro, 7, 31

gneis, 9

granito, 7

mezcla de cuernos, 6,9

ígneo, 7

intrusivo, 7

piedra caliza, 13, 40,45

piedra caliza, calcita, 5, 13

piedra caliza, coquina, 14

piedra caliza, oolita, 92

mecánica, 554

metamórfico, 9,41

13

metamórfico

metamórfico

moscovita, 6

resistividad, 504, 837

riolita, 7

esquistos (mica), 10

sedimentario, 10

sedimentario, arcilloso, 10

sedimentario, limo, 10

pizarra, 12, 40

composición de esquistos,

26

silicato, 382

limolita, 11

pizarra, 10

volcánica, 7

anfíbolita, 10

esquistos verdes, 10

Montañas Rocosas, 37

Redondez, 19

S

San Pedro Arenisca, IL,

41

Salinidad, 207

Falla de San Andrés, 33,

39

Arena

arkose, 41,43

volumen fraccional de,

247,248

grauvaca, 41,42

cuarzo, 4 1,42

no consolidado, 4,

320

arcosico, 24, 41

calcáreo, 4

composición, 3

grauvaca, 4,42

promedio, 339

agua connada, 427,

428

entrada de núcleo, 355

exponente, 230,231

irreductible, 298, 850

medición por

extracción, 769

Arenisca

Saturación

aceite original, 764

perfil, vertical,

Electrón de barrido

Sedimento

340-352

microscopio, 2

acumulación, 40

químico, 15

arcilla, 4

detrítico, 15, 38

marino, 33,47

arena, 40

pizarra, 15, 40, 41

Ondas sísmicas, 29

Capa SIAL, 31, 38

Capa SIMA, 31

Factor de corrección de

lutita,

249

Factor de forma, 438

Estante

continental, 24, 38,

pendiente, 40

Escudo (cratón)

Brasileña, 38

Canadiense, 38

continental, 38

Fenno-escandinavo, 38

Indio, 38

Análisis de tamices, 798,

80 1

Factor piel, 441

Formación Smackover,

Alaska,

59

Canales de solución, 431

América del Sur, 29, 38,

Sudeste de Asia, 39

Velocidad espacial, 699

Gravedad específica,

775,777,

40

56

786

de gases, 777

multiplicadores, 774

Punto de derrame, 44

Flujo en estado

estacionario, 415-435

Stereos, 46

## 888 PETROFÍSICA: PROPIEDADES DE LA ROCA DEL DEPÓSITO

- Estrés  
factor de intensidad, 635  
horizontal mínima, 638  
Matriz de estrés, 557  
Subducción, 29, 33  
Subsidencia, 29  
Superficie, 315,800  
Medida, 806  
de sedimentos, 810  
Tensión superficial, 313,841  
aidwater, 843  
subida capilar, 843, 844  
Anillo duNouy, 842,844  
preparación, 878  
Salmuera sintética  
T  
Movimiento tectónico, 37  
Temperatura  
agujero inferior, 55  
subsuelo, 55  
adhesivo, 362  
superficie, 313, 315  
Tensión  
Arenisca Tensleep, WY, Torio-232,36  
Hora  
383  
reajuste, 441  
tránsito, 579  
viajes, 579  
Tortuosidad, 817,839  
Transformación  
cagenético, 48  
digenetic, 47, 48  
Ciclo transgresor, 39, 47  
Trampas  
anticlinal, 44  
diapírico, 45  
culpa, 45  
pliegue, 45  
geológico, 39  
hidrocarburo, 44,45,50  
aceite, 37, 45  
estratigráfico, 45, 50, 53  
estructural, 39  
Tubo, capilar, 316, 322,  
Flujo turbulento, 354, 452  
363  
Luz ultravioleta, 784, 786  
Disconformidad, 45  
Compresivo uniaxial  
fuerza, 874  
Flujo en estado inestable, 415  
Montes Urales, Rusia, 49  
Uranio  
-235, 36  
-238, 36  
v  
Van der Waals  
constantes para gases, 868  
ecuación, 868  
Varianza, coeficiente, 796  
Viscosímetro  
Canon-Fenske, 780, 781,782  
Saybolt, 781, 782  
absoluto, 64, 780  
cinemática, 64, 780  
Relación de vacíos, 617, 787, 788  
Volcanes, 33  
Volumen  
Viscosidad  
a granel, 788,789,798  
grano, 788, 789, 791, 798  
poro, 788  
Tasa de flujo volumétrico, 422  
W  
Agua  
atado, 50  
compresibilidad, 6 1  
connato, 61  
cristalización, 764, 765  
expansión, 62  
fósil, 61  
intersticial, 61  
saturación irreducible, 838,839  
marina, 764  
densidad máxima, 54  
campo petrolífero, 58  
original, 61  
ratio de calidad, 736  
resistividad, 837  
mar, 58, 59  
subsuelo, 53, 54  
Bloqueo de agua, 685  
Olas  
compresión (ondas P),  
cizalla (ondas S), 30, 31  
químico, 41-43  
mecánico, 4, 10  
Relleno de pozo, 733  
West Howard-Glassock  
Unidad, 297  
Mojado  
30  
Meteorización  
intermedio, 383  
aceite, 361, 371-373  
agua, 361, 369, 371  
alteración, 390  
USBM-Amott combinado, 371,375  
dálmata, 360  
efecto sobre la  
recuperación de petróleo, 384  
efecto de la temperatura, 385,395  
fraccional, 361, 384  
índice (Amott), 371, 372  
índice OISBM), 373,856  
intermedio, 383  
mixto, 361  
estado nativo, 232  
neutral, 360,372  
restauración, 397  
Fuertemente húmedo de  
aceite, 370,  
372,373,384  
fuertemente mojado por  
agua,  
360, 361, 372,  
373  
372



Mojada  
fluido,316  
pariente,318,34  
Arenisca Wikox,  
OK, 42,  
Lavabo  
Williston, ND, 56  
Trabajo.324

isotermo, 3 16  
reversible,  
378,380  
termodinámico,  
373,38 1  
Circón, 41  
Zona Y  
gas, 44

Yellowstone  
Park, WY, 37  
Aceite de Young,  
44  
ecuación, 362  
transición, 44  
módulo, 633  
Zonificación,  
115, 126

# PETROFISICA

**Djehbar Tiab**, University of Oklahoma, School of Petroleum and Geological Engineering, Norman, Oklahoma

**Erle C. Donaldson**, Professor Emeritus, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma

- Contains information and calculations that the engineer or geologist uses every day
- Filled with problems and solutions, perfect for use in undergraduate, graduate, or professional courses
- Covers real-life problems and cases for the practicing engineer

*Petrophysics, 2nd edition*, offers engineers and geologists a manual for much-needed calculations and formulas on FLOW ROCK properties, and many other topics that are encountered every day in locating oil reservoirs. The material has been fully revised and expanded to cover new topics in engineering and geology that have emerged since the highly respected first edition was published in 1999.

This book reviews the origin, composition, and geology of sedimentary rocks and their interstitial fluids and the important role they play in reservoir engineering. Chapters concentrate on the specific theories and mathematics of rock and fluid interactions, and the reader will find complete coverage of electrical, capillary pressure, and fluid transport properties.

Every chapter has references, problems, and solutions at the end for further study or for use in the classroom. Whether an industry short course, a graduate class, or an undergraduate course at the university level, *Petrophysics, 2nd edition*, is the perfect text for the student or professional in reservoir engineering or petroleum geology.

**Djehbar Tiab** is the Unocal Professor at the University of Oklahoma. He is the recipient of the Sun Award for Educational Achievement and the Kerr-McGee Distinguished Lecturer Award.

**Erle C. Donaldson** is an independent consultant and managing editor of the *Journal of Petroleum Science and Engineering*. He was elected to the International Hall of Fame for Science in 1993, has received a distinguished service award from the Republic of Honduras, and other honors from the U.S. Department of Energy, the National Petroleum Engineering Honor Society, and the University of Oklahoma.

## Related titles:

*Oil Field Chemicals* • Johannes Fink • ISBN 0750677031

*Quantitative Methods in Reservoir Engineering* • Wilson Chin • ISBN 0750679663

*Reservoir Engineering Handbook, 2nd Edition* • Tarek Ahmed • ISBN 0884157709

*Reservoir Formation Damage* • Faruk Civan • ISBN 0884153010

*Surface Production Operations, Volume One: Design of Oil-Handling Facilities*  
Arnold and Stewart • ISBN 0884156217

*Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Volumes One and Two*  
William Lyons • ISBN 0884157636 and 0884157660



Cover design/photo: Linda Retcher



[www.gulfpub.com](http://www.gulfpub.com)

ISBN: 0-7506-7731-2

