MANUAL

"PLANEACIÓN, PERFORACIÓN Y CONTROL DE POZOS PETROLEROS"

INDICE TEMÁTICO

CAPITULO 1

MATEMÁTICAS Y PRINCIPIOS DE FISICA **1**

1. Factores de conversión 1
2. Área 6
3. Volumen 7
4. Presiones y fuerza 11
5. Densidades 13
6. Apolicaciones de formulas 14

CAPITULO 2

YACIMIENTOS Y GRADIENTES DE PRESIÓN **15**

- Origen y clasificación de las rocas **15**
- Origen y migración del petroleo **22**
- Estructuras geologicas **25**
- Clasificación de los yacimientos **29**
- Conceptos de presiones: hidrostáticas, de formación, de fractura y Sobrecarga **32**
- Determinación de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento **37**
- Presión reducida de bombeo. **43**

CAPITULO 3

INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE EQUIPO **44**

- Tipos y características de los componentes de los equipos de PEMEX **44**
- Procedimiento para izar y abatir un mástil **54**

CAPITULO 4

HERRAMIENTAS Y EQUIPO EN PISO DE TRABAJO **57**

- Características y manejo de las llaves de fuerza manuales e hidráulicas **57**
- Tipos y manejos de las cuñas manuales y automáticas **62**
- Uso y manejo de las válvulas de seguridad **66**

CAPITULO 5

CABLE DE PERFORACIÓN **71**

- Características del cable de perforación **71**
- Significado de las toneladas kilómetro **79**
- Razones por las cuales se desliza y se corta un cable **83**
- Cuidado y problemas más comunes del cable **85**
- Tipos de anclas **89**

CAPITULO 6

SISTEMA DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL **92**

- Tipos, clasificaciones API y operaciones de preventores **92**
- Aplicación de las recomendaciones de API la Instalación y mantenimiento de las C.S.C. **96**
- Unidad acumuladora para la operación de preventores **100**
- Múltiple de estrangulación y estrangulador variable manual e hidráulico **105**
- Cabezales de T.R., carretes de T.R., carretes T.P. **108**
- Desviador de flujo (diverter) **116**

CAPITULO 7
SARTA DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN **120**

- Características y manejo de la tubería de perforación y producción (grados, roscas, etc.)
- Peso de la sarta de perforación, determinación del punto neutro y margen para jalar
- Determinación de la longitud de herramienta para perforar **132**
- Análisis de problemas más comunes en el campo y sus medidas Preventivas **134**

CAPITULO 8
FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN **135**

- Propiedades y funciones del fluido de perforación **135**
- Interpretación del análisis del fluido de control **141**
- Sistemas de control de sólidos **149**

CAPITULO 9
HIDRÁULICA BÁSICA **154**

- Calculo del gasto de las bombas de lodo **154**
- Calculo del tiempo de atraso y de un ciclo de fluido de perforación **155**
- Caída de presión por fricción en un sistema de circulación **159**
- Densidad equivalente de circulación **161**

CAPITULO 10
BARRENAS **165**

- Clasificación de barrenas **165**
- Análisis de problemas más comunes en campo **181**

CAPITULO 11
TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO **183**

- Propiedades y características de la T.R. **183**
- Problemas más comunes en campo y como prevenirlos **189**

CAPITULO 12
CEMENTACIONES **192**
- Preparación para una cementación (check list) **193**
- Procedimiento para la cementación de una T.R. y de una T.R. corta (liner)

CAPITULO 13
PEGADURAS DE TUBERÍAS **199**

- Tipos y causas de las pegaduras **199**
- Detección de punto libre **204**
- Procedimiento para string-shot **207**

CAPITULO 14
PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y BAJO BALANCE **211**

- Conceptos 211
- Procedimiento para perforación direccional 212
- Equipos y herramientas utilizadas 220
- Procedimiento para perforación bajo balance 226
- Equipos y herramientas utilizadas 229

CAPITULO 15
CONOCIMIENTO BÁSICO DE MANTENIMIENTO ELÉCTRICO-MECÁNICO **232**

- Conocimiento del sistema de potencia EMD y Caterpillar **233**
- Arranque inicial de un equipo de perforación **237**
- Características principales de los malacates **244**

- Características y operación de las bombas de lodo. **248**

CAPÍTULO 16

ACIDO SULFHIDRICO **250**

- Propiedades y caracteristicas **252**
- Recomendaciones en caso de emergencia de H_2S **260**

CAPÍTULO 17

TERMINACIONES **264**

- Tipos de terminaciones **264**
- Tipos y usos de empacadores **268**
- Clasificación de las intervenciones **280**
- Valvulas de circulacion **298**

CAPITULO 18

AGUAS PROFUNDAS **307**

- Tecnologia en tirantes de aguas profundas **310**
  . Unidades de perforacion **310**
- Sistema de risers de perforacion **327**
- Desviadores del flujo sub sea 348
- Tecnología de terminación y reparación en aguas profundas 357
  . Analisis de arboles sub marinos 357
  . Operaciones de arboles sub marinos. 377
  . Instalaciones de arboles sub marinos 381

CAPITULO 19

CONTROL DE POZOS **387**

- Sistema sub marino **387**
- Sistema hidráulico sub sea **390**
- Procedimientos de cierre convencionales normalizados **398**

CAPITULO 20

SISTEMA DE POTENCIA TOP DRIVE **401**

ANEXOS **411**

BIBLIOGRAFIA **412**

PROLOGO

El elemento humano en conjunto de sus capacidades tanto físicas y mentales son la parte escencial para desarrollar cualquier proyecto enfocado a su visión misma de sus propios conocimientos y actitudes para una plena satisfacción en conjunto de quienes lo rodean.

Una característica fundametal del ser humano ya sea técnico, especialista o teniendo como base la proactividad misma, es el sentirse dispuesto y con las garras suficientes para enfrentar y desempeñar labores próximas a su cargo, lo que le permite ser uno de los elementos mas importantes para un grupo de trabajo enfocándose directamente a su capacitación constante para obtener los beneficios tanto personales como para la misma empresa a fin de evitar errores en los procesos de trabajo.

Por ello los manuales del personal constituyen una parte importante en las labores, sirviendo como una fuente de consulta infalible para aquellos que por alguna razón desconozcan parte del proceso.

Compuesto por una serie de conceptos ya estandarizados y enfocados directamente al área de perforación y terminación de pozos este manual reúne cada etapa indispensable a desarrollar en estas dos etapas, para garantizar un optimo desarrollo de las ideas que han sido plasmada por diversas generaciones de ingenieros, técnicos y personas reconocidas por sus valiosas aportaciones a la industria petrolera basándose directamente en la experiencia misma del trabajador para familiarizar las ideas sin salir del ámbito que los rodea dia a dia.

INTRODUCCIÓN.

El Bufete Corporativo De Capacitacion Y Servicios Profesionales Del Sureste, S.C. esta implantando nuevos métodos y formas de hacer de su personal a capacitar las personas eficientes que buscan las empresas, es por ello que el diplomado ´´PLANEACION, PERFORACIÓN Y CONTROL DE POZOS´´ constituye una etapa mas para suministrar servicios especializados de atención a las presentes y futuras generaciones de trabajadores petroleros.

Este manual ha sido elaborado para dirigirse de manera clara y precisa a las personas relacionadas o no al área petrolera tanto administrativos y operacionales. Estructurado didácticamente en veinte capítulos en los cuales se encuentran los elementos básicos y desarrollados que deben comprender desde un administrativo asta un encargado de un equipo de perforación de pozos.

Incluyendo como material adicional los conocimientos básicos eléctricos y mecánicos aplicados al área operacional, para ser de este diplmado un solo concepto ´´Exelencia´´.

OBJETIVO GENERAL

Formar y actualizar al las personas encargadas de llevar acabo los procesos y actividades de planeación, perforación y control de un pozo petrolero para que a mediano o corto plazo puedan poner en practica los conocimientos adquiridos para hacer de estos la clave principal y tener los éxitos en la producción de un pozo, evitando al máximo la contaminación y contribuir con la proteccion del medio ambiente.

CAPITULO 1

MATEMÁTICAS BÁSICAS Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE FÍSICA.

Unidades prácticas de campo sistema métrico decimal y sistema ingles (SMD, SI).

UNIDADES BASICAS SI (Sistema Internacional)

Cantidad fundamental	Unidad básica	Símbolo
Longitud	Metro	m
Masa	Kilogramo	kg
Tiempo	Segundos	seg
Energía eléctrica	Ampere	A
Temperatura	Kelvin	K

UNIDADES DERIVADAS PARA CANTIDADES

Físicas comunes

Cantidad	Unidad derivada	Símbolo
Área	Metro cuadrado	m^2
Volumen	Metro cúbico	m^3
Masa(densidad)	Kilogramo por metro cúbico	kg/m^3
Velocidad	Metro por segundo	m/seg
aceleración	Metro por segundo cuadrado	m/seg^2
Presión	Kilogramo por centímetro cuadrado	kg/cm^2
Viscosidad		m^2/seg

FACTORES DE CONVERSIONES

UNIDADES DE LONGITUD

Unidades				Factor de conversiòn
Pies	A	M	multiplicar por	0.3048
Pies	A	Cm	multiplicar por	30.48
Pies	A	Mm	multiplicar por	304.8
Pies	A	Pulg.	multiplicar por	12
pulg.	A	M	multiplicar por	0.0254
pulg.	A	Cm	multiplicar por	2.54
pulg.	A	Mm	multiplicar por	25.4
pulg.	A	Pies	multiplicar por	0.0833
M	A	Pies	multiplicar por	3.28
M	A	Pulg.	multiplicar por	39.37
Cm	A	Pies	multiplicar por	.0328
Cm	A	Pulg.	multiplicar por	.3937
Mm	A	Pulg.	multiplicar por	.03937
Milla	A	Km	multiplicar por	1,609

UNIDADES DE SUPERFICIE

$pies^2$	A	$pulg.^2$	multiplicar por	144
$pies^2$	A	$cm.^2$	multiplicar por	929.03
$pies^2$	A	$m.^2$	multiplicar por	0.0929
$pulg.^2$	A	$Pies^2$	multiplicar por	0.0069
$pulg.^2$	A	$cm.^2$	multiplicar por	6,451
$pulg.^2$	A	$m.^2$	multiplicar por	0.000645
$cm.^2$	A	$pulg.^2$	multiplicar por	0.155
$cm.^2$	A	$Pies^2$	multiplicar por	0.001076
$m.^2$	A	$pulg.^2$	multiplicar por	1550.3
$m.^2$	A	$Pies^2$	multiplicar por	10.76
$m.^2$	A	$cm.^2$	multiplicar por	10,000

UNIDADES DE PESO O FUERZAS

Unidades				Factor de conversiòn
lb.	A	gr.	multiplicar por	453
lb.	A	Kg.	multiplicar por	0.453
lb.	A	tons.	multiplicar por	0.000453
lb.	A	Newton	multiplicar por	4,448
Kg.	A	lb.	multiplicar por	2,205
lb/pie	A	Kg/m	multiplicar por	1.49
Kg.	A	Newton	multiplicar por	9,807
gr.	A	lb.	multiplicar por	0.0022
tons.(métrica)	A	lb.	multiplicar por	2205
tons.(larga)	A	lb.	multiplicar por	2240
tons.(cortas o netas)	A	lb.	multiplicar por	2000
tons.(cortas o netas)	A	tons.(metrica)	multiplicar por	0.907
tons.(métrica)	A	Kg.	multiplicar por	1000

UNIDADES DE DENSIDADES

gr/cm^3	A	$lb/pies^3$	multiplicar por	62.5
gr/cm^3	A	lb/gal	multiplicar por	8.33
Kg/m^3	A	gr/cm^3	multiplicar por	0.001
$lb/pies^3$	A	gr/cm^3	multiplicar por	0.0160
lb/gal	A	gr/cm^3	multiplicar por	0.12
lb/gal	A	$lb/pies^3$	multiplicar por	7.51
$lb/pies^3$	A	lb/gal	multiplicar por	0.133
$lb/pulg^3$	A	gr/cm^3	multiplicar por	2768
lb/pie^3	A	Kg/m^3	multiplicar por	16.02

UNIDADES DE PRESIÓN

$lb/pulg^{2\ (psi)}$	A	Kg/cm^2	multiplicar por	.0703
Kg/cm^2	A	$lb/pulg^{2\ (psi)}$	multiplicar por	14.2
Atm	A	$lb/pulg^{2\ (psi)}$	multiplicar por	14.7

Atm	A	mmHg	multiplicar por	760
Atm	A	pulg.Hg	multiplicar por	29.92
Atm	A	pie H_2O	multiplicar por	33.94
Atm	A	Kg/cm^2	multiplicar por	1,034

UNIDADES DE POTENCIA

H.P.(Caballos de fuerza)	A	Kilowatts	multiplicar por	0.7457
C.V. (Caballos de vapor)	A	Kg/seg.	multiplicar por	75
H.P.(Caballos de fuerza)	A	Kg/seg.	multiplicar por	76
H.P.(Caballos de fuerza)	A	C.V. (Caballos de vapor)	multiplicar por	10,139
H.P.(Caballos de fuerza)	A	lb pie/seg.	multiplicar por	550
Kilowatts	A	Watts	multiplicar por	1000
lb pie/seg.	A	Watts	multiplicar por	1,356

UNIDADES DE GASTO

bl/hr	A	$pies^3$/min.	multiplicar por	0.0936
bl/hr	A	gal/min.	multiplicar por	0.7
bl/dia	A	gal/min.	multiplicar por	0.0291
bl/min.	A	lt/min.	multiplicar por	159
$pies^3$/min.	A	gal/min.	multiplicar por	7,481
gal/min.	A	lt/min.	multiplicar por	3,785

UNIDADES DE VOLUMEN

Litros	A	$pulg^3$	multiplicar por	61.02
Litros	A	Gal	multiplicar por	0.2642
Litros	A	$pies^3$	multiplicar por	0.03531
Litros	A	Gal	multiplicar por	0.2642
$pulg^3$	A	cm^3	multiplicar por	16.39
$pulg^3$	A	m^3	multiplicar por	0.000163
Bl	A	Gal	multiplicar por	42
Bl	A	Litros	multiplicar por	159
Bl	A	m^3	multiplicar por	0.159
Bl	A	$pies^3$	multiplicar por	5.6
Gal	A	Litros	multiplicar por	3,785
Gal	A	m^3	multiplicar por	0.003785
Gal	A	Bl	multiplicar por	0.0238
Gal	A	cm^3	multiplicar por	37,850
Gal	A	$pies^3$	multiplicar por	0.133
M^3	A	Litros	multiplicar por	1,000
M^3	A	cm^3	multiplicar por	1,000,000
M^3	A	Ml	multiplicar por	1,000,000
M^3	A	$pies^3$	multiplicar por	35,310
M^3	A	Bl	multiplicar por	6.28
M^3	A	Gal	multiplicar por	264.2
$pies^3$	A	m^3	multiplicar por	0.0283
$pies^3$	A	Litros	multiplicar por	28.3
$pies^3$	A	Bl	multiplicar por	0.178
$pies^3$	A	cm^3	multiplicar por	28316.84
$pies^3$	A	Gal	multiplicar por	7.51
Cm^3	A	$pies^3$	multiplicar por	0.0000351
Cm^3	A	Gal	multiplicar por	0.0002642

Área.

Es la medida de todo espacio o extensión ocupada por una superficie.

El área se mide en unidades cuadradas:

cm^2, m^2, $pulg.^2$, etc.

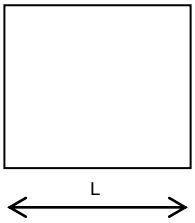
Ejemplos:

Cuadrado:

Formula = L x L

Donde:

L = Lado



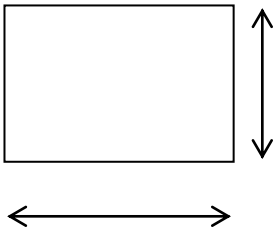
Rectángulo:

Formula = L x H

Donde:

L = largo.

H = ancho.



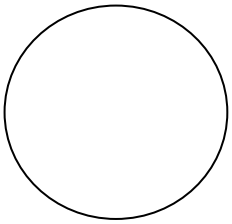
Círculo:

Formula = $\frac{\pi \times D^2}{4}$

Donde:

π = 3.1416

D^2 = Diámetro al cuadrado



Elipse:

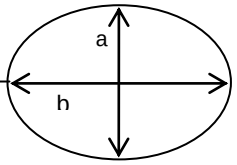
Formula = $\frac{\pi \times a \times b}{4}$

Donde:

π = 3.1416

a = Eje menor

b = Eje mayor



Area transversal de un tubo (corona circular).

Formula = $\frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2)$ ó $\pi \times (R^2 - r^2)$

Donde:

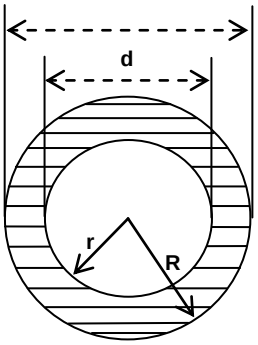
π = 3.1416

D = Diámetro mayor

d = Diámetro menor

R = Radio mayor

r = Radio menor



Volúmenes.

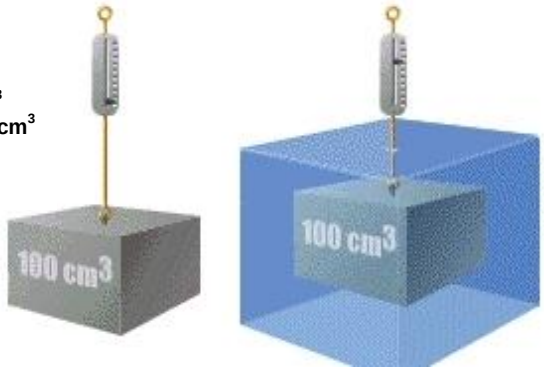
Principio de Arquímedes.

Es la ley física que establece que *cuando un objeto se sumerge total o parcialmente en un líquido, éste experimenta un empuje hacia arriba igual al peso del líquido desalojado*. El concepto clave de este principio es el **"empuje",** que es la fuerza que actúa hacia arriba reduciendo el peso aparente del objeto cuando éste se encuentra en el agua.

Por el principio de Arquímedes, los barcos flotan más bajos en el agua cuando están muy cargados (ya que se necesita desplazar mayor cantidad de agua para generar el empuje necesario). Además, si van a navegar en agua dulce no se pueden cargar tanto como si fuesen a navegar en agua salada, ya que el agua dulce es menos densa que el agua de mar, y por tanto, se necesita desplazar un volumen de agua mayor para obtener el empuje necesario. Esto implica que el barco se hunda más.

1.- El peso aparente de un bloque de aluminio sumergido en agua se ve reducido en una cantidad igual al peso del agua desplazada.

Volumen del aluminio = 100cm^3
Densidad del aluminio = 2.7 gr/cm^3
Masa del aluminio = 270 gr
Peso del aluminio = 2,7 N

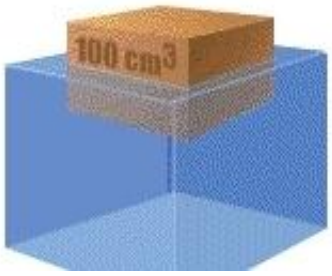


Volumen del agua desplazada = 100cm^3
Densidad del agua = 1.0 gr/cm^3
Masa del agua desplazada = 100 gr
Peso del agua desplazada = 1.0 N

2.- Si un bloque de madera está completamente sumergido en agua, el empuje es mayor que el peso de la madera (esto se debe a que la madera es menos densa que el agua, por lo que el peso de la madera es menor que el peso del mismo volumen de agua).

Por tanto, el bloque asciende y emerge del agua parcialmente desplazando así menos agua hasta que el empuje iguala exactamente el peso del bloque.

Volumen de la madera = 100cm^3
Densidad de la madera = 0.6 gr/cm^3
Masa de la madera = 60 gr
Peso de la madera = 0.6 N

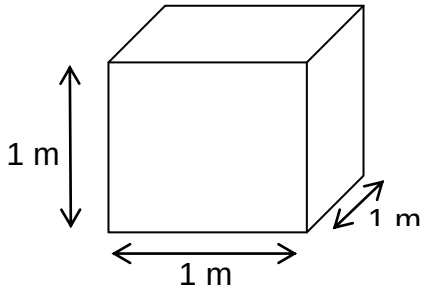


Volumen del agua desplazada = 60cm^3
Densidad del agua = 1.0 gr/cm^3
Masa del agua desplazada = 60 gr
Peso del agua desplazada = 0.6 N

Volumen.- Es la medida del espacio que limita a un cuerpo El volumen se mide en unidades cúbicas: m³, pies³, pulg³, etc.

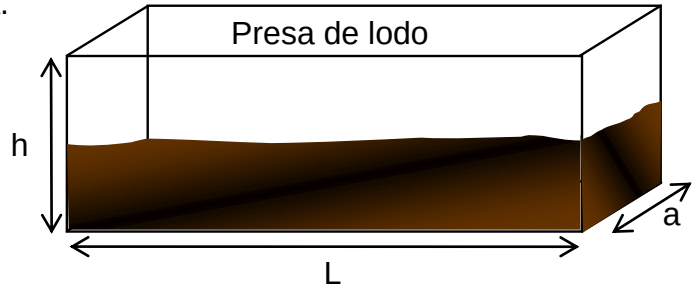
Ejemplo: 1 m³ es el volumen que abarca un cubo de 1 m por lado

Con el objeto de conocer cuantas veces contiene un sólido geométrico, a continuación se dan las formulas para calcular los volúmenes de diferentes cuerpos geométricos.



Determinar el volumen de lodo de una presa que tiene: 11.00 m de largo, 2.10 m de ancho y 2.20 m de altura.

Ejemplo:



Donde:

L = Largo

a = Ancho

h = Altura

Formula: Volumen = L x a x h = m³

Volumen = 11.00 x 2.10 x 2.20 = 50.8 m³

Cilindro circular recto.

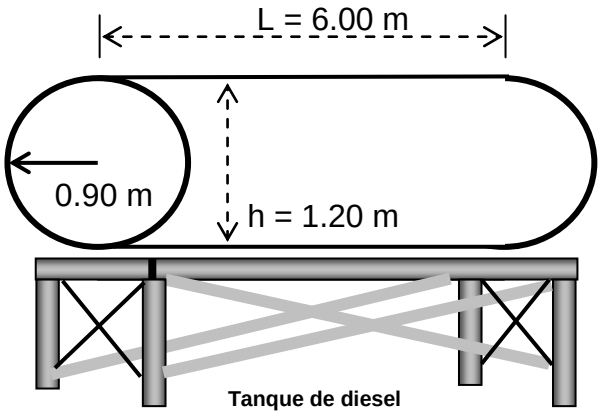
Formula = π x r^2 x L

Donde:

π = 3.1416

r^2 = Radio al cuadrado

L = Largo



Ejemplo:

Calcular el volumen de un tanque horizontal de diesel que mide 0.90 m de radio y 6.00 m de largo.

Volumen = 3.1416 $(0.90)^2$ x 6.00 = **15.2 m^3**

Formula para calcular el volumen de fluido contenido en un tanque cilíndrico de forma horizontal a determinada altura, con la figura del ejemplo anterior calcular el volumen de diesel con una altura de 1.20 m.

Formula:

$$V = 1.33 \times h^2 \times l \sqrt{\frac{D}{h} - 0.608}$$

Donde:

V = Volumen de un tanque cilíndrico en m^3

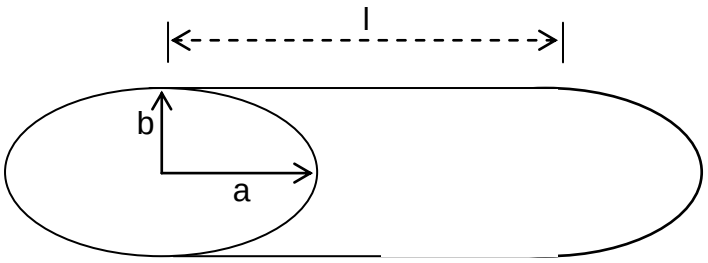
h = Altura del nivel del tanque, en m.

L = Largo del tanque en m.

0.608 = Factor

1.33 = Factor

Cuerpo elíptico.



Tanque de diesel elíptico.

Formula:

$V = \pi \times a \times b \times L$

Donde:

π = 3.1416

a = semi-eje mayor

b = semi-eje menor

L= longitud

Ejemplo:

Determine el volumen de un tanque con los siguientes datos:

π = 3.1416

a = 1.20 m

b = 0.80 m

L = 5.5 m

Sustituyendo:

V = 3.1416 x 1.20 x 0.80 x 5.5 = **16.58 m³**

Convirtiéndolo a litros se multiplica por 1000 (donde 1 litro = 1000ml)

16.58 x 1000 = **16,580 litros**

Presiones y fuerzas.

Es la fuerza ejercida perpendicularmente a una superficie por: un fluido, el peso ó empuje de un sólido, etc.

Para conocer la presión que ejerce una fuerza sobre una superficie ó área se utiliza la siguiente formula:

Donde:

P = Presión

F = Fuerza

A = Área

Por consiguiente:

Formula

$$P = \frac{F}{A}$$

$$\text{Presión} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}}$$

Las unidades y símbolos en las que se expresa la presión son:

Sistema métrico decimal	**Sistema ingles**
Kilogramo/centímetro cuadrado (kg / cm²)	Libras/pulgadas cuadradas (lb / pulg.²)

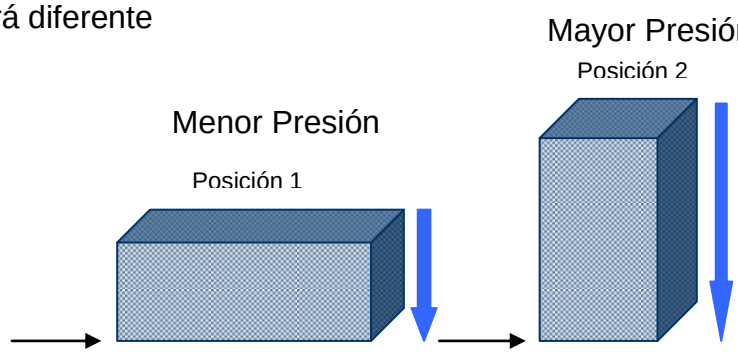
Factor de conversión.

kg / cm² a lb / pulg.² → **14.22**

Factor de conversión.

lb / pulg.² a kg / cm² → **0.0703**

Ejemplo de un cuerpo del mismo volumen, pero en diferentes posiciones; la presión ejercida será diferente



Ejemplo aplicado: ¿Que presión ejerce un mástil sobre sus apoyos dos gatos de tornillo con total de 91.20 cm² cuando su estructura pesa 5 toneladas con una carga adicional al gancho de 30 toneladas?

Datos

Área = 91.20 cm²

Fuerza = 35 tons.

1 tonelada = 1,000 kg

Formula

$$P = \frac{F}{A}$$

Sustituyendo:

$$P = \frac{35 \text{ tons. } x \text{ } 1000}{91.20 \text{ cm}^2} = \frac{35000 \text{ Kg}}{91.20 \text{ cm}^2} = 383.7 \text{ Kg / cm}^2$$

P = 383.7 Kg. / cm²

Si se requiere conocer cual es la presión ejercida en lb/pulg.² se utiliza ***el factor de conversión 14.22.***

383.7 kg / cm² x 14.22 = 5456 lb. / pulg.²

P = 5456.2 lb. / pulg.²

Densidades.

La densidad es la relación de la masa por unidad de volumen, como, por ejemplo, kg/m^3 ó lb/ft^3. Tiene tanto valor numérico como unidades. Para determinar la densidad de un sustancia se podría encontrar tanto su volumen como su masa, o peso. Si la sustancia es un sólido, un método para determinar su volumen es desplazar una cantidad medida de líquido inerte.

Común mente en el área petrolera, la densidad de un fluido de control es tan necesaria y tiene que resultar específica, ya que de esta depende el control primario de un pozo. El ayudante de perforación chango o el quimico en turno deven cuidar este parámetro constantemente, comúnmente se utiliza la balanza para lodos para medir esta propiedad del lodo.

Conversión de unidades.

La regla para el manejo de unidades es, en esencia, bastante sencilla: tratar las unidades como si fueran símbolos algebraicos. Usted puede sumar, restar, o igualar unidades parecidas como libras, watts, etc., pero no unidades distintas. De esta manera, la operación:

5 kilogramos + 3 calorías

No tiene sentido dado que las dimensiones de los dos términos son diferentes. La operación numérica:

10 libras + 5 gramos

Se puede efectuar (ya que las dimensiones son las mismas, masa) solamente después de que se transformen las unidades hasta ser las mismas, ya sea libras, o gramos u onzas u así sucesivamente. En la multiplicación y la división, puede multiplicar o dividir unidades diferentes, como (10 centímetros / 4 segundos) = 2.5 centímetros/segundo, pero no puede cancelarlas. Las unidades contienen una

cantidad importante de información que no se puede pasar por alto. También sirven como guía en la resolución eficiente de problemas como lo podrá ver mas adelante. Como ejemplo sume lo siguiente:

a).- 1 pie + 3 segundos.

b).- 1 caballo de fuerza + 300 watts.

Solución:

La operación indicada por:

1 pie + 3 segundos.

No tiene significado ya que las dimensiones de los dos terminos no son las mismas. 1 pie tiene las dimensiones de longitud, mientras que 3 segundos tienen las dimensiones de tiempo. En el caso de:

1 Hp + 300 watts

Las dimensiones son las mismas (energia por unidad de tiempo) pero las unidades son diferentes. Tiene que transformar las dos cantidades en unidades semejantes, como caballos de fuerza, watts o alguna otra, antes de que se lleve a cabo la suma. Puesto que un Hp es igual a 746 watts.

746 watts + 300 watts = 1046 watts.

Aplicación de Fórmulas.

Formula para determinar gastos de una bomba

Bomba Triplex

$Q = 0.0102 \times D^2 \times L$

$Q = 0.0386 \times D^2 \times L$

Donde:

Q = Gasto de un a bomba triplex,

Factor 0.0102= en gal/emb.

Factor 0.0386= en lt/emb.

D = Diámetro de la camisa, en pulg.

L = Longitud de la carrera, en pulg.

CAPITULO 2

YACIMIENTOS Y GRADIENTES DE PRESIÓN.

Origen y clasificación de las rocas.

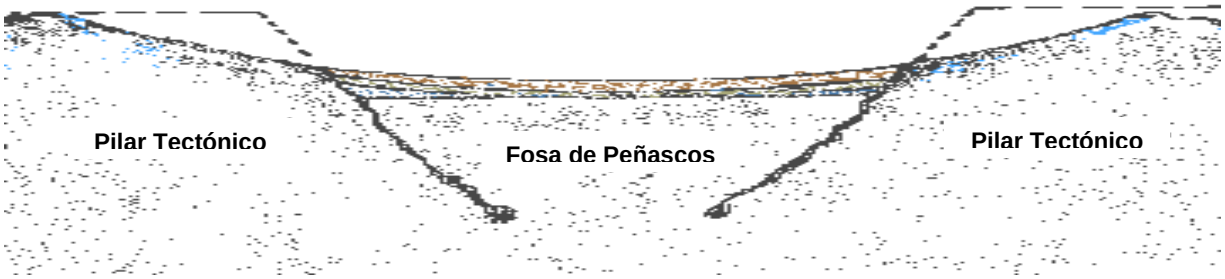
Historia de la tierra.

La ciencia que estudia la tierra y su evolución es la geología. La tierra está formada por una gran variedad de materiales como aire, agua, hielo, minerales, rocas y organismos vivos. Los movimientos relativos de estos materiales por agentes tales como el viento, la lluvia, los ríos, las olas, crecimiento de los organismos y la actividad volcánica, ocasionan todos los cambios en la corteza terrestre.

Estos cambios comprenden la formación de nuevas rocas a partir de otras antiguas, estructuras nuevas en la corteza y nuevas distribuciones de mares y continentes, montañas y llanuras. El paisaje actual es solamente la última fase de una serie de variadísima e infinita de paisajes terrestres y marinos. Es por eso que una roca no es sólo un conjunto de minerales, sino que es una página de la autobiografía de la tierra, dispuestas en orden apropiado, estas páginas engloban la historia de la tierra.

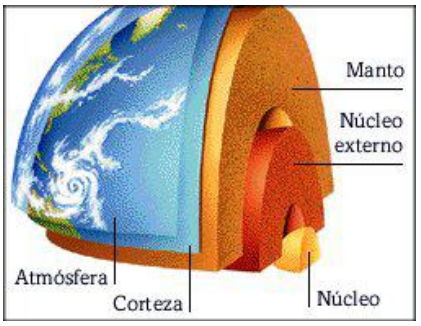
Se considera que la Tierra se formó junto con el sistema solar, a partir de la condensación de polvo cósmico, hace aproximadamente cinco millones de años, pasando por una etapa de fusión inducida por la comprensión gravitacional y el desprendimiento de energía de elementos radioactivos. Con el transcurso del tiempo geológico (millones de años), al irse enfriando la Tierra, se solidificó el material fusionado (magma) dando origen a las rocas ígneas que formaron la corteza terrestre. Simultáneamente se liberaron masas de vapor y gases que construyeron la atmósfera, generándose lluvias torrenciales que formaron los océanos.
El movimiento del agua, removió partículas de roca, arrastrándolas a los lugares más bajos. A este proceso se le llamo ***erosión*** el cual también se debe a la acción del viento, a la formación de glaciares (hielo) y cambios de temperatura. Finalmente, las

partículas o detritos derivados de las rocas ígneas fueron transportados y acumulados, proceso que se conoce como *sedimentación.* En la siguiente figura puede observarse como ciertos bloques de rocas ígneas se han desgastado de sus formas originales (líneas punteadas) y entre estos bloques aparece un valle parcialmente lleno con los sedimentos resultantes.



Valle de sedimentos formada por la erosión.

La siguiente figura muestra el corte de nuestro planeta en donde se representa el núcleo magmática, el núcleo exterior, el manto y la denominada corteza terrestre también llamada litosfera que tiene aproximadamente 50 Km de espesor.



Corte transversal de la tierra.

A continuación se anotan algunos datos numéricos de la tierra:

Diámetro Ecuatorial---------- 12,757 Km.
Diámetro Polar---------- 12.714 Km.
Longitud del Meridiano Polar---------- 40,077 Km.
Superficie total---------- 510 Millones de km²
Superficie cubierta por mares---------- 361 Millones de km² (70.78%)
Superficie de tierra emergida---------- 149 Millones de km² (29.22%)
Mayor altura conocida---------- 8,882 m. sobre el nivel del mar
Mayor profundidad marina conocida---------- -- 10,480 m. bajo el nivel del mar

A cntinuacion se muestra la división de la tierra con forme a sus tiempos geológicos.

Escala geológica del tiempo comunemente utilizado en perforacion.

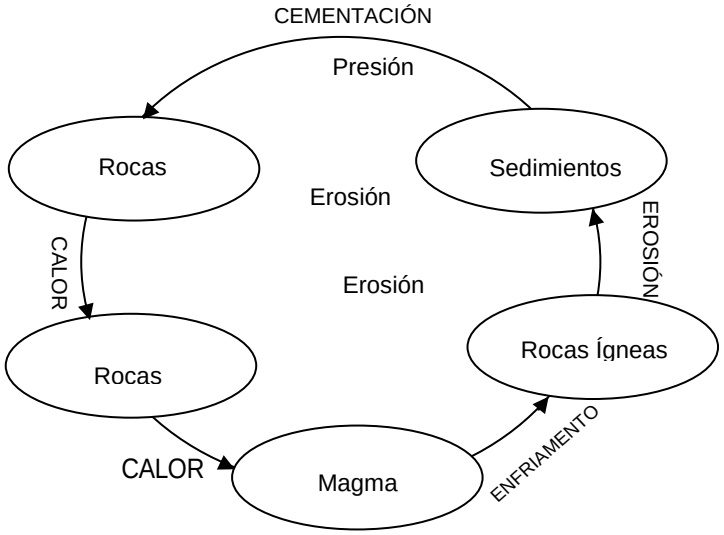
ERAS	PERIODOS	ESPESOR MÁXIMO DE ESTRATOS EN MTS.	DURACIÓN APROXIMADA EN AÑOS	VIDA CARACTERÍSTICA
CENOZOICA	CUATERNARIO -Actual -Pleistoceno TERCIARIO -Plioceno -Mioceno -Oligoceno -Eoceno	 1,220 4,000 6,400 4,570 4,270	25,000 1,000,000 15,000,000 35,000,000 50,000,000 70,000,000	 Hombre Moderno Hombre de la Edad Piedra Mamíferos y plantas con flores
MESOZOICA	-Cretácico -Jurásico -Triásico	19,500 6,100 7,620	120,000,000 150,000,000 190,000,000	Reptiles
PALEOZOICA	-Pérmico -Carbonífero -Devónico -Silúrico -Ordivícico -Cámbrico	4,000 12,190 11,280 4,570 12,190 12,190	220,000,000 280,000,000 320,000,000 350,000,000 400,000,000 500,000,000	Anfibios y plantas primitivas Peces Invertebrados y fósiles abundantes
PRECÁMBRICA	-Proterozoico -Arqueozoico -Eozoico	Desconocidos en detalle pero inmensamente grandes	1750,000,000	Restos escasos de esponjas y algas Sin evidencia fósil de vida
ORIGEN DE LA TIERRA			Por lo menos 5000,000,000	

Clasificación de las rocas.

Las referencias que hicimos anteriormente de las rocas, son suficientes para mostrar que pueden dividirse en tres grandes grupos, de acuerdo a su origen:

a).- Rocas ígneas
b).- Rocas sedimentarias
c).- Rocas metamórficas

La siguiente figura muestra el ciclo evolutivo de las rocas.



Ciclo evolutivo de las rocas

16 Rocas Ígneas.- Ya se anotó que por el enfriamiento de la Tierra, la materia en estado de fusión dio origen a las rocas ígneas. Las erupciones volcánicas proporcionan una prueba espectacular de que el interior de la Tierra se encuentra todavía caliente; básicamente un volcán es una grieta o apertura por la cual el magma procedente de las profundidades es lanzado a la superficie bajo la forma de corriente de lava, nubes explosivas de gases y cenizas volcánicas, dando lugar a nuestra roca ígnea al enfriarse.

17 Rocas sedimentarias.- Como producto de los procesos erosivos y por la acción de agentes de transporte como vientos, ríos y mares, así como la propia acción de la vía generadora de sedimentos orgánicos, se dio origen a las rocas sedimentarias.

Para la industria del petróleo estas rocas son las más importantes, ya que en ellas ocurre el origen, migración y acumulación de depósitos de hidrocarburos. Éstas rocas se clasifican a su vez en:

- Clásticas.
- Químicas.
- Orgánicas.

Las rocas *sedimentarias clásticas.*- son aquéllas formadas a partir de fragmentos o material clástico, compuesto por partículas de minerales o de otras rocas que ya existían previamente.

Las rocas *sedimentarias químicas.*- son las que se forman por la precipitación, evaporación de aguas salubres y reacciones químicas de sales disueltas.

Las rocas *sedimentarias orgánicas.*- son las que se forman por desechos orgánicos de plantas y animales.

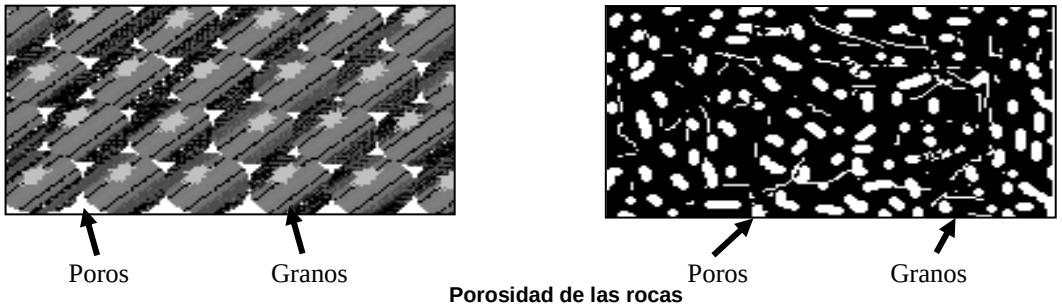
CLÁSTICAS	QUÍMICAS	ORGÁNICAS
Conglomerados	Calizas	Turba
Areniscas	Dolomitas	Carbón
Limonitas	Arena	Distomita
Esquistos	Yeso	Calizas
	Sal o anhidrita	

Rocas sedimentarias

Estas rocas poseen dos propiedades importantes que son:

Porosidad
Permeabilidad

Porosidad.- Los espacios entre las partículas de una roca se denominan poros, estos espacios pueden ser ocupados por fluidos como agua, aceite ó gas, tal y como se observa en una esponja la cual puede contener líquidos o permanecer vacía sin variar su volumen total.



Porosidad de las rocas

En algunas rocas estos espacios pueden o no estar comunicados, lo cual es muy importante, ya que de estos depende que pueda existir flujo a través de la roca.

El volumen de poros entre el volumen total de la roca nos da una medida porcentual de la porosidad.

Así por ejemplo, si tenemos una roca con un volumen de 10 cm^3, con un volumen poroso de 2 cm^3 el valor de su porosidad (ø) sería:

$$Ø = \frac{2\ cm^3}{10\ cm^3} = 0.2 = 20\%\ \text{de porosidad}$$

Los valores de porosidad varían según el tipo y las características de las rocas en porcentajes de 5 a 25 %.

Estas mediciones se hacen a partir de núcleos en laboratorios ó indirectamente por medio de análisis de registros de pozos.

Porosidad y permeabilidades características de rocas en yacimientos comerciales

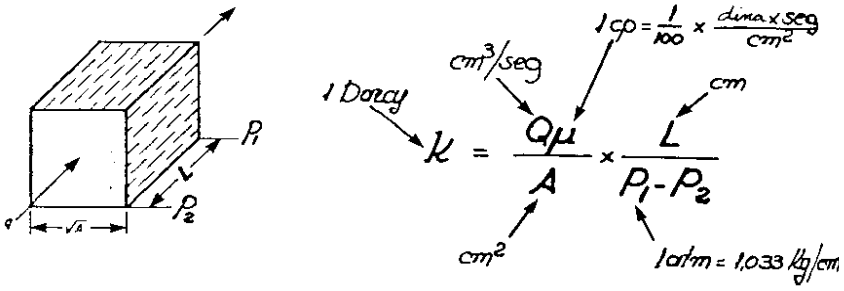
Porosidad primaria.- es aquella que se refiere a los espacios resultantes en la roca después de su proceso de sedimentación.

Porosidad secundaria.- es aquella resultante de las fracturas, cavernas y otras discontinuidades en la matriz rocosa.

Permeabilidad.- La permeabilidad de una roca es la medida de su capacidad específica para que exista flujo a través de ella.

En la Industria petrolera la unidad que se usa para medir la permeabilidad es el *Darcy.* Se dice que una roca tiene permeabilidad Darcy, si un gradiente de presión de 1 atm/cm^3 induce un gasto de 1 cm³/seg por cm² de área transversal, con un líquido de viscosidad igual a 1 Centipiose (cp). Para fines prácticos se utiliza el milidarcy (md) que es la milésima parte de 1 Darcy.

Formula:



Definición de Darcy

18 Rocas metamórficas.- Cuando las rocas de la corteza terrestre se encuentran bajo la influencia de presión por columnas de sedimentos, tracción por movimientos telúricos; elevadas temperaturas por actividad ígnea; reaccionan con cambios en la estructura y composición mineral, con lo cual llegan a formarse las metamórficas.

Composición de las rocas

SÍMBOLO	NOMBRE	PORCENTAJE %
O	Oxigeno	46.71
Si	Silicio	27.69
Al	Aluminio	8.07
Fe	Hierro	5.05
Ca	Calcio	3.65
Na	Sodio	2.75
K	Potasio	2.58
Mg	Magnesio	2.08
Ti	Titanio	0.62
H	Hidrógeno	0.14
	TOTAL	99.34%

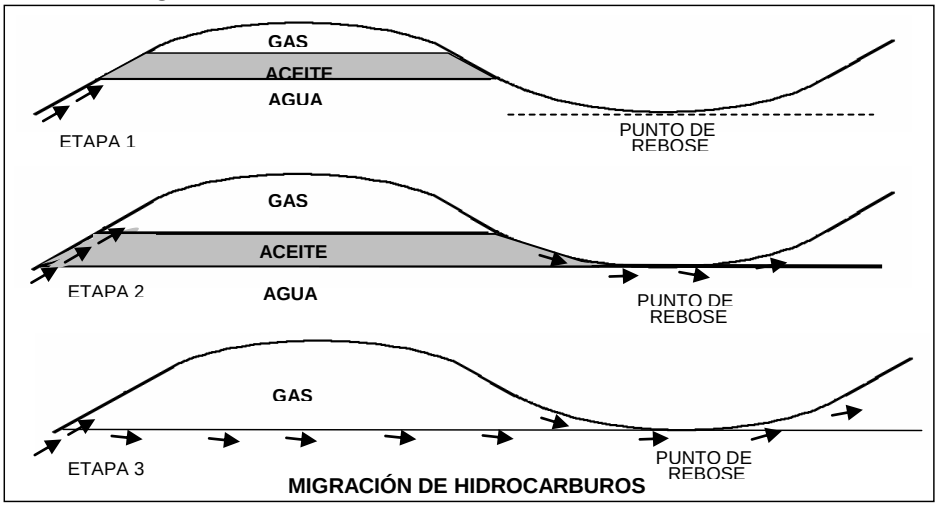
Origen y migración del petróleo.

Origen.- Petróleo (del latín petra = roca y oleum = aceite) es el termino general con el que se designan todos los hidrocarburos naturales, ya sean sólidos o gaseosos que se encuentran en las rocas. El petróleo se compone de una mezcla de hidrocarburos (compuestos de Carbón e Hidrógeno) diferentes, por lo general acompañados de pequeñas cantidades de compuestos de Nitrógeno, Azufre y Oxígeno. Siendo fluidos, el aceite y el gas se comportan muy análogamente a las aguas subterráneas; ocupan los intersticios o espacios porosos de rocas tales como arenas, areniscas y calizas cavernosas o fisuradas, en aquellos lugares en que estas *rocas almacén* están convenientemente encuadradas por rocas impermeables, de modo que el aceite quede encerrado entre ellas.

Teorías de su origen.

La *Teoría Inorgánica.-* sostiene que el aceite se formó por procesos volcánicos y químicos en la profundidad de la corteza terrestre, desplazándose, posteriormente, a través de las rocas porosas hasta acumularse en trampas naturales.

La *Teoría Orgánica.-* es la más aceptada por los científicos, ésta afirma que el Carbón e Hidrógeno que forman el petróleo, provienen de restos de plantas y animales acumulados a través del tiempo geológico. A medida que se acomodaron los sedimentos, la acción de las bacterias junto con las condiciones de presión y temperatura dieron lugar a la formación de hidrocarburos



MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS

Migración.- Por migración s entiende el movimiento de líquidos y gases del área donde se formaron (roca madre) y que van hacia la roca donde se puedan acumular (roca almacén) La migración es un proceso continuo, una vez que los hidrocarburos son generados y expulsados de su lugar de origen, sin tomar en cuenta si se mueven a través de rocas porosas o por un sistema de fracturas.

Los esquemas sucesivos de la figura anterior muestran el movimiento de ellos como ce describe a continuación.

En la etapa 1.- se ilustra la estratificación del gas, aceite y agua arriba del punto de rebose de la trampa.

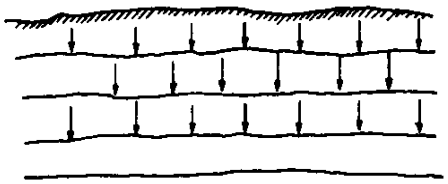
En la etapa 2.- se muestra como los hidrocarburos llenan la trampa hasta el punto de rebose, causando que el aceite migre hacia arriba.

La etapa 3.- señala como la trampa está llena de gas, éste se mueve debajo entrando en la trampa, pero un volumen igual se rebasa al mismo tiempo y el aceite se ha desviado completamente de la trampa.

De la interpretación anterior se deduce que deberá existir una barrera necesaria para impedir una migración, con objeto de tener una acumulación de hidrocarburos.

En algunos casos el peso de las rocas y en otros la presión hidrostática ejercida sobre los hidrocarburos, darán la fuerza necesaria para expulsarlos a través de las capas más porosas o fracturadas hacia regiones de más baja presión.

Almacenamiento de hidrocarburos en arenas o areniscas



Efecto del peso de las rocas

Aquí podemos observar como los tres fluidos del depósito, que son el gas, el aceite y el agua, por tener diferentes densidades ocupan determinados espacios en la trampa. De esta forma los hidrocarburos migran hacia arriba a través de las rocas y a lo largo de muchos kilómetros; inevitablemente existirá una fuerza que los impulse, y en este caso es al agua salada quien la esta ejerciendo.

A continuación se dan las características de las rocas:

La caliza.- es un tipo de roca sedimentaria, rica en carbonato de calcio, que la mayoría de las veces sirve como roca almacenada para el petróleo

La lutita.- es una roca formada por partículas finísimas de arcilla muy compactas entre sí. Los poros entre ellos son muy pequeños para que los hidrocarburos puedan fluir a través de los mismos.

La arenisca.- es una roca sedimentaria formada por granos de arena separados por la disgregación de las rocas preexistentes. Tienen muchos poros entre sí y normalmente con buena porosidad.

La porosidad es afectada adversamente por la compactación y cementación de los sedimentos. En las areniscas la porosidad se debe a la mezcla de distintos tamaños de granos y a la forma de empacarse.

La compactación por sobre peso de las rocas aplastará a los granos de arena, dando como resultado una menor porosidad. En los carbonatos (calizas), la porosidad y la permeabilidad están relacionadas con la sedimentación y con los cambios que han tenido lugar después de la acumulación.

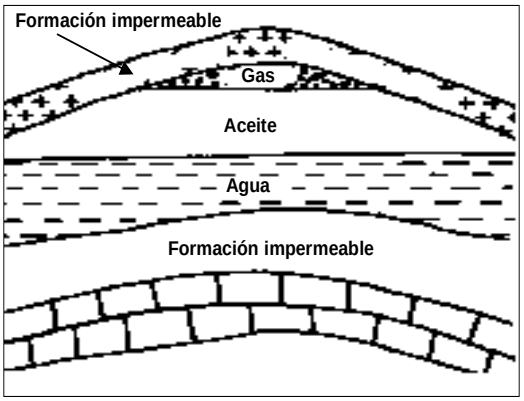
Las corrientes subterráneas que circula a través de los poros de una caliza pueden aumentar mucho el tamaño de éstos al disolverse la roca. Estas corrientes aumentarán las fracturas, las juntas y los poros.

Los factores que afectan la porosidad, también afectan la permeabilidad, sin la cual los hidrocarburos no pueden fluir, migrar o moverse a través de las rocas. Ejemplo de esta son las lutitas, que a pesar de tener muchos poros; tienen poca permeabilidad por lo que estas formaciones no tiene porosidad.

Estructuras Geológicas

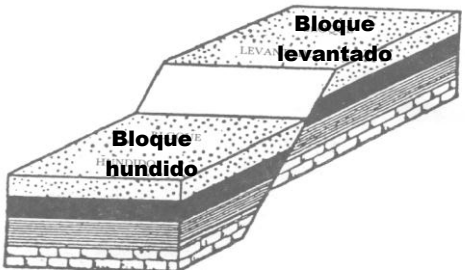
Las principales estructuras capaces de contener hidrocarburos se clasifican en:

Anticlinal.- En esta estructura, también llamada domo, la acumulación de aceite y gas es sustentado por agua en una trampa, teniendo de apoyo dos formaciones impermeables. Los relieves de este tipo varían entre ciento y miles de metros. Muchos de ellos están acallados y el patrón puede ser sencillo o en extremo complejo.



Estructura anticlinal

Trampas por fallas.- Fallas normales o de gravedad controlan la producción en gran número de yacimientos. Ocurren en donde los efectos de esfuerzos tensionales son dominantes.



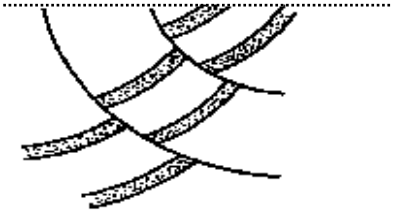
Invariablemente los pozos que pasan por una falla normal perforan una sección sedimentaria anormalmente corta.

Las fallas suelen dividir un yacimiento de depósitos separados o bloques de falla. Estas pueden ser paralelas, como muestra la figura siguiente, y cruzadas para formar trampas.

Fallas paralelas

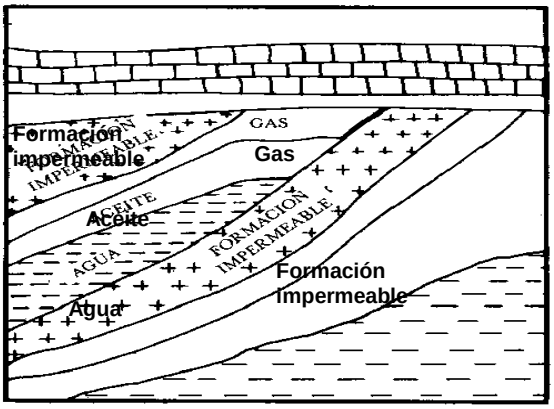
También se desarrollan en grandes pliegues y pueden formar depósitos separados en estructuras mayores.

Las fallas inversas ocurren ordinariamente en zonas que han sufrido compresión. Los pozos que pasan por éstas fallas normalmente repiten la sección, pasando de capas antiguas por encima de la falla a capas más jóvenes por debajo de la misma.



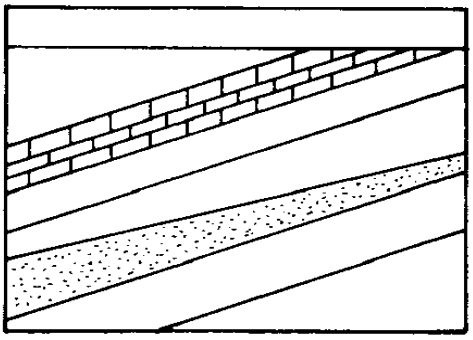
Falla inversa

Estratigráfica.- Se le llama así a la estructura o trampa que tiene un acuñamiento de una arena productiva atrapada por capas impermeables. Estas discordancias o periodos de erosión seguidos de depositación llegan a formar trampas ricas en hidrocarburos. Aunque la figura muestra una arenisca truncada, las discordancias pueden atrapar petróleo en calizas o en dolomitas.



Falla estratigráfica

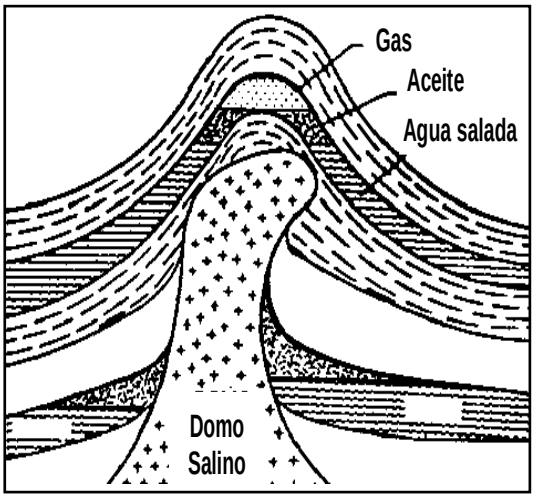
De cuña.- Se forman cuando una arenisca porosa gradualmente se convierte en lutita o en caliza compacta. Estos adelgazamientos pueden ser vestigios de antiguos bancos y extenderse en muchos kilómetros a lo largo de una faja angosta, en el límite de buzamiento, arriba de la arenisca.



trampa de cuña

Estructuras salinas.- Están presentes a lo largo de la costa del Golfo. El grupo o tapón salino ha salido por entre sedimentos superyacentes. La producción ocurre en muchas trampas diferentes donde suele haber fallas complejas.

La sal puede estar cubierta por roca caliza, yeso, azufre o anhidrita, y esta capa de roca puede ser productiva. Un campo de domo presenta gran variedad de trampas. En muchos la sal o roca tapa, cuelga o sobre sale por los sedimentos invadidos. Las fallas complejas son típicas de domos salinos y atrapan el petróleo.



Domo Salino

Interpretación de la columna estratigráfica de los programas de perforación.

COMPOSICIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL SURESTE MEXICANO
BAHÍA DE CAMPECHE
GOLFO DE MÉXICO

ERA	SISTEMA	SERIES	COMPOSICIÓN LITOLÓGICA
CENOZOICA	TERCIARIO	HOLOCENO	ARENA BLANCA Y CRISTALINA DE GRANO FINO A MEDIO, SUBREDONDEADA DE BAJA CONSOLIDACIÓN, FRAGMENTOS DE CONCHAS.
		PLEITICENO	ARENISCA GRIS Y BLANCA DE GRANO GRUESO, FIRME Y CONSOLIDADA.
		PLIOCENO	ARENA/ARENISCA COMO LA DESCRITA ARRIBA, ABUNDANTES FRAGMENTOS DE CONCHAS, FRAGMENTOS ARCILLOSOS.
CENOZOICA	TERCIARIO	MIOCENO SUPERIOR	LUTITA GRIS CLARO A GRIS VERDOSO, SUAVE, PLÁSTICA, MUY ARENOSA, LIGERAMENTE CALCÁREA CON FRAGMENTOS DE CONCHAS.
		MIOCENO INFERIOR	LUTITA GRIS, SUAVE A FIRME. LUTITA GRIS-GRIS CLARO SUAVE A FIRME LIGERAMENTE CALCÁREA, CON TRAZAS DE PIRITA Y CALIZA DOLOMÍTICA. LUTITA GRIS VERDOSO, SUAVE A FIRME, CALCÁREA, BENTONITICA CON TRAZAS DE CALIZA/MUDSTONE: BLANCO, SUAVE.
		OLIGOCENO	CALIZA/MUDSTONE, CREMA SUAVE A FIRME, ABUNDANTE CALCITA, LUTITA GRIS, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, PARCIALMENTE BENTONITICA, CALCÁREA, CON TRAZAS DE CALIZA Y CALCITA. LUTITA GRIS VERDOSO DE FIRME A DURA, CALCÁREA. LUTITA GRIS A CAFÉ ROJIZO DURA A FIRME, CALCÁREA, TRAZAS DE LIMOLITA ROJA, FIRME, TRAZAS DE CALIZA.
		EOCENO	LUTITA CAFÉ ROJIZA-GRIS, DURA TRAZAS DE LIMOLITA Y DOLOMIA. BENTONITA: VERDE CLARO, SUAVE A FIRME.
		PALEOCENO	
BRECHAS			
MESOZOICO	CRETACICO	CRETÁCICO SUPERIOR	CALIZA/MUDSTONE-WACKSTONE CAFÉ TABACO, FIRME A DURA-COMPACTA, BENTONITICA, MICROCRISTALINA, CON TRAZAS DE BENTONITA Y MARGA.
		CRETÁCICO MEDIO	DOLOMIA: GRIS Y CAFÉ OSCURO DURA, COMPACTA. CALIZA: PACKSTONE-GRAINSTONE, TRAZAS DE MUDSTONE, CREMA A CAFÉ, DURA CON TRAZAS DE PEDERNAL Y FRACTURAS SELLADAS CON CALCITA.
		CRETÁCICO INFERIOR	DOLOMIA/CALIZA: CAFÉ A CAFÉ CLARO, DURA COMPACTA.
		TITONIANO	CALIZA/PACKSTONE-WACKSTONE: CAFÉ A NEGRA, DURA.
		KINMERIDGIANO	CALIZA/DOLOMIA: CAFÉ OSCURO, DURA A COMPACTA, MICROCRISTALINO. LUTITA/LIMOLITA/BENTONITA/CALIZA/ARENISCA, ESTRATIFICACIÓN MIXTA, SECCIONES DELGADAS.
		OXFORDIANO	ARENISCA ROJIZA, FIRME DE GRANO FINO, CONSOLIDADA POROZA.

TABLA ESTRATIGRÁFICA DE LA REGIÓN NORTE
C.D. REYNOSA TAMAULIPAS

ERA	PERIODO	ÉPOCA	EDAD	GRUPO	SUBGRUPO	FORMACIÓN	ZONA

C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	RECIENTE PLEISTOCENO					BEAMUN LISSIE	
		PLIOCENO					GOLIAD	
		MIOCENO					LAGARTO OAKVILLE	Bigenerina Discorbis Textularia 13 A Bigenerina Humblei Cibicides carstensi Robululus 43 A
							CATAHOLUA	
		OLIGOCENO	TARDIO					DISCORBIS HETEROSTEGINA MARGINULINA Idiomorfa M. vaginata M. howel
			MEDIO					Hanzawaia hazzardi Marginulina texana Nonion struma Nodosaria blanpiedi Anomalinoides bilaterales
			TEMPRANO				VICKSBURGO	T. seligi, T. warreni, T. miss Bulimina sculplilis Hoterolepa mexicana
		EOCENO	TARDIO		JACKSON		JACKSON SUPERIOR	Marginulina cocoaensis Bulimina jacksonnensis Gr. Cerroazulenisis Tr. Centrales Hankkenina alabamensis
							JAKSCON MEDIO	Textularia hockleyensis
							JACKSON INFERIOR	Textularia diobellensis N. coockfieldensis Nummulites moadybranchensis
			MEDIO		CLAIBORNE		YEGUA	Neoeponides guyabalensis Discorbis yeguaensis
						COOK MOUNTAIN	CROKETT SPARTA	Ceratocaneris stellata Ceratobulimina eximia Operculinoides sabinensis
			TEMPRANO			MOUNT SELMAN	WECHES	Textularia smithvillensis
							QUEEN CITY	
							RECKLAW	Cyclamina Caneriverensis T. degolyeri, E. elevatus
		PALEOCENO			WILCOX		CARRIZO	CYTHERIDEA SABINENSIS
							SABINETOWN	V. halcheligbeensis
								V. tuberculala
							ROCKDALE	D. washburni
							SEGUINE	
					MIDWAY		WILLIS POINT	V. longiforma V. midwayana
							KINKAID	Tritaxla midwayensis R. pseudocostatus Rzhakina epigona

Clasificación de los yacimientos.

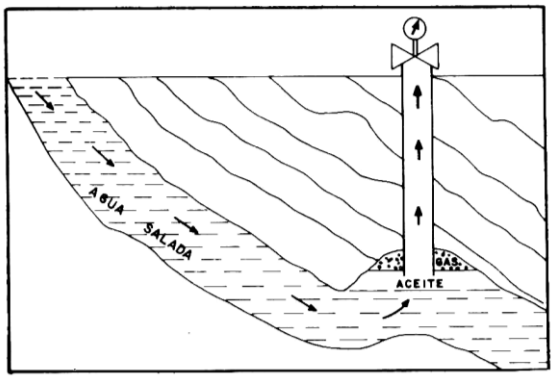
Las acumulaciones de los hidrocarburos se encuentran en lugares denominados **estructuras o trampas**, las cuales llegan a tener diferentes extensiones, por lo que se les conoce como yacimientos productores.
Los yacimientos productores se han agrupando considerado diversos factores, por lo que surgió la siguiente clasificación:

- Por el tipo de empuje
- Por el tipo de roca almacenadora
- Por el tipo de trampa estratigráfica
- Por el tipo de fluidos almacenados

Por el tipo de empuje.

Para que la energía de unos yacimientos se manifieste y fluya naturalmente el aceite y el gas en la superficie, requiere de una energía o fuerza llamada empuje, existen diferentes tipos como son:

Empuje hidráulico.- Es el más efectivo ya que como usted puede observar en la figura siguiente, el agua ejerce una fuerza que hace que fluya el aceite y el gas hacia el pozo. Una gran parte del agua se filtra sobre la corteza terrestre a través de sus capas, formando ríos subterráneos.

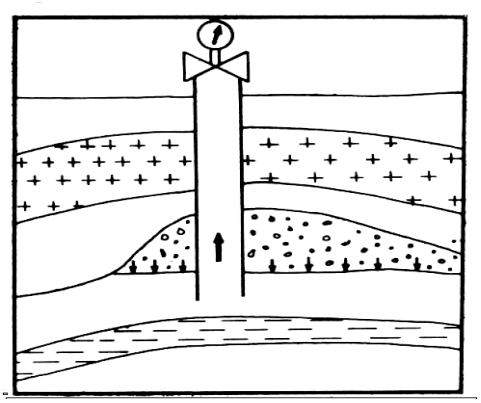


Empuje hidráulico

La acción constante del agua en formaciones porosas y permeables ejercerá una fuerza sobre los hidrocarburos debido a la presión hidrostática, como ya se mencionó, es el empuje más efectivo y para mantener la presión del yacimiento es necesario controlar y regular el flujo de los fluidos que aporte, y así, recuperar el mayor porcentaje de producción en el sitio.

Empuje volumétrico.- (por expansión de gas).- En la siguiente figura se muestra como la expansión del gas empuja el aceite hacia el pozo. A mayores profundidades aumentará la presión del gas y el aceite.

Existen áreas en donde se tiene pozos fluyendo por casquete de gas, lo que significa que la fase de gas libre queda supuesta a una zona de aceite dentro de la formación productora; conforme fluya el aceite, bajará el nivel del casquete de gas expandiéndose la presión. Por ésta circunstancia, es recomendable en este tipo de yacimiento cuidar la energía principal evitando hasta donde sea posible su agotamiento prematuro.



Empuje volumétrico

Empuje mixto.- En este tercer tipo se combinan los dos anteriores (hidráulico y volumétrico) siendo el flujo de hidrocarburo por gravedad hacia el pozo. Escasos yacimientos dependen de este empuje por ser menos efectivos. El agua no interviene en forma preponderante en este tipo, sino que comúnmente operan tanto las fuerzas de empuje de gas como las del agua.

Por el tipo de roca almacenadora.

Arenas o areniscas.- Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos de materiales. Pueden ser arenas limpias o sucias, ésta con cieno, lomo, lignita, bentonia, etc.

Calizas detríticas.- Formadas por la acumulación de fragmentos de calizas y dolomitas.

Calizas porosas cristalinas.- La cual su porosidad se debe principalmente al fenómeno de disolución.

Calizas fracturadas.- Que como su nombre lo indica, la porosidad es debida a la presencia de fracturas.

Por el tipo de trampa estratigráfica

- Estructuras como los anticlinales
- Por fallas o por penetración de domos salinos
- Estratigráficas, debido a cambios de fases o discordancias.

Características de un yacimiento.

Yacimiento de aceite y gas disuelto.- Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación. El gas original se encuentra disuelto en aceite.

Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre.- Algunos yacimientos tienen gas libre desde el principio de su explotación, en éstos la presión inicial es menor que la presión de saturación.

Yacimientos de gas seco.- Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición, son tales que durante su vida productiva, el gas dentro del yacimiento está en una sola fase, en la superficie se recupera en una fase.

Yacimiento de gas húmedo.- Sucede cuando las condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva, el gas dentro del yacimiento está en una sola fase, pero en la superficie se recupera en dos fases.

Yacimiento de gas y condensado.- Por sus condiciones originales de presión, temperatura y composición, en cierta etapa de su explotación, se presentará el fenómeno de condensación retrógrada y desde luego la producción en la superficie será en dos fases.

En yacimientos de aceite saturado, su presión es menor que la presión de saturación y arriba de ésta presión todo el gas se encuentra disuelto en el aceite (como en los yacimientos de aceite y gas disuelto).

En yacimientos de aceite bajo saturado, la presión original es igual o mayor que la presión de saturación. El gas presente puede estar libre (disperso o acumulado en el casquete) y disuelto.

Conceptos de presiones: hidrostáticas, de formación, de fractura y sobrecarga.

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades. Esto exige a la industria petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer. Entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas terrestres, la determinación del asentamiento de la tubería de revestimiento y la geometría del pozo.

Gradiente de formación y de fractura.

Las propiedades de las formaciones lutiticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Las rocas lutiticas con presiones arriba de la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. Como resultado de lo anterior, los parámetros de la lutitas sensibles a la compactación y obtenidos de los registros, son graficados contra la profundidad para determinar una tendencia normal de compactación.

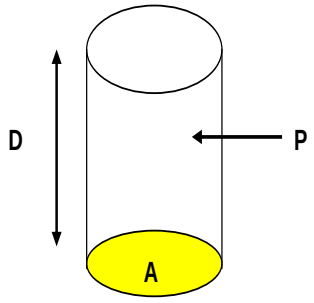
Presión hidrostática.

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera.

$$Ph = \frac{D \times \text{Profundidad}}{10}$$

La presión hidrostática es afectada por:

- ‘Contenido de sólidos.
- Gases disueltos.



Presión Hidrostática

Presión de sobrecarga.

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. Se expresa de la siguiente manera.

S = peso matriz roca + peso fluido intersticial

$$S = (1 - ø)\ P\ R\ g\ D + P\ f\ g\ D$$

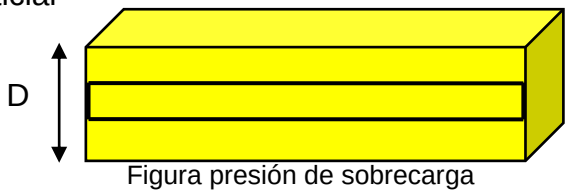


Figura presión de sobrecarga

Gradiente de sobrecarga.

$$GSC = (1 – ø)\ P\ R + ø\ P\ R$$

Donde:
GSC = Gradiente se sobrecarga (gr/cm³)

ø = Porosidad promedio de las formaciones encima de la profundidad del punto de interés (%).

PR = Densidad promedio de las rocas encima del punto de interés (gr/cm³)

Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es 0.231 kg/cm²/m, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de 2.31 gr/cm³.

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

En la zona del terciario de la zona continental del Golfo de México, la presión de sobrecarga podría aproximarse así: **S** = 0.231 kg/cm²/m

Presión de formación.

La presión de formación es aquella que ejercen los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de una roca. Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales

(bajas). Generalmente, los pozos con presión ***normal*** no crean problemas para su planeación. Las densidades del lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.00 gr/cm³ y 1.07 gr/cm³. Los pozos con presiones ***subnormales*** pueden requerir TR´s adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen pueden ser: *factores geológicos, técnicos o yacimientos depresionados para su explotación,* y se necesitan densidades menores a 1.00 gr/cm³.

Las presiones ***anormales*** se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación y se pueden llegar a requerir densidades de control de hasta 2.24 gr/cm³.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán kg/cm²/m ó lb/pulg.²/pie.

Si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal **gn** = 1.00 gr/cm³ = 0.1 kg/cm²/m = 0.433lb/pulg.²/pie.

Las presiones *anormales* afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales se tienen:

1.- La selección del tipo y densidad del lodo.
2.- La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
3.- La planeación de las cementaciones.

Además, deberán de considerarse los siguientes problemas:

1.- Brotes y reventones.
1.- Pegaduras de las tuberías por presión diferencial.
2.- Pérdida de circulación por usar lodos densos.
3.- Derrumbes de lutita.

Gradientes de presión de fractura y máxima presión permisibles en superficie.

Presión de fractura.

Es la presión que rebasa la presión de formación originando una falla mecánica que se presenta con la pérdida del lodo hacia la fractura ó hacia la formación. Aunque los términos presión de fractura y gradiente no son técnicamente los mismos, a menudo se emplean para designar lo mismo.

La presión de fractura se expresa como un gradiente en kg/cm²/m (lb/pulg.²/pie) o en kg/cm² (lb/pulg.²). Graficas o tablas están basadas en estas unidades.

Existen varios métodos para calcular los gradientes de fractura de la formación, siendo el más comune en el campo la denominada prueba de goteo.

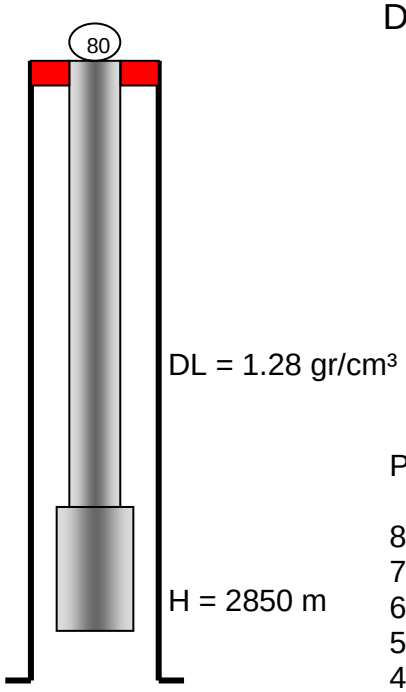
Presión de fondo.

Cuando se perfora un pozo la presión del fluido de perforación, se ejerce sobre los costados del pozo y la mayor presión hidrostática se presenta en el fondo del agujero. Sin embargo la presión requerida al circular el lodo por el espacio anular también actúa sobre las paredes del agujero. Esta presión pocas veces excede los 14 kg/cm² (200 lb/pulg.²) pero otras presiones adicionales se originará.n por la contrapresión del lado del espacio anular o por el movimiento de tubería causada por sondeo o pistoneo.

Presión de goteo.

Para determinar el gradiente de fractura de la formación se realiza la prueba denominada “de goteo”, con la finalidad de proporcionar con bastante precisión y el gradiente de fractura de la formación, y así definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, densidad de lodo máxima a usarse (DLE) y el asentamiento de las subsecuentes tuberías de revestimiento. Acontinuacion se muestra un esquema en tiempo real de una prueba de goteo.

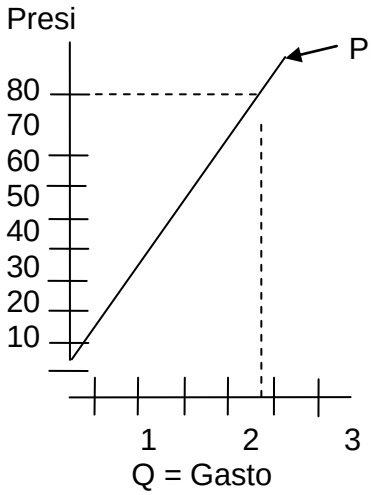
Densidad del lodo equivalente (DLE).



$$DLE = \frac{PS \times 10}{H} + DL$$

Donde:

DLE = Densidad de lodo equivalente gr/cm³
PS = Presión alcanzada en superficie kg/cm²
H = Profundidad m
DL = Densidad del lodo gr/cm³



$$DLE = \frac{80 \times 10}{2850} + 1.28$$

$$DLE = \frac{800}{2850} + 1.28$$

DEL = 0.280 + 1.28 = 1.56 gr/cm³

Presión Máxima Permisible en la Superficie

P. MAX. P. TR = (Gf – Gl) Pz

Donde:

P. MAX. P. TR = Presión Máxima Permisible en TR
Gf = Gradiente de fractura kg/cm²/m
Gl = Gradiente de lodo kg/cm³/m
Pz = Profundidad de la zapata en m

P. MAX = (0.156 – 0.128) 2850

P. MAX = 79.8 kg/cm²

Determinación de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento.
El objetivo de un diseño, es el seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

- Evitar derrumbes y concavidades.
- Prevenir la contaminación de los acuíferos.
- Confiar la producción del intervalo seleccionado.
- Dar un soporte para la instalación del equipo de control superficial.
- Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.

Las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y la terminación del mismo.
Al ser colocada dentro de un pozo, la tubería de revestimiento esta sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección deben soportar los siguientes esfuerzos:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna.
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

En general, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de explotación.

Tubería Conductora.- Es la primera que se cementa o hinca al iniciar la perforación del pozo. La profundidad de asentamiento varía de 20 m a 250 m.

Su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento. Permite continuar perforando hasta alcanzar la profundidad para asentar la tubería de revestimiento superficial.

Algunas veces en la tubería conductora se instala un divertir o desviador de flujo a fin de poder manejar flujos de agua salada ó gas superficial, enviándolos hacia fuera de la localización. El diámetro seleccionado de la tubería por emplear, dependerá en gran parte de la profundidad total programada del pozo.

Tubería Superficial.- La introducción de ésta tubería tiene por objeto instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando los flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Como ejemplo tenemos que para las diferentes zonas de trabajo, actualmente se emplean tuberías superficiales de 20” para pozos exploratorios o pozos de desarrollo que son a profundidades mayores a 4500 m. Estas tuberías se introducen a profundidades que varían entre 500 y 1000 m, cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad a alcanzar.

Tubería Intermedia.- Estas tuberías se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación: en sí se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar, en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión.

Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, será necesario colocar una o más sartas de tuberías de revestimiento intermedia, que aislarán la zona problema.

Tubería de Explotación.- Estas tuberías tienen como meta primordial aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero, también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo. En el diseño de esta tubería se deberá tener especial atención, considerando todos los elementos que intervienen en su programación.

Tubería de Revestimiento Corta (Liners).- Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 250 a 300 m, y en ocasiones se emplea una longitud mayor, dependiendo del objetivo de su introducción ó prolongación hasta la superficie

Razones para su utilización.

1.- Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.

2.- Economía de tubería de revestimiento. Se pueden efectuar pruebas de producción de horizontales cercanos a la zapata de la última tubería de revestimiento, a un costo muy bajo, debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.

3.- Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales, ya que una vez conectada la cantidad requerida, ésta es introducida en la tubería de perforación.

4.- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.

5.- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.

6.- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.

7.- Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sarta más resistentes.

Complemento (TIE-BACK).- Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo, desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Normalmente es un esfuerzo para la tubería de explotación si se tienen altas presiones, fluidos corrosivos o si la tubería de explotación fue dañada. Puede ser cementada parcialmente.

Complemento Corto (STUB).- Es una sarta de tubería que funciona igual que el complemento, proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta y Puede ser cementada parcialmente.

Sin Tubería de Producción (TUBINGLESS).- Es una tubería de explotación que se extiende a la superficie y que se utiliza como tubería de producción para explotar los hidrocarburos.

Selección de los puntos de asentamiento

Integridad hidráulica.- La zapata debe soportar las presiones hidrostáticas, de circulación, surgencia y proporcionar suficiente tolerancia al brote para el control del pozo con seguridad.

Solución para problemas de perforación.- En algunos casos, la única solución a un problema de perforación puede ser meter la tubería de revestimiento antes de alcanzar la profundidad planeada, este puede ser la siguiente tubería planeada o una tubería corta de contingencia.

Zona aislada.- La tubería se puede meter antes o después de la profundidad planeada para proteger las zonas potenciales de producción.

Formación consolidada.- Roca cementada naturalmente que evita derrumbes y/o colapso de agujero durante la cementación.

Impermeable.- pérdida de fluido de la lechada de cemento puede resultar en un fraguado rápido del cemento antes de su desplazamiento total. Si hay permeabilidad presente, se dificulta determinar la presión de goteo (leak-off) verdadera del pozo.

Roca de bajo esfuerzo.- La suposición del gradiente de fractura inicial esta basada en el tipo de roca más débil.

La Lutita limpia es la formación ideal para asentar la tubería en el intervalo de mayor alcance de gradiente. En el campo, sin embargo, la formación seleccionada para el asentamiento es el mejor compromiso entre lo ideal y lo que es posible.

Conductor / tubería estructural

Tubo conductor.- De 30 a 150 mts debajo del lecho marino. Para asegurar la integridad del asentamiento, las tuberías es xxxx, indicado por el número de golpes de martillo por pie (BFP) de penetración. Por ejemplo, La costa del Golfo de EUA requiere de 140 a 150 BFP, en Venezuela 250 BFP.

Tubería estructural.- La profundidad planeada para el asentamiento de la tubería puede variar de 30 a 150 m debajo del lecho marino o de la superficie dependiendo de la inestabilidad del agujero y/o de los problemas de perdida de circulación. Ver la figura que abajo se muestra. La tubería estructural es probada a presión, pero a la poca profundidad de asentamiento, la zapata no se prueba.

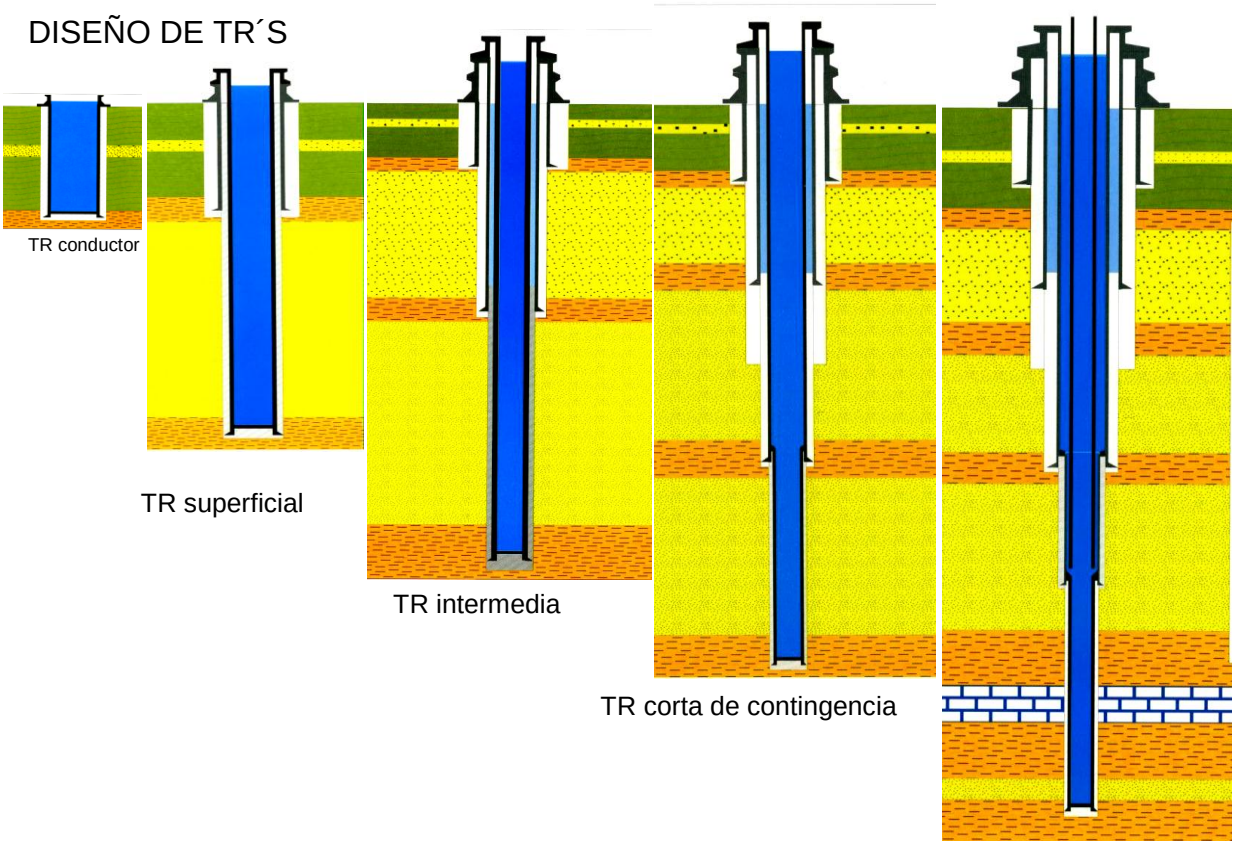
Tubería superficial.- La profundidad de asentamiento planeado está determinada por la inestabilidad del agujero, problemas de pérdida de circulación y para proteger acuíferos. La tubería se prueba con presión y la zapata se prueba a la presión máxima anticipada o a la presión de admisión.

Tubería intermedia.- La profundidad de asentamiento planeada está determinada por la tolerancia al brote deseada, la inestabilidad del agujero anticipada y problemas de perdida de circulación. La tubería se prueba con presión y la zapata a la presión máxima anticipada o a la presión de admisión.

Tubería corta de perforación. Si la tubería corta es de contingencia por problemas de perforación, la ocurrencia del problema determina la profundidad de asentamiento. La tubería corta se prueba con presión, la zapata y la boca de la tubería se prueban a la presión máxima anticipada o a la presión de admisión.

Tubería corta de producción.- La profundidad de asentamiento planeada está determinada por la profundidad total del pozo (PT). Ver figura abajo.
Si la tubería corta es de contingencia por problemas de perforación, la ocurrencia del problema determina la profundidad de asentamiento.

DISEÑO DE TR´S



Presión reducida de bombeo.

Gastos y presión reducida de circulación

El gasto reducido de circulación (QR) se determina disminuyendo la presión en el sistema de circulación a cualquier gasto menor del gasto de trabajo. Esto es, que no necesariamente tiene que ser el 50% del gasto normal de trabajo. Esto dependerá de las condiciones reales que se tengan en el pozo, así como del equipo de bombeo.

Al tener este gasto estabilizado se debe leer la presión de bombeo en la tubería de perforación, esta presión superficial será la presión reducida de circulación (PR) y representa las caídas de presión por fricción en el sistema a determinado gasto reducido (QR)

El gasto de la bomba durante el control de un brote se reduce por las siguientes razones:

- Disminuir la presión de circulación requerida durante el control.
- Disminuir la posibilidad de falla del equipo de bombeo por fatiga.
- Permite adicionar barita durante la operación de control.
- Se dispone de más tiempo para analizar los problemas que se suscitan.
- Permite que el rango de trabajo del estrangulador variable sea el adecuado.
- Reduce las caídas de presión por fricción en el sistema durante el control.

Nota: El gasto y la presión reducida de circulación se deben actualizar cuando se realice un cambio de geometría en la sarta de perforación, cuando cambien las propiedades del lodo o cada vez que se incremente la profundidad en 150 m. ó a criterio.

Cuando no se cuenta con dicha información, es posible calcular la presión reducida de circulación a un gasto dado con las fórmulas de caídas de presión por fricción en el sistema, y algunas consideraciones prácticas.

Pr = Presión de bomba x (Gasto 2 / Gasto 1) a la 1.86 = kg/cm².

CAPITULO 3

INSTALACION Y DESMANTELAMIENTO DE EQUIPOS.

Tipos y características de los componentes de los equipos DE PEMEX.

Clasificación de los equipos.

Los equipos de perforación y mantenimiento de pozos, se clasifican por la cantidad de partes que lo componen, su capacidad en H.P. (horse power) número de viajes y de días calendario requeridos para su movimiento, en este capitulo se clasificarán de la siguiente manera:

Datos Proporcionados por PEP como ejemplos tomados de las estadísticas y experiencias de movimientos de los Equipos en la división Sur.

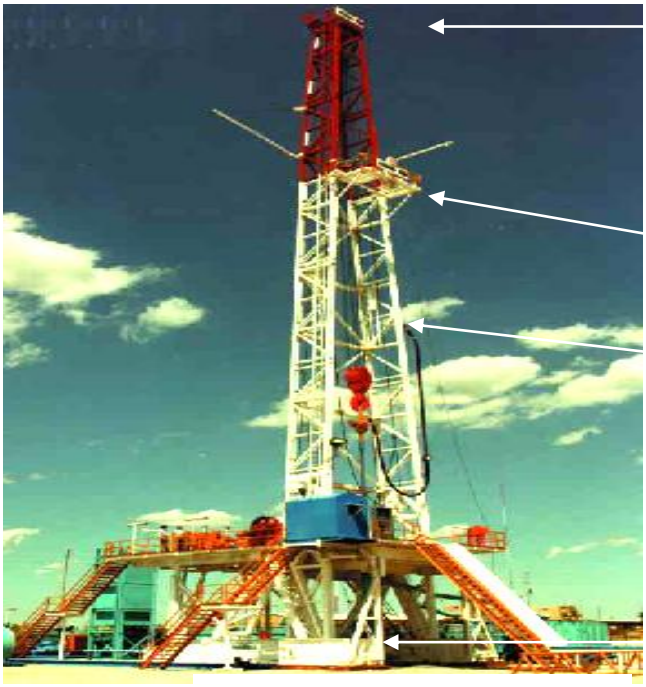
Tipo "A" Equipos de perforación de pozos con capacidad de 2,000 a 3,000 H.P., 62 viajes y 15 días calendario para el movimiento a una distancia de 80 km.

Tipo "B-7" Equipos de mantenimiento de pozos con capacidad de 725 a 1,000 H.P. 34 viajes y 7 días calendario para el movimiento a una distancia de 60 km.

Tipo "B-6" Equipos de mantenimiento de pozos con capacidad de 600 H.P., 27 viajes y 6 días calendario para el movimiento a una distancia de 60 km.

Tipo	Equipos	Viajes	Días Calendario
"A"	206, 306, 313, 329, 330, 331, 333, 335, 336, 337, 338, 339, 341, 342, 2005, 4016, **o similar**	62	15
"B-7"	9101, 9102, 9104, 9105, 9107, 9108, 9109, **o similar**	34	7
"B-6"	2002, 5595, 5626, 5627, 5641, 5642, 5645, 5648, 5651, **o similar**	27	6

3.2.- Partes principales de un mástil.

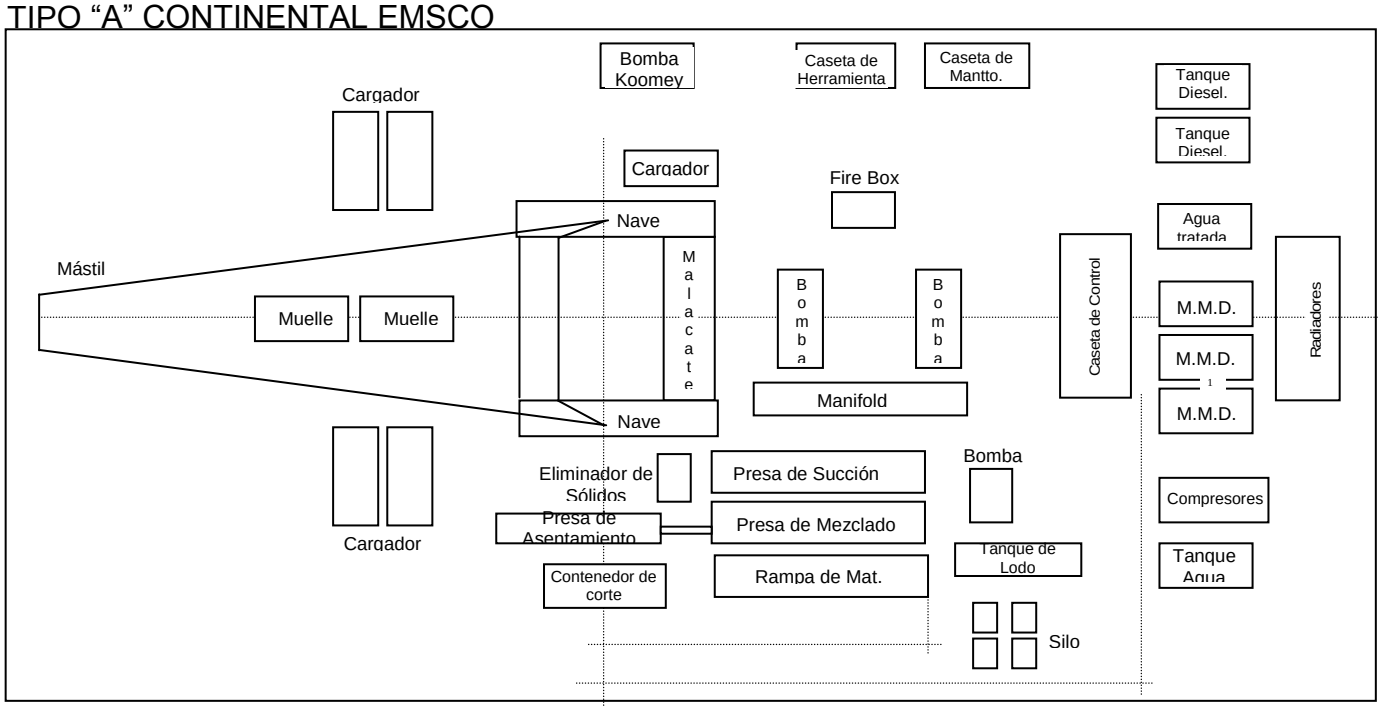


NAVES Y SUBESTRUCTURA

Equipo de perforacion.

Medidas e interpretación del diagrama de instalación de un equipo.

TIPO “A” CONTINENTAL EMSCO



1.-DE NAVE A NAVE	6.12 m	9.- MÁQ. 2 A MÁQ. 1	11.0 m	17.- ANCHO DE COMPRESORES.	2.38m x 6.70 m
2.- DE CENTRO AL FRENTE	8.70 m	10.- MAQ. 1 A TANQ. DE DIESEL	1.50 m	18.- MÁQUINAS.	5 PIZARRAS DE MADERA
3.- DE CENTRO PARA ATRÁS	9.08 m	11.- TANQ. A TANQ. DE DIESEL	.50 m	19.- RADIADORES	6 TABLONES
4.- ANCHO DE NAVE	2.25 m	12.- MAQ. 3 A CONTROLES	2.50 m	20 CONTROLES	6 TABLONES
5.- CENTRO A PRESA ASENTA.	12.0 m	13.- CONTROL A COMPRESORES	2.0 m	21.- COMPRESORES	4 TABLONES
6.- PRESA A BOMBA	4.45 m	14.- COMPRESORES A TANQ. DE AGUA	1.0 m	22.- BOMBAS DE LODOS	1 PIZARRAS DE MADERA Y 2 TABLONES
7.- CENTRO A MAQ.	33.0 m	15.-ANCHO DE MAQ.	1.83 m x 7.60 m	23.- LAS NAVES	2 PIZARRAS DE MET. C/U
8.- MAQ. 3 A MAQ. 2	1.0 m	16.- ANCHO DE CONTROL	2.74 m x 11.20 m		

Partes integrantes del equipo tipo “A”

Paquete 1

Concepto	Peso Tons.	Cantidad Piezas	Volúmen Area m³	Medida Metros
Pizarra, madera, maquinas.	25	15	27	3x3x0.2
Maquinas E.M.D.	96	3	136.6	2.2x3x7
Patín radiador	15	1	45	7.5x2x2
Caseta de controles eléctricos	30	1	62.5	10x2.5x2.5
Parrilla de soporte cable pot.	12	20	27	1.5x2x9
Caseta de compresores	25	1	27	2.5x 2.5x7

Paquete 2

Concepto	Peso Tons.	Cantidad Piezas	Volúmen Area m³	Medida Metros
Tanques diesel, agua y bases	120	8	209	3x2.5x7
Presas de lodo	75	3	123.75	1.5x2.5x11
Patín elim. de sólidos y centrifugas	4	1	52.8	3x4x2.2
Patín centrifuga mezcladora	2	1	26.4	3x4x2.2
Cobertizo de máquinas E.M.D.	3	3	13.5	3x3x0.5
Equipo Derrick	20	2	128	4x4x4

Paquete 3

Concepto	Peso Tons.	Cantidad Piezas	Volumen Área m³	Medida Metros
Caseta de herramientas	30	1	50	2.5x2.5x8
Caseta de mantenimiento	25	1	50	2.5x2.5x8
Contenedor de recortes Cia.	20	2	40	2.5x2x4
Rampa mat. Químico y cobertizo	40	2	175	3.5x2.5x10
Escape de máquinas E.M.D.	2	4	17.5	0.785x0.4x0.4x3.5
Bombas de lodo	60	2	60	2x2.5x6

Paquete 4

Concepto	Peso Tons.	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Pizarras y partes de subestructura	50	4	22.5	9x2.5x0.25
Huacal de lubricantes	40	2	90	10x3x1.5
Subestructura de mástil y vigueta amarre	26	2	2106	19.5x12x9
Caballetes de levante de mástil	13	2	326.34	7x7x3.33
Cartabón de amarre de caballete	1	1	1.68	1.4x0.4x3
Malacate principal	50	1	37.5	2.5x6x2.5
Malacate Sondeo	36	1	22.5	

Paquete 5

Concepto	Peso Tons.	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Sección de mástil	107	10	1936	11x11x16
Corona, rotaria y polea viajera	36	3	54	2x3x3
Changuero y diamante de mástil	2	2	64.8	3x1.8x6
Sección superior del mástil	6	1	2.88	2x1.2x1.2
Mesa de almacenaje de tubería	4	1	9	10x1.5x0.6
Carrete de cable y malacate sondeo	27	2	31.48	1.8x2(2x5x2.5)

Paquete 6

Concepto	Peso Tons.	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Cartabones y vigueta piso rotaria	13		1.68	1.4x0.4x3
Partes de piso rotaria y barandales	13		113	113
Muelles, rampa y escalera	39	5	58	10x1.1x2(12.5x2x1) (1x1x11)
Caseta del perforador y su base	20	2	120	4x5x3
Bomba Koomey control remoto	20	2	62.5	5x2.5x2.5
Silo de barita y pizarras	50	6	30.5	2.5x2.5x1(2.2x5x0.25)

Paquete 7

Concepto	Peso Tons.	Cantidad Piezas	Volúmen Área m³	Medida Metros
Trailer habitacional (opcional)	6	3	112.5	2.5x3x5
Bomba de agua	5	1	12	2x2x3
Cargadores de T.P.	32	4	36	10x1.5x6
Preventores	20	3	3.6	1.2x1.2x0.8
Ensamble de estrangulación	10	1	12	3x2x2
Tubería de perforación	150	500	48	2x2x12
Herramientas (D.C.) y estabilizadores	30	1	50	2.5x2.5x8
Centrífuga ecológica (contrapozo, carcamo, presa de tratamiento de agua)	20	1	45	3x2.5x6
Tubería de 3½" para conexiones superficiales	5	15	12	1x1x12

Secuencia sistemática de la instalación y desmantelamiento de un equipo.

Secuencia sistemática para la instalación de equipos.

- Verificación del sitio donde se instalara el equipo
- Inspección a unidades de apoyo logístico
- Platicas de seguridad operativa con el personal involucrado
- Realizar trazos para la distribución del equipo
- Instalación de geomembrana.
- Instalación de pizarras.
- Instalación de subestructuras
- Instalación del malacate principal.
- Instalación de bombas de lodo
- Instalación de rampa de material químico

- Instalación de paquete de maquinas
- Instalación de paquetes de lodo
- Instalación de caseta de herramientas y tanques de agua y diesel
- Armar piso y rotaria.
- Instalar freno magnético, motor eléctrico y tomas de fuerza
- Acoplar transmisiones y líneas neumáticas
- Armar mástil y verificar puntos críticos. Evitar dejar objetos en el mástil
- Instalar brida de izaje
- Guarnir aparejo
- Instalar el indicador de peso
- Instalar sistema eléctrico, de agua, de aire y combustible y probar el funcionamiento del freno auxiliar
- Levantar mástil
- Instalar bombas para operar
- Armar cobertizo y terminar de instalar red eléctrica
- Instalar al frente, cargadores, rampas y muelles de tubería
- Instalar trailer habitación
- Nivelación de equipo
- Instalación de señalización de seguridad.

Termina procedimiento.

Recomendaciones de seguridad en la instalación de equipo.

- El personal involucrado en las tareas de perforación y mantenimiento de pozos deben portar el equipo de protección personal completo, específico para cada trabajo que la empresa les ha proporcionado.
- Antes de iniciar cualquier tipo de trabajo se deben dar pláticas de seguridad o en su caso de la operación a realizar para concientizar al personal de los riesgos que puede provocar una tarea mal realizada de acuerdo a procedimiento.

- El Técnico y el perforador deben vigilar que todos los trabajadores porten correctamente el equipo que la empresa les proporciona.
- No deben de estar más de una persona haciendo señales durante las maniobras, la persona seleccionada debe tener amplia experiencia.
- Los cables de acero que se utilizarán para las maniobras, deben inspeccionarse antes de ser utilizados y tener una resistencia mínima de 5 veces mayor al peso de la carga a levantar.
- Todo cable en malas condiciones no debe ser utilizado, y si desecharse inmediatamente para no volver a ser utilizado por equivocación.
- El personal no debe viajar junto con las cargas, ni caminar o pararse debajo de estas cuando se encuentran suspendidas para no exponer en riesgo su integridad física.
- El personal que trabaje en altura mayor de 1.80 mt. debe usar sin excusa el equipo de seguridad apropiado para estos tipos de trabajos y evitar actos inseguros que puedan provocar un accidente.
- Cuando se esté levantando el mástil, el personal debe retirarse del área y de la trayectoria del mismo por cualquier objeto que pudiera caerse en el Izaje y causarle un accidente.
- En el mismo Izaje del mástil, no se deben hacer maniobras con unidades motrices debajo de este, o dentro del radio de acción del mismo para evitar accidentes por caídas de objetos o posible caída drástica del mástil.
- Todo acto o condición insegura debe ser corregido de inmediato ya que esto es sinónimo de accidentes.
- No debe permitirse que las grúas trabajen:

  a.- Si se observan en malas condiciones

  b.- Si los operadores carecen de experiencia, sus cables o estrobos se Encuentren dañados o no sean de suficiente capacidad

  c.- Si está mal nivelada o el operador no respeta las reglas de seguridad

- Las grúas como unidades de apoyo en los trabajos de instalación de equipo deben contar con un equipo sonoro o claxon para prevenir al personal, cuando estas se encuentran en movimiento.
- Verificar antes de suspender cualquier carga las condiciones del freno y las condiciones en general de las grúas, resistencia de sus cables y sus ganchos de acero.
- Antes de levantar las cargas con la grúa esta debe anclarse y nivelarse correctamente y tener el ángulo correcto de acuerdo a la tabla instalada en la misma grúa por el fabricante.
- Verificar el correcto amarre y nivelación de las cargas, (los cables utilizados en la carga deben tener el mismo diámetro y largo)
- Delimitar el área de acción de las grúas con cinta barricada para prevenir a la persona de los posibles riegos cuando estas están en operación o realizan maniobras.
- Cuando se tenga cargas en suspenso, deben ser guiadas directamente con las manos, para hacer esto se recomienda guiarlas amarrándoles retenidas con elásticas para trabajar alejando de la pieza en movimiento.
- El operador de la grúa debe coordinar con un elemento diestro de maniobra para recibir únicamente de este, las indicaciones pertinentes y evitar provocar errores costosos por malas indicaciones.
- La visibilidad para mandar y captar las señales al realizar las maniobras deben ser claras y precisas, si por motivos que no pueda ser así, debe poner a otra persona con experiencia que sirva de intermediario para realizar con seguridad este evento,
- El área en donde se realizan las maniobras debe encontrarse, limpia, ordenada, y libre de obstáculos.
- En trabajos de altura y en donde sea posible instalar andamio, este debe instalarse para una mayor seguridad del personal, sin olvidar ponerse el equipo para trabajos de altura.

- El técnico y el perforador tienen la obligación de vigilar que el personal a su cargo y los de compañías auxiliares, den cumplimiento a las normas de seguridad y estos últimos de acatarlas.
- Toda maquinaria en movimiento para cargas y maniobras deben ser operadas por personal, que no deje lugar a dudas su habilidad y experiencia.
- Los equipos deben instalarse en contra de los vientos dominantes para que estos, en caso de una manifestación del pozo no lleven los gases o el fuego hacia la dirección de la vía de escape del personal o hacia la unidad de control de los preventores.

ACONTINUACION SE ILUSTRAN ALGUNAS FOTOGRAFIAS DE LA DESMANTELACION DE UN EQUIPO DE PERFORACION MARINO.

1.Arribo de el carguero (barco de apoyo), 2. Estrobado de el equipo, 3. Tensionado de los estrobos, 4. Izaje inicial, 5. Abandono de la estructura de soporte del equipo, 6. Traslado a chalana.

Previo a las operaciones, se realiza la solicitud del barco grua de apoyo al igual que se desmantelan todos los circuitos de servicio hacia el equipo incluyendo el sistema de conexiones superficiales de control, cuando se ancla en posición el barco, el personal de operación con la compañía operadora, y personal especializado en la operación, desmantelan las estructuras superiores de la torre de perforación sección 3(conjunto de poleas de la corona, desguranido del equipo), sección 2 (desmantelamiento del changuero y todo lo que constituye la sección intermedia de la torre). Por ultimo, se procede a quitar los componentes que aseguran la base del equipo a la plataforma y se hace el estrobo en las cuatro bases donde se encuantra sentada la torre del equipo (sección 1), esto para estabilizar las cargas, y mover completamente todo el piso de perforación con los componentes instalados y de esta forma trasladarlo a la chalana (barco de carga) para su reubicación geográfica.

Secuencia sistemática del desmantelamiento de equipo terrestre.

1.- Efectuar pláticas de seguridad ecológica y operativa
2.- Probar sistemas de abatimiento (gatos hidráulicos)
3.- Desmantelar el piso de trabajo, mesa rotaría, verificar funcionamiento del freno auxiliar y anclaje del malacate.
4.- Bajar malacate sondeo y ponerlo en la nave (control)
5.- Checar puntos críticos.
6.- Abatir mástil.
7.- Asegurar guarnido del aparejo
8.- Desmantelar changuero, polea viajera, corona y mástil.
9.- Desmantelar bombas para lodo, líneas y conexiones.
10.- Desmantelar malacate.
11.- Desmantelar las subestructuras.
12.- Desmantelar sistemas de combustible neumático y eléctrico.
13.- Desacoplar motogeneradores.
14.- Desmantelar paquete de lodo.
15.- Desmantelar conexiones del cuarto de control y pasillo de cableado eléctrico.

16.- Desconexión de compresores.

17.- Desmantelar bombas para operar preventores.

18.- Levantamiento de pizarras.

Procedimiento para izar y abatir un mástil.

Recomendaciones de seguridad antes de izar y abatir un mástil.

1.- El Técnico reunirá al personal e impartirá platicas de seguridad, ecología y operativa.

2.- Revisar el estado de operación en que se encuentra la polea guía donde trabaja el cable principal al momento que se alinea en ella en determinado momento del abatimiento.

3.- Verificar las condiciones de operación de las poleas de la corona, así como el engrase de las mismas.

4.- Verificar que estén bien instalados sus barandales y no haya herramientas u objetos sueltos.

5.- Verificar que se encuentren instalados los tornillos guardas del cable de operación sobre las poleas de la corona.

6.- Verificar que la tornillería se encuentre completa, en buenas condiciones, bien apretada y con sus seguros (chavetas) instalados.

7.- Verificar con el personal de mantenimiento (mecánica de piso) la calibración de las ranuras de las poleas y todo lo concerniente a la base de las mismas (mesa de agua) para apreciar sus condiciones de operación.

8.- Verificar que se encuentre instalada en su lugar y asegurada la defensa de la corona.

9.- Verificar que no haya soldaduras rotas ni corrosión que de lugar a no hacer una operación correcta.

10.- Verificar que esté correcto el guarnido del cable conforme corresponde al arreglo de las poleas de la corona, (es decir, que no hayan líneas cruzadas)

11.- Verificar que no se encuentren piezas, herramientas u objetos sueltos en el mástil.

12.- Inspeccionar detalladamente toda la estructura del mástil y subestructuras como son: Los ángulos, viguetas, rieles, guías correderas, soldaduras, puntos críticos donde mayor fricción tiene el cable de operación, puntos de apoyo de los rodamientos de las poleas, holgura entre pernos y agujeros (desgaste) corrosión, fisura y golpes.

13.- Todas las poleas o rodamientos deben lubricarse y girar libremente en forma continua (sin trabones)

14.- El cable de la línea muerta en el ancla, debe estar bien asegurado y todo el cable en general debe encontrarse lubricado y en buenas condiciones de operación, (sin óxidos, alambres rotos o torceduras en el cable)

15.- Verificar que el tornillo pasador (guarda del cable) en la parte superior del ancla, no este instalado durante la operación de abatimiento del mástil, corroborar que el tambor del ancla tenga las vueltas necesarias (3) con todos sus tornillos completos y apretados con el torque recomendado por el fabricante.

16.- Revisar que los candados estén en buenas condiciones, limpios y lubricados.

17.- Revisar que el cable de la brida de Izaje se encuentre en optimas condiciones de operación y correctamente instalado, sus pernos deben estar posicionados de adentro hacia a fuera y con sus seguros instalados, verificar el libre giro y lubricación de las poleas de apoyo del cable de la brida.

18.- A todas las bridas se les debe llevar un record de trabajo y checar con magna fulgs.

19.- Por norma, una brida de Izage debe cambiarse cuando complete los ciclos recomendados (Izage-abatimiento) ó antes si durante la revisión visual se detectan anomalías que requieran su cambio inmediato.

a).- Durante el tiempo que el equipo permanezca en operación, la brida debió permanecer lubricada y protegida de la intemperie. No olvide consultar siempre el procedimiento de desarmado de equipo antes de llevar acabo la operación.

b).- En todos los equipos antes de subir o bajar un mástil, debe solicitarse la unidad de engrase y lubricar todo el sistema de Izage (poleas y rodillos)

c).- Verificar en el changuero los barandales y pasillos del chango, que estén asegurados.

d).- Verificar que los zapatos o naves estén llenos de agua (30 m^3) con la finalidad de que sirva de contrapeso de mayor tensión en el abatimiento del mástil, o anclas de malacate.

e).- Verificar el funcionamiento correcto del indicador de peso:

Calibración del indicador.

La carátula correspondiente al número de vueltas del cable en el guarnido.

Asegurar el suficiente abastecimiento de aire en el malacate (120 $lb/pulg.^2$) y la existencia del combustible, lubricantes, y agua.

21.- Arrancar y probar las maquinas (mínimo dos, verificando presión, temperatura y R.P.M.)

22.- Verificar el sistema de frenos y los controles del malacate.

23.- Verificar la potencia del freno y del auxiliar (electromagnético)

24.- Colocar una unidad B-87 al frente de la localización e instalar un cable de acero de $^9/_{16}$ pulg. (En la sección de la corona) al malacate de una unidad B-87, para bajar al mástil de su vertical, al quitar los pernos del mástil que lo mantiene asegura al pedestal (caballo).

25.- Verificar que todos los pernos estén enchavetados y los tornillos con sus cuentas bien apretadas y enchavetadas.

26.- Verificar que todas las poleas de suspensión de las llaves de torques, guía del cable de operación, la de amortiguación para el cable muerto así como todo lo que se encuentra en el mástil, esté asegurado.

CAPITULO 4

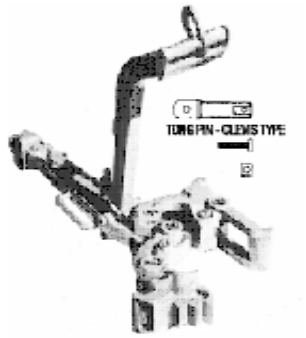
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS EN PISO DE TRABAJO.

Características y manejo de las llaves de fuerza manuales e hidráulicas.

Llaves mecánicas de fuerza

Las llaves más utilizadas en los trabajos del área de Perforación y Mantenimiento de pozos se describirán a continuación:

Llave tipo “C” para tuberías de trabajo y lastrabarrenas.



Llave tipo C

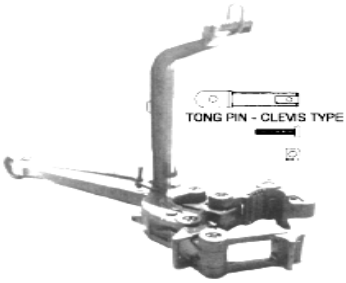
SUPER C		
Llaves manuales para tubería de perforación y tubería de revestimiento	**Rango $2^{3}/_{8}$” – $10^{3}/_{4}$”**	
Rango de torque 35,000 ft. Lbs.	Intercambiable: BJ “C”, BV-35	
P/N	**DESCRIPCIÓN**	
619-101-0301	Llaves W/$40^{1}/_{2}$” Lever & $3^{1}/_{2}$”-$5^{1}/_{4}$” Lug Jaw	$3^{1}/_{2}$” - $5^{1}/_{4}$”
619-101-0302	Llaves W/$40^{1}/_{2}$” Lever & $3^{1}/_{2}$”-$5^{1}/_{4}$” Lug Jaw	$3^{1}/_{2}$” - $5^{1}/_{4}$”
617-101-0330	Llaves de fuerza.	$2^{3}/_{8}$” - $3^{5}/_{8}$”
617-101-0329	Llaves de fuerza.	$2^{7}/_{8}$” - $4^{1}/_{4}$”
617-101-0321	Llaves de fuerza.	$3^{1}/_{2}$” - $5^{1}/_{4}$”
617-101-0333	Llaves de fuerza.	$5^{1}/_{4}$” – 7”
618-101-0423	Llaves de fuerza Assy	7” – $8^{5}/_{8}$”
617-101-0423	Llaves de fuerza solamente	7” – $8^{5}/_{8}$”
617-101-0426	Bisagras de la llaves de fuerza	7” – $8^{5}/_{8}$”
618-101-0424	Seguros de las llaves de fuerza Assy	9” – $10^{3}/_{4}$
617-101-0424	Seguros de las llaves de fuerza (solamente)	9” – $10^{3}/_{4}$
617-101-0430	Seguros de las llaves de fuerza (solamente)	9” – $10^{3}/_{4}$

Llave tipo “B” y “SDD” para tubería de trabajo, lastrabarrenas y tuberías de revestimiento. Ver figuras abajo.

Llave tipo B

SUPER B	
Llaves Manuales para tuberías de Perforación y Tub. de Revestimiento Rango de Torque: 55000 Ft. Lbs.	Rango 3 $^{1}/_{2}$”- 13 $^{3}/_{8}$” Intercambiable: BJ “B”, BV-55

P/N	DESCRIPCIÓN	
616-101-0101	Llaves W / 48 ¾” con Palanca y Seguros	4”- 6 ¾”
619-101-0102	Llaves W / 42 ¾” con Palanca y Seguros	4”- 6 ¾”
619-101-0134	Llaves de Fuerza 35” con Palanca y Seguros	4”- 6 ¾”
617-101-0121	Llaves de Fuerzas	3 ^{1}/2”-5”
617-101-0122	Llaves de Fuerzas	4 $^{1}/_{4}$”-6 $^{3}/_{4}$”
617-101-0123	Llaves de Fuerzas	6 $^{5}/_{8}$” - 9”
617-101-0129	Llaves de Fuerzas Assy	9” -10 ^{3}/4”
617-101-0124	Llaves de Fuerzas (Solamente)	7” -8 $^{5}/_{8}$”
616-101-0125	Mordazas de fuerzas	11 ¾” $^{5}/_{8}$”
617-101-0131	Seguros de las llaves de Fuerzas Assy	12 ¾”
617-101-0126	Seguros de las llaves de Fuerzas (solamente)	13 $^{3}/_{8}$”



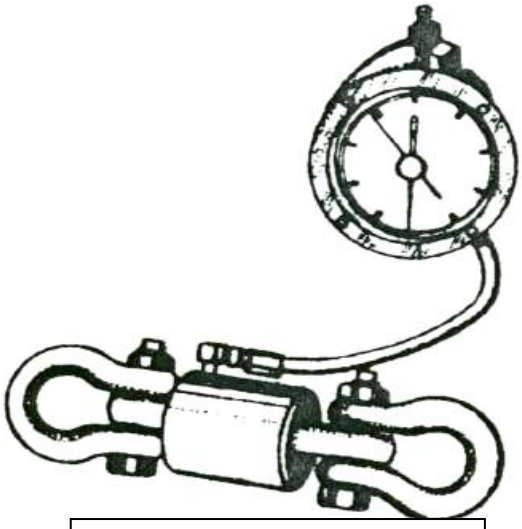
Llave tipo SDD 100,000 lbs de torque

Instalación.

La llave deberá suspenderse en un cable de acero flexible de $^{9}/_{16}$” de diámetro, empleando una polea que se coloca a la altura del changuero del mástil del equipo.

1. Un extremo del cable se fija a la barra de suspensión de la llave.
2. En el otro extremo se coloca un contrapeso, el cual debe estar situado en la parte inferior del piso de trabajo y tener el peso suficiente para que la llave pueda ser movida hacia arriba o hacia abajo por un solo hombre.
3. Posteriormente, asegúrese la llave con otro cable de acero con las mismas características.
4. Un extremo del cable se sujeta al perno que tiene la llave en el extremo lateral del brazo de palanca.
5. Asegure el otro extremo a la base del mástil.

6. Instale un conjunto de indicadores de torque (dinamómetro) de llaves, como el que se aprecia en la figura de abajo. Este aparato sirve para el control y las medidas de torsión de la llave de fuerza.



Indicador de torque (Dinamómetro)

El indicador de torque (dinamómetro) consta de dos agujas:

7. La aguja roja se emplea para fijar límites de fuerza aplicada.
8. La aguja negra permite una verificación precisa del torque requerido en el enrosque de las juntas o lastrabarrenas que se usan en tuberías de perforación.

La colocación del indicador de torque puede ser dinamómetro o torquimetro.

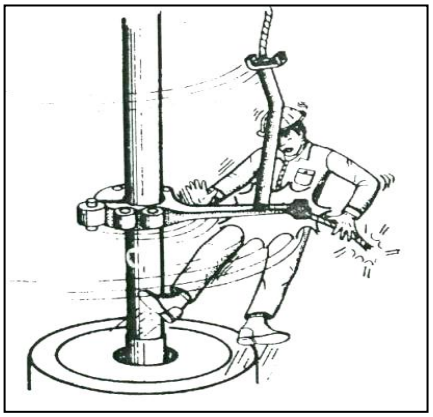
9. Portátil.
10. Permanente.

Al conectar o desconectar tubería, la rotaria debe estar sin el candado, ya que cuenta con dos llaves de fuerza. La mesa rotaria recibe energía de la transmisión mecánica del malacate o de su propio motor eléctrico.

En la figura, se aprecia la tubería, cuñas mesa rotaria, candado de la rotaria, cables salvavidas, posición correcta de la colocación de las llaves de fuerza y la forma correcta de colocarse del personal que la está operando.

11. La de la izquierda se le conoce como llave de quebrar.
12. La de la derecha se le identifica como llave de apretar.

El uso incorrecto de éste tipo de llaves es sumamente peligroso, ya que la fuerza aplicada es tal que puede ocasionar daños personales de consecuencias graves, si no se prevén las posiciones correctas para accionarlas; la figura siguiente nos presenta una posición inadecuada en el manejo de ellas.



Posición inadecuada**.**

Condiciones de seguridad.

13. El cable de seguridad que sujeta al contra peso, debe tener la longitud necesaria para permitir el movimiento vertical suficiente de la llave, sin que el contra peso se apoye en alguna superficie.

14. Nunca debe utilizar las llaves para desconectar la tubería con rotaria.

15. Al conectar o desconectar la tubería revise que la rotaria se encuentre sin el candado.

16. Para asegurarse que la conexión tenga un buen apriete, la llave debe estar en un ángulo recto (90°) a la línea de jalón. En cualquier otro ángulo la efectividad se reduce, disminuyendo la fuerza de torque aplicada.

Llaves hidráulicas.

Las llaves hidráulicas pueden ser usadas en tuberías de producción, de perforación y de revestimiento, dependiendo del modelo y tamaño que se requiera. Ver la siguiente figura

Llave hidráulica de rolado y apriete IR 2100.

Llave de rolado y apriete

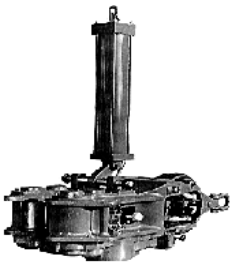
En el rango de operación o cambios de diámetros de tubería, deberá sustituir únicamente las cabezas o mordazas, empleando los mismos dados.
Operación.

Los pasos a seguir para la operación de la llave IR 2100 son:

- Verifique el diámetro y tipo de la tubería que se va a manejar.
- coloque las cabezas o mordazas (1) al diámetro correcto.
  Los dados (2) deberán tener filo y estar limpios.
  Abra la compuerta (3) de las mordazas.
- Confirme que la presión sea la requerida para aplicar el torque necesario a la tubería en cuestión
- Una vez realizado lo anterior, ponga la llave en la sarta de tubería.

Otra llave de apriete muy común de uso es la hidráulica TW 60, solo es para efectuar quiebres y torques de tubería, ya que carece de una llave de rolado la cual se es incorporada cuando está en uso. Ver la siguiente figura:

Llave roladora SSW 40 con especificaciones y uso correcto. Al igual existen las SSW 10 y SSW 30.



SSW-40

ESPECIFICACIONES	
Rango	3 1/2"-9 1/2"
Torsión	1100 lbs/pies
RPM	120
Peso	386 Kg
Suministro	Hidráulico

Llave marca ECKEL HD modelo 7 5/8 para tuberías de revestimiento.

En el rango de operación o cambios de diámetro de tuberías, ocurre lo mismo que en la llave descrita anteriormente, solo se cambian las cabezas o mordazas estas mismas ya traen sus dados integrados. Ver figura anterior.

Enroscador Kelly spinner

Con un rango de conexiones de 6 5/8 reg. Para suministrar torsión de hasta 1200 lb-pie con 110 rpm.
el suministro es neumático de 90 a 110 psi. Diseñado para hacer conexiones rapidas de la junta Kelly, permite enroscar y torquear al igual que sirve para el uso torqueado de herramientas al bajarse al pozo.

Tipos y manejos de las cuñas manuales y automáticas.

Cuñas para tubería.

La función principal de las cuñas para tubería es sostener la sarta de perforación a nivel de piso rotaria. Ver la siguiente figura.

Cuñas para tubería de perforación ycolocación decuada del personal para extraerlas

Existen cuñas para:

1.- Tuberías de producción
2.- Tuberías de perforación
3.- Tuberías de revestimiento
4.- Lastrabarrenas.

Cuñas para tuberías de producción.

Las siguientes figuras, ilustran los dos tipos de cuñas para tuberías de producción. Las cuñas de acción mecánica pueden ser operadas con cargas hasta de 40 tons.

Cuñas para tubería de producción

Estos dos tipos de cuñas manejan tuberías de producción de: $2^{3}/_{8}$", $2^{7}/_{8}$" y 3½", para el cambio de diámetro se colocan únicamente dados del tamaño de la tubería, considerando el diámetro exterior del tubo. (Comúnmente se utilizan para el cambio de medio árbol por preventores y viceversa).

Instalación.

Recomendación:

Cuando introduzca en el interior de la caja o araña los gajos que componen el cuerpo completo de cuñas, procure que queden al mismo nivel, para que el acuñamiento sea uniforme. Cuando se inicia o termina un trabajo de reparación de un pozo, estas cuñas se pueden situar sobre la brida del cabezal de la tubería de producción para llevar a cabo las conexiones que se requieran. El uso de las cuñas para tubería de producción es versátil debido a que su peso es ligero y pueden ser manejadas por una sola persona; además el daño ocasionado por los dados al cuerpo del tubo es mínimo, por lo que se consideran eficientes en el manejo de tuberías.

Importante: El hule limpiador sirve para proteger la caída de cualquier objeto dentro del pozo.

Cuñas para tubería de perforación.

Las cuñas de dados extra largos se encuentran diseñadas para cargas y profundidades de 15,000 pies, las cuñas no deben ser impulsadas con los pies, tampoco se deben de colocar con la tubería en movimiento, se deben colocar cuando la tubería esté frenada. Ver la figura siguiente:

Las cuñas de rotaria para tuberías de perforación antes mencionadas, también pueden ser usadas en tuberías lavadoras, lo único que varía es el rango de agarre de los dados, ya que el diámetro de estas tuberías es mayor.

cuñas manuales para tubería de perforación.

Cuñas para tuberías de revestimiento.

Cuña para TR

Las cuñas para tuberías de revestimiento que se utilizan actualmente son del tipo araña.

Este tipo de cuñas (figura) requieren de una guía de media luna instalada en la mesa rotaria, tomando en cuenta el tamaño de esta, tiene como función estabilizar la base de la caja o araña de las cuñas.

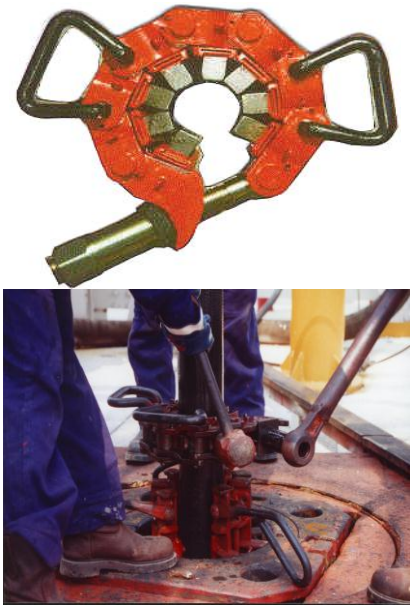
Cuñas para lastrabarrenas.

Cuña para lastrabarrena

Las cuñas para lastrabarrenas que se emplean en los trabajos de Perforación y Mantenimiento de pozos son las que se muestran en la figura siguiente:

Para el uso de diferentes diámetros de los lastrabarrenas se reduce o se amplia el diámetro de las cuñas variando la cantidad de elementos del cuerpo de la cuña.

En el uso de las cuñas para lastrabarrenas y tubería lavadoras, es imprescindible utilizar collarines de seguridad como las que se muestran en las figuras de abajo, debido a que los lastrabarrenas y las tuberías lavadoras tienen toda su parte exterior lisa, así, en supuesto caso que fallara el sostén que ejercen las cuñas que efectúan el apoyo en el bushing de la rotaria, el collarín colocado en los lastrabarrenas 10 cm. arriba de las cuñas, impedirá que la sarta se caiga al interior del pozo ocasionando un "pez". Asegure que el perno revobinable esté sujeto a una cadena que se encuentre nivelado en forma regular y para asegurar que él amarramiento de cuñas al D.C. ó tubería lavadora, se recomiendan golpes leves en toda el área circular de la herramienta para asegurar el acomodo de los dados.



Collarin y forma correcta de instalacion

Recomendaciones para el uso correcto de cuñas para rotaria.

- Mantenga los bushings de la rotaria y las cuñas en buenas condiciones.

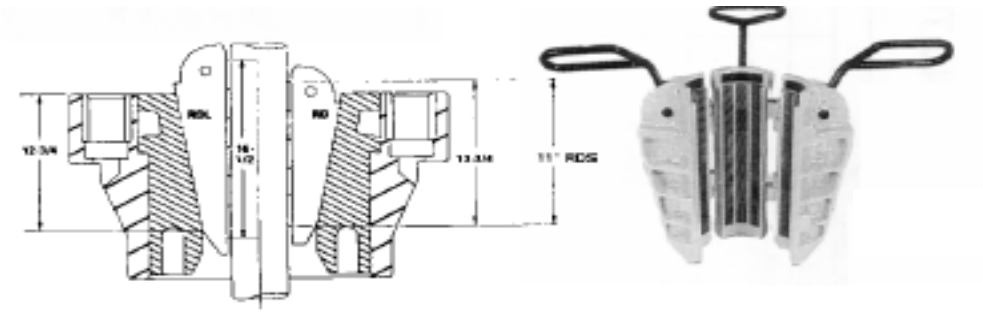
a).- Realice periódicamente una inspección a los bushings, para que sus dimensiones estén conforme al A.P.I.

a).- Para cargas arriba de 250,000 lb use cuñas extras largas, vigilando que los bushings de rotaria tengan la suficiente longitud, con el propósito de que las cuñas trabajen en toda su extensión.

Para saber si están actuando en su agarre correcto:

130 Levante la flecha con toda la sarta hasta tener el cuerpo del tubo en posición cubra el tubo envuélvalo con dos hojas de papel de estraza coloque las cuñas en el bushing de la rotaria, aplique gradualmente todo el peso de la tubería.

131 Eleve la tubería y saque las cuñas evitando no desgarrar el papel examine la longitud donde accionaron y determine toda el área de agarre; si el bushing y las cuñas no están bien, notará unas marcas de agarre parciales, por lo que debe repetir la prueba con una cuñas nuevas, si aun así las marcas no son uniformes, los bushings de la rotaria están mal y deben ser reparados o cambiados. Ver las siguientes figuras:



Cuña y bushing de rotaria

Precauciones.

17. Las cuñas con menor diámetro que el de la tubería, deforman las propias cuñas y dañan la tubería.

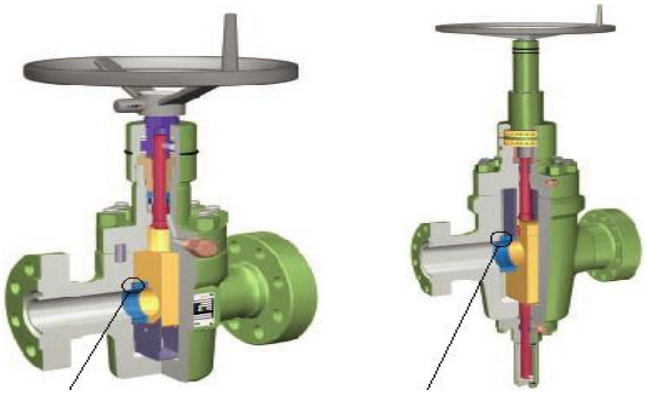
18. Al meter tubería no detenga el peso de la sarta bruscamente con las cuñas, ya que se recalca la tubería, se dañan las cuñas y los bushing.

Uso y manejo de las válvulas de seguridad.

Tipo de válvula de compuerta y seguridad.

Las válvulas de compuerta son parte principal del equipo de control superficial y se localizan en el ensamble de estrangulación; en las líneas de matar y estrangular principalmente. También se localizan en los diferentes cabezales de tuberías de revestimiento conforme avance la perforación del pozo y las etapas del mismo.

En el mercado existen diferentes tipos de válvulas de compuerta y su selección estará en función de diferentes factores como lo menciona en las prácticas recomendadas el API RP-53. Ver la siguiente figura.



Válvulas Cameron de compuerta tipo FLS Y FLS-R para 5,000, 10,000 lb/pulg.^{2} y de $2^1/_{16}$ y $3^1/_{16}$ pulg.

Consideraciones de diseño.

Deben considerarse factores tales como: presiones anticipadas de la formación y en la superficie, método de control a usarse, situación ambiental del pozo; corrosividad, volumen, toxicidad y abrasividad de los fluidos.

Recomendaciones:

19. Lubricar esporádicamente el sistema de cierre de la válvula.

20. Se recomienda que el cierre de la válvula la realice una sola persona para evitar dañar el hule de retención de presión por exceso de apriete.

Válvulas de seguridad y preventor interior.

Las normas API y reglamentos internacionales, establecen que los equipos de perforación deben estar dotados de las válvulas siguientes:

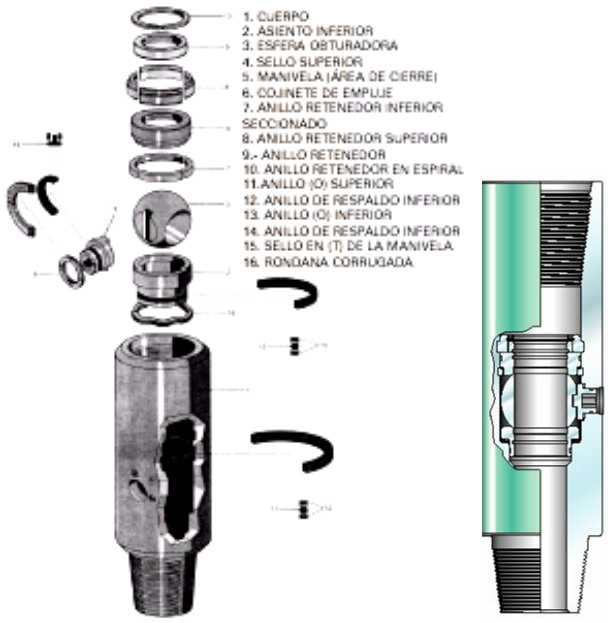
Válvulas de la flecha.

Válvula macho superior de la flecha

Se instalará entre el extremo superior de ésta y la unión giratoria, debe ser de una presión de trabajo igual a la del conjunto de preventores.

Válvula inferior de la flecha

Se instalará entre el extremo inferior de la flecha y el sustituto de enlace, debe ser de igual presión de trabajo que la superior y pasar libremente a través de los preventores. Debe ser accionada en cada desconexión para evitar derramar lodo de control, al igual que puede ser accionada durante el control de un pozo



Válvula de la flecha.

Las llaves que operan las válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y accesible para la cuadrilla en el piso de perforación.

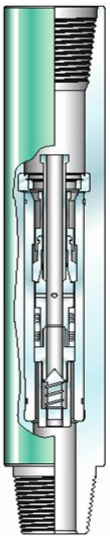
Válvulas en el piso de perforación.

Se debe disponer de una válvula de seguridad en posición abierta en cada tipo de medida de rosca que se tenga en la sarta de perforación para ser utilizada en caso que se requiera cerrar el pozo, de una presión de trabajo similar a la del conjunto de preventores instalado.

Estas válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y de fácil acceso para la cuadrilla en el piso de perforación. Para el caso de los lastrabarrenas se pueden utilizar

combinaciones en la parte inferior de las válvulas. Respecto a las válvulas de seguridad que debe haber en el piso de perforación, cuando se introduzca tubería de revestimiento, la norma establece que debe de haber una válvula disponible con la conexión o conexiones apropiadas de la rosca que tenga tuberías. Es conveniente señalar que el cumplimiento de esta norma debe ser más estricto cuando se introducen tuberías de revestimiento de diámetro pequeño (7" o 5") en zonas productoras.

Preventor interior (valvula de contrapresion).



Los reglamentos posteriores también establecen que se debe disponer de un preventor interior para tubería de perforación por cada tipo de rosca que se tenga en la sarta y del mismo rango de presión de trabajo del conjunto de preventores. Para este caso, será suficiente con una válvula de este tipo por cada rosca de la tubería de perforación en uso, siempre y cuando todas las válvulas de seguridad tengan en la parte superior una conexión similar a la de la tubería; ya que al presentarse un brote pueda instalarse en la tubería de perforación, ya sea la válvula de seguridad o preventor interior.

Ventaja: Si al estar llevando a cabo las operaciones de control con unidad de alta presión y se suscitara una fuga superficial o ruptura de la línea y no se dispusiera de este preventor, el pozo podría quedar a la deriva, ya que sería muy riesgoso que una persona se acercara a la tubería y cerrara la válvula de seguridad.

Cuñas, llaves para las tuberías de revestimiento.

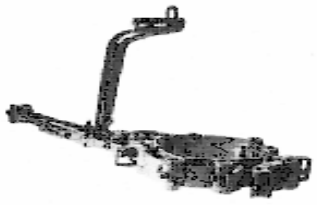
En la introducción de las tuberías de revestimiento, es importante que el equipo de cuñas se encuentre en condiciones. Para las tuberías superficiales, el casing spider con su juego de cuñas es el más práctico y adecuado estas cuñas se deben de adaptar al diámetro de la T. R.

Casing spider y cuñas para T. R.

Es importante que se cuente con un juego de llaves de fuerza que sean del tipo súper B, éstas llaves pueden adecuarse para tuberías de 13 $^{3}/_{8}$" A 30 ½", ver tabla de especificaciones.

SUPER B CASING TOOLS	
Llaves manuales para tubería de revestimiento Rango de torque: 25,000 ft. Lbs.	Rango $13^{3}/_{8}$" – 30" Intercambiable: BJ "B" Extended BV-55-C

P/N	DESCRIPCIÓN	
616-101-1500	Llave de Fuerza C/W	$13^{3}/_{8}$" - $14^{1}/_{2}$"
619-101-2500	Llave de Fuerza C/W	$13^{3}/_{8}$" - 16"
619-101-3500	Llave de Fuerza C/W	$13^{3}/_{8}$" - 19"
619-101-4500	Llave de Fuerza C/W	$13^{3}/_{8}$"- $21^{1}/_{2}$
619-101-5500	Llave de Fuerza C/W	$13^{3}/_{8}$"- 25 ^{1}/2
619-101-6500	Llave de Fuerza C/W	$30^{1}/_{2}$"
618-101-1500	Cabezal de tubería de revestimiento	$13^{3}/_{8}$" - $14^{1}/_{2}$"
618-101-2500	Cabezal de tubería de revestimiento	$13^{3}/_{8}$"- 16"
618-101-3500	Cabezal de tubería de revestimiento	$13^{3}/_{8}$" - 19"
618-101-4500	Cabezal de tubería de revestimiento	$13^{3}/_{8}$"- $21^{1}/_{2}$"
618-101-5500	Cabezal de tubería de revestimiento	$13^{3}/_{8}$"- 25 $^{1}/_{2}$"
618-101-6500	Cabezal de tubería de revestimiento	$30^{1}/_{2}$"



El elevador para T. R. de 90° y el collarín de arrastre es otro de los accesorios principales para la introducción de las tuberías de revestimiento.

Elevadores para Tubería de revestimiento de cople recto.

CAPITULO 5

CABLE DE PERFORACIÓN.

Características del cable de perforación.

Descripción.

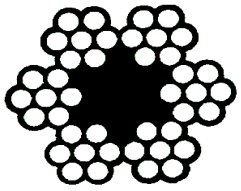
El cable de acero es un producto fabricado con alambres de acero que se colocan ordenadamente para desarrollar un trabajo específico. La construcción del cable de acero se debe a un diseño de las partes que lo componen: **ALAMBRONES, TORONES Y ALMA.**

Las principales construcciones se clasifican en tres grupos que son:

GRUPO 6 X 7 En este grupo el cable se construye con seis torones que a su vez están formados cada uno con seis alambres de diámetro de grueso; los torones se envuelven en forma de espiral en el núcleo central de acero (alma).

Debido a su construcción estos cables son poco flexibles, por lo tanto no se recomienda usarlos en accesorios donde se requiera flexibilidad. Es muy resistente a la abrasión y puede ser instalado en poleas o tambores de malacate que tenga 40 veces su diámetro.

6 x 7



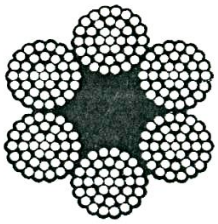
GRUPO 6 X 19 Este cable se construye con seis torones enlazados en forma de espiral alrededor de un alma de acero. Cada toron puede ser construido con una cantidad variable de alambres (de 16 a 26) de diámetro diferente. Esta distribución de los alambres y torones da como resultado más flexibilidad y resistencia a la abrasión. Las construcciones de este grupo más utilizadas son 6 x 19 filler (6 x 25) y 6 x 19 seale. El más usual es el primero por ser resistente a la abrasión y al aplastamiento. La flexibilidad que proporciona el cable permite usarlo en poleas que tengan 25 veces su diámetro.

Esta construcción se forma por 6 torones y cada uno de ellos por 25 alambres que están colocados en dos capas alrededor de un alambre central.

En la capa exterior tiene el doble de alambres (12) que los que tiene en la capa interior (6); y entre estas dos capas se colocan seis alambres muy delgados como relleno (filler) para darle posición adecuada a los alambres de la capa exterior.

La construcción del grupo de 6 x 19 seale se forma con 6 torones de 19 alambres cada uno; dispuestos en dos capas de igual cantidad (9) y colocados alrededor del alambre central en este caso, los alambres de la capa exterior son más gruesos que los de la interior para dar mayor resistencia a la abrasión. Su flexibilidad es menor a la que tienen los de construcción 6 x 25 aunque no llega a ser tan rígido como los de 6 x 7. Pueden trabajar en poleas o tambores que tengan 30 veces su diámetro.

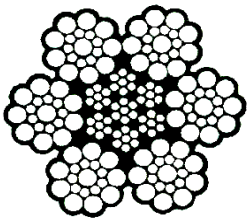
6 x 19
También se incluyen
5 x 19 filler 6 x 19 seale



GRUPO 6 X 37 En este grupo se encuentran los cables más flexibles debido a que tienen un número mayor de alambres por torón. Es recomendable en trabajos donde se requiera flexibilidad. Dado que el diámetro de los alambres que forma cada torón es muy pequeño, no se recomienda para ser utilizado en trabajos que manejen una abrasión excesiva.

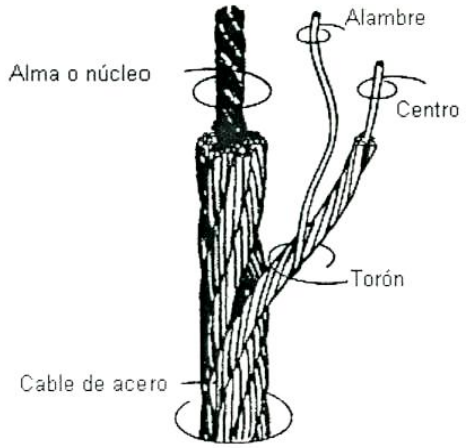
Nominalmente la construcción es de 6 x 37, sin embargo muy pocos cables se construyen con torones de 37 alambres. Los más comunes son de 29 a 46 alambres por torón y el diámetro de poleas o tambores donde se recomienda usarlo será de 18 veces el diámetro del cable.

6 x 37
Se incluyen 6 x 31 6 x 36 6 x 43



Alma del cable.

Sirve como soporte a los torones enrollado a su alrededor.
De cuerdo al trabajo a que se someterá el cable, será el tipo de material de fabricación del alma; las más utilizadas son: ALMAS DE TORON formadas por un torón igual a los demás que componen el cable (7 x 7) y ALMAS DE FIBRA que pueden ser vegetales o sintéticas.



El alma de acero se utiliza en cables expuestos al aplastamiento o en lugares donde la temperatura es muy elevada y puede ocasionar que el alma de fibra se dañe con el calor.
A la vez, este tipo de alma proporciona una resistencia de 10% aproximadamente adicional a la ruptura. Estos cables son de menor flexibilidad.
Los cables con alma de fibra se utilizan en trabajos donde no se exponen a las condiciones mencionadas. Son de mayor flexibilidad, fácil manejo y mayor elasticidad.

Preformado del cable.

El preformado del cable es la forma que tendrán los torones y alambres según el cable. De esta manera al cortar los alambres permanecen en su lugar y proporcionan al mismo mayor estabilidad al no producir esfuerzos internos.

Nota: Cuando por algún motivo se rompe un alambre en cables preformados, el alambre roto permanece en su posición; sin embargo, el no preformado al romperse tiende a desprenderse del cable.

Torcido de los cables.

Generalmente los cables se fabrican con un torcido regular o torcido LANG.

El torcido regular se diseña de manera que los alambres del torón estén torcidos en dirección opuesta a la de los torones del cable; en el torcido lang los alambres y los torones se encuentran en la misma dirección.

Los cables con torcidos lang son más flexibles y resistentes a la abrasión pero con el inconveniente que tienden a destorcerse, por lo cual se deben utilizar solamente en trabajos donde ambos extremos estén fijos y no le permitan girar sobre si mismo.

Los cables con torcidos regular son de más fácil manejo, con menos riesgo de formación de “COCAS”, más resistentes al aplastamiento y tienen menos tendencia a destorcerse aunque no tengan fijos ambos extremos.

En ambos tipos de torcido (regular y lang) pueden fabricarse en dirección derecha o izquierda. En la mayoría de los casos no afecta el que se utilice un cable torcido derecho o izquierdo. Los cables torcidos derechos son los de mayor empleo en malacates, grúas retenidas, etc.

Los cables con torcido izquierdo se utilizan en equipos de perforación tipo percusión debido a que por su efecto mantienen apretadas la roscas de los aparejos de perforación por percusión. Existe otro tipo de torcido llamado **ALTERNADO** que se construye alternando torones derechos e izquierdos. Este tipo de torcido tiene muy poca aplicación.

El torcido de un cable también es conocido como **TRAMA**. Se refiere a la distancia lineal que recorre un torón para dar una rotación completa alrededor del cable (derecho e izquierdo).

Esta distancia se mide en línea recta paralela al alma del cable. Si se conoce la trama original de un cable, se puede medir su estiramiento debido al uso, por lo tanto, un cable estirado tiene una trama más larga que la original con su diámetro exterior reducido.

Calidad de acero.

La calidad o grado del acero que se utiliza en la fabricación de cables de acero para malacates, es generalmente acero de arado mejorado. Los fabricantes del cable usan distintas iniciales para determinar el grado de acero de cables.

Se consideran dos factores que son:

Selección del cable.

a.- Diámetro y longitud.

El cable debe tener el diámetro apropiado para el trabajo que se requiera de acuerdo con la fuerza necesaria y ranuras de las poleas en el equipo; la longitud necesaria para efectuar el guarnido y una cantidad suficiente en el tambor de reserva para los deslizamientos y cortes del cable.

b.- Diámetro del cable.

Los cables que se utilizan en los equipos de perforación y reparación de pozos están fabricados sobre tamaño, es decir, con diámetro exterior mayor al que se especifica.

Un cable con diámetro ligeramente mayor que su tamaño nominal puede trabajar bien; pero un cable con diámetro menor a su tamaño nominal no trabaja

correctamente. Sin embargo, el margen de sobre tamaño que se permite dentro de cada clasificación es bastante ligero.

TOLERANCIA DE DIÁMETROS EN CABLES DE ACERO				
DIÁMETRO NOMINAL DEL CABLE		SUB TAMAÑO	SOBRETAMAÑO	
pulg.	mm		pulg.	mm
0 – 3/4 1 13/16 – 1 1/8 1 13/16 – 1 1/2	0.00 - 19.00 20.63 - 28.57 30.16 - 38.10	0 0 0	1/32 3/64 1/16	0.79 1.19 1.58

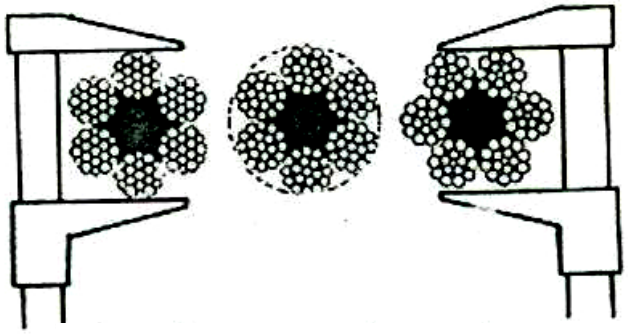
La medición del diámetro del cable de acero se efectúa con el empleo de un calibrador lineal con incrementos hasta de $^{1}/_{64}$" de pulgada.

El calibrador se coloca de manera que se mida el máximo espesor del cable, es decir, la distancia desde el punto más saliente de un torón hasta el punto más saliente del torón opuesto.

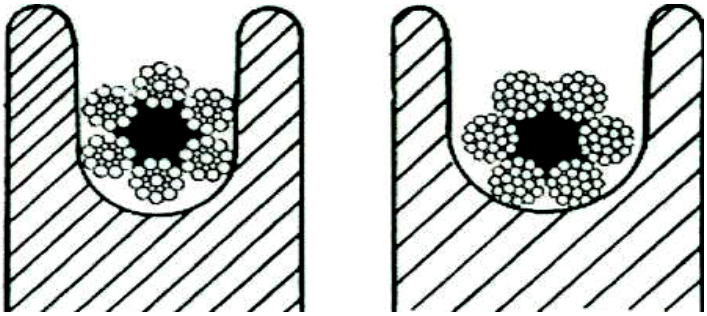
La medición correcta del cable permite que este se aloje perfectamente en la ranura de la polea. Si el cable queda ajustado en la polea, la ranura apretará excesivamente la parte exterior del cable y dañará el alma. Ver figura 5.1.1 y 5.1.2.

Si el cable queda flojo, este se aplastará y desgastará las superficies de rodamiento de la ranura.

Ambas situaciones ocasionan que se reduzca la vida útil del cable.



Correcto Incorrecto



Cables de acero.

Diámetro (pulg.)		Tensión (lb)	Tensión (tons)	Peso (kg/m)
1/4 3/8 7/16 1/2 9/16 5/8 3/4 7/8	Construcción Alma de Fibra de 6 torones X 7 Hilos por Torón	3.960 9.150 12.400 16.000 20.000 25.000 35.000 48.000	2 4 5.6 7.5 9 11.5 16 22	0.74
1 1 1/8 1 1/4	Alma de Fibra 6 X 19	81.000 100.250 132.000	37 47 57	
1 1/8 1¼ 1 3/8 1½ 2	Alma De Acero	88.000 109.000 1035.000 160.000 192.000 350.000	40 50 61 74 88 159	3.47 4.2 5,15 6, 2

Ejemplo:

En operación normal si se desea levantar una carga máxima de 20 tons. se necesita un cable (polipasto) con capacidad de 60 tons. o más.

En las siguientes tablas se encuentran las resistencias de los diferentes cables en tipo y diámetro. Los valores que se presentan son los mínimos garantizados para

TIPO COBRA SERIE 6 X 19
ALMA DE FIBRA
ACERO DE ARADO MEJORADO

Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas Peso Aprox. en kg	
Mm	pulg	Por metro	Efectiva
3.18	1/8	0.040	0.63
4.76	3/16	0.080	1.4
6.35	1/4	0.150	2.4
7.94	5/16	0.240	3.86
9.53	3/8	0.360	5.53
11.11	7/16	0.460	7.50
12.70	1/2	0.620	9.71
14.30	9/16	0.790	12.2
15.90	5/8	0.980	15.1
19.05	3/4	1.400	21.6
22.23	7/8	1.900	29.2
25.40	1	2.480	37.9
28.60	$1^1/_8$	3.120	47.7
31.75	1¼	3.760	58.6
34.93	$1^3/_8$	4.550	70.5
38.10	1½	5.430	83.5
41.27	$1^5/_8$	6.370	97.1
44.45	$1^2/_4$	7.380	112.0
47.62	$1\ ^7/_8$	8.480	128.0
50.80	2	9.640	145.0

TIPO BOA SERIE 6 X 19
ALMA DE ACERO
ACERO DE ARADO MEJORADO

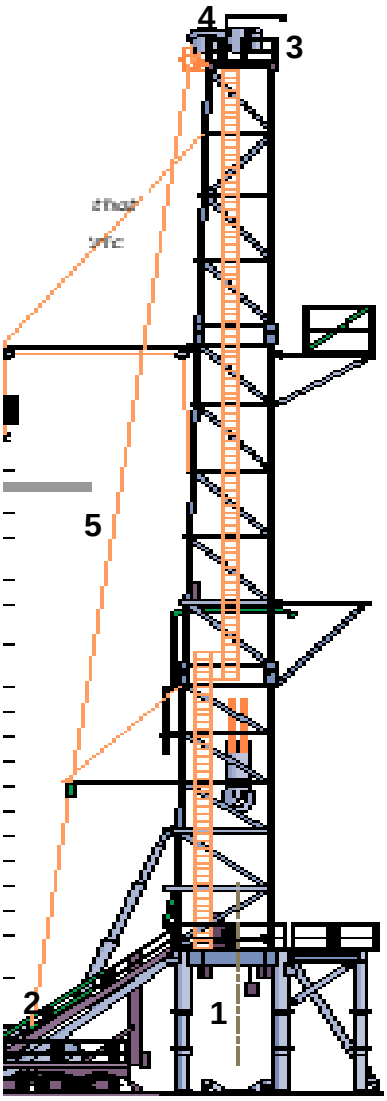
Diámetro		Resistencia a la ruptura en toneladas Peso Aprox. en kg	
mm	pulg.	Por metro	Efectiva
3.18	1/8	0.040	0.69
4.76	3/16	0.100	1.43
6.35	1/4	0.170	2.74
7.94	5/16	0.280	4.25
9.53	3/8	0.390	6.08
11.11	7/16	0.510	8.25
12.70	1/2	0.690	10.68
14.30	9/16	0.870	13.48
15.90	5/8	1.080	16.67
19.05	3/4	1.540	23.75
22.23	7/8	2.100	32.13
25.40	1	2.750	41.71
28.60	$1^1/_8$	3.470	52.49
31.75	$1^1/_4$	4.200	64.47
34.93	$1^3/_8$	5.150	77.54
38.10	1½	6.200	91.80
41.27	$1^5/_8$	7.140	106.77
44.45	$1^2/_4$	8.300	123.74
47.62	$1^7/_8$	9.520	140.70
50.80	2	10.820	159.66

Puntos críticos.

Cable de perforación.

Puntos críticos en el guarnido de un mástil.

- grapa de sujeción del ancla.
- grapa del tambor principal del malacate.
- curvatura en el perímetro de la polea de linea muerta.
- curvatura en el perímetro del resto de las poleas de la corona y polea viajera.
- linea viva de la polea loca al tambor principal del malacate.



Significado de las toneladas kilómetro.

Servicio de cable de acero.

El servicio total efectuado por un cable de acero nuevo, instalado en los equipos de Perforación y Mantenimiento a Pozos, se puede estimar tomando en consideración el tipo de operación desarrollada, entre las que encontramos:

1. Viaje por cambio de barrenas.
2. Viaje con aparejo de perforación, producción y tubería combinada.
3. Viaje con zapata, tubería lavadora, lastrabarrenas y tubería de trabajo.

4. Viaje con molino, lastrabarrenas y tubería de trabajo combinada.
5. Operaciones con aparejo de pesca.
6. Operaciones de perforación y molienda de cemento utilizando tubería de trabajo combinada.
7. Viaje metiendo T.R.

También es importante que para la estimación del servicio del cable además se consideren los factores que se derivan de la tensión, que son:

- Tensión impuesta por carga de aceleración y desaceleración.
- Tensión por vibraciones.
- Tensión por fricción del cable con la superficie del tambor del malacate y poleas.

Después de haber considerado las operaciones que se efectuaran y los factores antes mencionados para la práctica en el campo, se estima un valor aproximado de la vida útil del cable, calculando solamente el trabajo efectuado al introducir y sacar tubería al realizar las operaciones anteriormente descritas.

Operaciones de viaje redondo

Viaje redondo**.-** Se le llama así al efecto de meter y sacar una sarta de tubería de trabajo o de Perforación o Producción a una profundidad determinada.

La cantidad de trabajo realizado por el cable en ese viaje se calcula con la formula:

$$T_{vr} = \frac{P_{tf} \times P\ (L_p + P) + (4PA)}{1'000,000}$$

Donde:

T_{vr} = Toneladas–kilómetro por viaje redondo (peso en ton por la distancia recorrida en km)

P_{tf} = Peso efectivo de la tubería sumergida en el fluido de control en kg/m.

P = Profundidad del pozo en metros.

L_p = Longitud para cada parada en metros.

A = Peso del conjunto de polea viajera y elevador en kg.

1’000,000 = Constantes

Una vez que se han estimado las tons–km para un viaje redondo, se calcularan cuando se efectúen operaciones de molienda de cemento e introducción de tubería de revestimiento.

Operaciones de perforación de hacer conexiones.

Las tons–km desarrollados en estas operaciones se expresan en términos de trabajo efectuado al hacer viajes redondos, ya que existe una relación directa según se puede observar en el siguiente ciclo:

1.- Perforar la longitud de la flecha.
2.- Sacar la flecha.
3.- Repasar la longitud perforada.
4.- Sacar la flecha para conectar un tubo sencillo, doble o triple.
5.- Meter la flecha en el agujero auxiliar.
6.- Levantar un tubo sencillo, doble o triple
7.- Conectar el tubo e introducirlo al pozo.
8.- Levantar la flecha.

Analizando este ciclo de operaciones se puede ver que para cualquier pozo, la suma de las operaciones 1 y 2 representa un viaje redondo; así mismo, la suma de la 3, la 4 y las demás equivalen a medio viaje cada una.

Este análisis nos lleva a la conclusión de que el trabajo desarrollado al perforar una longitud programada, será equivalente a tres viajes redondos.

El servicio en ton – km generado por el cable en esta operación, puede calcularse con la formula:

$$T_p = 3\,(P_f - P_l) + \frac{P_f}{2} + \frac{P_i}{2}$$

Donde:

T_p = ton–km moliendo o perforando.

3 = constante equivalente a tres viajes redondos.

P_f = ton–km a la profundidad final de la molienda o perforación.

P_i = ton–km a la profundidad inicial de molienda o perforación.

Introducción de la tubería de revestimiento.

El calculo de las ton–km recorridos al realizar esta operación, se efectúa tomando en cuenta el peso efectivo por metro de la T.R. y aplicando la formula general que se usa en la tubería de perforación o producción y de trabajo para un viaje redondo. El valor resultante se multiplica por un medio (½) debido a que la introducción de la T.R. se considera como viaje sencillo.

Ejemplo

Se metió un aparejo de limpieza con barrena de 6½ pulg., canasta colectora de 4¾ pulg., escariador de 7 $^{5}/_{8}$ pulg., y tubería de trabajo de 2 $^{7}/_{8}$ IF, grado “E”, 10.4 lb/pie a 3,000 m.

Datos:

- Pozo lleno con fluido de control y densidad de 1.05 gr/cm³.
- Longitud de una parada: 19 m.
- Peso de la polea viajera y accesorios, 4,000 kg.

NOTA.- Estos parámetros se utilizarán en todos lo ejemplos.

Aplicando la formula general:

$$T_{vr} = \frac{P_{tf} \times P\ (L_p + P) + (4PA)}{1'000,000}$$

P_{tf} = 13.423 kg/m
(Este valor se calcula con la tabla del tema Flotabilidad de la tubería)

P = 3,000 m
L_p = 19 m
A = 4,000 kg

$$T_{vr} = \frac{13.423 \times 3,000\ (19 + 3,000) + (4 \times 3,000 \times 4,000)}{1'000,000} = \textbf{169.6 ton - km}$$

Razones por las cuales se desliza y corta un cable.

Vida en servicio.

La vida útil del cable de perforación rotaria puede aumentar si se utiliza un programa efectivo para efectuar los deslizamientos y cortes basándose en el incremento del servicio. Si se dependiera únicamente de la inspección a simple vista para estimar cuando se debe deslizar y cortar, se obtendría como resultado cortes excesivos y desgastes no uniformes, disminuyendo con esto, la vida en servicio del cable.

Longitud inicial del cable.

La relación que existe entre está y la probable vida útil de servicio del cable se puede ver en la grafica de abajo.

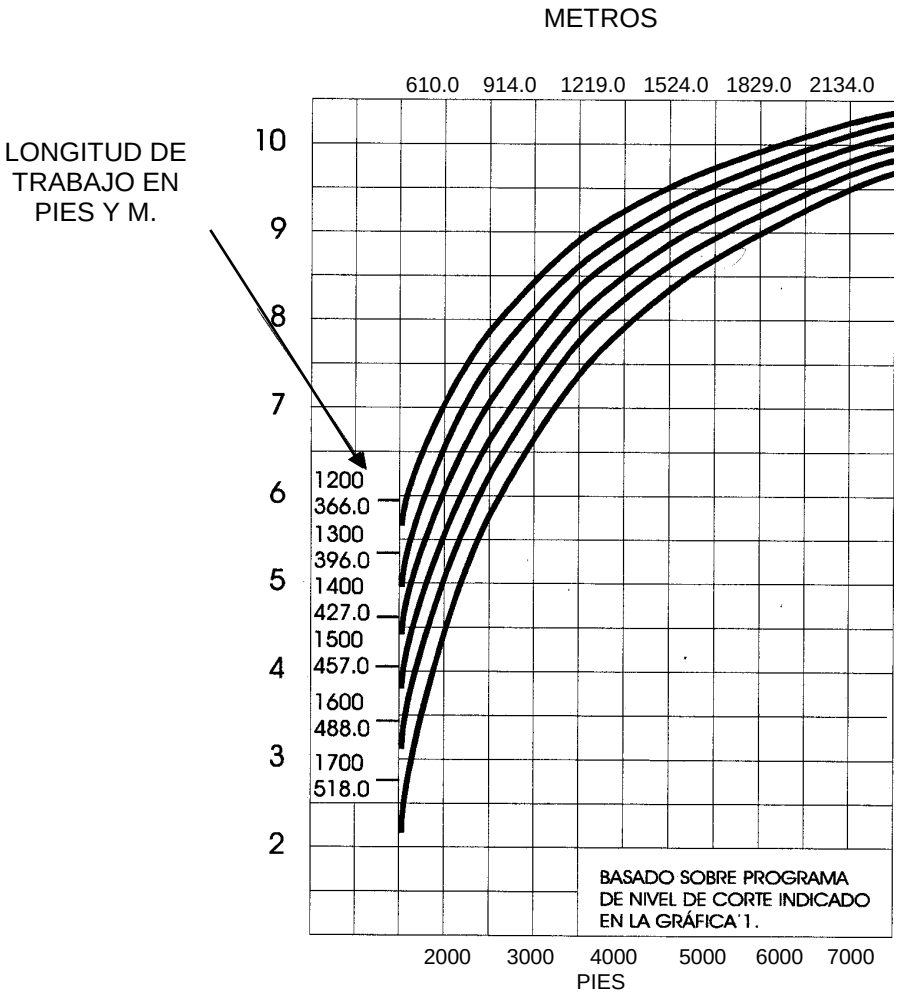
Ejemplo:

Se tiene un mástil T-126 (38.4 m de longitud) que requiere un guarnido de cable de 370 m. para esto utilizamos un carrete con cable de $1^1/_8$ pulg. y longitud de 750 m. construido con acero de arado mejorado preformado serie 6 x 19. Con la grafica 1 se hace lo siguiente:

- Se localiza horizontalmente el valor de la longitud inicial del cable (750 m).

- Trazar una vertical que intercepte la curva que indica un guarnido de cable de 366 m. (valor más cercano a 370m).
- Se traza una horizontal hacia la izquierda y se localiza la vida relativa del cable en servicio el cual para este ejemplo es de 68,000 ton–km aproximadamente.

Servicio relativo de cable de acero (duración).



Cuidado y problemas más comunes del cable.

Cuidados y recomendaciones prácticas.

El cable debe mantenerse bajo techo y evitar al máximo que esté en contacto con la humedad, gases, ácidos, etc.

Al colocar un cable nuevo en el aparejo del levante del equipo se deberá trabajar varias veces con la carga mínima del polipasto, para que se acomode en el carrete del tambor principal. También se deberán evitar cargas repentinas al inicio del trabajo.

Un factor que influye en el desgaste prematuro de los cables de acero, es el mal estado de las poleas al presentar ranuras inadecuadas, baleros con exceso de fricción y excoriaciones.

Cuando solicite un cable de acero se deben tomar en cuenta los requisitos siguientes:

a.- longitud del cable (según el guarnido o cantidad de reserva).
b.- Diámetro del cable.
c.- Número de torones.
d.- Número de alambres por toron.
e.- Colocación de los alambres.
f.- Tipo de alma (fibra, plástico, acero).
g.- Calidad de acero de los alambres (arado, arado mejorado).
h.- Tipo de construcción (preformado, no preformado).
i.- Acabado de los alambres (galvanizado o no).
j.- Tipo de torcido (regular o lang).
k.- Dirección del torcido (derecho o izquierdo).

Recomendaciones prácticas.

Se sugiere utilizar un estabilizador de línea muerta que se coloca en la parte intermedia del mástil. Consiste en un brazo tubular que se fija al mástil y en el extremo opuesto, un receptáculo de hule sólido que se ajusta según el diámetro del cable. Este accesorio permite evitar movimientos al cable o chicote.

Mantenga instalados y apretados los tornillos en el tambor del malacate y la grapa. Los pernos del censor deberán tener el seguro instalado. A continuación se presentan una serie de problemas más frecuentes en el campo.

Problemas	Causas
Cable roto. →	- Sobrecarga debido a impactos severos. - Cocas. - Desgaste excesivo en punto. - Debilitamiento de uno o más torones. - Oxidación excesiva. - Falta de elasticidad. - Deslizamiento y cortes inadecuados.
Uno o más Torones rotos →	- Sobrecargas. - Cocas. - Desgaste en punto por oxidación. - Fatiga. - Velocidad excesiva. - Deslizamiento del cable en punto de Apoyo. - Vibraciones en el ancla del cable. - Deslizamientos y corte inadecuados. - Falta de lubricación.
Oxidación Excesiva. →	- Gases o fluidos corrosivos. - Agua alcalina o ácida. - Protección inadecuada.
En el transporte Al equipo. →	- Rodamiento Prolongado del carrete. - Golpes al bajarlo del camión. - Amarrado del carrete con cadenas directamente del cable.
Encasillado Incorrecto. →	- Refuerzos del extremo débiles que permiten se aflojen uno o mas torones. - Casquillos mal colocados que producen

se afloje el cable o se apriete demasiado.

Aumento del peso entre Torones y disminución del diámetro.	- Esto es frecuente en cables con alma de fibra debido a sobrecargas que deforman el alma por aplastamiento.
Ruptura de alambres.	- Calor excesivo generado por fricción.
Desgaste en algunos puntos.	- Cocas. - Dobleces durante su instalación. - Deficiencia de giros de poleas.
Distorsión del cable.	- Instalación Defectuosa de grapas.
Torones levantados.	- Deslizamiento de grapas. - Ancla del cable inadecuada. - Cable mal colocado en el ancla
Desgaste por abrasión.	- Falta de lubricación. - Rozamiento con piezas fijas o abrasivas. - Alineación deficiente. - Ranuras reducidas o grandes en las poleas.
Ruptura de alambres Por fatiga.	- Vibraciones. - Velocidad excesiva. - Deslizamiento del cable en grapas. - Ranura de poleas reducidas. - Selección inadecuada del cable. - Menor diámetro de poleas que el mínimo requerido.
Aplastamiento Excesivo.	- Sobrecargas. - Flojo devanado del tambor. - Cruces en el devanado. - Deslizamiento y cortes inadecuados.
Chicote del cable.	- Poco apriete del cable en el devanado del tambor.

Carga máxima de acuerdo al número de líneas.

Para calcular la carga máxima recomendada en el aparejo, se debe de tomar en cuenta el número de líneas del guarnido.

Los equipos de perforación y Mantenimiento a pozos utilizan cable de acero tipo boa serie 6 x 19 alma de acero, acero de arado mejorado

Ejemplo:

Cable de acero tipo boa de $1^{3}/_{8}$" guarnido a 8 líneas, resistencia de 77.54 tons. efectiva por línea.

$$Cm = \frac{R \times No\ L}{Fs\ 3} = \quad ton$$

Donde:

Cm = Carga máxima en ton

R = Resistencia a la tensión por línea

NoL = Numero de líneas

Fs3 = Factor de seguridad 3

$$Cm = \frac{77.54 \times 8}{3} = \frac{620.32}{3} = 206.7 \text{ ton}$$

Tipos de anclas.

Ancla de línea muerta.- Este accesorio consiste en un tambor de giro libre con brazo de palanca, en el tambor se enrolla en cable de operación dando de dos a cuatro vueltas, el extremo libre que viene del carrete de reserva, se fija al ancla mediante una grapa con estrías de fricción sujeta con seis tornillos al brazo de palanca.

Todo este conjunto se acopla a su base respectiva con un perno de alta resistencia; existen varias marcas y el tipo de cada una de ellas se combinara con el indicador de peso y diámetro de cable que este utilizando el equipo.

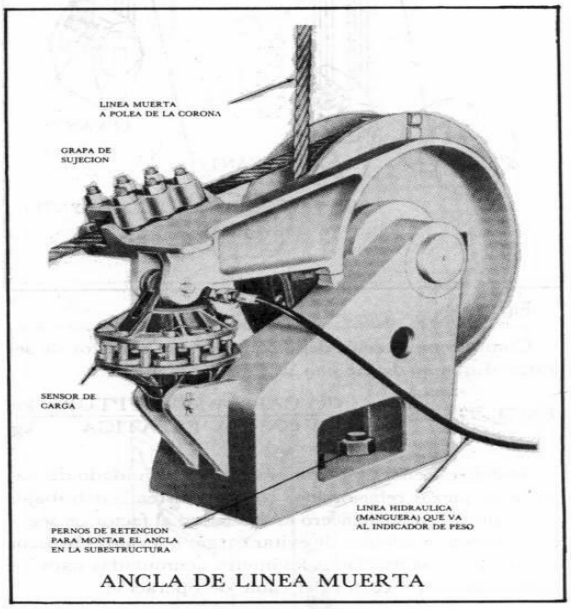
1. Ancla national tipo “Eb” con diafragma “martín decker”–890, para indicador tipo “E” o “Eb”. rango en la linea muerta 90,000 lb; diámetro del tambor 28 pulg.; peso 1,400 lb para medidas de cable de 1 ¼”, 1 $^{3}/_{8}$” y 1 ½” pulg. con indicador tipo “e” y 1 ½” a 1 $^{5}/_{8}$” con indicador tipo “eb” (equivale hercules mod. 131).
2. Ancla national tipo “D” con diafragma “martín decker e–80, para usarse con indicador de peso tipo “D”. rango en la linea muerta 60,000 lb; diámetro del tambor 24 pulg.; peso 1,080 lb recomendada para medidas de cable de 1”, 1$^{1}/_{8}$” y 1¼” pulg. (equivale hércules mod. 129).

3. Ancla national tipo “F” con diafragma “martín decker” e–160-a, se instala para indicadores del tipo “Fs”; rango en la linea muerta 40,000 lb; diámetro del tambor 16 pulg.; peso 385 lb recomendada para medidas de cable de 7/8, 1”, 1 $^{1}/_{8}$” y 1 ¼” pulg. (equivale hercules mod. 118).

4. Ancla national tipo “G” con diafragma instalado “martín decker” e–190 para usarse con indicador de peso tipo “G”; rango de capacidad en la linea muerta 30,000 lb; diámetro del tambor 10 pulg.; peso 160 lb para medida de cable recomendado de $^{5}/_{8}$”, ¾”, $^{7}/_{8}$” y 1” pulg. (equivale hércules mod. 117).

La instalación de la anclas se realiza de acuerdo a su tipo, las E y D se instalan en el piso de la subestructura o en la parte izquierda de esta, en el lado izquierdo cuando el guarnido del cable se va a realizar a la izquierda, y del lado derecho cuando el guarnido se hará a la derecha. El tipo FS se instala en la parte media de la pierna izquierda del mástil. El tipo G se instala en el piso del remolque del malacate.

El tambor del ancla se fabrica con ranuras en el cuerpo de enrollado acordes con el diámetro del cable que utilizará, con el fin de obtener un buen enrollado y evitar daños prematuros.



ANCLA DE LINEA MUERTA

En el extremo del brazo palanca se instala un diafragma (censor) que transmite la fuerza al indicador de peso cuando se efectúa un movimiento de carga (tensión) por medio de un fluido que circula a través de una manguera de alta presión al momento de comprimirlo; el censor esta instalado en el ancla con pernos que sujetan un extremo al brazo de palanca del tambor móvil y el otro a la base fija.

El ancla trabajará y activará al diafragma efectuando un jalón en el cable de operación del malacate, transmitiéndolo a la línea muerta y esta, activa el brazo de palanca del censor comprimiendo al fluido y enviando la señal de carga hacia el indicador de peso. Ver la siguiente figura.

Mantenimiento.

- Aplique una capa de grasa (untura) en la superficie del cable enrollado en el carrete.
- Lubrique los pasadores (pernos) del diafragma.
- Engrase el perno principal del tambor móvil.
- Verifique el desgaste de la ranura de la grapa que asegura el cable.

TIPOS DE ANCLA NACIONAL.					
ANCLA	**INDICADOR DE PESO**	**CABLE (RECOMENDADO) pulg.**	**CAPACIDAD tons**	**PESO pulg.**	**SENSOR**
D	D	1-1/8 – 1-1/4	22.7	487	E80
E	E	1-3/8 – 1-1/2	34.0	707	E80
EB	EB	1-1/2 – 1-5/8	45.4	707	E80
FS	FS	7/8 – 1	18.0	175	E160A
G	G	7/8 – 1	13.6	19	E190

Procedimiento y operación para guarnir, deslizar y cortar cable.

Procedimiento y operación para deslizar cable.

1.- Calculo de toneladas kilómetro.
2.- Acuerdan efectuar el deslizamiento del cable.
3.- Junta de operación y seguridad.
4.- Cuelgan la polea viajera.
5.- Comprueban el colgado de la polea viajera.
6.- Verificar instalación de tornillos tope en el ancla.
7.- Retirar abrazaderas del ancla.
8.- Medir la longitud del cable a deslizar.
9.- Verificar la función para deslizar cable por corona y estabilizador.
10.- Deslizar la longitud de cable seleccionado.
11.- Instalación nuevamente de la abrazadera del cable principal en el ancla.

Procedimiento y operación para cortar cable.

1.- Acuerdan cortar cable.
2.- Despejar piso, quitar tolvas y colgar la polea viajera en el piso de perforación.
3.- Extracción del cable del carrete.
4.- Inspección del cable.

5.- Desanclaje del cable en el carrete del malacate.

6.- Calibración del tambor del malacate y cable.

7.- Preparación para cortar el cable.

8.- Efectuar el corte del cable.

9.- Anclaje del cable en el tambor del malacate.

10.- Enrollado del cable en el tambor del malacate ligeramente pensionado.

11.- Instalación de tolvas.

12.- Quitar el cable de la polea.

13.- Proteger el cable principal.

CAPITULO 6

SISTEMA DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL.

Tipos, clasificaciones A.P.I. y operaciones de preventores.

Durante las operaciones de perforación si llegara a manifestarse un brote, el sistema de control superficial deberá tener la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo y para circular el fluido invasor fuera de el. El control de un pozo lo constituyen generalmente en la superficie, los sistemas independientes que son el de circulación y el de preventores de reventones.

Los tipos más usuales son:

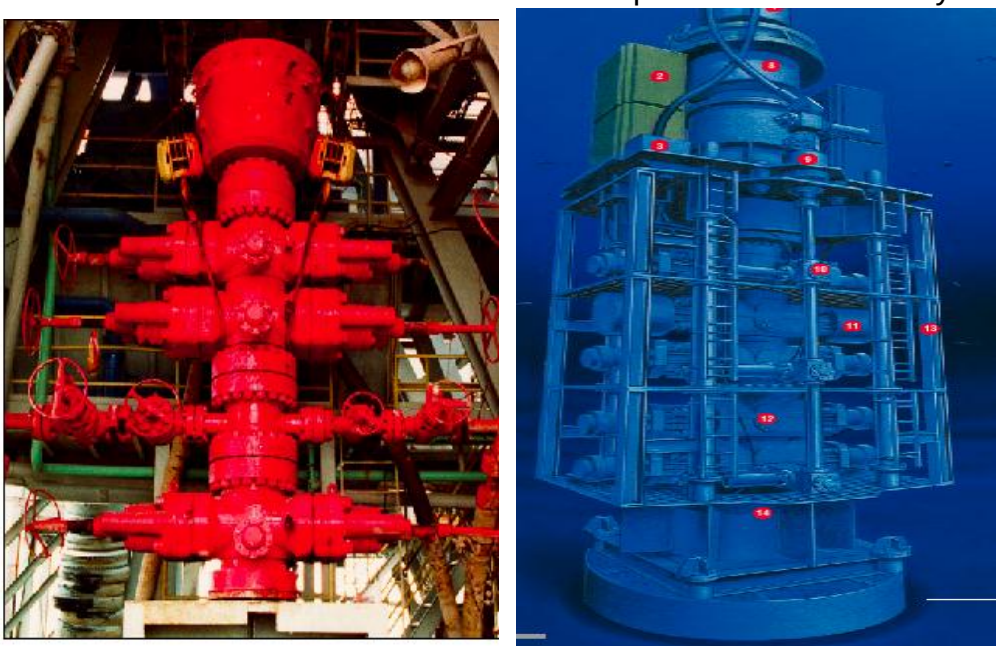
- Desviador de flujo (Diverter).
- Cabeza rotaria.
- Preventor rotatorio.
- Anular HD Tipo “GK”.
- Cameron Tipo “D”.
- Preventor de arietes tipo “U” doble.

- Preventor de arietes tipo “U” sencillo.
- Tipo Marino.

La clasificación típica del API para conjuntos de preventores se basa en el rango de operación de trabajo. De acuerdo a los arreglos que la norma API RP 53 recomienda. Los hay de 2,000, 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 lb/pulg.² (141, 211, 352, 703 y 1055 kg/cm²).

Arreglo típico de preventores.

- G - Cabeza rotatoria.
- A -Preventor anular.
- Rd -Preventor de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.
- R -Preventor de arietes sencillo arietes variables o de corte.
- Rt -Preventor triple con tres juegos de arietes instalados a criterio.
- S -Carrete de control con salidas laterales para líneas de matar y estrangular



Arreglo de preventores superficiales y subsuperficiales.

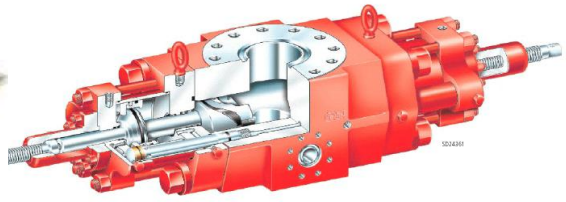
Tipos de arietes para preventores cameron tipo ´´U´´ y ´´UM´´

El preventor de arietes tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos y medidas dearietes, según se requiera en los arreglos de los conjuntos de preventores, y por su diseño es considerado como el más seguro.

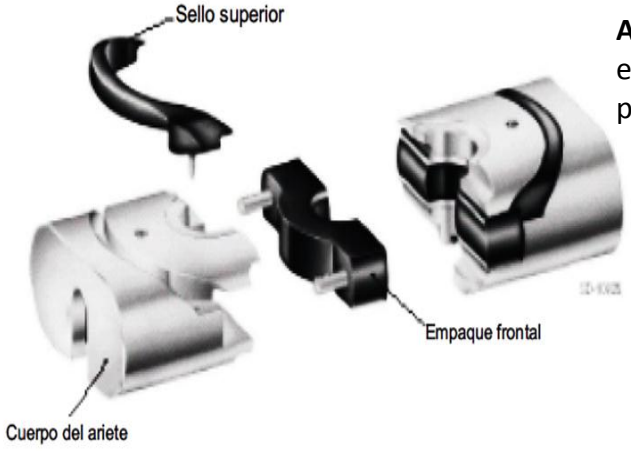
Otras características son:

- ✓ El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.
- ✓ Puede instalarse en pozos terrestres o en plataformas costa afuera.
- ✓ La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
- ✓ Tiene un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes (candados).
- ✓ Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule autoalimentable.
- ✓ Modificando los pistones de operación, al usar arietes de corte sirven para cortar tubería quedando el pozo cerrado.

Tipo ¨U¨



Tipo ¨UM¨



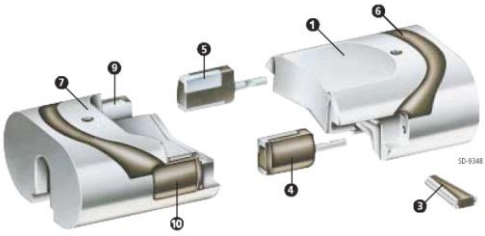
Ariete para TP. Utilizados para cerrar el espacio anular sus características principales son:

- ➢ Permite mover la tubería verticalmente regulando la presion de cierre
- ➢ Evita que la sarta sea expulsada por efecto de la presion de formación al detenerla a l momento que pasan las juntas.
- ➢ Permite dejar colgada la sarta de trabajo.

Ariete variable

La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetro de tubería, así como de la flecha.

En la figura inferior se observa como operan los arietes sobre un tubular



Arietes ciegos

Estos arietes solo sirven para cerrar el pozo cuando no se tiene tubería dentro del pozo no son para efectuar cortes de emergencia en el cuerpo del tubo

Arietes ciegos de corte.

Son utilizados para efectuar cortes en el tubo de perforación en caso de extremas contingencias, al igual puede funcionar como un ciego al no tener tubería dentro del pozo.

Especificaciones de preventores cameron tipo ´´U´´

Tamaño en pulg	Presion de trab. Lb/ft						
7 1/16"	3,000	13 5/8"	10,000	26 3/4"	3,000	16 3/4*	5,000
7 1/16"	5,000	13 5/8"	15,000	11*	3,000	16 3/4*	10,000
7 1/16"	10,000	16 3/4"	3,000	11*	5,000	20 3/4*	3,000
7 1/16"	15,000	16 3/4"	5,000	11*	10,000	18 3/4*	10,000
11"	3,000	16 3/4"	10,000	11*	15,000	18 3/4*	15,000
11"	5,000	18 3/4"	10,000	13 5/8*	3,000		
11"	10,000	20 3/4"	3,000	13 5/8*	5,000		
11"	15,000	21 1/4"	2,000	13 5/8*	10,000		
13 5/8"	3,000	21 1/4"	5,000	13 5/8*	15,000		
13 5/8"	5,000	21 1/4"	10,000	16 3/4*	3,000		

* Para preventores ciegos de corte

*** CON ARIETES CIEGOS DE CORTE**

Aplicación de las recomendaciones de A.P.I en la instalación y mantenimiento de las C.S.C.

Sistemas para operar preventores.

Es conveniente que usted tenga presente algunas normas de seguridad que se emplean en el conjunto de preventores de su instalación y su operación, permitiéndole con esto un adecuado manejo de los mismos y un mayor rendimiento en su área de trabajo.

Antes de su instalación.

21. La medida y capacidad del preventor deberá ser igual que la del cabezal donde se va a instalar.
22. Efectúe la revisión del preventor en posición correcta.
23. Abra los bonetes del preventor, revise el empaque y las pistas de sello.
24. Verifique que los empaques frontales y superiores de los arietes (rams) estén en buenas condiciones y a la medida de la tubería que se va a usar.
25. Revise la operación de los tornillos candado (yugo), ésta deberá ser fácil y rápida.
26. En conjunto los preventores dobles de 350 kg/cm² (5000 lb/pulg.²). Y de 700 kg/cm² (10,000 lb/pulg.²) los arietes (rams) ciegos se colocan en el preventor de en medio y los arietes de tubería en el preventor superior e inferior, siempre y cuando sea del mismo diámetro la tubería.
27. Al cerrar los bonetes, apriete adecuadamente los tornillos en forma de cruz. Pruebe la hermeticidad del cierre.
28. Instale y pruebe las líneas de 1 pulg. de los preventores.
29. Revise la operación de los arietes (rams) verificando el movimiento de los vástagos contra la presión de operación.
30. Limpie y revise las pistas para los anillos metálicos empacadores en las bridas.
31. El anillo metálico empacador será del rango adecuado para las bridas que se unan e invariablemente nuevo.

32. Verifique las medidas y cantidades de birlos y tuercas que se van a usar y repáselos.

33. Revise las pistas de sello de las bridas laterales e instale las válvulas respectivas.

34. Compruebe que la cantidad de birlos y tuercas para las bridas laterales sea adecuada y de la medida correcta.

Mediante su instalación.

35. Maneje los preventores usando cable de acero de 1 pulg. o mayor diámetro (no los maneje con los cáncamos, éstos es usándolos para cambio de arietes o de bonetes).

36. Inspeccione nuevamente la ranura de sello inferior y la del cabezal de la T.R.

37. Lave y seque las ranuras e instale el anillo metálico empacador correctamente; éste deberá ser nuevo.

38. Proteja la boca del pozo mientras se efectúa la operación de instalación del Preventor.

39. Oriente los preventores al sentarlos en el cabezal e introduzca cuatro birlos para utilizarlos como guías. Siéntelos con precaución para no dañar el anillo metálico empacador.

40. Revise que el apriete de los birlos se efectúe en forma de cruz hasta lograr el apriete adecuado.

41. En caso de instalarse dentro de un contrapozo profundo deberá darse la altura adecuada para lograr la apertura de los bonetes. (use carretes espaciadores).

42. Antes de conectar las mangueras metálicas de 1 pulg., selecciónelas e instálelas correctamente al preventor.

43. Instale el sistema de operación manual de los preventores.

44. Compruebe la instalación del preventor con respecto al pozo y mesa rotaria.

45. Instale la campana con su línea de flujo (línea de flote).

46. Los cáncamos deberán permanecer conectados en el cuerpo del preventor.

47. Revise que la presión hidráulica de operación del múltiple de los preventores permanezca en 105 kg/cm² (1,500 lb/pulg.²).

48. Deberá probarse la efectividad del conjunto de preventores a su capacidad de trabajo con la mayor brevedad posible después de su instalación.

49. Siempre deberá estar instalado el sistema de operación manual a los preventores. (crucetas, extensiones, volantes, seguros y soportes).

50. Los tornillos candado (yugos) deberán permanecer engrasados.

51. En las líneas de operación de los preventores no deberán existir fugas.

52. Revise periódicamente el apriete de la tornilleria de los preventores y válvulas laterales.

53. Opere con frecuencia los arietes (rams) para la tubería y los ciegos normales o de corte al terminar de sacar la tubería, compruebe la operación de los vástagos contra la presión de operación.

54. Inspeccione que las líneas de matar y estrangular estén conectadas a las válvulas laterales del preventor o al carrete de control.

55. Al efectuar un cambio de arrites (rams) al conjunto de preventores, debe ser en el menor tiempo posible.

56. Al cambiar los arietes (rams), revise los sellos de los bonetes y sus pistas. Al cerrarlos apriete correctamente los tornillos.

57. El agujero de paso del conjunto de preventores deberá permanecer

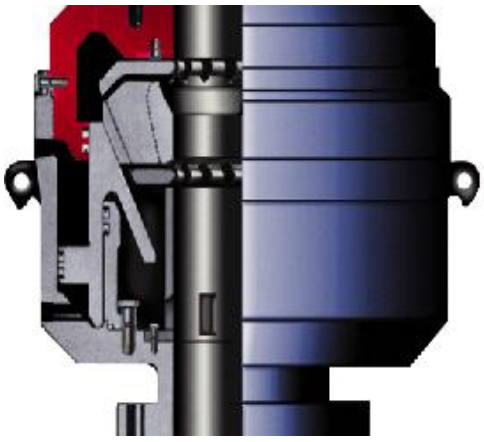
58. Entrado respecto a la tubería y a la mesa rotatoria.

59. Durante la operación, si se observa movimiento en el conjunto de preventores, debe sostenerse a la subestructura por medio de tensores.

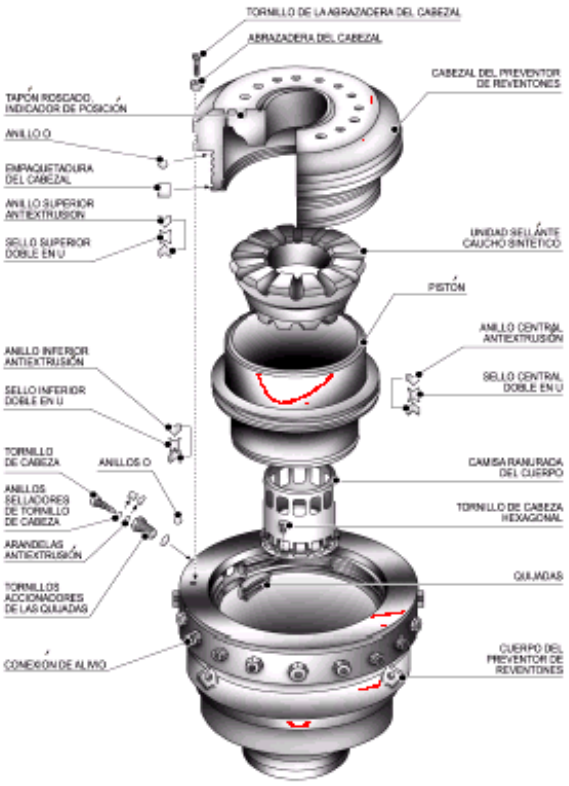
60. Durante la intervención del pozo se deberán tener arietes (rams) de las medidas de las tuberías que se manejan, así como elementos de sellos de los arietes (rams) y los bonetes.

Descripción del preventor anular (esférico).

Se le denomina con este nombre a la unidad que forma parte del conjunto de preventores, y tiene como principal característica, efectuar cierres herméticos a presión sobre cualquier forma o diámetro o herramienta que pueda estar dentro del pozo. Este preventor jamás deberá estar cerrado si no hay tubería dentro del pozo.
Estos preventores se emplean con el uso de un elemento grueso de hule sintético que se encuentra en el orificio interno del mismo y al operarlo, se deforma concéntricamente hacia el interior del preventor, ocasionando el cierre parcial o total del pozo. El hule estando en posición abierta tiene el mismo diámetro de paso del preventor. Además permite el paso o giro de tuberías aún estando cerrado (esta operación se debe efectuar regulando la presión de trabajo a su mismo valor de sello).
Al detectar un brote con tubería dentro del pozo, se cerrará el preventor adecuado (de arietes o anular esférico). El preventor anular esférico deberá ir colocado en la parte superior de los preventores de arietes, debiendo ser de las mismas características. Los más usados son de 21¼", 16¾", $13^{5}/_{8}$", 11" y $7^{1}/_{6}$", con presiones de trabajo de 2000 a 10,000 lb/pulg.².



Preventor anular (esférico).



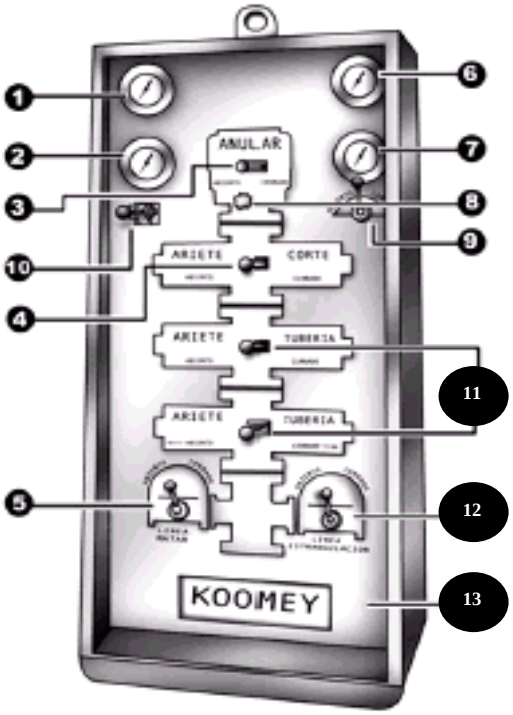
Unidad acumuladora para la operación para preventores.

Unidad para operar preventores (koomey).

El sistema de control que acciona el arreglo de preventores, permite aplicar la potencia hidráulica suficiente y confiable para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas.

Los elementos básicos de un sistema de control son:

- Deposito almacenador de fluido
- Acumuladores
- Bombas hidroeléctrica e hidroneumática.
- Válvulas ram lock
- Multiple de distribucion

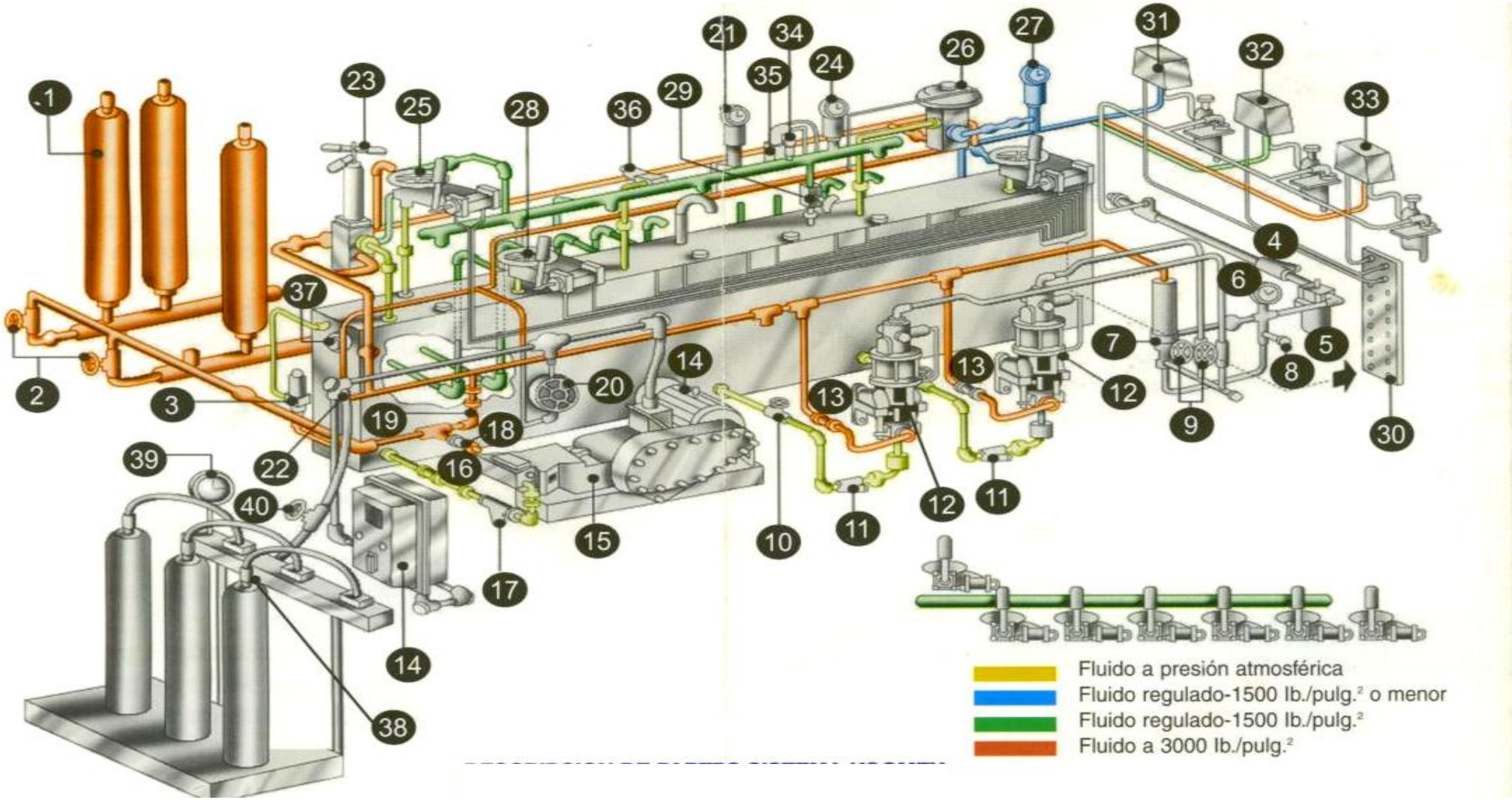


PARTES QUE COMPONEN LA CONSOLA DE CONTROL REMOTO

1. Manómetro de acumuladores
2. Manómetro de presión de aire
3. Operar preventor anular.
4. Operar preventor ciego.
5. Línea de matar.
6. Manómetro del múltiple.
7. Manómetro preventor anular.
8. Regulador de preventor anular.
9. Válvula de presión baja.
10. Válvula de seguridad (paso de aire).
11. Operar preventor arietes.
12. Línea de estrangulador.
13. Gabinete.

DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA SUPERFICIAL, PROVISTO DEL BANCO DE ENERGÍA ADICIONAL (N_2) PARA ACCIONAR EL CONJUNTO DE PREVENTORES.

Nota: el numero de cilindros (1) varia de acuerdo al arreglo de preventores y válvulas hcas.



DESCRIPCIÓN DE LAS PARTES DE LA UNIDAD ACUMULADORA. (KOOMEY)

PARTES	FUNCIÓN
1.- ACUMULADORES.	Su presión de trabajo es de 3,000 Ib/pg^2 con de precarga de Nitrógeno de 1,000 a 1,100 Ib/pg^2 Se tiene que verificar la presión de precarga en cada botella cada 30 días, las botellas deben contener solamente nitrógeno, ya que el aire y otros gases pueden causar fuego o explosión.
2.- VÁLVULAS AISLADORAS DEL BANCO ACUMULADOR.	Normalmente deben estar abiertas y cerradas cuando desee aplicar una presión mayor de 3,000 Ib/pg^2 o cuándo realice pruebas de efectividad de tiempo de respuesta del sistema.
3.- VÁLVULA DE SEGURIDAD DEL BANCO ACUMULADOR.	Está calibrada para abrir a 3,500 Ib/pg^2
4.- FILTRO DE LA LÍNEA SUMINISTRO DE AIRE.	Debe limpiarlo cada 30 días
5.- LUBRICADOR DE AIRE.	Debe usar lubricante SAE -10 o equivalente y ajustarlo para que provea seis gotas de aceite por minuto, además de revisarlo Semanalmente.
6.- MANÓMETRO INDICADOR DE LA PRESIÓN DE LA LÍNEA DE SUMINISTRO DEL AIRE.	Rango de presión de O - 300 Ib/pg^2
7.- INTERRUPTOR DE PRESIÓN AUTOMÁTICA HIDRONEUMÁTICO.	Normalmente está regulado para cortar a 2,900 Ib/pg^2 en unidades que cuentan con bombas de aire y bomba eléctrica. Cuándo la presión en el Sistema desciende a 2,700 Ib/pg^2 automáticamente permite que el aire fluya y arranque la bomba. Para incrementar la presión de corte, gire la tuerca que ajusta el resorte de izquierda a derecha y de derecha a izquierda para disminuirla.
8.- VÁLVULA PARA AISLAR EL INTERRUPTOR DE PRESIÓN AUTOMÁTICO HIDRONEUMÁTICO.	Normalmente ésta válvula debe encontrarse cerrada. Cuándo se requieran presiones mayores de 3,000 Ib/pg^2, primero cierre la válvula que aísla la bomba eléctrica (19) gire la válvula (25) hacia la derecha (alta presión) y finalmente abra esta válvula, lo que permitirá manejar presiones hasta de 5,500 Ib/pg^2.
9.- VÁLVULAS PARA SUMINISTRAR AIRE A LAS BOMBAS HIDRÁULICAS IMPULSADAS POR AIRE.	Normalmente deben estar abiertas.
10.- VÁLVULAS DE CIERRE DE SUCCIÓN.	Siempre permanecerán abiertas
11.- FILTROS DE SUCCIÓN.	La limpieza se realizará cada 30 días.
12.- BOMBAS HIDRÁULICAS IMPULSADAS POR AIRE.	Este tipo de bombas operan Con 125 Ib/pg^2 de presión de aire. Cada Ib/pg^2 de presión de aire produce 60 Ib/pg^2 de presión hidráulica.
13.- VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN (CHECK).	Su función es permitir reparar o cambiar las bombas hidroneumáticas sin perder presión en el banco acumulador.

PARTES	FUNCIÓN
14 MOTOR ELÉCTRICO Y ARRANCADOR.	El motor eléctrico opera con tensión eléctrica de 220 a 440 voltios, 60 ciclos, tres fases; la corriente requerida depende de la potencia del motor. El arrancador acciona y para automáticamente el motor eléctrico que controla la bomba triplex o dúplex; trabaja conjuntamente con el interruptor manual de sobre control para accionar o parar. El interruptor de control debe estar en la posición "auto". (14)
15.- BOMBA TRIPLEX (O DUPLEX) ACCIONADA POR MOTOR ELÉCTRICO.	Cada 30 días se debe revisar el nivel (SAE-30W). Además se tiene que revisar el nivel de aceite en la coraza de la cadena (30 ó 40W), el cual debe llegar hasta el tapón de llenado.
16.- VÁLVULA DE CIERRE DE SUCCIÓN.	Normalmente debe estar abierta
17.- FILTRO DE SUCCIÓN.	Efectúe su limpieza cada 30 días
18.- VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN (CHECK).	Su función es permitir reparar el extremo hidráulico de la bomba sin perder presión en el Sistema.
19.- VÁLVULA AISLADORA DE LA BOMBA HIDROELÉCTRICA	Debe estar abierta normalmente y sólo tiene que cerrarla cuando vaya a generar presiones mayores de 3,000 lb/pg^2 con las bombas hidroneumáticas.
20.- INTERRUPTOR DE PRESIÓN AUTOMÁTICO HIDROELÉCTRICO.	El motor de la bomba hidroeléctrica arranca automáticamente cuando la presión en el banco acumulador desciende a 2700 lb/pg^2 y para cuando la presión llega a 3,000 lb/pg^2. Al ajustar la presión de paro del motor eléctrico, quite el protector del tomillo regulador y gírelo en sentido contrario a las manecillas del reloj para disminuir la presión o en el sentido de las mismas manecillas para incrementar la presión. Para ajustar la presión de arranque del motor eléctrico quite la tapa a prueba de explosión, purgue la presión del sistema a la presión de arranque deseada y mueva la rueda de ajuste hacia arriba, hasta que el motor arranque.
21.- MANÓMETRO INDICADOR DE LA PRESIÓN EN EL SISTEMA ACUMULADOR.	Rango de presión de 0- 6,000 lb/pg^2
22.- FILTRO PARA FLUIDO EN EL SISTEMA ACUMULADOR.	Revisarlo cada 30 días.
23.- VÁLVULA REGULADORA Y REDUCTORA DE PRESIÓN	Regula la presion en el sistema de los preventores de arietes, requiere tiempo de respuesta a la derecha incrementa y a la izquierda reduce presion
24.- MANÓMETRO INDICADOR DE PRESIÓN EN EL MÚLTIPLE DE DISTRIBUCIÓN DE FLUIDO.	Cuenta con un rango de trabajo de 0 – 10,000 psi, en operaciones normales indicara la presion manejada para los preventores de arietes (1500 psi)
25.- VÁLVULA BY PASS	Incrementa el sistemade 1500 a 300 psi y viceversa.

26.- VÁLVULA REGULADORA Y REDUCTORA DE PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR	La función es regular la presion de trabajo en los preventores anulares, ya que estos requieren presiones menores a las que se le aplica a un preventor de arietes, dependerá del fabricante y tamaño. en sistemas anteriores se regulaba con un diafragma, los mas recientes es a base de control neumático para ajustarla además que tiene la opción de girar manualmente el maneral.
27.- MANÓMETRO INDICADOR DE PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.	Rango de presión de O -3,000 lb/pg^2.
28.- VÁLVULAS DE CUATRO VÍAS.	Permiten cerrar o abrir los preventores y las válvulas hidráulicas instaladas.sus cuatro vías son: succion, descarga, abrir y cerrar
29.- VÁLVULA DE PURGA.	Normalmente debe estar cerrada. Solo abrir para descargar la presion en el multiple, cuando se necesite hacer una reparación aislando previamente el banco de acomuladores y posicionando en neutral las ram lock´s.
30.- CAJA DE EMPALME DE AIRE.	Se usa para conectar las líneas de aire en el Sistema a las líneas de aire que vienen del tablero de control remoto.
31.- TRANSMISIÓN DE PRESIÓN NEUMÁTICA PARA LA PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.	Transmite la presion de trabajo del preventor anular a el manometro de las consolas de control remoto, reflejándose en el manometro del preventor anular.
32.- TRANSMISOR DE PRESIÓN NEUMÁTICA PARA LA PRESIÓN DEL MÚLTIPLE DE FLUIDO.	Transmite la presion de servicio de los preventores de arietes y válvulas hcasa al manometro de las consolas de control remoto, reflejándose en el manometro del multiple.
33.- TRANSMISOR DE PRESIÓN NEUMÁTICA PARA LA PRESIÓN DEL SISTEMA ACUMULADOR.	Transmite la presion de trabajo del banco de acomuladores al manometro de las consolas de control remoto, reflejándose en el manometro del preventor anular
34.- VÁLVULA NEUMÁTICA REGULADORA DE LA VÁLVULA (26).	Se utiliza para regular la presión de operación del Preventor anular. El giro a la izquierda disminuye presión y a la derecha la incrementa. Su ubicación varia dependiendo del modelo de la unidad.
35.- SELECTOR DE REGULADOR DE PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.	Se usa para seleccionar el tablero (unidad o control remoto) desde donde se desea controlar la válvula reguladora (26).
36.- VÁLVULA DE SEGURIDAD DEL MÚLTIPLE DISTRIBUIDOR DE FLUIDO.	Está regulada para que abra a 5,500 lb/pg^2. Cuando por error se ha rebasado el limite de trabajo de la unidad (5,000 psi)
37.- TAPONES DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.	Son dos de 4" y se utilizan para cargar y descargar el fluido de operación. Y observar fugas en las válvulas de 4 pasos RAM-LOCK
38.- CILINDROS CON NITRÓGENO.	Son la fuente de energía independiente que podrá utilizarse como ultimo recurso para cerrar el pozo cuando se presente una emergencia.
39.- MANÓMETRO DEL BANCO DE ENERGÍA ADICIONAL.	Este manómetro deberá tener como mínimo 80 kg/cm² de N_2,
40.- VÁLVULA MAESTRA DEL BANCO DE ENERGÍA ADICIONAL	Válvula general de N_2 que al abrirla acciona el cierre del conjunto de preventores.

Múltiple de estrangulación y estrangulador variable manual e hidráulico.

Multiple de estrangulación terrestre (i) y marino (d).

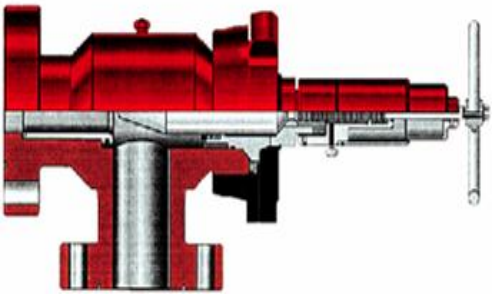
Recomendaciones de operación.

- Las líneas y el múltiple de estrangulación deberán probarse a la misma presión y con la misma frecuencia que el conjunto de preventores
- Todas las válvulas, conexiones y líneas deben cumplir el API RP–53, en relación con su presión de trabajo, temperatura y corrosividad.
- Para rangos de presión de trabajo superiores a 3,000 lb/pulg.^{2} deberán emplearse únicamente conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de las roscables.
- La línea de estrangulación se debe equipar con doble válvula, una de las cuáles será hidráulica cuando la presión de trabajo se eleve a 5,000 lb/pulg.^{2} (352 kg/cm^2).
- La línea será lo más recta posible y estará suficientemente anclada para evitar vibraciones.
- El diámetro mínimo de las líneas de descarga de los estranguladores debe ser de 2” pulg.

- Debe disponerse de manómetros que registren la presión en las tuberías de perforación y de revestimiento en el lugar donde se este llevando el mando de las operaciones de control. Esta línea permite la circulación en el pozo con el preventor cerrado generando contrapresión mínima.
- No debe tener restricciones en el diámetro interior, con el objeto de evitar altas caídas de presión y desgaste por abrasividad.
- Debe haber más de una línea de descarga del estrangulador, con el objeto de no suspender la operación por obturamiento, erosión, fugas.
- Debe haber una línea de desfogue que no pase a través de los estranguladores ajustables y tenga un diámetro menor al de la línea de estrangulación.
- El múltiple debe instalarse en un sitio accesible y fuera de la subestructura del equipo. También permite desfogar altos gastos de fluidos del pozo, evitando represiones en la tubería de revestimiento a pozo cerrado.
- Debe instalarse doble válvula antes de cada estrangulador ajustable (para rangos de presión de trabajo superiores a 3,000 lb/pulg^2).
- Como mínimo, debe estar instalado permanentemente un estrangulador ajustable operando a control remoto y dos estranguladores ajustables manuales en localizaciones lacustres y terrestres.
- En todos los equipos debe instalarse un estrangulador ajustable hidráulico adicional y consola de control remoto.

Estranguladores ajustables.

Los estranguladores ajustables son diseñados para restringir el paso de los fluidos en las operaciones de control, generando con esto contrapresión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.



Estrangulador ajustable manual

Estrangulador hidráulico

Los métodos vigentes de control de pozo se basan en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación y están en función de las variables siguientes:

- Gasto y presión de bombeo.
- Columna hidrostática en el espacio anular.
- Contrapresión ejercida en el sistema.

Por lo que para cumplir con la condición de equilibrio de presión se recurre a las variables señaladas siendo la más sencilla y practica la contrapresión ejercida, la cual se controla con el estrangulador ajustable hidraulico.
Es decir, que en ves de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, resulta más fácil estar variando el diámetro del estrangulador para mantener la presión de fondo constante durante la operación de control.

Algunas ventajas relevantes de tener un hidráulico son:

- La velocidad para abrir o cerrar el estrangulador y la diversidad de opciones del diámetro del orificio.
- Cuando se obstruye por pedaceria de hule, formación, basura, etc. Tiene la facilidad de abrirse hasta el diámetro máximo, permitiendo el paso de los materiales obstruyentes, para posteriormente cerrarse rápidamente sin suspender la operación de control.

Estrangulador ajustable hidráulico y consola de control.

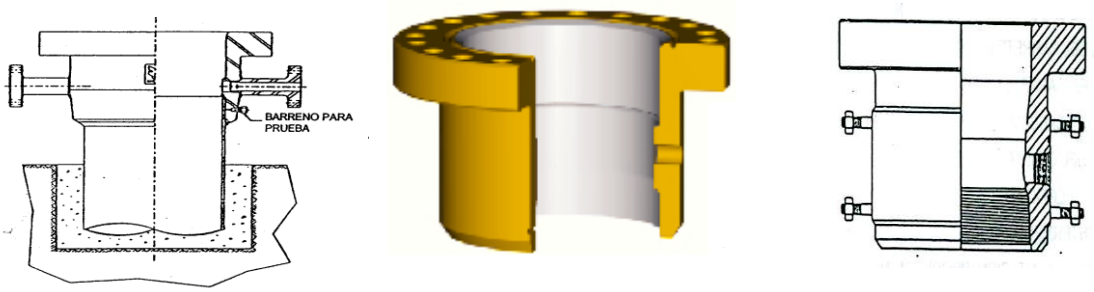
Estrangulador variable

Cabezales de T.R., carretes de T.R., carretes de T.P.

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento.

Por diseño puede ser roscable, soldable ó bridado, además se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal, pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no estén instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.



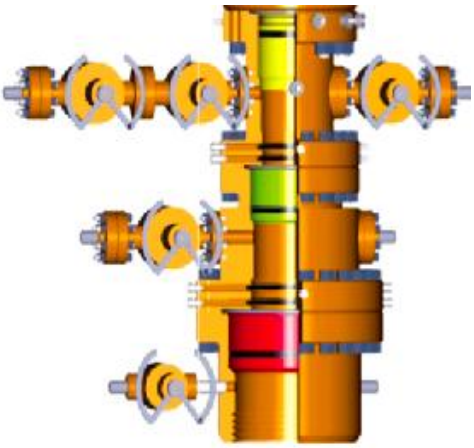
Cabezal de T.R. soldable (rebajado) y roscado.

LA NORMA API–6 del Instituto Americano del Petróleo establece las siguientes especificaciones par el cabezal de tubería de revestimiento.

- La presión de trabajo deberá ser igual o mayor que la presión superficial máxima que se espere manejar.
- Resistencia mecánica y capacidad de presión acordes a las bridas API y a la tubería en que se conecte.
- Resistencia a la flexión (pandeo) será igual o mayor que la T.R. en que se conecta.
- Resistencia a la compresión para soportar las siguientes T.R´s.

Carrete de T.R.

Por dentro de la brida inferior tiene una preparación para recibir la boca de la T.R. intermedia y sus sellos secundarios. En el interior de la brida superior (tazón recto o cónico) acepta las cuñas que sostendrán la siguiente T.R., las salidas laterales son de brida con ranura para anillos A.P.I. y orificios para birlos con tuercas.
También tiene preparación para tapón ciego y válvula de contrapresión para sustituir una válvula de compuerta dañada. Cada cabezal y carrete de TR tiene instalado en sus salidas laterales una o dos válvulas de compuerta para el control de los espacios anulares de la tubería de revestimiento.



Carrete de TR.

Carrete de T.P.

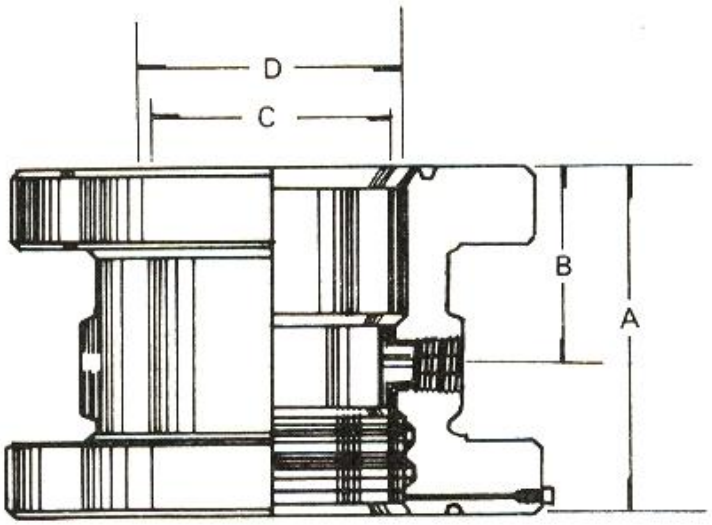
Sirve de enlace entre un cabezal o carrete de T.R. (ver la siguiente figura) y el medio árbol de válvulas o para instalar el arreglo de preventores por su brida superior. Dentro de la brida inferior recibe el conjunto de sellos secundarios que circunda la última tubería de revestimiento que llegue hasta la superficie. Alrededor de la brida superior tiene los prisioneros (yugos) que sujetan al colgador de T.P. Además cuenta con salidas laterales con ranura para anillos A.P.I. y birlos con tuercas.

Carrete de TP y Colgador.

Carrete de T.R. FIP tipo “FC-22”.

En esta sección se encuentra un carrete de T.R. “FC-22” 20 $^{3}/4$” pulg. M brida inferior por 13 $^{5}/_{8}$ pulg. M brida superior, (ver figura de abajo), su preparación es con doble sello tipo “OO”; acepta colgadores de T.R. tipos “FC–21” y “FC-22” intercambiables para trabajos pesados.

Puede recibir también un colgador tipo “FC–22 W” de 13 $^{5}/_{8}$ x 9 $^{5}/_{8}$ pulg. que sostiene a T.R. de 9 $^{5}/_{8}$ pulg. Y como respaldo del sello secundario se utiliza una brida empacadora tamaño 20 $^{3}/_{4}$, 3 M x 13 $^{3}/_{8}$ pulg. de doble sello tipo “OO”.



CARRETE DE T.R. FIP TIPO “FC–22”.

ESPECIFICACIONES: CARRETE DE TR TIPO "FC-22-OO".

BRIDA INFERIOR pulg.	PRESION DE TRABAJO		BRIDA SUPERIOR pulg.	PRESION DE TRABAJO		DIMENSIONES (pulg.)			
	lb/pulg.^{2}	kg/cm^2		lb/pulg.^{2}	kg/cm^2	A	B	C	D
13,625	5,000	352	11	5,000	352	24 1/8	13 5/8	9	10 7/8
13,625	5,000	352	11	10,000	703	29 3/4	14 5/8	9	10 7/8
20,75	3,000	211	13 5/8	5,000	352	28 5/8	15 3/8	12 1/2	13 1/12

Análisis y solución de problemas más comunes de campo.

- Desgaste en cabezal y T.R. (Instale buje de desgaste de las características y marca del cabezal).
- Taponamiento de líneas con cemento, cuando el cemento salga a la superficie, lavar las C.S.C. utilizando la misma unidad de alta con agua dulce, posteriormente cierre el ariete de T.R. y durante el fraguado represione el espacio anular con 10 kg/cm².
- Falta de cámara de amortiguación o cabezal de distribución en el múltiple de estrangulación. Debe tenerse presente que el gas después de que pasa por el estrangulador se expande alcanzando velocidades altas ocasionando erosión y corte de líneas. Se deberá contar con cabezal de distribución en el múltiple de estrangulación con diámetro de 2 o 3 veces mayor que el de la línea de desfogue.

pruebas hidráulicas de las C.S.C.

Frecuencia de las pruebas con presión.

El sistema de control superficial, deberá probarse en función de las actividades siguientes:

- Al instalar o antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
- Antes de perforar una zona de alta presión o yacimiento.
- Después de efectuarse cualquier reparación o cambio de sello en el conjunto de preventores o en algunos de sus componentes, en el que pueda probarse por lo menos la parte separada.

Las normas citadas también establecen que deberá probarse el sistema de control superficial cuando menos cada 21 días, en caso de no ocurrir ninguno de los eventos anteriores. Esto se deberá realizar con estricto apego a la norma en los casos siguientes:

Al perforar bajo balance pruebe cada 15 días.

- Si el pozo es considerado exploratorio o exploratorio por extensión (delimitador).
- Cuando se trate de pozos de desarrollo, localizados en áreas o campos específicos con presiones anormales o yacimientos de alta productividad.
- Los arietes ciegos o de corte deberán probarse a presión, por lo menos al instalar el conjunto de preventores y antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
- Se debe de tener la precaución de abrir la válvula en la línea de estrangulación a la línea de desfogue, antes de abrir los arietes con el objeto de liberar cualquier presión existente.
- Los bonetes deben probarse en cada instalación de arietes en los preventores.
- El sistema para accionar el conjunto de preventores se verificara cada vez que se prueben estos.

Requerimientos para las pruebas con presión del sistema de control superficial

- Deberá circularse agua limpia en el sistema de control superficial, con el objeto de lavar y eliminar los sólidos que pudieran obturar posibles fugas, e instalar el probador adecuado para la prueba.
- Probar el sistema de control superficial a una presión de 14 a 21 kg/cm^2 (200 a 300 lb/pulg.^{2}) con la finalidad de localizar posibles fugas en algunos componentes antes de aplicar la presión de prueba que dañaría o deteriorará más las partes con fugas.
- Los preventores de arietes se probaran a su presión de trabajo, o al equivalente máximo del 80% de la presión interna de la tubería de revestimiento de menor resistencia (menor grado) en que se encuentren instalados.

Cuando se tengan pozos depresionados, es conveniente determinar la presión promedio entre las dos presiones anteriores para ser aplicada como presión de

prueba, con el objeto de proteger la empaquetadura de los preventores y detectar posibles fugas originadas por corrosión, abrasividad, etc.
Los arietes variables deben probarse a presión, cerrándolos alrededor de cada tubería en la sarta de acuerdo a su rango de cierre.

- El preventor anular se probara al 70% de su presión de trabajo, con objeto de tener mayor duración del elemento de sello.
- Al efectuarse las pruebas de preventores, también deberán probarse todos y cada uno de los componentes del sistema de control superficial a la misma presión de prueba de los preventores de ariete.

Los componentes que deben probarse son:

- Válvula superior e inferior de la flecha.
- Preventores interiores que se tienen en el piso de perforación.
- Válvulas del múltiple de estrangulación.

Las pruebas se efectuaran siempre en la dirección del flujo del pozo.

- La prueba de cada componente se tomara como satisfactoria si se mantiene la presión de prueba durante un periodo de 30 minutos de registrarse en graficas.
- Los resultados de las pruebas con presión, de las inspecciones físicas y de la operación del sistema de control superficial se registrarán en la bitácora del perforador, si algunos de los componentes primordiales del sistema o de sus controles no funciona, se deberán suspender las operaciones de perforación para reparar la falla.

Pruebas operativas al arreglo de preventores y equipo auxiliar al hacer viajes.

Arreglo de preventores.

- Instalar la válvula de seguridad en la tubería de perforación y el preventor interior.
- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Cerrar los estranguladores ajustables manuales e hidráulicos, cerrando y abriéndolos.
- Cerrar y abrir el preventor de arietes par la tubería en uso.
- Por la línea que conecta el tubo vertical en la línea de matar, bombear agua por cada uno de los estranguladores, con el objeto de verificar que no estén bloqueadas las líneas. En caso de tener llenas las líneas con salmuera, diesel u otro fluido para evitar el congelamiento deberá disponer del equipo necesario para no derramar fluidos costosos.
- Operar el resto de los preventores para la tubería de perforación en el diámetro adecuado.
- Si se usa tubería combinada, al sacar la tubería de perforación operar los arietes correspondientes.

- El preventor ciego de operara al sacar la barrena del pozo, al termino de esta prueba se dejarán todas las válvulas en su operación original, se anotara en el reporte de perforación y se reanudara la operación.

Pruebas operativas al arreglo de preventores y equipo auxiliar cada 14 días.

Se deben llevar a cabo las pruebas de operación del conjunto de preventores y el equipo auxiliar como mínimo cada 14 días, pero en los pozos **exploratorios** y cuando estén en la etapa de perforación de la **zona productora** se efectuaran como mínimo cada 7 días.

Las pruebas consisten en lo siguiente:

- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Cerrar y abrir el preventor anular sobre la tubería en uso.
- Operar los estranguladores ajustables manuales e hidráulicos cerrándolos y abriéndolos.
- Verificar que la consola opere correctamente y estén calibrados el contador de emboladas y los manómetros de presión.
- Cerrar y abrir los preventores de arietes para la tubería en uso.
- Verificar apertura y cierre de cada preventor del control maestro y de cada uno de los controles remotos.
- Por la línea de matar y teniendo el preventor inferior cerrado para evitar represionar el pozo, bombee agua por cada uno de los estranguladores ajustables y hasta el quemador con el objeto de verificar que no estén bloqueadas las líneas. Cuando se use lodo de emulsión inversa en el sistema, debe tenerse cuidado al hacer la prueba de las líneas con agua ya que podría provocar que por descuido contaminar el fluido de perforación. En tal caso es conveniente hacerlo con diesel pero sin descargar al mar para no contaminar ni desperdiciar fluidos costosos en el medio marino.

- Opere el resto de los preventores para tubería de perforación en el diámetro correspondiente.
- Si se usa tubería de perforación combinada, al sacar la tubería de menor diámetro opere los arietes correspondientes.
- El preventor ciego se operara al sacar la barrena del pozo.
- Al termino de esta prueba se dejaran todas las válvulas en su posición original, se anotara en el reporte de perforación y se reanudara la operación.

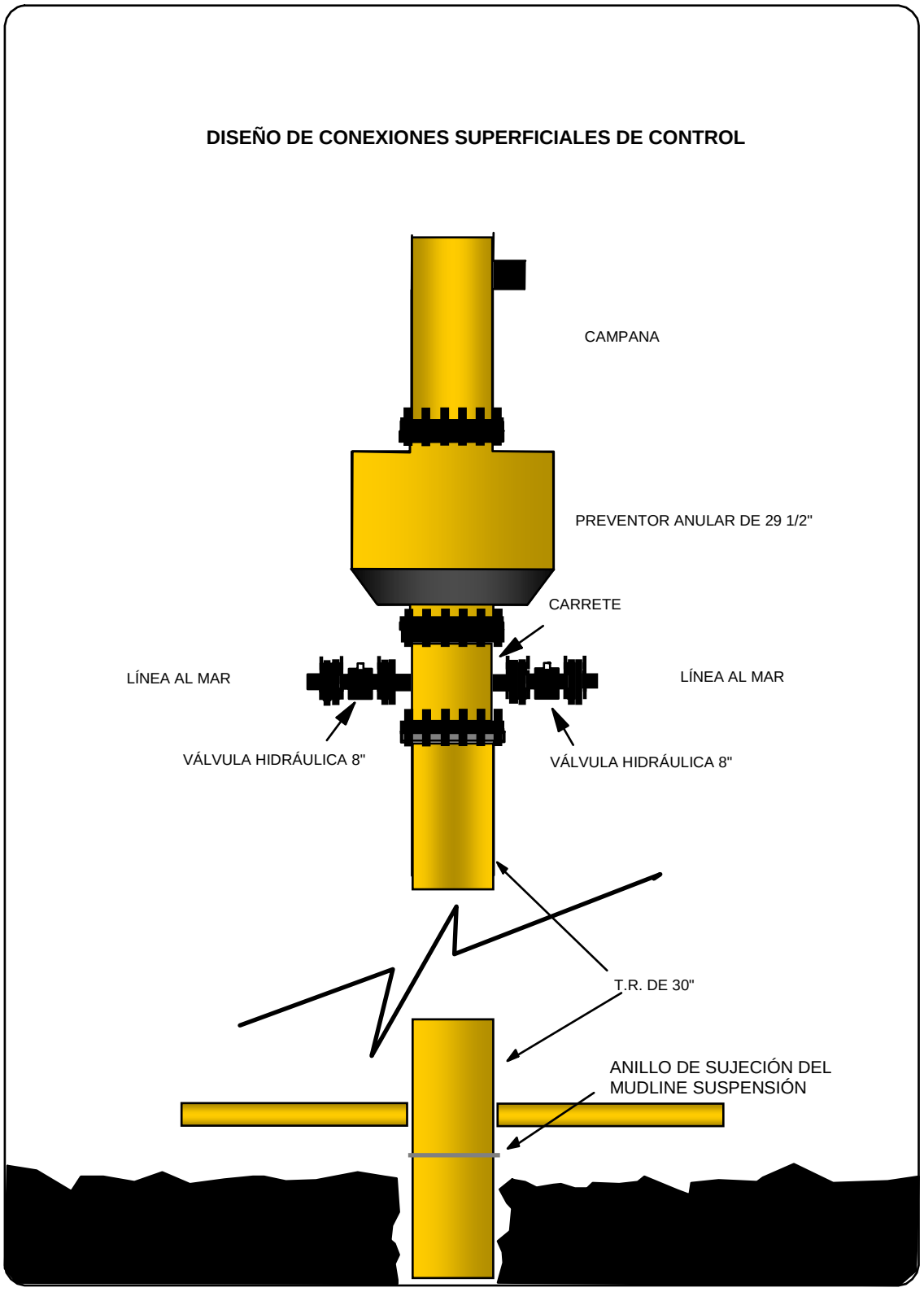
Desviador de flujo (diverter).

El sistema desviador de flujo se utiliza como un medio de control del pozo, ya que proporciona un determinado grado de protección antes de que se corra y cemente la tubería de revestimiento superficial sobre la que se instalarán los preventores.

Las prácticas recomendadas API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo establecen los criterios para seleccionar, instalar y operar el equipo de sistemas desviador de flujo (diverters).

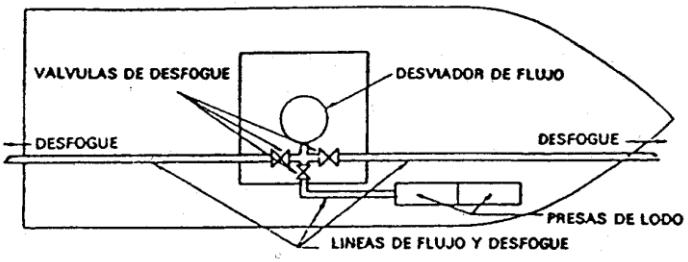
Un desviador de flujo como el de la figura de abajo; puede cerrar sobre la flecha, tubería de perforación lastrabarrenas y de revestimiento está diseñado para hacer un cierre del pozo y desviar el flujo abriendo simultáneamente las válvulas de las líneas de desfogue derivando el flujo hacia sitios alejados del equipo de perforación y del personal.

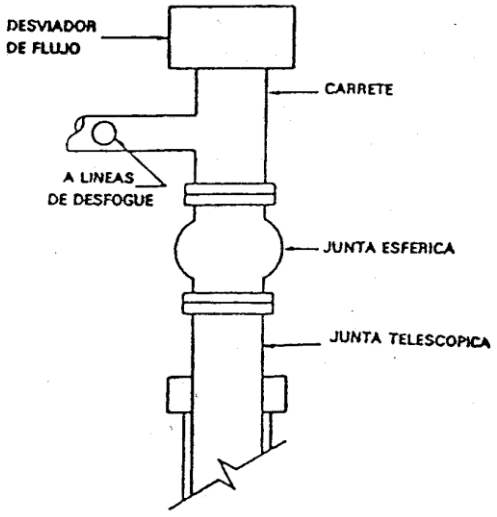
Cuando se inicia la perforación de un pozo terrestre, se introduce y cementa una T.R. conductora a poca profundidad, caso de pozos en plataformas costa fuera, fijas o jack up, se baja el conductor piloteado de 50 a 100 mts. Abajo del lecho marino de acuerdo a la zona en la que se está perforando y se instala el diverter.


DISEÑO DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL
CAMPANA
PREVENTOR ANULAR DE 29 1/2"
CARRETE
LÍNEA AL MAR
LÍNEA AL MAR
VÁLVULA HIDRÁULICA 8"
VÁLVULA HIDRÁULICA 8"
T.R. DE 30"
ANILLO DE SUJECIÓN DEL
MUDLINE SUSPENSIÓN

El sistema desviador de flujo se instala sobre la tubería conductora y básicamente consiste de un preventor anular (esférico) o cabeza giratoria que tengan el diámetro interior suficiente que permita pasar la barrena para perforar la siguiente etapa. Debajo del desviador deberán instalar líneas de desfogue de 10” en terrestre y 12” en plataformas marinas. El A.P.I. recomienda que el diámetro mínimo de las líneas de descarga deban de ser de 6”.

Las válvulas instaladas en las líneas de venteo deberán ser de paso completo y abrir automáticamente en cuanto se cierre el desviador de flujo. Todo el conjunto después de su instalación será probado a satisfacción para asegurarse que funcionará correctamente.





Desviador de flujo en unidad flotante (Barco perforador ó plataforma semisumergible Instrucciones de operación y recomendaciones).

- Verificar diariamente la operación correcta del sistema desviador de flujo, accionándolo desde los controles remotos.

- Revisar que las líneas de desfogue no estén obstruidas.
- Inspeccionar y tener la precaución de revisar periódicamente que el desviador y las válvulas no tengan gas producidos por los ripios de formación, residuos u otros materiales que puedan afectar su operación.
- En función de la planeación y programación de la perforación del pozo; después de cementar o hincar la tubería conductora o estructural, deberá instalarse un sistema desviador de flujo consistente de un elemento de sello, líneas de venteo, válvulas de derivación y un sistema de control. La importancia del sistema es que permita manejar los grandes volúmenes de fluido que se encuentren.
- Las salidas del desviador deberán tener un diámetro interior mínimo de 12” pulg. al trabajarse en pozos desde plataformas marinas y de 10” pulg. al operarse en pozos terrestres (de superficie).
- El sistema deberá tener un control remoto en el piso de perforación y además otro en un lugar de fácil acceso y seguro para su accionamiento.
- Es conveniente que se tengan disponibles líneas de descarga de diámetros mayores que los convencionalmente utilizados, con la finalidad de que en situaciones críticas, sea rápidamente desfogado el pozo evitando riesgos mayores.
- Deberán efectuarse simulacros a intervalos apropiados con las cuadrillas de perforación, para entrenarlos a que sean capaces y competentes en reaccionar oportunamente ante situaciones que requieran operar el sistema desviador de flujo.

CAPITULO 7

SARTAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Características y manejo de la tubería de perforación y producción.

Conceptos básicos de la tubería de perforación

¿Qué es una tubería de perforación?

La tubería de perforación es una barra de acero hueca utilizadas para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente se le conoce como tubería de trabajo, porque esta expuesta a múltiples esfuerzos durante las operaciones.

Descripción de los componentes de una tubería de perforación

Tubo de perforación.- Es una envolvente cilíndrica que tiene una longitud determinada, con diámetro exterior, diámetro interior, recalcados, conexión caja piñón, diámetro exterior de junta, espesor de pared y marca de identificación.

Tubo de perforación con marcas en el piñon

A continuación describiremos brevemente éstos componentes:

Longitud.- es la medida que tiene el tubo de la caja del piñón.

La tubería de perforación se suministra en el siguiente rango API de longitud:

- Rango 1 de (7.5 a 8.5 metros).
- Rango 2 de (8.5 a 9.5 metros).
- Rango 3 de (9.5 a 10.5 metros).

Diámetro exterior.- Es la medida que tiene el cuerpo del tubo en su parte externa.
Diámetro interior.- Es la medida interna de un tubo de perforación.

Recalcado.- es la parte más gruesa del tubo y prevé una superficie de contacto satisfactoria para la soldadura de las juntas. La cual tiene aproximadamente 6” de longitud.
Conexión caja-piñón.- Es el punto donde se realiza el enlace de la caja de un tubo con el piñón de otro tubo.
Diámetro exterior de la junta.- Es la medida que resulta de la unión de la caja con el piñón de un tubo de perforación.
Espesor de pared.- Es el grosor (área transversal) que tiene la pared de un
Marca de identificación.- La información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una ranura colocada en la base del piñón; excepto en la tubería grado E 75, ya que en ésta la marca de identificación se encuentra en el piñón.

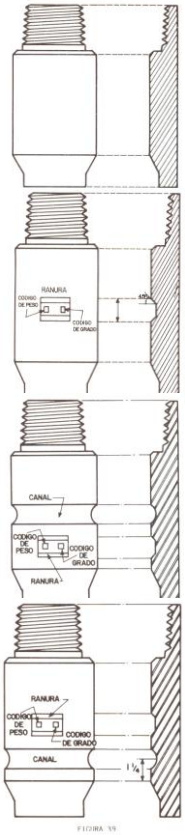
Código para identificar el peso y grado de la tubería de trabajo.

Cuando el piñón no tiene ninguna marca, es indicativo de que se trata de una tubería estándar en peso y grado.

Cuando la ranura se localiza en el centro del piñón, o sea en la sección de la llave, como se aprecia en la figura, la tubería será de grado estándar y alto peso

Si la ranura se localiza en la base y además tiene una acanaladura en la parte central del piñón, o sea en la parte central donde se sujeta la llave, será una tubería de peso estándar y alta resistencia.

Si el piñón tiene la acanaladura en la base y la ranura en el centro, se tratara de una tubería de alto peso y alta resistencia.



La clasificación que el API en las tuberías de trabajo en función a su desgaste es la siguiente:

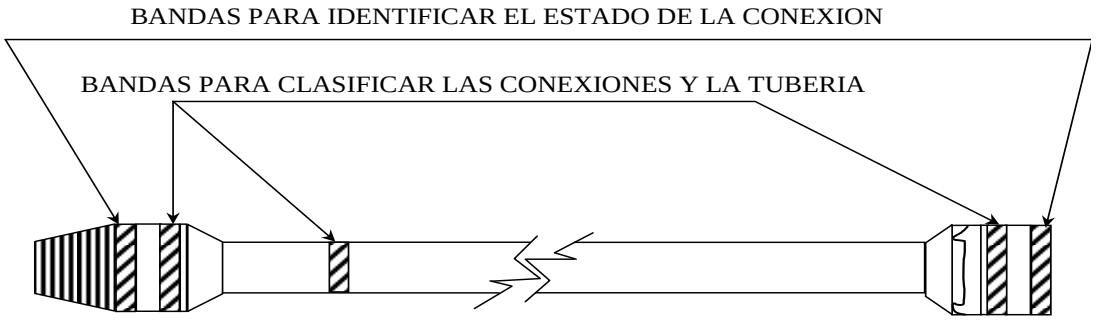
- Clase nueva.- es la tubería que conserva sus propiedades o que ha sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 12% en el cuerpo del tubo.
- Clase premium.- las tuberías que se clasifican en esta categoría son aquellas que han sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 12 al 20%
- Clase 2.- en esta clasificación se ubican las tuberías que han perdido entre el 12.5 y el 20% del área de acero del cuerpo del tubo en forma excéntrica; y además en algún punto el espesor de pared es del 65% del espesor original como máximo; esta condición se toma como base para evaluar la capacidad de resistencia de la tubería de esta clase. A la presión interna, colapso y torsión.
- Clase 3.- cuando una tubería se desgasta del 20 al 37.5% del área del acero original en forma excéntrica cae en esta clasificación.

CÓDIGO DE GRADOS.			
GRADO ESTÁNDAR		GRADO DE ALTO ESFUERZO	
GRADO	SÍMBOLO	GRADO	SÍMBOLO
N-80 E-75 C-75	N E C	X-95 G-105 P-110 S-135 V-150	X G P S V

CÓDIGO DE PESO DE TUBERÍAS.			
DIÁMETRO EXTERIOR pulg.	PESO NOMINAL lb/pulg.	ESPESOR DE PARED pulg.	NUMERO DE CÓDIGOS
$2\ ^{3}/_{8}$	4.85 6.65*	0.190 0.280	1 2
$2\ ^{7}/_{8}$	6.85 10.40*	0.217 0.362	1 2

$3\ ^1/_2$	9.50 13.30* 15.50 11.85 14.00* 15.70	0.254 0.368 0.449 0.262 0.330 0.380	1 2 3 1 2 3
$4\ ^1/_2$	13.75 16.60* 20.00	0.271 0.337 0.430	1 2 3

- Indica peso estándar



CÓDIGO DE COLORES PARA IDENTIFICAR TUBERÍA DE TRABAJO Y SU CONEXIÓN.			
CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA Y SU CONEXIÓN	COLORES Y NÚMERO DE BANDAS	ESTADO DE LA CONEXIÓN	COLOR DE LAS BANDAS
NUEVA PREMIUM CLASE 2 CLASE 3 CLASE 8 DESECHO	1 BLANCA 2 BLANCA 1 AMARILLA 1 AZUL 1 VERDE 1 ROJA	DESECHO O REPARABLE EN TALLER REPARABLE EN LOCALIZACIÓN	ROJA VERDE

Clasificación de tubería de perforación de acuerdo al grado, peso y diámetro.

Conocimientos básicos para medir tubería de perforación.

Para medir tubería de perforación se debe de tener siempre presente que la longitud de un tubo abarca desde la caja de éste hasta la base del piñón. Nunca se debe de

incluir el piñón para determinar el largo, ya que al unirse el piñón con la caja de otro tubo éste se pierde al quedar dentro de la caja.

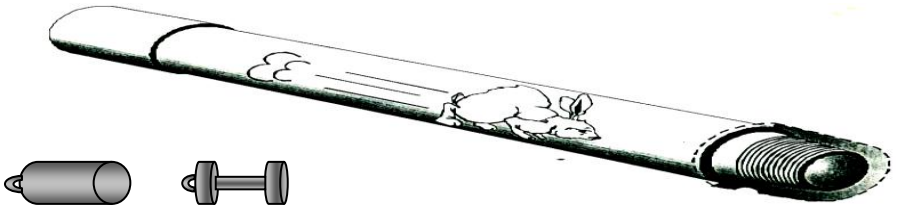
La medición se realiza estando colocado el tubo en la rampa, utilizando una cinta métrica de acero de 30 m.

Para determinar el diámetro exterior de un tubo se utiliza un calibrador de compás, una regla o un flexómetro. Se coloca el compás en el cuerpo del tubo y con la regla o el flexómetro, se mide la distancia que hay entre un extremo y otro del compás. Esta distancia es el diámetro exterior del tubo.

Calibración de la tubería de perforación.

La calibración se realiza para verificar que el interior del tubo este libre de obstáculos (estopa, madera, etc.), o que no este colapsado. Si no se calibra el tubo se mete, dañado o con basura, al pozo, esto puede provocar que las toberas se obstruyan y se tape la barrena. Por lo que se tendría que efectuar un viaje a la superficie lo que retrasaría las operaciones de perforación.

La calibración, con el calibrador A.P.I. (en el campo se le conoce como conejo) se lleva a cabo estando colocado el tubo sobre la rampa deslizadora, el tubo debe conservar el guardarrosca. Al momento que se va a introducir el tubo al hoyo de conexión rápida, se retira el guardarrosca del piñón y se recupera el calibrador, volviendo a colocar el guardarrosca. En caso de que no salga el calibrador, se deberá invertir la posición del tubo para introducir un objeto pesado, por ejemplo un perno, que desplace el calibrador para recuperarlo y evaluar si se puede ocupar ese tubo o se debe de remplazar.



Calibrador tubular (conejo).

Requerimiento de llenado al sacar la tubería de perforación y producción en diferentes diámetros.

Número de lingadas para llenar diferentes densidades para una diferencial de 3.5 kg/cm^2.

T.R.	T.P.	DIAM. INT TR (pulg.)	PESO AJUST. T.P. (kg/m)	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,10	2,20
20”	5”	19,124	41,56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
16”	5”	14,688	41,56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
13 5/8”	5”	12, 347	41, 56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
11 7/8”	5”	10, 711	41, 56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
10 ¾”	5”	9, 560	41, 56	5	5	5	5	5	5	5	5	5
9 5/8”	5”	8, 535	41, 56	5	5	5	5	4	4	4	4	4
7 5/8”	3 ½”	6, 625	25, 08	5	5	5	5	4	4	4	4	4
7”	3 ½”	6, 184	25, 08	5	4	4	4	4	3	3	3	3
5 ½”	2 3/8”	4, 500	16, 21	4	3	3	3	3	3	3	2	2
5”	2 3/8”	2, 276	16, 21	3	3	3	3	2	2	2	2	2

El reglamento federal de los EU. dispone que al sacar la tubería de perforación debe llenarse el espacio anular con lodo antes que la presión hidrostática de la columna de lodo disminuya a 5 kg/cm^2 o 3.5 kg/cm^2 o cada 5 lingadas de TP lo que se presente primero.

Parámetros de vida útil en conexiones y tuberías Premium.

DESCRIPCIÓN	CONEXIONES	TIEMPO HORAS ROTACION	OBSERVACIONES
Tubería de perforación 5" Diam. Ext.	NC-50 API	800	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 400 a 550 amp.
Tubería de perforación $4^{1}/_{2}$" Diam. Ext.	NC-45 API	800	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 400 a 550 amp.
Tubería de perforación 3 ½" Diam. Ext.	NC-38 API.	700	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 300 a 400 amp.
Tubería de perforación $2^{7}/_{8}$" Diam. Ext.	NV-$2^{7}/_{8}$ FD-PH6	120	Cambio de tubería al cumplir su ciclo de horas de rotación.
Lastrabarrenas de 8", 7¼" y 6½" D. Ext. Heavy Weight 5" y 4½"	$6^{5}/_{8}$" Reg. Y 5½" Reg. NC-50 y NC46	800	400 horas para revisión de roscas.
Lastrabarrenas de 4¾" Diam. Ext. Heavy Weigt 3½" Diam. Ext.	NC-35 Y NC-38 NC-38	700	400 horas para revisión de roscas.
Lastrabarrenas de $8^{1}/_{8}$" Diam. Ext.	$3^{3}/_{8}$" Reg.	120	Cambio de tubería al cumplir su ciclo de horas de rotación.

Recuperación o introducción de tubería en lingadas.

61. La tubería debe estibarse en el mástil apoyada en los tablones de madera, con sus protectores de piñón puestos, a la longitud de la parada debe ser lo suficientemente larga para alcanzar los peines.

62. Al enroscar deberá tener mayor cuidado en el alineamiento de la parada.

63. Es recomendable alternar la desconexión de las juntas para que todas queden lubricadas y así la desconexión sea rápida.

Característica y manejo de la tubería pesada (HW) y lastrabarrenas.

Tubería pesada.

La tubería de perforación extra pesada (Heavy-Weight). Es un componente de peso intermedio, para la sarta de perforación, entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación. Proporcionando un cambio gradual de rigidez de la herramienta rígida a frágil tubería de perforación, reduciendo la fatiga de ésta, al colocar tubería en el punto de transición. Son tubos de pared gruesa unidos entre sí, por juntas extra largas, para facilitar su manejo; tienen las mismas dimensiones de la tubería de perforación normal, por su peso y forma, la tubería “Heavy-Weight” se pueden usar en compresión, al igual que los lastra barrenas, un distintivo sobre saliente en el recalcado central, que protege al cuerpo del tubo del desgaste por la abrasión, esta sección recalcada actúa como un centralizador y contribuye a una mayor rigidez, y resistencia de la tubería “Heavy-Weight”. Otra ventaja, es que no se requiere cambiar de elevadores y no requiere el uso de la grapa de seguridad (collarín para herramienta).

Características de la tubería heavy-weight.

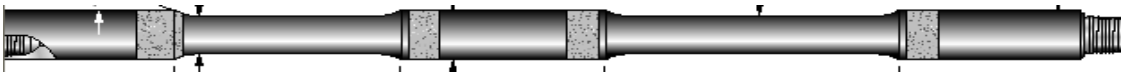
Uniones de tubería (24” y 30” de longitud) (609.6 y 762 mm):

64. Más área de apoyo para reducir el desgaste del diámetro exterior.
65. Más longitud para cortar conexiones nuevas.
66. Más espacio para poner bandas de metal duro.
67. La pared gruesa da máximo peso por metro.
68. Larga sección central recalcada (24” de longitud) (609.6 mm).
69. Reduce el desgaste de la porción central del tubo.
70. Se puede reconstruir el diámetro exterior.
71. Ayuda a evitar la pegadura por presión diferencial.

¿Donde se usa la tubería de perforación heavy weight?

Se usa en perforación direccional y vertical: quienes perforan pozos direccionales han comprobado que la tubería heavy Weight es ideal para pozos muy desviados por que es menos rígida que los tubos lastrabarrenas y el contacto con la pared del pozo es mínimo. El distintivo de tres puntos de contacto con la pared de la heavy Weight ha resuelto dos serios problemas en perforación direccional. Permite perforar a alta velocidad de rotación con menor torsión.

Eso reduce el desgaste y deterioro de la sarta de perforación, al tiempo que simplifica el control direccional. Además tiene mínima tendencia a pegarse por presión diferencial. Como es menos rígida que los tubos lastrabarrenas, la heavy Weight, se dobla más en la sección del tubo que en las uniones, La heavy Weight resiste numerosos cambios de ángulo y dirección del pozo con mínimo de los problemas asociados con la perforación direccional.



Tubo de perforación de pared gruesa.

Lastrabarrenas.

¿Qué son lastrabarrenas?

Son barras de acero huecas utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación y dar peso a la barrena durante las operaciones de perforación. También son conocidas como Drill Collars.

Características de lastrabarrenas.

Actualmente se tienen en uso dos tipos de lastrabarrenas:

- Acabado de fábrica (liso).

Este acabado se denomina convencional, ya que trae la forma tal y como sale de la fábrica, satisface todos los requisitos nominales.

Lastrabarrena liso.

- Diseño de espiral.

Reduce el área de contacto entre las lastrabarrenas y la pared del pozo, evitando con esto pegaduras por presión diferencial en agujero abierto.

Lastrabarrenas en espiral.

Conocimientos generales para el manejo de lastrabarrenas.

72. Al deslizar o levantar lastrabarrenas en la rampa, procure efectuar la maniobra con los protectores adecuados.

73. Aplicar la cantidad normal de grasa para la herramienta.

74. Al efectuar una conexión introduzca el piñón en la caja lentamente dando vueltas al lastra barrena para no golpear las rocas y asientos.

75. Cuando se trate de lastrabarrenas nuevas, efectúe un apriete ligero sin llegar al normal, afloje y vuelva a apretar, pero ahora sí con los torques requeridos.

76. Tratándose de lastrabarrenas usadas, efectúe el apriete normal.

77. Colocar la madrina en la caja del lastrabarrena y meter el lastrabarrena, al agujero de conexión rápida y con las llaves de fuerza aplicar la madrina un 50% del torque normal de los lastrabarrenas, con el fin de evitar se desconecte accidentalmente.

78. El perforador le quita el seguro al gancho. Enseguida le da vuelta al elevador para centrarlo en dirección de la madrina y sentarlo lentamente en ella, por último se cierra el elevador y se levanta, teniendo precaución que al retener el lastrabarrena se haga con el cable del ronco, desenroscar el guardarrosca del piñón y verificar que el conejo salga por la parte inferior del tubo (piñón).

Peso de la sarta de perforación, determinación del punto neutro y margen para jalar.

Máximo peso disponible en la barrena.

Si la tubería de perforación trabaja en compresión, a igual forma que tiende a pandearse, sufre serios daños.

Para evitar este problema, parte del peso de las lastrabarrenas (10%, 15%, o 20%) se utiliza para tener en tensión la sarta de perforación y de esa forma el punto neutro queda en la herramienta, por esta razón a esta parte se le denomina factor de seguridad.

$$Mp = \frac{Ph}{Fs} = ton$$

Donde:

Mp = Máximo peso disponible para la barrena en tons.

Ph = Peso de las lastrabarrenas en el fluido de perforación.

Fs = Factor de seguridad expresándose 1.10 si es 10%, 1.15 si es 15%

Punto neutro.

Se denomina punto neutro en la sarta de perforación, a la parte del tubo que esta sufriendo el movimiento cíclico de tensión y compresión, por lo tanto, ante mucha consideración, es necesario que este punto, se encuentre siempre trabajando en tubos de pared gruesa, como son las lastrabarrenas, o la tubería de perforación extrapesada.

$$Pn = \frac{P.S.B.}{Ff \times PDC} = m. \qquad P = Lh + \frac{Pe}{Ff \times P} = m.$$

Donde:

Pn = Altura a que se encuentra el punto neutro en m.

P.S.B = Peso que se esta cargando a la barrena en kg.

Ff = Factor de flotación, sin unidades.

PDC = Peso de dril collares en el aire en kg.

P = Altura a que se encuentra el punto neutro, cuando se esta utilizando la TP extrapesada como herramienta en m.

Lh = Longitud de las lastrabarrenas en m.

Pe = Peso de la tubería extrapesada que se esta aplicando a la barrena en kg.

P = Peso de la TP extrapesada (HW) en el aire en kg/m.

Determinación de la longitud de los lastrabarrenas para perforar

$$\mathbf{Lh = \frac{Pm \ X \ Fs}{Ff \ X \ P} = m}$$

Donde:

Lh = Longitud de lastrabarrenas en m.

Pm = Peso máximo que se espera darle a la barrena en kg.

Fs = Factor de seguridad expresándose en 1.10 si es 10% 1.15 si es 15%

Ff = Factor de flotación.

Ejemplo:

Calcular el número de tramos de lastrabarrenas para perforar si se espera darle un máximo peso a la barrena de 12 tons. Lastrabarrenas de 6½" x 2¾" 138.3 kg/m. lodo de 1.22 gr/cm³, factor de seguridad de 15%.

$$Lh = \frac{12{,}000 \ X \ 1.15}{0.844 \ x \ 138.3} = \frac{13{,}800}{116.72} = 118.23 \text{ m.}$$

$$\frac{118.23}{9.14} = 12.93 \text{ tramos} = 13 \text{ dril collares}$$

Determinación de la longitud de herramienta para perforar.

En los ejemplos anteriores, se determinó la cantidad de lastrabarrenas que se utilizaran en la etapa que se perforara con 8½" y actualmente se utilizaran 15 lastrabarrenas de 6½" X 2¾", 138.3 kg/m que miden 137.00 m, se le agregaran 12 tramos de tubería de perforación extrapesada de 5" XH 74.54 kg/m, y longitud de 110.0 m, con lodo de 1.50 gr/cm³.

$$L1 = \frac{Rtp1 - (WL + MPJ)}{Wtpa1 \ X \ Ff} = m.$$

$$L2 = \frac{Rtp2 - (WL + MPJ + Wtp1)}{Wtpa2 \ X \ Ff} = m.$$

$$L3 = \frac{Rtp3 - (WL + MPJ + Wtp1 + Wtp2)}{Wtpa3 \ x \ Ff} = m.$$

Donde:

L1 = Longitud de la primera sección de menor grado en m.
Rtp1 = Resistencia a la tensión de la T.P. de la primera sección en kg.
WL = Peso de los lastrabarrenas flotado, en kg.
MPJ = Margen para jalar la sarta en kg.
Wtpa1 = Peso de la T.P. 1 en kg/m.
Wtp1 = Peso de la sección en kg.
Ff = Factor de flotación.

Con los datos anteriores calcular la cantidad de tubería de 5" XH de 19.5 lb/pie clase Premium que se utilizará en diferentes grados para perforar la etapa de perforación de 8½" a 4,500 m. y densidad de lodo de 1.50 gr/cm^3.

$$L1 = \frac{127{,}390 - (21{,}951 + 40{,}000)}{31.27 \times 0.808} = \frac{65439}{25.26} = 2590.00 \text{ m.}$$

Wtp1 = 65,439 kg.

$$L2 = \frac{161{,}361 - (21{,}951 + 40{,}000 + 65{,}439)}{31.79 \times 0.808} = \frac{33971}{25.68} = 1323.00 \text{ m}$$

Wtp2 = 33,971 kg.

$$L3 = \frac{178{,}347 - (21{,}951 + 40{,}000 + 65{,}439 + 33{,}971)}{32.18 \times 0.808} = \frac{16{,}986}{26.00} = 653.00 \text{ m.}$$

Wtp3 = 8,840 kg. De los cuales solo se utilizaran 340.00 m

La sarta estará constituida de:

137.00 de lastrabarrenas de 6½”	Peso - 15,326 kg.
110.00 m. de tubería extrapesada de 5”	Peso - 8,825 kg.
2,590.00 m. de T.P. 5” 19.5 lb/p °E	Peso - 65,439 kg.
1,323.00 m. de T.P. 5” 19.5 lb/p °X 95	Peso - 33,971 kg.
340.00 m. de T.P. 5” 19.5 lb/p °G	Peso - 8,840 kg.
4,500.00 m.	132,401 kg.

Análisis de problemas más comunes en el campo y sus medidas preventivas.

Los problemas que más se presentan en perforación son:

Caja degollada por fatiga.

Esto sucede en los lastrabarrenas cuando llevan acumuladas excesivas horas de rotación. Por estadísticas de campo se determino que, en zonas de alta dureza en la formación, se deberá cambiar el aparejo de fondo cada 250 horas de rotación para enviarse a su inspección. También se determino que para zonas semiduras (costa del golfo) cambiar el aparejo de fondo cada 350 horas de rotación.

Lavado de juntas por presión.

Uno de los problemas mas frecuentes es el apriete o torque inadecuado. Utilice los torques recomendadas en las tablas A.P.I.

Tubo dañado en el área de cuñas.

Este problema se ocasiona cuando se introducen las cuñas antes de que la sarta de perforación este frenada al momento de estar metiendo tubulares, estos golpes fuertes en el área de cuñas debilitan con mucha rapidez la vida útil del tubo ocasionado accidentes de riesgo tanto para el pozo como para el personal.

Caja abocinada por exceso de torsión.

Una de las causas principales y muy comunes es, cuando se esta repasando por cambio de estabilizadores. No es lo mismo perforar que repasar, al repasar se deberá de emplear el mínimo peso y mínima torsión, ya que es frecuente que la sarta se acuñe al utilizar pesos excesivos, ocasionándose una fuerte torsión en la que el piñón se continuará reapretándose hasta partir la caja del tubo, abocinadose esta y quedando como pez. La recuperación de este pez se torna difícil si no se puede traer con un mahuelo de agarre corto (Pin Tap), ya que se tendrá que moler la caja para efectuar la pesca en el cuerpo del tubo.

CAPITULO 8

FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN.

Propiedades y funciones del fluido de perforación:

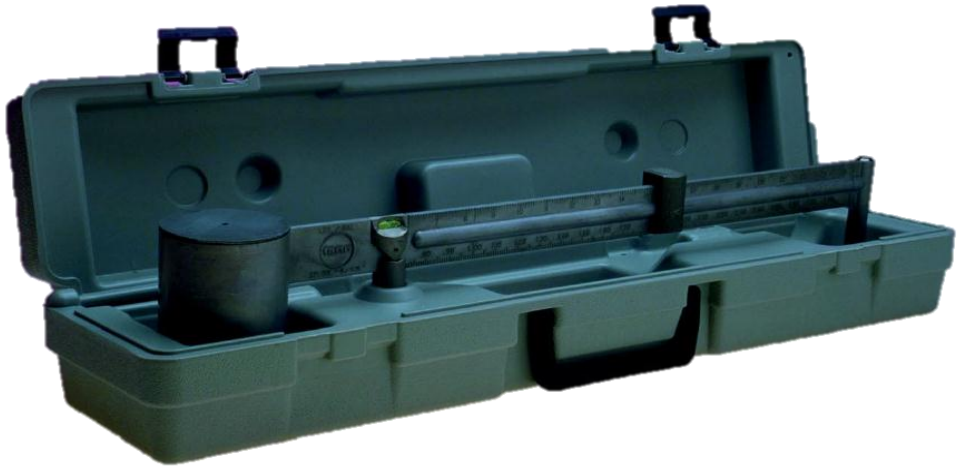
Siempre que usted ejecute operaciones con los fluidos de control, va a tener la necesidad de manejar y relacionar cuatro de sus propiedades fundamentales.

- Densidad.
- Viscosidad.
- Gelatinosidad.
- Potencial-hidrógeno (pH).

El desconocimiento y manejo incorrecto de estas propiedades, ha ocasionado desde incremento en tiempo y costo hasta pérdida del pozo.

Densidad.- Es la masa de un material en relación al volumen que ocupa.

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Masa}}{\text{Vol.}}$$



Balanza tradicional de lodo.

Para efecto de campo, se maneja el concepto del peso en lugar de masa para su mejor compresión, así:

$$\text{Densidad} = \frac{\text{peso}}{\text{vol.}} = \text{gr/cc.} \quad \text{lb/gal. y} \quad \text{lb/pie}^{3.}$$

Se mide con la balanza para lodos.

Viscosidad.- Es la medida de la resistencia interna al flujo, que tienen los líquidos. La viscosidad se mide en segundos Marsh, que es el tiempo que un litro de fluido tarda en fluir a través del embudo Marsh.

Embudo y pocillo Marsh

Esta propiedad de los fluidos de control tendrá gran importancia para el acarreo de los recortes, que mejorará al aumentar la misma.

Gelatinosidad.- Propiedad que tienen ciertos fluidos de formar estructuras semi-rígidas cuando están en reposo y recuperar nuevamente su estado original por agitación mecánica. Técnicamente esta propiedad se denomina tixotrotopía.

Viscosímetro fann VG

Su medida se determina con el viscosímetro Fann VG u otro similar, y su unidad de medida se registra en lb/100pie^{2}. La magnitud y el tipo de resistencia de estas estructuras tipo gel que forman el fluido de control, son de importancia determinante para lograr la suspensión de los recortes y de material densificante, cuando el fluido se encuentra en reposo.

Potencial-hidrógeno (pH).- Es la medida de la acidez o alcalinidad de un fluido.

Cuando se prepara un fluido base-agua, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de densidad, viscosidad y gelatinosidad que se

requieren, producen reacciones químicas, cuyo resultado es un fluido ácido o alcalino. La acidez o alcalinidad de un fluido de control, influye determinantemente en las propiedades del lodo, en la resistencia del gel, en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas, en las pérdidas de filtrado.

Medida del pH; existe una escala aceptada mundialmente para medir en el campo la acidez o alcalinidad de un lodo. La escala pH es el 1 al 14; en punto neutro indicado por el #7; abajo de ese valor se consideran como ácidos, mientras que arriba del mismo hasta 14 se consideran alcalinos.

Funciones del fluido de perforacion

- Mantener controlada la presión de formación.
- Evitar o minimizar el daño a la formación.
- Acarreo de recortes a la superficie.
- Suspensión de recortes al detenerse la circulación.
- Suspender parte del peso de la sarta.
- Enfriamiento y lubricación de la herramienta, barrena, molinos, coronas y sarta de trabajo.
- Formación de pared (enjarre).
- Proveer un medio adecuado para efectuar operaciones de cable, con la línea de acero o herramientas especiales, (registros eléctricos, disparos y registro de presiones de fondo).

Fluidos base agua; base aceite; emulsiones inversas y directas

En el presente manual se deberán conocer y saber distinguir los diferentes tipos de lodos usados más comúnmente en la práctica, saber sus características, y conocer sus ventajas y desventajas, así como sus aplicaciones:

Fluidos base-agua.

Lodos bentoniticos.- Es una mezcla de arcilla sódica en agua dulce. La concentración de cloruros no debe de exceder de 5000 ppm, con la finalidad de facilitar la hidratación de la bentonita. Su densidad debe fluctuar entre 1.04 gr/cc. a 1.08 gr/cc., dependiendo del rendimiento de la arcilla.

Ventajas:

- Alto poder de arrastre y suspensión.
- Fácil preparación.
- Permite buen control de filtrado.

Desventajas:

- Al rebajar cemento, se flocula fácilmente.
- Al usarse en temperaturas mayores de 180^0C, aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla.

Aplicaciones:

- Perforaciones someras.
- Limpieza del agujero.
- Control de pozos.

Lodo cromolignosulfonato emulsionado (clse).

Es un lodo bentonítico densificado al que se le agregan lignosulfonatos, cromo lignitos y diesel como emulsificante. Los sólidos en suspensión deseables son las baritas y el carbonato de calcio. Los indeseables son los recortes, arenas, etc.

Ventajas:

- Se densifica con barita hasta 2.20gr/cc.
- Se emulsiona con diesel al 20% en volumen sin necesidad de agregar emulsificantes.
- Al perforar cemento, su reología es poco afectada.

- Son estables a altas temperaturas y altas presiones.

Desventajas:

- Costo elevado.
- Mayor control en su tratamiento.
- El filtrado es agua, dañando ésta a la formación e hidratando las lutitas.

Aplicaciones:

Normalmente se utiliza como lodo de control a determinada profundidad, donde los lodos bentoniticos no son recomendables debido a las altas temperaturas, y necesidad de mantener más estable el agujero.

FLUIDOS BASE-ACEITE (Emulsión Inversa).

Es una emulsión inversa de aceite y agua. Para interrelacionar sus fases, se requiere agitación vigorosa y un agente emulcificante. La ventaja principal de estos fluidos es que la pérdida de filtrado (aceite), no daña a la formación ni hidrata a las lutitas.

Ventajas:

- Evita dañar la formación por filtración de agua.
- Se puede preparar el fluido con densidad menor que el agua dulce.
- La viscosidad es fácil de controlar con diesel y agua.
- Su densidad puede variar entre 0.92 á 2.20 gr/cc.
- No se contamina fácilmente con gas.
- Su baja gelatinosidad permite el asentamiento rápido de los recortes en las presas.
- Estables a altas temperaturas por arriba de los 200^{0}C.

Desventajas:

- Costo elevado.
- Requiere una atención especial.
- Se requiere el cambio completo (no debe mezclarse con otros tipos de fluidos).

- Irritante.

Aplicaciones:

- Control y limpieza de pozos.
- Perforar lutitas hidrófilas.
- Perforar domos salinos.

Lodos de emulsión directa (baja densidad).

Su característica principal se debe a la combinación de líquidos diesel-agua, emulsionados en forma directa, y ésta particularidad nos la proporciona el tipo de emulsificante que se emplea.

Ventajas:

- Permite densidades de 0.81 á 0.92gr/cc.
- Permite altas viscosidades de 70 á 1000 seg.
- A pesar de su alta viscosidad, permite establecer excelente bombeo.
- No se contamina con cemento.
- Estable a altas temperaturas hasta 180^0C.

Desventajas:

1.- No se densifica.

2.- Al agregar agua en exceso, pierde sus propiedades.

Aplicaciones:

Se utiliza en pozos depresionados como fluido de control y limpieza, además de servir como fluido transportador de sal en grano, para control de pérdida de circulación en yacimiento depresionados con una relación de 80/20 de aceite-agua dulce respectivamente; se le conoce como (fluido FAPX – SAL en grano).

Interpretación del análisis del fluido de control.

La interpretación de los análisis de las propiedades del lodo, nos permite conocer sus condiciones, y cualesquiera que sea su variación dentro del rango permitido, identificar y solucionar el problema que nos manifieste el pozo durante su perforación o mantenimiento del mismo.

Lodos base-agua

Densidad.- Propiedad más importante del lodo, pero por lo general, el peso del mismo tiende a bajar durante la operación, si eso sucede puede deberse a la contaminación con gas o flujo de agua salada, y esto se nos manifiesta en la superficie, llegando a provocar un descontrol.

Viscosidad Marsh.- Esta propiedad tiene gran importancia para el acarreo del recorte a la superficie, pero si aumenta demasiado, entorpecerá otras funciones del lodo (velocidad de penetración al estar perforando, embolamiento de barrena, y atrapamiento de las burbujas del gas). Por lo que es recomendable mantenerla dentro del rango apropiado.

Gelatinosidad.- la magnitud y el tipo de resistencia de estas estructuras tipo gel que forman el fluido de control, son de importancia determinante para lograr la suspensión de recortes y de material densificante, cuando el fluido se encuentre en reposo, si los geles no tienen suficiente resistencia (gelatinosidad baja), los recortes y el material densificante se precipitarán al fondo. Pero un aumento excesivo de la gelatinosidad, puede causar complicaciones como las siguientes.

1.- Retención de aire o gas en el fluido.
2.- Necesidad de presion excesiv al establecer circulación después de un viaje.
3.- Reducción de velocidad de asentamiento de recortes en las presas.
4.- Excesiva succión al sacar la tubería (sondeo).
5.- Excesiva presión al introducir la tubería (pistoneo).
6.- Dificultad para introducir al fondo del pozo las herramientas que se manejan con cable y línea de acero.

Potencial–hidrógeno (ph).- Propiedad exclusiva en los fluidos base-agua, el conjunto de otras propiedades, tales como densidad, viscosidad y gelatinosidad que se requieren, producen reacciones químicas cuyo resultado es un fluido ácido o alcalino. Si el pH de un lodo, no está dentro del rango recomendado, influirá determinantemente en las propiedades del flujo, en las resistencias del gel (gelatinosidad), en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas y en las pérdidas de filtración.

Generalmente, los fluidos de control que se manejan en los pozos, deberán mantenerse en ciertos grados de alcalinidad (pH 8 á 9.5).

Contaminación de un fluido de perforación y su control y mantenimiento.

Cuando maneje fluidos de perforación, siempre tendrá problemas en el empleo de ellos, ya que de cualquier forma los líquidos o materiales que aportan los yacimientos, las formaciones del pozo, así como los fenómenos físicos causados por temperatura, afectarán a las propiedades del fluido.

A continuación se presentan diez esquemas, cada uno de los cuales representan un problema específico en fluidos base agua (bentoniticos), enumerándose los síntomas o indicadores del problema y describiéndose sus soluciones para evitar sorpresivos descontroles del lodo de perforación durante una operación.

CONTAMINACIONES A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN:		
PROBLEMA:	INDICACIÓN:	TRATAMIENTO:
Contaminación al rebajar cemento	• Aumento de viscosidad • Aumento gelatinosidad • Aumento de pH • Pérdida del filtración • Calcio en el filtrado.	Antes de rebajar el cemento hacer Pretratramiento al fluido, agregando 1 kg. De cromo 1 kg. De lignito lignito y 1 kg. De lignosulfonato; y de 1 á 3 kg. De carbonato de sodio por cada m^3. de cemento en volumen. Cuando está contaminado el lodo, agregar de 2 a 3kg. De bicarbonato de sodio, de 3 á 5 kg. De bicarbonato de sodio por cada m^3. De cemento en volumen. Cuando está contaminado el fluido agregar: de 2 á 3 kg. De Carbonato de sodio, de 3 á 5 kg. De Bicarbonato de sodio por cada m^3 agregar cromo y lignosulfonato de 5 á 25 kg/m^3.
PROBLEMA:	INDICACIÓN:	TRATAMIENTO:
Contaminación de agua salada sin fluir.	• Aumento de viscosidad • Aumento de gelatinosidad • Aumento de filtrado • Disminución de alcalinidad • Disminución de la densidad.	Agregar cromolignitos y ligfnosulfonatos de 5 a 25 kg./m3. Sosa cáustica para elevar el pH de 8 á 9.5 bajar filtrado con bentonita.
Contaminación Aumento de agua salada flujo o presión.	• Aumento de volumen en las presas • Cambio en el contenido de cloruro • Aumento en la dureza total • Aumento de temperatura en la línea de descarga • Disminución del pH.	Cerrar el pozo, tomar lecturas de presiones Calcular la nueva densidad. Agregar: Protolig y disperxplus de 5 á 25 kg/m3 Sosa cáustica para elevar el pH de 8 á 9.5, agregar barita y bentonita Si es que la contaminación se puede tolerar, será hasta un máximo de 35 000 ppm.
Contaminación con gas y aceite.	• Aumento de viscosidad, gelatinosidad, disminución de la densidad por la incorporación de gas o aceite.	Parar la bomba, observar si fluye el pozo y si no revisten peligro las conexiones superficiales, cierre el pozo. Tomar lecturas de presiones ajustar el fluido a la nueva densidad. Circular con línea de descarga estrangulada, eliminar el gas por medio del desgasificador y por (agitación superficial) pistoleo.

Gelificacion a alta temperatura	• Circulación difícil de romper, alta viscosidad, resistencia de geles (alta gelatinosidad), disminución de la alcalinidad y aumento de filtrado.	Reducir la concentración de sólidos por medios mecánicos y por disolución de agua, agregar agentes reductores de viscosidad como lignitos y lignosulfonatos en proporción de 5 a 25 km/m^3 y un producto que proporcione resistencia y estabilidad
Gelificacion a alta temperatura		A los lodos para altas temperatura.
Alto pH.	• Aumento de viscosidad, gelatinosidad, y pH por arriba de 9.5.	El bicarbonato de sodio así como los lignitos, de ser necesarios.
Bajo pH.	• pH por debajo de 7 y probablemente aumento de salinidad en el lodo.	Si el pH es bajo como resultado de flujo de agua salada, ajustar el pH con sosa cáustica y varita para mantener la densidad.
Sal (Cloruro de Sodio)	**a.-** aumento de los cloruros viscosidad, gelatinosidad y filtrado.	Agregar dispersantes para mantener las reológicas dentro de su rango o de ser necesario; hacer el cambio de lodo por lodo salado.
Sólidos Arcillosos	**a.-** Aumento de viscosidad, gelatinosidad y densidad El filtrado no aumenta.	Agregar agua y mantener densidad.
Anhidrita o yeso.	**a.-** Aumento de la gelatinosidad, viscosidad y el filtrado.	Agregar Soda Asha agregar dispersantes y Agregar sosa cáustica para mantener un pH de 10 a 12.

Fluidos de terminación y fluidos empacantes.

A continuación se describen los nombres, las ventajas y desventajas así como los usos potenciales del fluido comúnmente usado en mantenimiento de pozos

Fluidos de control

1.-Base Agua
- 1.-Espumas.
- 2.-Salmueras.
  - A) Sodicas.
  - B) Cálcicas.
  - C) Con polímeros y densificantes.
- 3.-Fluido Bentonítico.
- 4.-Fluido Ben-Pol-At.
- 5.-Fluido Cromolignosulfonato Emulsionado. (CLSE).
- 6.- Agua Dulce.

2.-Base aceite
- 1.-Fluido base aceite (emulsión inversa).
- 2.-Fluido Baja Densidad (emulsión directa).

En la siguiente nota se describen como interpretar los conceptos de emulsión, mezcla y suspensión.

Emulsión.- Es un líquido constituido por dos sustancias no miscibles, una de las cuales se haya dispersa en la otra en forma de gotas pequeñísimas.
Mezcla.- Es la asociación de varios cuerpos sin que exista combinación de las mismas.
Suspensión.- Es el estado de un cuerpo dividido en partículas muy finas y mezcladas con un fluido sin disolverse en él.
En una suspensión se distinguen dos fases:

1.- Fase continua o fase externa.- Es el líquido donde se encuentran suspendidas las partículas de un material (mayor volumen).
2.- Fase discontinua o fase interna.- Son las partículas sólidas o los glóbulos líquidos que se encuentran suspendidos en la fase continua o líquidos con mayor volumen.

Por ejemplo, en un fluido bentonítico la fase continua es el agua y la discontinua o interna es la arcilla (bentonita). Es importante distinguir esas fases ya que para determinar las propiedades de un fluido, generalmente hay que buscarlas en la fase discontinua; la viscosidad de un fluido dependerá del aumento en la concentración de la fase discontinua y por el contrario un aumento en la fase continua (agua) tenderá a disminuirla.

FLUIDOS BASE AGUA.
.
Ahora veremos los principales fluidos base-agua que se utilizan comúnmente, estudiaremos sus propiedades y haremos consideraciones sobre sus aplicaciones.
Espumas.
Descripción.- Las espumas son una combinación de agua, un agente espumante y un gas sometidos a presión. Obteniéndose densidades de 0.10 gr/cm^3 hasta 0.96 gr/cm^3.

Ventajas:

- Permiten grandes velocidades anulares: de 400 a 500 pies por minuto.
- No dañan las formaciones productoras.

Desventajas:

- Solo se emplean como fluidos de limpieza.
- Son afectados por la profundidad y la temperatura, por lo tanto no pueden utilizarse en pozos profundos.
- Se utilizan en pozos hasta de 3000 m.
- No controlan la presión de formación.
- No son recuperables.

Aplicaciones:

1.- Desarenamiento de pozos.
2.- Desgravado de aparejos con cedazos.
3.- Desplazamiento de fluidos.
4.- Limpieza de pozos (algunas veces utilizando tubería flexible).
5.- Operación de disparos con tuberías represionadas.

Salmueras.

La utilización de espumas en trabajos de pozos de presionados será únicamente con la finalidad de limpiarlos. Son soluciones de sales con agua. Estos fluidos causan menos daño a las formaciones productoras.
Su uso en las operaciones de terminación y reparación de pozos es para el control y limpieza de los mismos.

Puede prepararse como:

a.- Salmueras sódicas y cálcicas sin sólidos en suspensión.
b.- Salmueras sódicas y cálcicas con sólidos en suspensión que son solubles con ácido clorhídrico.

Salmuera sódica.

Es una solución formada por agua dulce y sal (cloruro de sodio) su densidad es de 1.19 gr/cm^3.

Ventajas:

- No dañan la formación ya que son fluidos libre de sólidos.
- Su costo es muy económico.

Desventajas:

- Limitaciones en el rango de densidad.
- Nulo poder de arrastre por no contener sólidos en suspensión.
- Son corrosivos.
- Son irritantes.
- Al rebasar el límite de saturación se precipita la sal.

Aplicaciones:

1.- Se utilizan siempre como fluidos de control.

2.- Permiten fácilmente la introducción de aparejos de bombeo neumático por que estos fluidos no tienen sólidos en suspensión.

Salmuera cálcica.

Es una solución de cloruro de calcio en agua. Su densidad máxima es de 1.39 gr/cm$^{3.}$

Ventajas:

- No dañan la Formación.
- Permiten efectuar operaciones de conversión de aparejos en los pozos petroleros.

Desventajas:

- Son corrosivas.
- Son irritantes.
- Al rebasar el límite de saturación, se precipita la sal.

Aplicación:

Control y limpieza de pozos especialmente si se mezcla con una arcilla cálcica (atapulguita), para darle viscosidad.

Salmuera con polímeros y densificantes.

Son soluciones con sales a las que se agregan polímeros para dar viscosidad y gelatinosidad, así como, densificantes para incrementar el valor de su densidad.
Ventajas:

- Al agregar polímeros se convierte en un fluido de limpieza con gran poder de arrastre.
- Al densificarlo, puede aumentar su densidad hasta 1.70 gr/cm^3.
- Contienen sólidos en suspensión que no dañan la formación, ya que son fácilmente solubles en ácidos.

Desventajas:

- Los costos al agregar polímetros aumentan considerablemente.
- Son irritantes (sobre todo la salmuera cálcica).
- Cuando la temperatura pasa de 100^{0}C, se degradan causando problemas de asentamiento.
- Causan problemas de generación de espumas.
- Son corrosivas.

Aplicaciones:

- Se utilizan en el control y limpieza de pozos.

IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA EN EL USO DE LAS SALMUERAS.

Al utilizar las salmueras es importante tomar en cuenta que éstas son afectadas por la temperatura. El aumento de la temperatura disminuye la densidad de la salmueras. Recuerde que la temperatura del pozo variará con la profundidad. Para las salmueras, la reducción promedio de densidad es de 0.03gr/cm^3. Este valor será afectado por supuesto al aumentar la temperatura.

La vida productora de un pozo determinara el tipo de fluido y aditivo que se mezclaran para dejar en su interior. Se llama FLUIDOS EMPACANTES (de empaque) a los que van a permanecer ahí confinados durante este periodo entre las paredes de T.R. y T.P. (espacios anulares). Deben recibir un tratamiento especial, que no sean corrosivos para evitar disminuir la vida útil de los elementos de hule (elastómeros) del aparejo de producción.

Sistemas de control de sólidos.

Breve descripción del equipo eliminador de sólidos utilizados

1.- Triple tandem. Equipo suministrado por PEMEX como primer frente de separación. Equipo utilizado para eliminar recortes de mayor tamaño, arcillas reactivas y gravas.

2.- Tres (3) vibradores (capacidad de 1,500 GPM) alto impacto para gastos supriores a 1,000 GPM Modelos LCM 2D/CM2 (cascada) LCM 2D, LM3 o King cobra. Estos actuaran como un segundo frente de eliminación, de sólidos perforados, eliminando partículas de 56 micrones en adelante, se utiliza la canasta de alto impacto de limpia lodos como un cuarto o tercer vibrador en casos de emergencia y/o contingencias.

Vibradores de alto impacto capacidad 1,500 (GPM)

Limpiador de lodo.

Modelo LCM 2D/CMC, KING COBRA. Figura 8.7.2. Consta de un desarenador compuesto de dos conos de 12” y un desarcillador dotado de 16 conos de 4” con capacidad total de manejo de 1000 GPM. La descarga pesada de los conos cae a un vibrador de alto impacto, el cual puede finalmente remover partículas desde 44 micrones en adelante.

En las etapas finales de perforación, debido a la gran cantidad de finos existentes en el lodo por efectos de degradación no es recomendable el uso de este equipo, ya que aparte de existir un alto grado de partición de partículas por abrasión tanto en las bombas como en los conos, un porcentaje separado en los hidrociclones cae a la malla del vibrador y retorna al fluido de perforación debido a la diferencia de corte de partículas (24 en conos y 44 en malla 325).

En caso que se use mallas mas cerradas existe una mayor pérdida de material de lodo (barita) y fluido de impregnación. En estas etapas se recomienda el uso de las centrífugas en serie para recuperar el material pesante y limpiar continuamente el fluido del material ultra fino, lo cual evita una degradación continua de partículas teniendo muchas veces que desechar o cambiar el fluido.

Desarenador de lodos modelo LCM 2D/CMC Y KING COBRA

Centrifuga de alta.

Modelo HS–3400.- Usada todo el tiempo como eliminadora de sólidos finos, utilizada para remover sólidos de 2 micrones en adelante.

Las centrifugas adicionales están disponibles para realizar deshidratación del lodo (dewatering) en las etapas con lodo base-agua. En tal caso solo se tiene que utilizar un tanque de (6 m^3) con agitación adicional para la preparación y mezcla del químico floculante.

Los sólidos producidos por las centrifugas debido a sus características de tamaño son descargados directamente a las góndolas, salvo el caso de la barita recuperada que regresa al sistema de lodos en las presas. Mientras que los afluentes líquidos siempre regresan a las presas de lodo.

Modelo HS–3400

Propuesta de mallas a usar en las diferentes etapas.

Las mallas que se utilizan van desde tamaños de 20 hasta 325 mesh para cada uno de los vibradores. Estas cumplen con las especificaciones y características de innovación con el fin de ofrecer un mayor tiempo de vida útil, mayor confiabilidad, mayor rendimiento y una mayor área de trabajo que garanticen una alta eficiencia en el cumplimiento de mantener las propiedades originales del fluido de perforación.

El tamaño de malla a utilizar tanto en los vibradores de alto impacto como en el limpia lodos va a depender de muchos factores inherentes a los cambios de las condiciones de perforación entre las que se incluyen:

- Tipo de barrena utilizada.
- El volumen o caudal de circulación.
- Reología del fluido de perforación.
- Características de las formaciones perforadas.
- Inhibición del fluido base agua.

ETAPA	TIPO MALLA	TAMAÑO MALLA VIBRADOR ALTO IMPACTO	TAMAÑO MALLA LIMPIA-LODOS
CONDUCTOR (26", 17-1/2")	Diamondback™ Blue Hex^{SM} HCR®	50, 70, 84, 110	110 - 175
17 –1/2"	Diamondback™ Blue Hex^{SM} HCR® Pinchale	12 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 110, 140	175 - 210
12", 12 – 1/4"	Diamondback™ Blue Hex^{SM} HCR® Pinchale	20 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 140, 175	210 - 275
8 – 3/8", 8 – 1/2"	Diamondback™ Blue Hex HCR® Pinchale	20 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 175, 250	275 - 325
5- 7/8"	Diamondback™ Blue Hex^{SM} HCR® Pinchale	12 – 80 (CANASTA SUPERIOR CASCADA) 110, 140	275 - 325

Manejo y control de los recortes de perforación.

Deshidratador de recortes (tornado).

Centrifuga cónica rotatoria utilizada para recuperar fluidos de impregnación y contaminación de los recortes, ofreciendo valores menores al 20% de líquidos totales en los recortes descargados a la góndola. El fluido recuperado de acuerdo a sus características y análisis efectuado se regresa al sistema de lodos en las presas previa centrifugación del mismo. Capacidad de proceso hasta 35 ton/hora. El equipo se utiliza tanto en las etapas de base agua como en las de emulsión inversa.

Recortes base agua (tornado).

Recortes base aceite (tornado).

Deshidatrador de recortes (tornado).

Medidas preventivas para evitar un impacto al medio ambiente.

Los fluidos de Perforación y Mantenimiento de Pozos tiene incorporados una variedad de productos y materiales químicos (sólidos y líquidos), que pueden resultar peligrosos en su manejo, causando daños tóxicos, respiratorio, visuales y quemaduras. Las medidas preventivas y el equipo de protección personal adecuado deberán aplicarse al momento de manipular, mezclar y tratar estos materiales químicos.

- Tener instalada válvula inferior en la flecha (Macho Kelly), que evitara el tirar de lodo por cada conexión.
- Vibrador doble con mallas finas, para evitar la acumulación de recortes en el lodo; puede usarse una malla de 30 a 50 en la parte superior y malla 80 en la parte inferior.
- Chaqueta de lodos, para evitar perdidas de lodo cuando se efectúan desconexión de T.P., deberá tener una conexión con manguera flexible en la parte inferior de esta y el otro extremo a la línea de flote.
- Hules limpiadores de T. P.
- Vías de drene, instalados alrededor de los petatillos de estiba de T.P., con conexión a la línea de flote.
- Vías de drene y depósito para desviar el agua de lavado, de las entradas al sistema de lodo, ya que dicha agua perjudica al lodo.
- Desarenadores de alta presión y centrífugas de decantación que reducen el contenido de sólidos perforados con lodos de baja densidad (1 a 1.38 gr/cc).
- Cobertizos en las presas, para protegerlas de las lluvias.
- Charola ecológica, para evitar derrames de lodo.
- Contenedores.
- Góndolas para transportar recortes.
- Instalación de geomembrana en cada componente del equipo.
- Trascabo para llenar las góndolas de recortes, cuando se limpien presas.

- Enviar recortes a plantas especializadas.
- Checar bien los tapones de las presas antes de agregarle el lodo para evitar fugas o filtraciones.
- Verificar que los equipos de control de sólidos sus descargas estén a los canales recolectores.
- Mantener el contrapozo, vacío y limpio.
- Vigilar carga y descarga de las pipas con lodo o diesel, para evitar derrames.

CAPITULO 9

HIDRÁULICA BÁSICA.

Calculo del gasto de las bombas de lodos.

Formula para determinar el gasto en litros por minuto en una Bomba Triplex de simple acción, considerando un 90% de eficiencia.

$Q = 0.0386 \times L \times D^2 = lt/emb.$

$Q = 0.0102 \times L \times D^2 = gal/emb.$

Donde:

Q = capacidad de la Bomba (litros x emboladas o galones x embolada).

L = longitud de la carrera (pulgadas).

D^2 = diámetro de la camisa (pulgada).

Calculo del tiempo de atraso y de un ciclo del fluido de perforación.

Volumen Anular ($D^2 - d^2$) x 0.5067 = lt/m.

Donde:

D^2 = diámetro de la barrena.

d^2 = diámetro exterior de la TP.

0.5067 = factor (constante) para transformar pulg.² lt/m.

Tiempo de Atraso.

$$\text{T.A} = \frac{\text{Volumen anular en litros}}{\text{Gasto de la Bomba lt/min.}} = \text{Tiempo en minuto}$$

Concepto de velocidad anular.

La velocidad anular es la velocidad con que viaja el fluido a la superficie.

Concepto de espacio anular.- Es el claro que queda comprendido entre el interior del agujero o tubería de revestimiento y el diámetro exterior de la T.P. utilizada. Este espacio es por donde regresan los fluidos del fondo del pozo hacia la superficie a través de la línea de descarga (línea de flote) localizada arriba del conjunto de preventores sirve de conducto para que los fluidos regresen así las presas.

$$\text{Va} = \frac{24.5 \times Q}{D^2 - d^2} = \text{p/min.}$$

Donde*:*

Va = Velocidad Anular en p/min.

Q = Gasto de bomba en gal/min.

D^2 = Diámetro del agujero en (pulgadas)

d^2 = Diámetro de la T.P. en (pulgadas).

Criterios de hidráulica (gastos adecuados para perforar).

En las operaciones de perforación de los pozos petroleros, la limpieza y el máximo caballaje en la barrena, son factores importantes para lograr una mayor velocidad de penetración en la barrena. Por ello es importante emplear la potencia óptima de la bomba y eso lo lograremos conociendo los componentes del equipo superficial.
El elemento principal de la hidráulica son: las bombas de lodo, si estas no cumplen con la eficiencia requerida, la hidráulica aplicada no va a funcionar.
Es por esto que desde que se diseña la perforación de un pozo, también se diseña la potencia hidráulica en la barrena, en (HP), con el propósito de mejorar la limpieza del fondo del agujero y en consecuencia mejorar la velocidad de penetración.

Los parámetros más usuales para el diseño son:

- Gasto óptimo o máximo para la barrena.
- Índice de energía hidráulica en la barrena (IEHP).
- Presión en las toberas.

Gastos y valores de limpieza para acarreo de los recortes.

- Mínimo: 30 galones por pulgada de diámetro de la barrena
- Optimo: 40 galones por pulgada de diámetro de la barrena.
- Máximo: 60 galones por pulgada de diámetro de la barrena.

Ejemplo:

Barrena Triconica de 8½".
8.5 x 40 = 340 G. P. M.
Barrena P. D. C., de 8½".
8.5 x 60 = 510 G. P. M.

Indice de energía hidráulica en la barrena (IEHP).- Por estadística de campo, en agujeros mayores de 12¼" el índice de energía HP en la barrena será mas bajo y en agujeros menores de 12½, el índice de energía mejora.

Como mínimo deberá de haber 2.5 IEHP en la barrena cumpliéndose este valor todos los parámetros que componen la hidráulica aplicada se cumplirán en forma aceptable.
Como máximo 5 IEHP en la barrena se estará optimizando la hidráulica aplicada.

Ejemplo:

Criterios de hidráulica.- Índice de energía hidráulica en la barrena:

Area de la barrena:

Abna = $\pi/4\ (D)^2$ = $0.7854\ (8.5)^2 = 56.74 = pulg.^2$

Donde:

0.7854 es el resultado de dividir π entre 4
D = diámetro de la barrena

Area de toberas:

Aton = $\pi\ (D^2)$ x No. Toberas si estas son del mismo diámetro.

Aton = $\pi\ (D)^2$ x3 = $0.7854\ (12/32)^2$ x3 = $0.7854\ (0.375)^2$ x 3 = 0.331 $pulg.^2$

Donde:

D = diámetro de cada tobera.
3 = numero de toberas en la barrena.

Bomba de lodo Ideco 1200. 12“x 6”
Presión máxima de descarga =
Q = 0.0102 x L x D^2
Gasto = 0.0102 x 12 x 36 = 4.4gal/min. X 82 e p m. = 360 gal/min.

Donde:

e p m = emboladas por minuto necesarias para obtener el gasto optimo.

Lodo. E .I. (emulsión inversa) 1.55gr/cc. X 8.33 = 12.9lb/gal.

8.33 = factor para convertir gramos por centímetros cúbicos a libras por galón.

Caída de presión en toberas.

$$TOB = \frac{Den.\ X\ Q^2}{10858\ x\ \Delta\ tob.^2} = \Delta P = \frac{12.9\ x\ 360^2}{10858\ x\ 0.331^2} = \frac{1671840}{1189.6133} = 1405.3\ psi.$$

Donde:

Den. = densidad del lodo en libras por galón.

Q = gasto de la bomba en galones x minuto.

10858 = constante.

Psi. = libras por pulgada cuadrada.

Indice de energía hidráulica

$$IEHP = \frac{\Delta P\ x\ Q}{1714\ x\ Área\ Aguja} = IEHP = \frac{1405.3\ x\ 360}{1714\ x\ 56.17} = \frac{505908}{97252} = caballos\ de\ fuerza$$

IEHP = 5.2 HP

Donde:

IEHP =Índice energía hidráulica.

TOB =Caída de presión.

Q =Gasto de la bomba galones por minuto

H.P. =Caballos de fuerza.

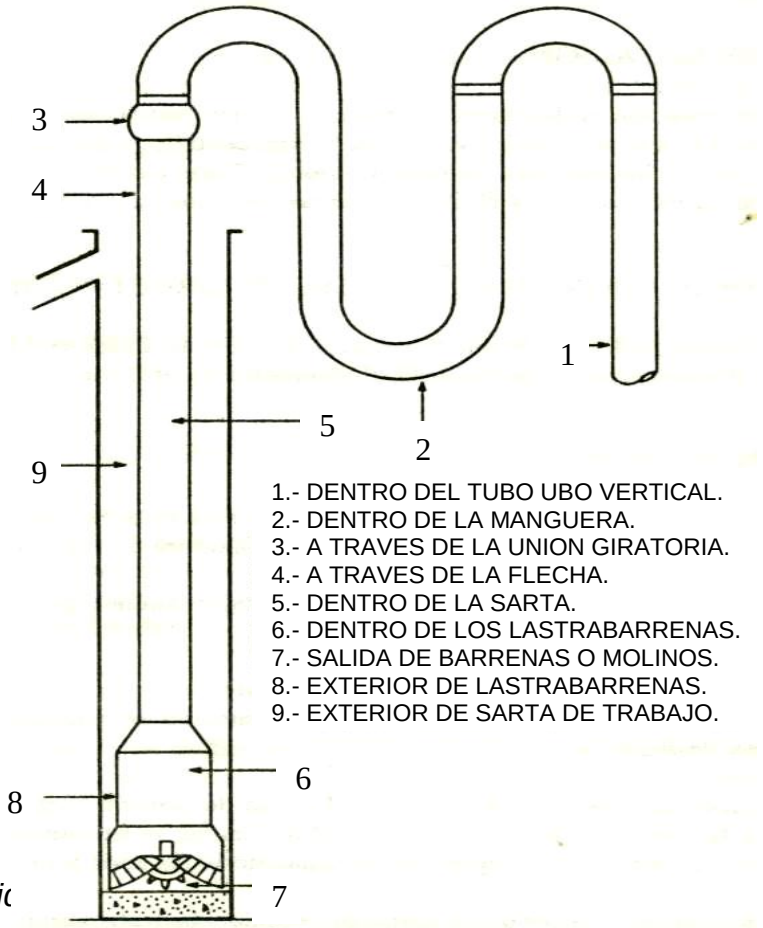
Caída de presión por fricción en un sistema de circulación.

Cuando un fluido fluye dentro de una tubería, la fricción del fluido con las paredes, origina una caída de presión que se incrementa al aumentar la profundidad del pozo.

Principios generales:

- Con tuberías del mismo diámetro, la pérdida de presión debido a la fricción es proporcional a la longitud de la tubería y ligeramente proporcional a la velocidad del fluido.
- La pérdida de presión en tuberías de gran diámetro, es menor que en las tuberías de menor diámetro a la misma velocidad de flujo.
- A mayores profundidades, habrá mayores pérdidas de presión, debido al aumento de distancia con la fuente de presión (bombas de lodos). Por eso al aumentar la profundidad de los pozos, se han tenido que adquirir equipos con bombas de lodos más potentes.
- En el caso de las barrenas o molinos, al disminuir el tamaño de los orificios de salida, habrá mayor pérdida de presión, pero habrá mayor velocidad de chorro (mayor impacto).
- En la pérdida de presión alrededor de los lastrabarrenas, sartas de trabajo, dependerá del diámetro interior del agujero y del diámetro exterior y longitud de cada sarta.

Partes más críticas para medir pérdidas de presión.- Para determinar la pérdida de presión en el sistema de circulación, se utilizan en la práctica ciertos puntos del sistema que por su ubicación estratégica nos permiten calcular la pérdida de presión en ellos y ofrecen así datos para calcular la presión total del sistema. Estos puntos aparecen en la siguiente figura:



1.- DENTRO DEL TUBO UBO VERTICAL.
2.- DENTRO DE LA MANGUERA.
3.- A TRAVES DE LA UNION GIRATORIA.
4.- A TRAVES DE LA FLECHA.
5.- DENTRO DE LA SARTA.
6.- DENTRO DE LOS LASTRABARRENAS.
7.- SALIDA DE BARRENAS O MOLINOS.
8.- EXTERIOR DE LASTRABARRENAS.
9.- EXTERIOR DE SARTA DE TRABAJO.

Cálculo de pérdi

Es necesario e importante que usted conozca como se calcula las pérdidas o caídas de presión en un sistema de circulación. Seguidamente se proporciona una fórmula sencilla, que le permitirá calcular la caída de presión en los flujos turbulentos que normalmente se producen en el interior de la tubería de perforación y mantenimiento de pozos, sartas de trabajo, lastrabarrenas y conexiones superficiales.

Formula preston lmoore

$$\Delta P = \frac{92.8 \text{ X } 10^{-5} \text{ X den. X } Q^{1.86} \text{ X L}}{d^{4.86}}$$

Donde:

ΔP = Caída de Presión en kg/cm^2

Den. = Densidad del fluido de control en gr/cm^3.

Q = Gasto de la bomba en lt/min.

L = Longitud de tuberías o circuito superficial en m.

d = Diámetro interior de tuberías o de circuito superficial en cm.

92.8; 10 -5; 4.86; 1.86 = Constantes.

Densidad equivalente de circulación.

En todo pozo petrolero, cualquiera que sea su profundidad, si el fluido no está circulando, se ejerce una presión hidrostática que estará en función de la profundidad y la densidad del fluido de control. Al iniciarse la circulación se presentan dos presiones

La hidrostática:

La necesaria para hacer circular el fluido por el espacio anular hacia la superficie. La suma de estas dos presiones representa el valor de la presión de circulación en el fondo:

Presión de circulación de fondo.

$$PCF = Ph + \Delta pea$$

Donde:

PCF = Presión de circulación de fondo en kg/cms^2

Ph = Presión hidrostática en kg/cms^2

Δpea = Caída de presión en el espacio anular en kg/cms^2

Estas dos presiones, en el fondo del pozo vienen a modificar aparentemente la densidad del fluido, a esta resultante, que siempre será mayor a la original, se le llama densidad equivalente de circulación.

Los factores que afectan la densidad equivalente de circulación, son:

Punto de cedencia (YP)

Viscosidad plástica (Vp)

Mientras mayor sea la densidad equivalente de circulación, habrá más consumo de potencia de la bomba y sobre todo, será más factible inducir pérdida de fluido a la formación, principalmente en zonas de alta permeabilidad y cavernosas.

Fórmula para determinar la DEC, en el sistema métrico decimal

$$DEC = \frac{PCF}{H \times 0.1} \quad \text{ó} \quad DEC = \frac{PCF \times 10}{H}$$

Donde:

DEC = Densidad equivalente de circulación en gr/cm^3

PCF = Presión de circulación de fondo en kg/cms^2

H = Altura o profundidad en mts.

0.1 = Gradiente de presión en $kg./cms^2/m$

10 = Constante.

Método Empírico:

$$DEC = \frac{\%\ PB \times 10}{H} + DL$$

Donde:

DEC = Densidad equivalente de circulación en $grs./cm^3$

% PB = Caída de presión (%)

10 = Constante.

DL = Den. del lodo en grs./cms^3

H = Profundidad en mts.

Diam. de barrena pulgadas.	Caídas de presión de bombeo (%)
17 ½”	10
8 ½”	15
5 ⅞”	20
5 ⅞”	30

Múltiples de válvulas, tubo vertical, unión giratoria, manguera de 55 pies y de unión rápida:

Es importante que el diámetro interior de los componentes del equipo superficial , manguera de descarga de la bomba, manifuld de las bombas, tubo vertical, mánifold del tubo vertical, manguera rotatoria, unión giratoria y flecha, sean estandarizados a un solo diámetro interior con el fin de evitar múltiples caídas de presión en el sistema superficial. (A diámetros interiores reducidos, mayores caídas de presión, a diámetros interiores más amplios menores caídas de presión). Ver la figura.

Manifold de circulación del tubo vertical (stand pipe)

Análisis de problemas más frecuentes en los sistemas circulatorios:

Bombas:

- Succión enzolvada (precipitación de material químico y Sólidos).
- Pistones dañados.
- Camisas ralladas.
- Asientos figurados.
- Elementos de válvulas dañadas.
- Empaques de camisa y tapas dañados.

Sarta de Trabajo:

- Junta lavada por presión (por falta de apriete adecuado)
- Tubo rajado (dañado por mal uso de las cuñas)
- Toberas lavadas
- Toberas desprendidas.
- Toberas Tapadas.

CAPITULO 10

BARRENAS.

Clasificación de barrenas.

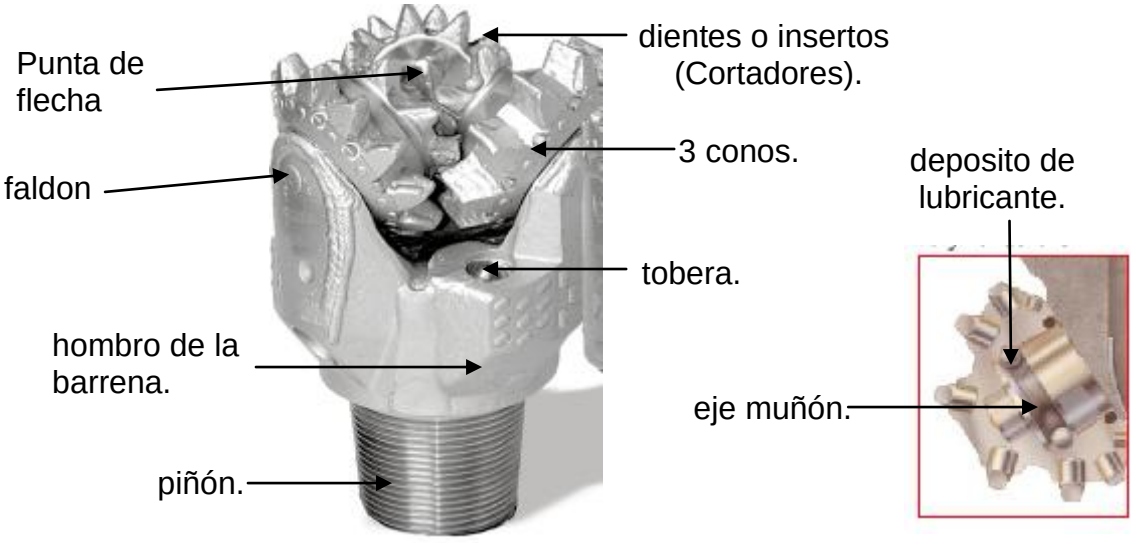
¿Qué es una barrena?

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la información durante el proceso de la perforación rotaria.

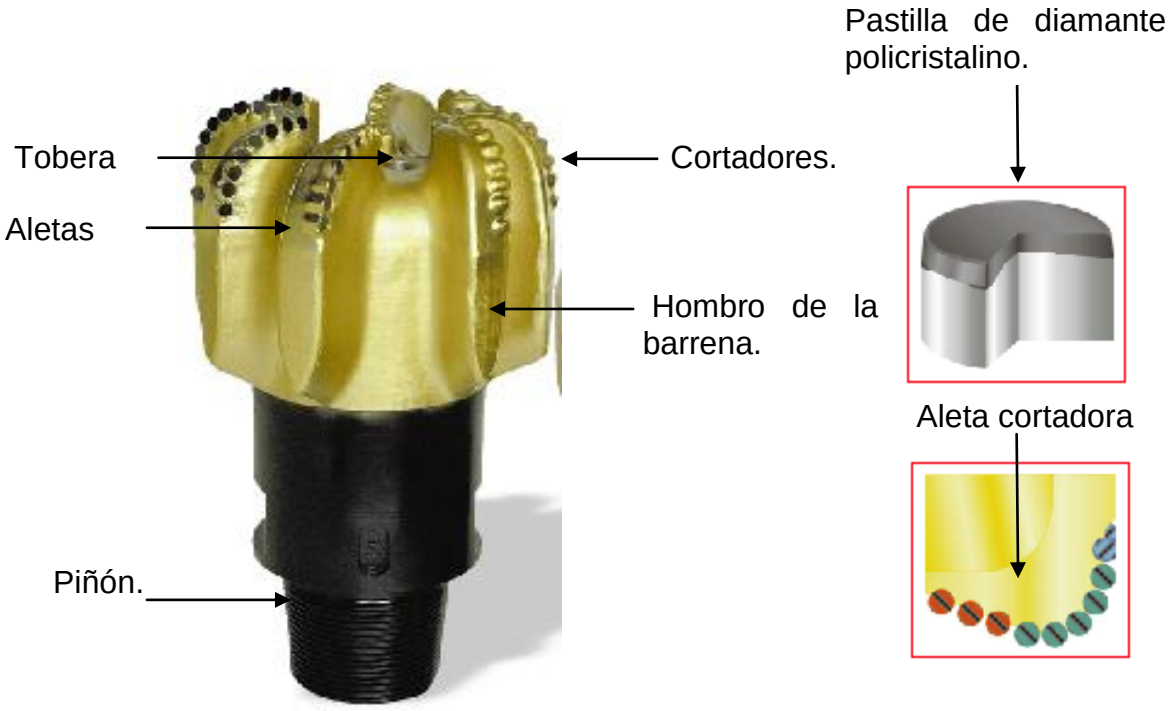
Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena.

Componentes de una barrena

El cuerpo de una barrena tricónica consiste en:



El cuerpo de una barrena PDC y componentes principales.



Componentes de una barrena PDC.

Conocimientos generales de barrenas

Las barrenas se clasifican en:

79. Barrenas tricónicas.

80. Barrena de cortadores fijos.

81. Barrenas especiales.

Barrenas triconica dentada y de cortadores fijos.

Barrenas especiales.

Barrenas tricónicas

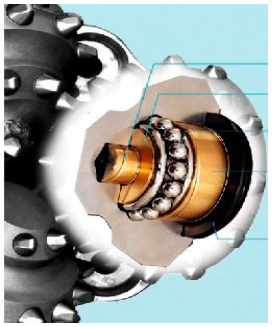
Las barrenas tricónicas tienen 3 conos cortadores que giran sobre su eje. Por su estructura de corte se fabrican de dientes y de inserto de carburo de tungsteno. Ver las figuras de abajo:

De dientes

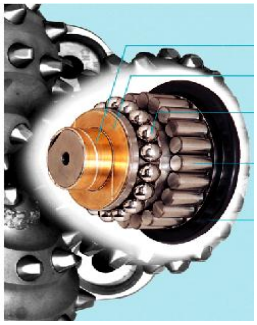
de insertos

Por su sistema de rodamiento pueden ser de balero estándar de balero sellado y de chumaceras.

Balero estandar



Balero sellado



Chumacera

Aspecto de un rodamiento de chumacera

Apriete recomendado para el piñon de las barrenas.

Diámetros de las barrenas (pulg.)	Tamaño del piñón API. reg. (pulg.)	Torque recomendado			
		(pie/lb)		(k/m)	
		MIN.	MAX.	MIN.	MAX.
36” - 20”	$8^5/_8$”	40.000	60.000	5.530	8.300
18½” – 14¾”	$7^5/_8$”	34.000	40.000	4.700	5.530
12¼” – $8^5/_8$”	$6^5/_8$”	28.000	32.000	3.870	4.420
8½” – 8¼”	4½”	12.000	16.000	1.660	2.210
6½” – $5^5/_8$”	3½”	7.000	9.000	970	1.245
$4^1/_8$” – 4”	$2^2/_8$”	3.000	3.500	410	480

a.- El apriete recomendado para las barrenas requieren menos fuerzas de torsión que para los lastrabarrenas.

b.- Para el apriete con llaves BJ dividir el rango de apriete, recomendado entre la longitud de la llave en pies, y el resultado será la calibración que se le debe dar al torquimetro.

c.- Para convertir la lectura del amperímetro a lbs-pie, multiplicarse por 16.8 y viceversa.

Torque recomendado barrenas y molinos.

Diámetro de la barrena	Piñón API. reg.	Torque Recomendado (pies – lb)
3¾”	2 3/8”	3, 000 – 3, 500
4 5/8” – 5”	2 7/8”	6, 000 – 7, 000
5 1/8” – 7 3/8”	3 ½”	7, 000 – 9, 000
7 1/8” – 9”	4 ½”	12, 000 – 16, 000
9 5/8” – 9 7/8”	5 ½”	23, 000 – 27, 000
9 5/8” – 26”	6 5/8”	28, 000 – 32, 000
14 ¾” – 26”	7 5/8”	34, 000 – 40, 000
17 ½” – 26”	8 5/8”	40, 000 – 60, 000

Barrenas de cortadores fijos.

Las barrenas de cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre.

Se dividen en:

120 Barrenas de diamante natural

121 Barrenas de diamante Térmicamente estable (TSP)

122 Barrenas compactas de diamante policristalino (PDC)

Las barrenas de diamante natural tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero. Su tipo de corte es de diamante natural (el diamante es el material más duro hasta ahora conocido) incrustado en el cuerpo de la barrena.

El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad, salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras y abrasivas.

Barrena de diamante natural y tsp.

Barrenas de diamante térmicamente estable (tsp).

Las barrenas térmicamente estable (TSP). Son usadas para perforar rocas duras, por ejemplo caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras.

Barrenas de compacto de diamante policristalino (pdc).

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos.

Barrena de compacto de diamante policristalino (PDC).

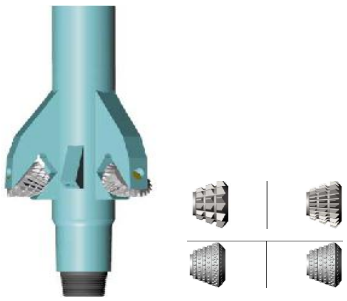
Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las STP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

Este tipo de barrenas es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

Barrenas especiales

Las barrenas especiales pueden ser de dos tipos: ampliadoras o bicéntricas y se utilizan para operaciones tales como: la ampliación del diámetro del agujero, ya sea desde la boca del pozo (superficial) o desde una profundidad determinada.

Barrena bicéntrica



Barrena ampliadora

Código iadc para barrenas tricónicas y de cortadores fijos.

	1 dígito		2 dígito		3er dígito								
	Sistema de corte		Dureza		Sistema de Rodamiento								
					1	2	3	4	5	6	7	8	9
Diente de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave	Toberas para lodo y baleros estándar	Toberas aire/lodo y balero estándar	Protección al calibre y balero estándar	Balero sellado y autolubricante	Balero sellado y protección al calibre	Chumacera sellada	Chumacera sellada y protección al calibre	Para perforación direccional	Otros
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	3	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
Dientes de inserto	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave									
	7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									

Como ejemplo de lo anterior, describiremos un tipo de barrenas correspondientes a tres dígitos.

Si tenemos una barrena tipo 527.

El primer dígito identifica el **sistema de corte**, en este caso tenemos una barrena de **dientes de inserto para formación blanda.**
El segundo dígito nos da a conocer la **dureza** de la formación, y aquí corresponde a una **medio suave.**
El tercer dígito corresponde al **sistema de rodamiento**, siendo para esta barrena, de **chumacera sellada y protección al calibre.**

Código IADC para barrenas de cortadores fijos

La finalidad del código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) es solamente un medio para agrupar el aspecto general de las barrenas de cortadores fijos. A diferencia de la clasificación IADC para barrenas tricónicas, el código IADC para barrenas de cortadores fijos no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente se pueden identificar sus características más elementales. La elección de tipos específicos de barrenas debe hacerla una persona que esté bien enterada de la tecnología de barrenas así como de su disponibilidad.

La clasificación se representa mediante un código de cuatro cifras:

1.- Material del cuerpo:
De acero o de matriz.

2.- Densidad de cortadores:
Para barrenas PDC, este dígito va de 1 a 5.
Mientras más bajo es el número, menos cortadores
Tiene la barrena.

3.- Tamaño de los cortadores:

Este dígito indica el tamaño de cortador que se usa.

Puede ser 1, 2 o 3, de diámetro en orden descendente.

4.- Forma:

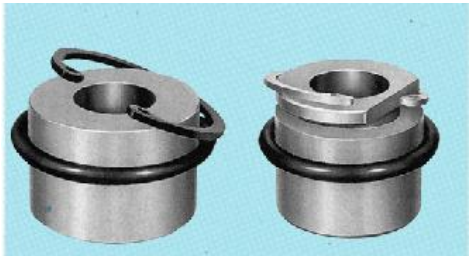
El último dígito indica el estilo general del cuerpo de la barrena y varía de 1 (forma achatada) a 4 (flanco largo).

Clasificación de toberas

La tobera juega un papel muy importante en la perforación de un pozo, ya que por medio de las toberas se nota el avance de la barrena.

Existen 3 tipos de toberas:

1. Roscables (hexagonal y cuadrado).
2. De clavo o seguro (figuras)
3. De candado (figura)



Toberas de Barrena

Evaluación de barrenas.

Calibración.

La calibración en las barrenas, se realiza para medir el desgaste que han tenido en el transcurso de las horas-trabajo de éstas. El calibrador que se utiliza para las barrenas tricónicas es una regla en forma triangular que mide el desgaste de los conos.

En el caso de que no se cuente con un calibrador de fábrica, se utiliza una lámina de acero, en forma de anillo, con agarradera y una regla. El anillo deberá tener el diámetro de la barrena que se va a usar. Este anillo se utiliza para calibrar las barrenas de diamante policristalino y las tricónicas.

Cuando la barrena es nueva el anillo deberá entrar ajustado. Cuando sale la barrena del pozo, se vuelve a medir indicando desgaste cuando tenga juego el anillo calibrador, procediendo a medir con la regla para determinar el porcentaje de desgaste que tuvo la barrena.

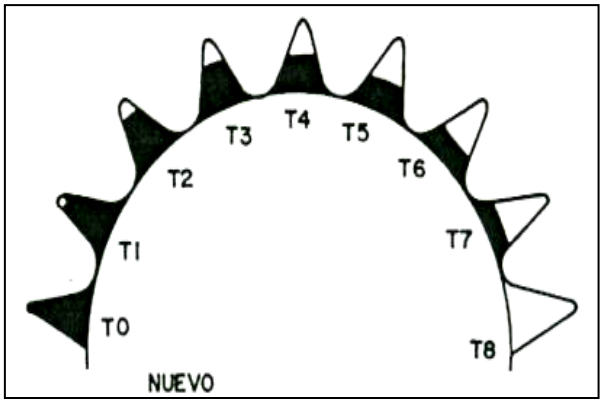
La calibración de las barrenas es de mucha utilidad para saber el desgaste en el diámetro de la misma, y así al meter la barrena nueva se evitará un acuñamiento de la sarta por reducción del agujero.

La clasificación y evaluación subsecuentes del grado y tipo de desgaste de una barrena usada, desempeña un papel muy importante en el proceso de perforación.

Desgaste para barrenas de dientes de acero.

A continuación se explican los códigos de desgaste más usados y aceptados en el campo de la perforación.

T0 = Diente nuevo.
T1 = Desgaste de 1/8 de la altura original del diente.
T2 = Desgaste de 1/4 de la altura original del diente.
T3 = Desgaste de 3/8 de la altura original del diente.
T4 = Desgaste de 1/2 de la altura original del diente.
T5 = Desgaste de 5/8 de la altura original del diente.
T6 = Desgaste de 3/4 de la altura original del diente.
T7 = Desgaste de 7/8 de la altura original del diente.
T8 = Desgaste total del diente.



Código de desgaste.

Desgaste de baleros.

El desgaste de los baleros debe considerarse también según la escala de octavos. Para balero nuevo B0 y balero desgastado 100% B8. Cuando los baleros se atraviesan en la superficie de rodamiento (pista) y traban el cono, se considera B6. Cuando uno o varios rodillos se han quedado fuera del cono, se considera B8.

Es decir:

B0 = Vida del balero desgastado 0.
B1 = Vida del balero gastado 1/8.
B2 = Vida del balero desgastado 1/4 (todavía ajustados)
B3 = Vida del balero gastado 3/8.
B4 = Vida del balero gastado 1/2 (algo flojos).
B5 = Vida del balero gastado 5/8.
B6 = Vida del balero gastado 3/4 (muy flojos), trabados.
B7 = Vida del balero gastado 7/8.
B8 = vida del balero gastado 8/8 (tableros perdidos y/o conos trabados):

Ejemplo:

T2-B4-Di (dientes desgastados 1/4, media vida de valeros, algo flojos, sin Desgaste en el calibre).
T6-B6-1/2” (dientes desgastados $^{3}/_{4}$, balero muy flojo y diámetro reducido ½” pulg.).
Toda la información relacionada con las barrenas utilizadas en la perforación de un pozo de debe anotar en un formato conocido como registro de barrenas (o récord de barrenas) para su consulta mediata o inmediata.

Código de desgastes para barrenas de insertos.

Los métodos para evaluar y codificar los desgaste pueden ser tan sofisticados como se desee, pero es prudente tener en cuenta que el objetivo de ellos es proporcionar información suficiente para la selección adecuada de las barrenas que se utilizarán

en los pozos futuros de la misma área. El o los métodos de evaluación y codificación de desgaste deben ser claros y sencillos en su interpretación. Por eso se sugiere la nomenclatura siguiente para las barrenas de insertos, con la advertencia de que pude ser modificada de acuerdo con las necesidades particulares de cada área, sin que pierda por ello la sencillez de su interpretación.

Estructura de corte observación general.

T2- Una cuarta parte de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.
T4- La mitad de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.
T6- Tres cuartas partes de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.
T8- La totalidad de los insertos se han desgastado, roto o perdido.

Sistema de rodamiento.

Se observa y estima el porcentaje de vida de rodamientos, gastada en el cono que presente el peor estado.

B2- Una cuarta parte de vida gastada.
B4- La mitad de la vida gastada.
B6- Tres cuartas partes de la vida gastada.
B8- Vida totalmente gastada

Condiciones de operación de barrenas tricónicas y P.D.C.

Las barrenas para formación blanda requieren de una carga o peso mínimo para que sus dientes largos y espaciados, efectúen su acción de rascado y triturado; los factores limitantes de su rendimiento son la eficiencia hidráulica de su equipo de perforación. Debe recordarse que un factor muy importante en estas formaciones es la velocidad de rotación (R.P.M.).
Las barrenas para formaciones medias-blandas tienen una estructura de corte capaz de resistir la mayor carga unitaria para penetrar la formación y el desgaste por

abrasión en el área del calibre. Por esta razón, sus dientes son más fuertes y numerosos con mayor cantidad de metal en las hileras del calibre.
Las barrenas para formaciones medias-duras destruyen la formación por trituración con un mínimo de rascado. Requieren cargas unitarias altas para exceder la resistencia a la compresión de la formación, las que generalmente son más abrasivas que las anteriores. Las barrenas para formaciones duras requieren los máximos niveles de energía para vencer la alta resistencia compresiva de la formación que contiene considerables cantidades de material abrasivo.

La mecánica de perforación de estas barrenas es básicamente por cincelamiento y necesitan la máxima protección del calibre.

La operación de las barrenas se define por tres parámetros:

- Peso sobre barrena.
- Velocidad de rotación (rotaria).
- Hidráulica de perforación.

Peso sobre barrena (P.S.B.).- Es la carga aplicada a la barrena por medio de los lastrabarrenas (D.C.) para que ésta efectúe la penetración de las capas rocosas del subsuelo, llamadas también formaciones. La penetración se logra cuando la carga aplicada sobre la barrena supera la resistencia de compresión de la formación en contacto con los dientes de la barrena.

La “respuesta” de la formación en relación con el peso sobre la barrena se puede medir a través de la velocidad de penetración. Y cuando no hay avance en la velocidad de penetración; puede ser por porque la barrena se está atascando (embolando) por exceso de recortes, perforar formación más dura o se acabó la vida útil de la barrena.
Velocidad de rotación (RPM).- Se le llama generalmente “rotaria” y consiste en la cantidad de vueltas por minuto que la mesa rotaria transmite a la sarta de perforación y ésta, a su vez, a la barrena.

La velocidad de perforación es directamente proporcional a la velocidad de rotación (RPM) en formaciones blandas (suaves). En formaciones duras, el incremento de la velocidad de rotación disminuye así como la velocidad de penetración, en ciertos rangos.

Las tablas siguientes presentan algunos rangos de variación de estos parámetros PSB y RPM que se han utilizado en algunos campos de perforación en México.

Peso sobre barrena (PSB)			
Diam de bna	**Form. suave.**	**Form. media**	**Form. Dura**
14¾ - 12¼	8 - 12 tons	12 - 16 tons	15 - 22 tons
9½ - 8½	6 - 10 tons	9 - 15 tons	14 - 18 tons
6½ - $5^{7}/_{8}$	6 - 8 tons	7 - 9 tons	9 - 12 tons

Velocidad de rotación (RPM)			
Diam de bna	**Form. suave.**	**Form. media**	**Form. Dura**
14¾ - 12¼	80 - 160 rpm.	50 - 100 rpm.	• - 70 rpm.
9½ - 8½	80 - 150 rpm.	50 - 110 rpm.	• - 75 rpm.
6½ - $5^{7}/_{8}$	100 - 120 rpm.	80 - 100 rpm.	50 - 70 rpm.

Condiciones de operación barrenas PDC				
Diámetro de barrena	$5^{7}/_{8}$"-6"	$8^{3}/_{8}$" – 8½"	12" – 12¼"	14¾" – 17½"
Rotaria en rpm	60 - 600	60 - 600	60 - 600	60 – 600
Peso sobre barrena (En lb. y kg.)	3000 – 25000 lb.	3000 – 25000 lb.	3000 – 25000 lb.	3000 – 25000 lb.
	1360 – 11340 kg.	1360 – 11340 kg.	1360 – 11340 kg.	1360 – 11340 kg.
Gasto en gpm. X pulg. Ø barrena	40 - 60	40 - 60	40 - 60	40 – 60
Hidráulica	2.5 – 6 hp.	2.5 – 6 hp.	2.5 – 6 hp.	2.5 – 6 hp.

Parámetros a considerar para sacar una barrena.

Con la finalidad de evaluar el rendimiento de las barrenas, se han utilizado diferentes parámetros de comparación, como: horas totales de vida útil, longitud total perforada, velocidad de perforación, costo de adquisición de la barrena, etc.

El empleo de estos parámetros, como indicadores de rendimiento, será adecuado sólo en casos contados, cuyas características especiales lo justifiquen; en términos generales, estos parámetros en forma individual no es lo mas aconsejable en virtud de que se deben tomar en cuenta otros factores de importancia.

El objetivo de la evaluación de los rendimientos de las barrenas aspira a mejorarlas hasta alcanzar un valor optimo factible; es decir, buscar la obtención del costo mínimo de perforación sin sacrificar la seguridad de las operaciones, cumplir simultáneamente con todas especificaciones de las perforaciones mismas, y observar, inclusive, las restricciones que pudieran existir.

Hasta el momento se considera como el mejor parámetro evaluativo el llamado COSTO POR METRO (o costo por pi), el que se calcula involucrando los factores siguientes:

a.- Costo de la barrena.
b.- Costo de operación del equipo de perforación y mantenimiento a pozos.
c.- Horas totales de vida útil de la barrena.
d.- Horas de viaje de tubería para cambiar la barrena.
e.- Tiempo empleado para realizar las conexiones de tubería durante la vida de la barrena.
f.- Longitud total perforada por la barrena.

Así, por ejemplo, sí se tiene que una barrena perforó 175 m., en 25 horas, en un equipo cuya operación cubre un costo de 35,000 pesos por hora, el tiempo empleado para un cambio de barrena a esa profundidad, es de 8 horas, 20 minutos; las conexiones se efectúan, aproximadamente en 10 minutos cada una; el costo de la barrena es de $ 125,000.00; el costo por metro se calculara en la siguiente formula:

Se identifican y ordenan los datos

Costo de la barrena	B = $125,000.00.
Costo de operación de equipo	R = $ 35,000.00/hora.
Horas de vida de la barrena	T = 25 horas.
Tiempo de viaje	Tv = 8.333 horas.
Tiempo de conexión	$Tc = \frac{175}{9.15} x \frac{10}{60} = 3.19$ hrs.
Longitud perforada	M = 175 m.

NOTA: Para calcular el tiempo de conexión se divide la longitud perforada M entre 9.15, que es la longitud promedio de un tubo de perforación; con este cociente se calcula el numero de conexiones = 19.125 conexiones. Luego se multiplica por el tiempo por conexión en minutos; finalmente se divide entre 60 para convertirlo en minutos a horas; es decir:

$$\frac{19.25x10}{60} = 3.19$$

Se procede a calcular el costo por metro mediante la ecuación siguiente:

$$C = \frac{B + R\,[\,T + tv + tc]}{M}$$

Sustituyendo valores

$$C = \frac{125{,}000 + 35{,}000 \text{ x } [25 + 8.33 + 3.19]}{175}$$

$$C = \frac{125{,}000 + 35{,}000 \text{ x } 36.52}{175} = \frac{1403.200}{175}$$

C = $ 8,018.28/m.

El rendimiento obtenido por esta barrena significa que cada uno de los 175 metros que perforó arroja un costo de $ 8,018.28.

Análisis de problemas más comunes en campo.

Problemas:

- Barrena embolada.
- Desprendimiento de toberas.
- Desgaste prematuro en la barrena.
- Toberas tapadas.
- Desprendimiento de conos.

Causas y soluciones.

- *Barrena embolada*, esto sucede cuando se esta perforando en formaciones suaves (lutitas), con exceso de peso, limpieza insuficiente. Cuando una barrena embolada se sigue operando se planchan los conos.

Recomendaciones prácticas para desembolar una barrena.

- Suspenda la rotación.
- Cargue de 5 a 10 toneladas sobre barrena en el fondo.
- Mantenga el bombeo constante durante 5 minutos.
- Aplique leves giros de rotaria, para ayudar al desprendimiento arcilla en los cortadores de la barrena.
- Levante la sarta 2 a 5 m arriba del fondo y aplique alta rotación para lavar la barrena.
- Reanude la perforación aplicando el mínimo peso, alta rotación y óptimo gasto.

Desprendimiento de toberas: esto puede suceder por las siguientes causas.

Candados o seguros en mal estado.

Por lavarse por presión al utilizar lodos con alto contenido de sólidos abrasivos o arenas. En un desprendimiento de tobera se refleja un decrecimiento de presión inicial el cual persiste sin incrementarse. Al observar un decremento de presión verifique primeramente el equipo superficial para descartar cualquier anomalía.

Si el equipo superficial esta en condiciones y la perdida de presión no se incrementa, puede continuar perforando en caso de que la perdida de presión se incremente, suspenda de inmediato la perforación y saque para revisar la sarta.

Desgaste prematuro de la barrena.

Se utiliza una barrena inadecuada para la formación que se está perforando.

Cuando se perforan formaciones abrasivas, esto ocasiona agujeros de diámetro reducido que no obligan a repasar el intervalo perforado. Al bajar con una barrena nueva (a pleno calibre) si no se toma en cuenta esta condición puede ocasionar un acuñamiento de la sarta.
En formaciones abrasivas se recomienda usar barrenas con protección al calibre.

Toberas tapadas.

Esta condición de toberas tapadas se puede dar.

- Cuando existe alto contenido de sólido en el sistema.
- Al no utilizar los cedazos en las salidas de descarga de las bombas.

Desprendimiento de cono; la falla de los conos de la barrena con el siguiente desprendimiento de los mismos ocurren por el desgaste excesivo de los baleros cuyas causa principales son:

- Horas excesivas de rotación.
- Pesos aplicados sobre barrenas altos.
- Erosión por sólidos en el fluido de perforación.
- Erosión por gastos excesivos de circulación.
- Corrosión por la presencia de compuestos de azufre en el lodo.

CAPITULO 11

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Propiedades y características de la T.R.

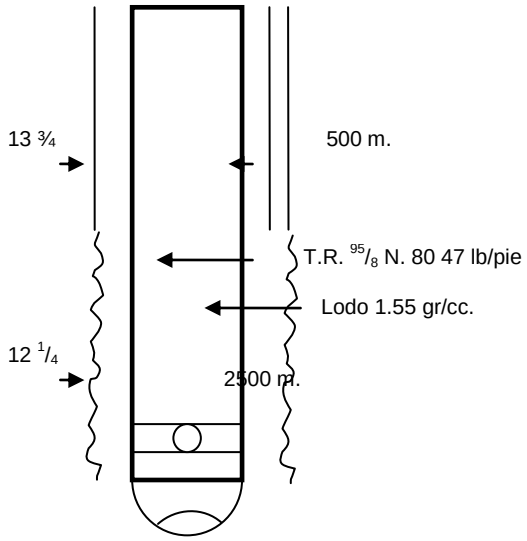
Las propiedades mas importantes de las T.R., son los valores promedios de tensión y presiones interior y de colapso. La fuerza de tensión es resultado del peso propio del conjunto de tubos suspendidos por debajo del punto de interés. La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo es la fuerza de tensión que origina que el tubo exceda el límite elástico o mínimo esfuerzo a la deformación. Para la unión correspondiente a cada tubo se considera la que se conoce como junta o cople.

El promedio de presión interior se calcula como la mínima presión interior necesaria para ocasionar la ruptura del tubo en ausencia de presión exterior y carga axial de tensión. El promedio de presión de colapso es la mínima presión requerida para aplastar el tubo, en ausencia de presión interior y carga axial. Las normas API aportan formulas con las que se calcula el comportamiento de tuberías de revestimiento

Peso de la sarta de T.R. y accesorios.

Ejemplo:

En agujero de 12¼" se metió T.R. de $9^{5}/_{8}$" 47 lb/pie VAMFJL, equipada con zapata guía y cople diferencial sobre el segundo tramo a 2500 m. lodo de E.I. de 1.55gr/cm³.



$$Ff = 1 - \frac{DL =}{DA}$$

Donde:

Ff = Factor de flotación

1 = Densidad del agua

DL = Densidad del lodo

DA = Densidad del acero

$$Ff = 1.000 - \frac{1.55}{7.85} = \mathbf{0.802}$$

lb/pie a kg/m = 1.40 (factor)

1.49 x 47 = 70.03 kg/m. 70.03 x 2500 = **175,075 kg peso TR en el aire**

Peso de T.R. flotada.

175,075 x 0.802 = 140.410 kg = 140.4 tons.

+ peso del block = 8,000 kg = 8.0 tons.

Lectura en el indicador = 148.4 tons.

Accesorios.

En pozos con condiciones normales de operación es recomendable bajar la T.R. con zapata guía y cople diferencial.

Este mismo diseño se utilizara en pozos donde exista probable pérdida de circulación convirtiendo el cople flotador a cople diferencial lanzando la canica.

Cuando exista perdida total y no se tenga un cople flotador este mismo cople diferencial, se puede convertir a flotador en la superficie antes de instalarlo en el tubo, suelte la canica y con el mango del marro golpe ligeramente la canica hasta que se deslicé la camisa del cople donde se liberan dos charnelas convirtiendo el cople diferencial a cople flotador.

Cople de retención Tipo 1.- estos coples se utilizan en la introducción de T.R. corta (Liner) y su función es la de recibir una serie de tapones (limpiador, desplazador de T.R. y desplazador de TP), que van alojados en el colgador mecánico, todos estos traen un aro acuñable que al momento de hacer contacto unos y otros durante la operación de desplazamiento y al hacer contacto con el cople de retención, forman un candado anclándose los mismos.

Cople de retención tipo 11.- este cople tiene la misma función del anterior, lo que lo distingue es que se utiliza con colgadores hidráulicos, trae una asiento expulsable donde se aloja la canica, esta canica sirve para represionar la T.R. activando las cuñas del colgador y que después de anclar el mismo, se continua represionando la T.R. hasta que se rompa el asiento expulsable permitiendo la libre circulación para la operación de cementación.

Cople catcher sub.- este cople va colocado un tramo de T.R. abajo del cople de retención tipo 11 con el objetivo de cachar el asiento y la canica del cople de retención y permitir la libre circulación.

Zapata Flotadora

Cople Flotador

Cople Diferencial

Recepción de la T.R. en pozo.

4. Tener espacio necesario en los cargadores de tuberías para almacenar los tramos y recibirlos, verificando, peso y grado de acuerdo al diseño de introducción.
5. Utilizar grúa o apiladora para su carga y descarga.
6. El cople deberá estar en dirección a la mesa rotaria y el piñón en dirección a la punta del muelle.
7. En lugar de correderas metálicas, utilizar maderas.
8. Medir la T.R. tramo por tramo anotando en el cuerpo del mismo su medida. Esto se hará conforme se descargue la T.R.
9. Enumerar la T.R. en orden progresivo.
10. Registrar medidas en una libreta especial para el ajuste correspondiente.
11. Revisar y limpiar las roscas, piñón, caja y guardaroscas, instalando estos últimos en su lugar correspondiente.

Recepción de la T.R. en el pozo.

Factores que se consideran en el diseño de la T.R.

a).- *Diseño de la tubería conductora.-* la tubería conductora generalmente no se diseña para cargas de presión interna, colapso y tensión. Sin embargo, las consideraciones pueden darse para cargas de compresión proporcionadas por todos los pesos subsecuentes, las cuales es posible transmitir a la sarta conductora.

En medio de lo más severo de estos cambios se tiene en cuenta los efectos de cambio de temperaturas en el intervalo no cementado.

Si la tubería se asienta con exceso de tensión o compresión, los efectos sumados de cambios de temperaturas pueden en ocasiones causar estrechamientos abajo o pandeo, ambos esfuerzos frecuentemente son interpretados como fallas por colapso.

En agujeros que tienen “patas de perro”, el efecto de temperatura considera a la tubería como una sección de menor diámetro debido a que ésta es empujada contra la pared del pozo. Todos los cabezales deben soportar el peso de las tuberías asentadas en ellos en algunos casos son necesarios contadores especiales.

Cuando la tubería se pilotea con 250 golpes por pie con un martinete, hay una pequeña posibilidad de subsidencia aun con las sartas de tuberías mas pesadas.

En adición al esfuerzo de la tubería piloteada bajo esas condiciones los esfuerzos de la tubería superficial se incrementan si las sartas se cementan hasta la superficie. Incluso, si el trabajo del cemento entre la tubería superficial y la tubería piloteada o conductora no es perfecto, el esfuerzo del cemento utilizado requiere relativamente pocos pies de longitud de buen cemento para proporcionar amplio soporte vertical. Para obtener el adecuado soporte lateral, aún en una mala cimentación, se requiere de poco intervalo de buena calidad en la cementación.

El calculo de la cargas de compresión permitidas para la tubería superficial es relativamente simple, previendo que la sarta este bien cementada hasta la superficie. Teniendo 8 lb/pulg.^{2} de esfuerzo a la tensión (100 lb/pulg^2 de esfuerzo a la compresión) puede soportar 20 000 lb/pie. Esto significa que 100 pies de cemento alrededor de la parte superior de una sarta o tubería superficial pueden soportar 2.000,000 lb de tubería incluso suponiendo que el cemento alrededor de la parte

superior cubrió pocos tubos, los valores de 100 pies de tubería cementada para pozos profundos y 50 pies para pozos someros son adecuados.
Actualmente, la tubería utilizada como tubería superficial se equipa con roscas especiales 50% más eficientes y el cuerpo de la tubería es aproximadamente dos veces tan resistente como las roscas. Las cargas permisibles pueden ser controladas con rosca “buttress" que soporta aproximadamente el doble de capacidad de carga.

b).- *Diseño de la tubería de revestimiento superficial.-* La tubería de revestimiento superficial probablemente es la más simple en los tipos de diseño para T.R. En una tubería de revestimiento superficial se considera que la máxima carga generada por presión interna se presenta cuando ocurre un brote. La entrada de gas desplaza y reemplaza al lodo de perforación que esta dentro de la T. R.
La presencia de gas o un brote subterráneo en el pozo se origina por una zona de presión que no es controlada por la columna del lodo del pozo. Las zonas de presión pueden detectarse por diversos métodos de cálculos (Eaton, Mathews and Kelly y otros)
La presión de inyección asociada al diseño de la T.R. superficial es relativamente baja, la presión superficial no puede ser considerada y en caso afirmativo supone que en el interior de la T.R. actúa una columna de gas de gradiente de presión de 0.115 lb/pulg./pie. Por ello, el diseño sigue las mismas determinaciones enunciadas anteriormente.

c).- *Diseño de la tubería de revestimiento intermedia (tubería corta).-* Si una tubería corta es considerada en la perforación de un pozo, el diseño de la sarta de tubería es diferente de una sarta intermedia completa.
Si la presión de inyección es más alta y/o el lodo es más denso bajo de la tubería corta que debajo de la intermedia, esos valores se usan para diseñar la tubería intermedia y la tubería corta. El procedimiento de evaluación es similar al realizado en la tubería intermedia, estableciéndose un límite de presión superficial.

d).- *Diseño de la tubería de explotación o producción.-* Las consideraciones de carga máxima por presión interna en tuberías de producción son posibles por diversas causas. Algunas son:

- Rompimiento de tuberías en pozos de gas
- Tratamientos con altas presiones para fracturamiento hidráulico.
- Surgimiento de cargas por estimulación con explosivos.
- Altas presiones durante las operaciones de control de los pozos.

Si la tubería de explotación en un pozo de gas se cierra repentinamente, las presiones generadas son demasiado altas y pueden provocar una ruptura en la tubería. El caso mas drástico es cuando la ruptura en la tubería esta muy cerca de la superficie.

El resto de la cargas sobre la tubería de producción lo proporciona la presión hidrostática del fluido empacador. Si el fluido empacador tiene una densidad suficiente para controlar el pozo, la carga será grande. Si el fluido empacador es un fluido de baja densidad, la carga será menor*. Los fluidos empacadores más seguros y económicos son los de baja densidad y los fluidos limpios con inhibidores de corrosión.*

Problemas mas comunes en campo y como prevenirlos.

En los diseños actuales de tuberías de revestimiento, T.R. primaria es la única donde el cemento sale a la superficie, en si deberá quedar ahogada en cemento. En la T.R., y de explotación, los diseños actuales programan que el cemento únicamente suba de 100 a 200 m., arriba de la zapata. Esto permite que en caso de falla de la T.R., el intervalo sin cemento se pueda reparar más fácilmente.

T.R. colapsada.

Esto sucede cuando la cementación fue defectuosa y el cemento se canaliza produciéndose el colapso ligero.

- Utilizar un casing roll.

- Utilizar un estavilizador acondicionado (water mellon).

T.R. rota superficialmente (área del cabezal).

Para que esta situación no suceda, utilizar buje de desgaste de acuerdo a la marca y medida nominal del cabezal. Esta anomalía se detecta, al efectuar una prueba hidráulica del cabezal dejando abierta válvula del mismo la cual nos servirá como testigo si hay comunicación.

- Si se desprendió la T.R. en el área de cuñas, programar un tapón mecánico para poder eliminar conjunto de preventores y con un pescante Bowen Espear tensionar la misma, anclándola nuevamente en sus cuñas.
- Si el cabezal esta dañado por desgaste cambiar el mismo.

T.R. desgastada severamente del cabezal hacia abajo.

Cuando se detecta esta anomalía al momento de efectuar la prueba hidráulica del cabezal y se observa un desgaste severo en la T.R.

- Se recomienda tomar registro de desgaste (investigar)

Al detectar la longitud de la tr dañada a través del registro.

- Colocar tapón mecánico.
- Efectuar corte programado.
- Recuperar T.R. dañada.
- Acondicionar boca de T.R.
- Meter pescante Casing-Pach y T.R. de reemplazo, conectar el mismo.
- Efectuar prueba hidráulica.
- Cementar.

T.R. desprendida (Traslapándose).

Si se detecta una anomalía de T.R. desprendida a una mayor profundidad (T.R. traslapada), abandonar el intervalo para desviarlo o correr el equipo.

Materiales y herramientas necesarios para la introducción de T.R.

Materiales

- Grasa para T.R.
- Cemento.
- Aditivos.
- Agua necesaria

Herramientas

- Tramos necesarios de T.R.
- Collarín de arrastre.
- Araña.
- Elevador de tope.
- Elevador de cuñas.
- Base para araña (media luna)
- Elevador de araña.
- Cabeza de circulación.
- Botella de 4” a 2” para manguera auxiliar de desplazamiento.
- Tapón limpiador de diafragma.
- Tapón sólido desplazador de cemento.
- Cabeza de cementación completa.
- Rams de arietes de acuerdo al diámetro de la TR.
- Unidad de potencia (llave varco o eckel)
- Computadora de apriete.
- Combinaciones apropiadas.
- Unidad de alta presión.
- Limpiar y revisar condiciones de cuerda.
- Enroscar a mano la zapata

CAPITULO 12

CEMENTACIONES.

Las operaciones de cementación en perforación y mantenimiento a pozos se dividen en:

- Cementación primaria.
- Cementación a presión.
- Tapones de cemento:

  a.- Tapón de cemento por circulación.

  b.- Tapón de cemento por desplazamiento.

Cementación a presión:

Esta operación se efectúa con cementadores anclados en la T.R. o bien con la T.P. franca, inyectándose cemento a presión a través de disparos o roturas de T.R.

Sus principales aplicaciones son:

1.- Aislar zonas productoras (agua salada-aceite y agua salada-gas).
2.- Obturar intervalos.
3.- Corregir cementaciones primarias.
4.- Abandono de pozos.
5.- Efectuar sello en zonas con pérdida de circulación.

Tapones de cemento:

a.- *Tapón de cemento por circulación***.-** Se coloca cuando sabemos que la presión de fondo, en el intervalo abierto, es tal que soporta la presión hidrostática ejercida por la lechada de cemento y el fluido de control desplazante. Así como también la presión de bombeo, generada en la superficie para colocarlo y desplazar inverso el excedente de la lechada de cemento.

b.- *Tapón de cemento por desplazamiento.-* Se utiliza cuando de antemano sabemos que la presión de fondo es baja en el intervalo abierto, y debido a esto, no es posible circular el fluido de control a la superficie.

Los objetivos que se persiguen con la aplicación de un tapón de cemento, son:

- Aislar intervalos.
- Abandonar pozos.
- Fijar pescados.
- Punto de apoyo para abrir ventanas ó side track.
- Corregir anomalías en la T.R.
- Protección en el cambio de cabezales.

Preparación para una cementación.

Cementación primaria (check list).

a.- Verificar que haya en presas el suficiente lodo para desplazar la lechada.
b.- Verificar el suministro de agua que sea lo suficiente para preparar la lechada.
c.- Si se trata de una cementación donde se va a manejar grandes volúmenes de lechada, debe contar con los dos laboratorios, rendimientos de lodo y dos necesarios para prepararla y tiempos bombéables.
d.- Si se instala un tanque estacionario para bombear agua, verificar su llenado con anticipación y verificar que no tenga fugas.
e.- Verificar que las líneas para suministro de lodo para desplazar la lechada no estén tapadas por asentamientos de material químico (barita).
f.- Verificar la existencia de otros fluidos en caso de que se requiera.
g.- Verificar que la unión de enlace entra en la cabeza de cementar sea de la misma medida de la T.R. y que la rosca se compatible y en buen estado.
h.-Revisar que las bombas del lodo del equipo estén en óptimas condiciones de operación.
i.- Contar con tablas de información técnica de las bombas a utilizar (duplex o triplex).

j.- Revisado de manómetros, localizador de peso y consola de control.

k.- Revisión del sistema de comunicación y voceo del equipo.

l.- Asegurar buena iluminación en áreas de presas principalmente la del retorno de fluidos en temblorina.

m.-Tener la bitácora en orden donde se haya registrado las medidas, grados y pesos de las tuberías de revestimiento al introducir.

n.- Verificar que estas tuberías estén bien estibadas y ordenadas en las rampas, de acuerdo a su libraje grados y pesos y medidas para su introducción en el pozo.

o.- Verificar que la nomenclatura de las franjas pintadas en la T.R. coincidan con el orden de la introducción de las mismas, medir en forma selectiva la tubería que esta colocada en la parte superior de la rampa (del extremo de cople al primer hilo del piñón cortejando los datos asentados en la bitácora.

p.- Verificar que las roscas de las cuerdas de los piñones y cajas de la T.R. estén previamente engrasados con sus protectores de vinil (no metálicos) colocados en forma correcta.

q.- Contar con una presa para recibir fluidos excedentes de la lechada y evitar la contaminación del lodo en presas.

r.- Contar con el servicio de transporte de los desechos de estos fluidos para desechar en locaciones autorizadas.

s.- Contar con los accesorios requeridos para estar pesando la densidad de la lechada, en buen estado.

t.- Evitar el deterioro de fluidos de desecho que contengan sustancias radioactivas o dañinas para la salud.

Procedimiento para la cementación de una T.R. y de de una T.R. corta (liner).

La preparación y los procedimientos para cementar una T.R. (intermedia) y de una T.R. corta (liner) son:

1.- Tener la profundidad programada.

2.- Solicitar cemento y la unidad cementadora, con 4 horas de anticipación.

3.- Hacer preparativos para meter T.R.

4.- Acondicionar lodo para meter T.R. sin problemas.

5.- Efectuar viaje corto a la zapata y circular un ciclo completo.

6.- Solicitar material para T.R. (según diámetro).

7.- Preparar andamio (medio changuero) ó chancero de alinear T.R.

8.- Confirmar unidad y cemento a la hora indicada.

9.- Cerciorarse que haya suficiente agua para la operación.

10.- Desconectar manguera del stand pipe e instalar maclach.

11.- Meter T.R.

12.- Instalar unidad cementadora en cuanto llegue.

13.- Hacer las circulaciones y el movimiento verticales, según programa.

14.- Revisar la cabeza de cementación.

15.- Preparar los dispersantes a usar.

16.- Terminada la última circulada, soltar el tapón diafragma.

17.- Bombear:

- **a.-** Dispersantes.
- **b.-** Colchón de agua (según programa).
- **c.-** Lechada, verificando su densidad.

18.- Soltar tapón ciego y desplazar con lodo, usando la bomba del equipo o la unidad de alta.

19.- Llegando el tapón al cople, suspender la operación.

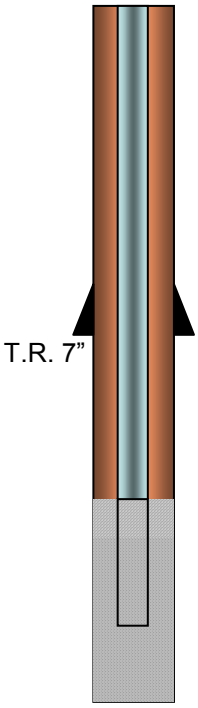
20.- Descargar presión a cero.

21.- Cerrar la válvula de la cabeza de cementación.

Volumen y tiempo para desplazar un tapón.

El volumen y el tiempo para desplazar un tapón por circulación, está en relación de la profundidad de la cima del tapón, así como el diámetro de la T.P. franca y la geometría del pozo.

Ejemplo:



Diámetro de barrena	5 $^{7}/_{8}$” 5.875
Tubería de perforación 3½” 13.3 lb/pie a	4 800 m
Diámetro interior de la T.P.	2.764
Longitud del tapón	200 m
Densidad de la lechada	1.90 gr/cm³
Rendimiento	38.7 lt/saco

Capacidad de agujero:

$(D^2) \times .5067 \qquad (5.875^2) \times .5067 = 17.48$ lt/m

Capacidad de T.P:

$(d^2) \times .5067 \qquad (2.764^2) \times .5067 = 3.87$ lt/m

Volumen del acero:

$0.1897 \times WTP = \quad 0.1897 \times 13.3 = 2.52$ lt/m

Capacidad anular:

Capacidad de agujero – (capacidad de T.P. + volumen del acero)

Ca = 17.48 – (3.87 + 2.52) = 11.09 lt/m

Relación espacio anular sobre T.P.:

$$\frac{\text{Capacidad agujero}}{\text{Capacidad de T.P.}} = \frac{17.48}{3.87} = 2.86 \text{ lt/m}$$

Volumen de lechada:
Capacidad de agujero x longitud del tapón = 17.48 x 200 = 3496 lt

Número de sacos de cemento:

$$\frac{\text{Volumen de lechada}}{\text{Rendimiento por saco}}$$

$$\frac{3,496}{38.7} = 90.3 \text{ sacos.}$$

Profundidad nivelada del cemento:

$$H = \frac{\text{Volumen de lechada}}{\text{Cap anular + Cap de TP}}$$

$$H = \frac{3,496}{11.09 + 3.87} = 233.6 \text{ m}$$

Volumen del primer bache separador:

Capacidad anular x 50

11.09 x 50 = 554 lt

Volumen del segundo bache separador:

Capacidad de T.P. x 50

x 50 = 193.5 lt

Primer bache = segundo bache por relación:

193.5 x 2.86 = 554 lt

Cima del segundo bache:

Profundidad – (Longitud del tapón + 50)

4,800 – (200 + 50) = 4,550 m

Volumen de lodo para desplazar:

(Capacidad de T.P. x cima del segundo bache) + cap. de líneas superficiales

(3.87 x 4550) + 200 = 17,809 lt = 112 barriles

Programa de operación.

- Meter T.P. franca a 4,800 m.
- Instalar unidad de alta y probar líneas.
- Efectuar junta de seguridad.
- Bombear el primer bache separador y verificar circulación 554 lt = 3.5 bl.
- Bombear lechada de cemento 3,496 lt = 21.9 bl.
- Bombear segundo bache separador 193.5 lt = 1.2 bl.
- Desplazar con 17,806 lt de lodo = 112 bl.
- Levantar 12 triple de T.P.
- Circular un ciclo completo para lavar la T.P. verificando en el vibrador si se circulo algún puente de cemento.
- Sacar a la superficie y esperar fraguado.

Problemas más frecuentes y como prevenirlos.

1.- Pér*dida parcial y pérdida total de circulación.-* Si es pérdida parcial, es recomendable bajar el gasto de bombeo para reducir la presión; ahora, si la pérdida es total,

2.- *Al desplazar la lechada.-* que el exceso de cemento caiga en la presa de asentamiento, dejar en la descarga de la línea de flote, a un elemento de la cuadrilla para estar pendiente, y cuando salga el cemento, que se descargue en el contenedor de recortes.

3.- *Descontrol del pozo.-* efectuar procedimiento de cierre de preventores.

CAPITULO 13

PEGADURAS DE TUBERÍAS.

TIPOS Y CAUSAS DE LAS PEGADURAS.

Las pegaduras de tuberías más comunes en las operaciones de perforación, son:

- Pegaduras en arenas.
- Pegaduras con lodos, asentamiento, (precipitación) en el espacio anular.
- Pegaduras en ojos de llaves.
- Pegaduras por presión diferencial.
- Pegaduras mecánicas en empacadores y sartas múltiples.
- Pegaduras en pozos con cavernas.

Causas:

La pegadura en arenas en tuberías de producción.- Es causada por una falla en la T.R. o a través del empacador, permitiendo que el espacio anular se llene con arena atrapando la tubería. La tubería de perforación puede ser atrapada al perforar cuerpos de arena que se atraviesan con mucha rapidez y no tener el rango de limpieza y circulación adecuado.

Las pegaduras con lodos.- Generalmente se presentan en agujeros entubados, y agujeros abiertos las causas que provocan este tipo de pegaduras son; por precipitación de sólidos por ruptura de emulsión en lodos base aceite, en lodos base agua por contaminación al rebajar cemento, yeso, domos salinos, aumentando la reología de los lodos (alta viscosidad, gelatinosidad y enjarre grueso).

Las pegaduras en ojo de llaves.- Ocurren en agujeros direccionales o (torcidos), debido a que la tubería de perforación genera una ranura en el lado bajo del agujero, en el radio de la pata de perro.

Las pegaduras por presión diferencia.-. Este término, se refiere a una condición de tubería pegada, que ocurre cuando la sarta se pone en contacto con una formación

permeable expuesta en el agujero y cuando la sarta se deja estática sin circulación y rotación durante determinado tiempo. Esto sucede por que la presión hidrostática de la columna del lodo es mucho mayor que la presión de formación.

Las pegaduras por fallas mecánicas.- Ocurren durante la introducción de un empacador cuando se ancla a una profundidad no deseada, por tubería de revestimiento colapsada. También recuperar el empacador si este está atrapado por sedimentos aportados por la formación, otra causa de pegadura sucede al estar bajando aparejos de doble sarta.

Las pegaduras en pozos con cavernas.- Ocurren cuando se utilizan fluidos aireados la mayoría de las veces estos fluidos provocan una inestabilidad en las paredes del agujero provocando derrumbes y atrapamientos de la sarta.

Como identificar y soluciones para cada causa.

Determinar la cantidad de tubería libre a través del método analítico, si al repetir este durante tres o más ocasiones los parámetros son erróneos, este es un indicativo de que la **pegadura es en arena**.

Al estar operando con la unidad de punto libre y notar qué a determinada profundidad nos da cierto porcentaje de tubería atrapada y posteriormente a mayor profundidad nos da un parámetro de tubería libre este será otro indicativo de que el atrapamiento es por arenas.

Debido a lo anterior es recomendable que la determinación del punto libre se realice al jalón máximo permisible de la T.P. Correspondiente, esto permitirá que las juntas sean tensionadas contra la arena y restrinjan el movimiento de la tubería, obteniendo parámetros verdaderos de punto libre.

Cuando una pegadura es por **ruptura de emulsión** se detectara en las condiciones de lodo al notarse en la superficie la separación de la fase liquida y sólida, y cuando es provocada por lodo base agua contaminado, se reflejara al observar en la superficie lodo floculado (como pasta de dientes; alta gelatinosidad y viscosidad).

En este tipo de pegaduras la detección del punto libre es más difícil por lo cual se recomienda efectuar lecturas por torsión en lugar de elongación debido a que las

lecturas por torsión son más confiables, ya que al rotar la sarta el punto de cedencia se rompe.

Al perforar formaciones deleznables, como lutitas, puede haber derrumbes de las paredes del pozo y atrapar la T.P debido a que el lodo no tiene la densidad adecuada (falta de peso), el filtrado demasiado alto y un enjarre sin consistencia (grueso y quebradizo).

Al perforar lutitas hidrófilas con lodos base agua y de alto filtrado, provocan hidratación de la formación, por tal motivo el agujero se cierra y atrapa a la tubería, lo que es conveniente usar lodos con inhibidores de hidratación (sales de Cl de potasio al 3%). En caso de persistir el problema, es recomendable hacer cambio de base al lodo por lodos base aceite, que no hidrata a la formación, y de acuerdo con su contenido de sales (Cl Na y Cl Ca) en la relación acuosa, permiten la deshidratación de la formación por el efecto de la Ley de osmosis (donde líquidos de mayor salinidad, atraen a líquidos de menor salinidad), dando como resultados agujeros más estables.

La pegadura en ojo de llave.- Por lo regular se ocasiona cuando se perfora un pozo direccional o hay indicios en agujeros verticales de que esta torcido (pata de perro) estas anomalías se forman en los cambios de formación de suave a dura.

En estos casos la tubería siempre tiene movimientos cortos hacia arriba y hacia abajo, pero no es posible pasar una junta o un Lastrabarrena a través del ojo de llave. En esta situación la tubería debe ser trabajada por encima del peso normal para obtener un parámetro de punto libre.

Cuando la tubería esta viajando hacia abajo, por lo regular en la mayoría de los casos, no se detecta ninguna dificultad al pasar a través del ojo de llave ya que la misma se cuelga hacia la parte baja del agujero, presentando una ligera resistencia, mostrándonos el inicio de la anomalía o desviación.

Cuando se tiene la seguridad de que se formo una “pata de perro”, existe la probabilidad de que se forme un ojo de llave, mas en formaciones blandas o en formaciones duras pero arcillosas, para estos casos es recomendable agregar un limpiador de asiento de chaveta estándar de clutch sencillo o doble sobre los lastra barrenas. Esta herramienta (camisa), cuando más deberá ser un octavo de pulgada

más grande que la junta de la tubería o lastra barrenas, esto con el fin de ampliar y conformar el paso a través del ojo de llave.

Siempre se presenta el problema, cuando la tubería esta viajando hacia arriba, llegando al extremo de que ya no pasaran las juntas o los lastrabarrenas, si se trae el limpiador de asiento de chaveta, se recomienda utilizar de una a dos toneladas de tensión y rotación, par ir conformando hacia arriba la zona del ojo de llave.

Cuando no se trae el limpiador asiento de chaveta, es recomendable durante la perforación, colocar una junta de seguridad y un martillo hidromecánico de doble acción, esto con el fin de solucionar el problema cuando se presente, ya que en la mayoría de los casos cuando se presenta el problema de fricción, los perforadores y encargados, continúan jalando la tubería tratando de pasar, ocasionando una pegadura por acuñamiento.

Cuando esto se presente después de golpear hacia arriba, y notar que no hay avance en la liberación de la tubería se debe de golpear hacia abajo, liberar la tubería, meter al fondo del pozo, cargar peso sobre la junta de seguridad (Bumper Safety Joint), soltar a la izquierda, dejar los lastrabarrenas en el fondo, sacar la tubería, rimar, conformar o ampliar el ojo de llave y recuperar el pez.

Pegadura por presión diferencial.-

- El peso del lodo no tiene que ser alto para que se presente la pegadura por presión diferencial, la presión hidrotatica, solo tiene que ser significativamente mayor que la presión de formación y el lodo contener suficientes sólidos para formar un enjarre.
- Las respuestas de las siguientes preguntas pueden ayudar a determinarse ha ocurrido una pegadura por presión diferencial. Si las respuestas a estas preguntas son afirmativas, probablemente la tubería esta pegada por presión diferencial.

¿Se pego la tubería después de permanecer sin movimiento en el agujero?

¿Puede romperse circulación y continuar esta a la presión normal?

¿Existe una formación permeable descubierta por arriba de la barrena?

¿Esta el agujero limpio y relativamente en buenas condiciones?

- *La pegadura por presión diferencial*.- Puede intensificarse con el paso del tiempo con el aumento en el espesor de enjarre. Debe tomarse la acción adecuada inmediatamente después de que se pegue la tubería, existe mayor oportunidad de romper el enjarre de lodo con rotación que con la tensión de la tubería.
- Debe bombearse un bache de fluido base aceite en el espacio anular frente al punto de pegadura. Si no se conoce la profundidad de la formación permeable, puede correrse un registro de rayos gama para determinar donde está.

Nota.- Se puede intentar como ultimo recurso antes de lavar (o de bombear el bache inclusive), bombear un fluido por la T.P. en forma de bache, y una vez descompensadas las columnas por este bache, bombearlo paulatinamente, hasta que la presión en el espacio anular, baje lo suficiente para disminuir la presión diferencial.

Pegaduras mecánica.- (En un empacador u otro aparejo de fondo), este tipo de pegadura es muy fácilmente reconocido; y en un agujero recto, el punto libre y la desconexión no requiere técnicas o procedimientos especiales.

Pegadura mecánica en sartas múltiples.- Esta situación ocurre, cuando las sartas de tubería de producción se entre lazan conforme bajan en el agujero.

1.- En esta situación, habrá considerable arrastre en la tubería; por lo tanto, usted tendrá que levantar bien por encima de su peso la tubería, y recargar la misma cantidad por debajo de su peso para abrir y cerrar el detector magnético.

2.- Normalmente tendrá que recargar la misma cantidad por debajo del peso de la tubería antes de desconectar.

3.- El corte químico o térmico de la tubería, sería probablemente el método mas práctico para recuperarla, debido a que en muchos casos, es muy difícil trasmitir la torsión hacia abajo del agujero.

Pozos con cavernas.- Las pegaduras pueden ocurrir por diversas razones pero la recuperación de la tubería es, en la mayor parte de los casos, un trabajo simple de punto libre y desconexión sin técnicas y procedimientos especiales, pero de lo que sí hay que prever es que, la desconexión no debe ser frente a la caverna, se corre el

riesgo de perder la boca del pez, en estos casos procure siempre tener un registro de rayos gama.

Detección del punto libre.

Para obtener un punto libre estimado; calcule el peso de la sarta, incluyendo el peso del "block". Y si el pozo esta torcido o es direccional incluya el arrastre hacia arriba. Levante la tubería hasta este peso.
Haga una marca sobre la tubería a la altura de la mesa rotaría. Tensione en base a la siguiente tabla, haga otra marca, mida la distancia entre ambas marcas. Esta le dará un valor de 3½" de elongación por cada 1000 pies de tubería libre.

Pies de tubería libre = (No. De pulgadas de elongación entre 3½") x 1,000.

Otro método para obtener un punto libre estimado, sería el uso de gráficas. Para usar este método, debe ser calculado el peso de la sarta, incluyendo el block. Levante la tubería hasta este peso. Ponga una marca sobre la tubería a la altura de la rotaria. Luego tensione cualquier número deseado de libras (toneladas), sobre su peso. Ponga otra marca sobre la tubería a la altura de la rotaria.
Mida el número de pulgadas hasta el jalón en libras (toneladas), usado para conseguirlas, y lea desde esta línea la longitud en pies en la columna izquierda para determinar el punto libre estimado.

Los resultados obtenidos de elongación serán igual.
A tres y media pulgadas por cada 1000 pies de tub. libre.

Diámetro de tubería		lbs/pie	Req. a la tensión lbs.
1”	Tubing	1.80	4,000
1”	Tubing	2.25	5,000
1¼”	Tubing	2.40	5,500
1½”	Tubing	2.90	6,500
2 1/16”	Tubing	3.40	7,500
2 3/8”	Tubing	4.70	10,000
2 3/8”	Tubing	5.30	12,000
2 3/8”	Tubing	5.95	13,000
2 7/8”	Tubing	6.50	14,000
2 7/8”	Tubing	7.90	17,000
2 7/8”	Tubing	8.70	19,000
3½ “	Tubing	9.30	20,000
3½ “	Tubing	10.30	23,000
3½ “	Tubing	12.95	28,000
4”	Tubing	11.00	24,000
4”	Tubing	13.40	29,000
4½”	Tubing	12.75	28,000
4½”	Tubing	15.50	34,000
4½”	Tubing	19.20	42,000
2 3/8”	Drill Pipe	6.65	15,000
2 7/8”	Drill Pipe	10.40	23,000
3½”	Drill Pipe	13.30	30,000
3½”	Drill Pipe	15.50	34,000
4½”	Drill Pipe	16.60	36,000
5”	Drill Pipe	19.50	43,000
5”	Drill Pipe	25.60	55,000
5”	Casing	15.00	33,000
5½”	Casing	17.00	38,000
6 5/8”	Casing	24.00	53,000
7”	Casing	35.00	77,000
7 5/8”	Casing	29.70	66,000
8 5/8”	Casing	40.00	88,000
9 5/8”	Casing	43.50	96,000
10¾”	Casing	45.50	100,000

Cálculo de baches para pegaduras por presión diferencial.

Secuencia operativa para colocar un bache en pegaduras por presión diferencial.

- Determinar la profundidad aproximada a la cual esta pegada la tubería.
- Calcular volumen del bache requerido.
- Solicitar unidad de alta y aditivos para preparar bache.
- Colocar el bache en el intervalo determinado (usar lodo para desplazarlo).

Al terminar la operación checar que no haya flujo en la T.P. con la cuál se sabrá si quedaron balanceadas las columnas dentro y fuera de ésta.

Ejemplo:

Profundidad.- = 3,000 M.

Tubería libre.- = 2,806 m.

Intervalo pegado 194 m.

Dejar el Bache 50 m. arriba de la pegadura.

Descripción del pescado:

Bna. $8^{5}/_{8}$" y 12 D.C. 6¼" = 114 m. diam. int. 2¼"

T.P. 4½ X 95 16.6 Lb/pie = 80 m. diam. int. 3.826"

Datos requeridos:

Calcular capacidad anular entre agujero y lastrabarrenas

$(D^{2} - d^{2}) \times 0.5067 = 17.90$ lt/m.

Calcular capacidad anular entre agujero y T.P.

$(D^{2} - d^{2}) \times 0.5067 = 27.43$ l/m.

Calcular capacidad interior de la T.P.

$(d^{2}) \times 0.5067 = 7.4$ l/m.

Calcular capacidad interior de las lastrabarrenas.

$(d^{2}) \times 0.5067 = 2.56$ lt/m.

Volumen requerido para el bache en las lastrabarrenas.

114 x 24.96 = 2332.4 lt.

Volumen requerido para el bache en la TP.

80 + 50 = 130 m. x 34.84 l/m. = 4,529 lt.

7,372 lt.

Volumen de lodo para desplazar el bache.

Profundidad total – longitud a cubrir = 3000 m. – 244 m. = 2,756 m.

2,756 m. x 7.4 l/m. = 20,422 lt. de lodo.

Procedimiento para String–Shot.

Al efectuar la operación de String-Shot, se deberán realizar los siguientes procedimientos en coordinación con el Inspector técnico, perforador, personal de disparos y personal de la cuadrilla, tomando en consideración todas las medidas de seguridad, debido al riesgo de dicha operación:

a.- Al colocar en el peso de la T.P. libre, ponga una marca a nivel de la rotaria, y refiérase siempre a ésta para efectuar el disparo.

b.- Si al pegarse la tubería, quedó la flecha dentro del pozo, desconecte ésta cargando el peso de la sarta dejando únicamente sobre el gancho el peso de dicha flecha. Aplique torsión a la izquierda hasta que desconecte.

c.- Conectar una madrina a un tramo corto de tubería para que ésta quede 2 ó 3 m. arriba del nivel de la rotaria, y colocar una válvula de control (válvula de pié.)

d.- Torsión, antes de dar torsión a la izquierda, siempre asegúrese que la tubería este bien apretada, para evitar que se desenrosque en otro punto. Siempre dé más torsión a la derecha de la que se aplique a la izquierda. Al colocar la llave de aguante coloque el torquimetro para tener las libras pie como referencia en el manómetro.

e.- Nunca cubra más de una junta con primacord, se pueden dejar dos pescados en el pozo.

f.- Procure no efectuar string-shot frente a sustitutos cortos

g.- Al aplicar torsión a la T.P. es conveniente amarrar juntas las asas de las cuñas.

h.- Coloque el seguro del gancho en la polea viajera.

i.- Siempre deje un tramo libre cuando se efectúe el String-Shot para facilitar al lavar o entrar a pescar.

j.- No efectúe trabajos de soldadura eléctrica y pare las plantas de luz y el radio al preparar la mecha para los disparos.

Herramientas de pesca.

Dentro de las herramientas de pesca, existe una diversidad de ellas dependiendo de las características de la boca del pez, y las condiciones en que se encuentre éste dentro del agujero, siendo las más usuales:

1.- Enchufe de pesca derecho o izquierdo (Bowen S-70 y Bowen S-150)
2.- Enchufe rotatorio izquierdo (Houston Engineers)
3.- Tarrajas derechas o izquierdas.
4.- Machuelos derecho o izquierdo.
5.- Pin tap derecho o izquierdo.
6.- Juntas de seguridad derechas o izquierdas.
7.- Martillos mecánicos (sub. golpeador Bowen, sub. golpeador Houston Engineers, doble acción Mc.cullough, doble acción Dailey L-1).
8.- Martillos hidráulicos (H.E. tipo “TC”, Johnston tipo “FB”, Johnston tipo “T.R.”, Súper percusor (Bowen tipo “Z”).
9.- Aceleradores hidráulicos. (H.E. tipo “ACCD”, Bowen).
10.- Tramo curvo acondicionado.

Analisis de problemas más comunes y soluciones.

Sarta atrapada por	Causas	Recomendaciones
Derrumbe.	Falta de densidad.	Circular hasta limpiar agujero y aumentar densidad.
Falta de limpieza.	Gasto inadecuado.	Circular hasta descargar el espacio anular y ajustar al gasto requerido.
Por domo salino.	Densidad inadecuada.	Ajustar densidad y condiciones reologicas, aumentar la relacion aceite-agua en 90-10.
Pegadura por presion diferencial.	Sobredensidad.	Ajustar densidad, (colocando bache) Al lograr liberar sarta por cualquiera de las causas anteriores, mantener en movimiento la sarta de perforación.

CAPITULO 14

PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y BAJO BALANCE.

Conceptos de perforación direccional.

Con el uso de las técnicas de perforación direccional podemos hacer más económicas la producción de un pozo, además de proteger el medio ambiente sin nuevas localizaciones ni caminos de acceso por enunciar algunos de los beneficios de esta rama de la perforación.

Perforación direccional.

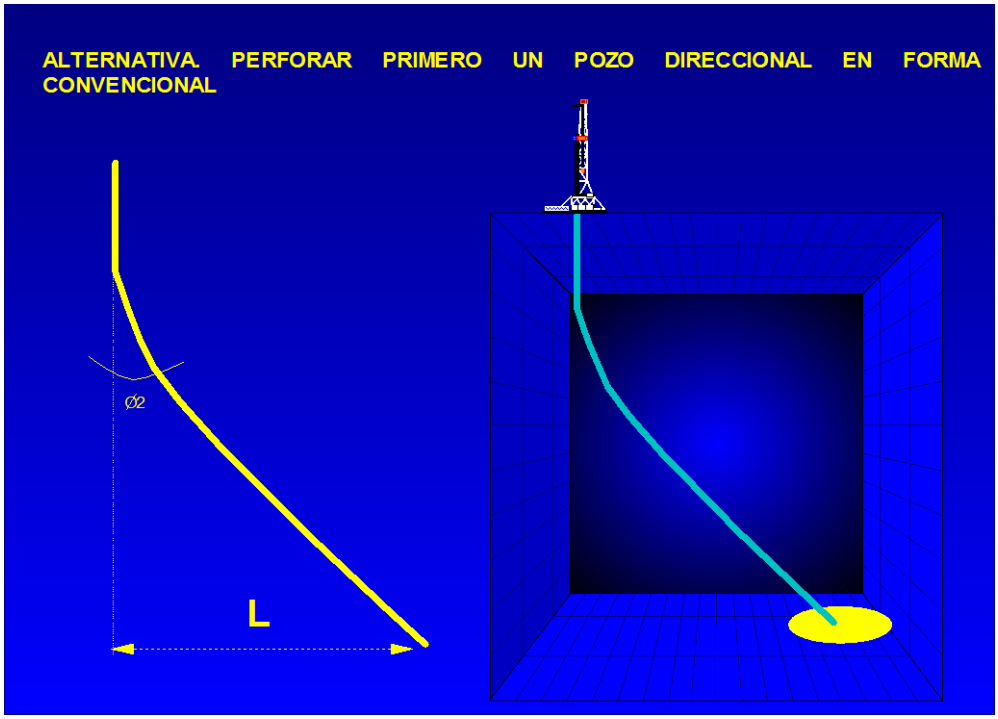
Es el proceso de dirigir un pozo en una trayectoria predeterminada para interceptar un objetivo localizado a determinada distancia de la localización superficial del equipo de perforación.
El control de la desviación es otro concepto que se relaciona con frecuencia con la perforación direccional, el cual se puede definir como el proceso de mantener al pozo dentro de algunos limites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

Aplicaciones típicas de la perforación controlada.

La perforación direccional de un pozo petrolero, ya se debió a problemas de perforación o a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones; esta ha ayudado a desarrollar proyectos muy importantes, tanto económicos como de yacimientos, lo que ha permitido un desarrollo muy importante en esta técnica y su práctica más común es en:

- Pozos múltiples desde una estructura (plataforma)
- Pozos de alivio
- Controlando pozos verticales
- Sidetrack (desviación)
- Localizaciones Inaccesibles

- Perforando fallas
- Perforando domos salinos
- Reentradas
- Perforación horizontal
- Perforación multilateral



En PEMEX fuertes aspectos ambientales, sociales y económicos han incrementado el uso de la perforación direccional. En algunos campos como son Luna, Samaria por ejemplo simplemente ya no es conveniente hacer localizaciones y caminos de acceso para cada pozo. Así como en las instalaciones marinas (plataformas) en tierra se han construido islas y macro peras desde la cuales se están perforando varios pozos esto no solo ha incrementado la actividad de la perforación direccional, sino que también los programas de trayectorias se están volviendo más complicados, aplicándose en situaciones o áreas donde no era común hacerlo por ejemplo, se están perforando pozos direccionales para desarrollo geotérmico, los cuales están perforados en granitos duros y en otras rocas ígneas y metamórficas, en la Región Sur utilizando esta técnica se llevo a cabo con éxito el redireccionamiento del pozo Sen 113 en formaciones compactas del cretácico.

A continuación se describe un breve procedimiento tanto de selección del tipo de trayectoria más conveniente para alcanzar el objetivo programada, como los trabajos previos y secuencia operativa de cada una de las trayectorias existentes.

Procedimiento de perforación direccional.

Planeación del proyecto direccional.

El primer paso en la planeación de cualquier proyecto direccional es diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar el objetivo puesto. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El segundo o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria del pozo, por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

1- Características de la estructura geológica.
2- Espaciamiento entre pozos.
3- Profundidad vertical.
4- Deslizamiento al objetivo.

Configuraciones básicas.

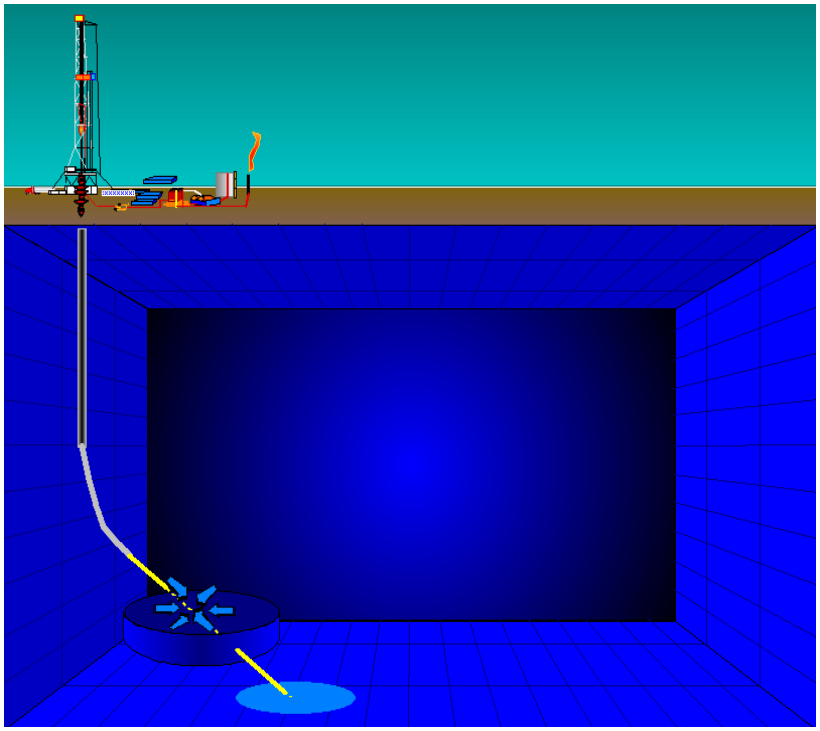
Un programa de perforación direccional bien concebido se basa en información geológica confiable, localización del objetivo, etc. Esta información se utiliza para determinar la configuración más adecuada para alcanzar el objetivo solicitado. La práctica nos indica que casi todos los pozos desviados caen en estas tres categorías siguientes:

Tipo No. 1.- El pozo de configuración tipo “slant” se planea de modo que la desviación inicial se obtenga de una profundidad somera o intermedia dependiendo de la longitud del desplazamiento total al objetivo.

Tipo No. 2.- El pozo de configuración en “S” o “S Modificada” se utiliza cuando se requiere atravesar de manera vertical los intervalos productores de un yacimiento, ya que se construye esta configuración en tres intervalos:

1. Al inicio se incrementa el ángulo de 0° al deseado.
2. Se mantiene el ángulo y rumbo.
3. Decremento de ángulo 0° (en tipo “S”) y decremento y mantiene un ángulo menor al que se construyo hasta alcanzar el objetivo (“S Modificada”).

Tipo No. 3.- El inicio de desviación se comienza lo más bajo posible de la superficie, alcanzando el ángulo máximo en la cima del objetivo, esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como. Atravesar fallas o domos salinos.



Configuraciones básicas.

Consideraciones para la selección del tipo de trayectoria.

Los parámetros necesarios para la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en que se realiza la perforación. De esta zona se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores.

Realizando un análisis de esta información, se debe considerar los siguientes factores:

Localización del equipo.

La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Se deberá aprovechar en la medida de lo posible la tendencia que presentan determinadas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo durante la perforación.

Profundidad vertical del objetivo.

Este dato no es posible modificarlo, ya que es función de la profundidad a la cual se encuentra la estructura productora.

Desplazamiento horizontal al objetivo.

Este valor es funcional de la localización superficial que tenga el equipo de perforación. Se supone que la localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto se considera como un dato fijo.

Profundidad de inicio de desviación (kop).

Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar, se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves a medias suaves. Puede considerarse que la profundidad de KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

Velocidad de incremento de ángulo.

Este valor nos determina la longitud a perforar para alcanzar el ángulo requerido para el proyecto, la velocidad de construcción dependerá del programa de tuberías de revestimiento así como del desplazamiento y profundidad vertical del objetivo.

Angulo máximo.

En el diseño direccional del ángulo máximo es un factor importante para estimar el tiempo de intervención y contemplar un programa de contingencia, que nos permita optimizar las operaciones.

En algunos casos existe un comportamiento especial dependiendo del ángulo máximo que se alcance, por ejemplo:

Perforar direccionalmente con ángulos menores de 17°, presenta variación constante de la dirección del pozo, lo que repercute en estar corrigiendo casi toda la trayectoria del pozo a perforar, con ángulos entre 18° a 33°, su comportamiento es muy estable, son fáciles de mantener sin variación suave. Perforar direccionalmente con ángulos mayores de 33°, a medida que el ángulo aumenta, presenta problemas de arrastre y de una limpieza deficiente, que mal tratados pueden ocasionar problemas mecánicos.

Diámetro del pozo.

El diámetro del pozo y consecuentemente el programa de tuberías de revestimiento son parámetros que dependen principalmente de la profundidad del objetivo, de las características de las formaciones a perforar. En pozos profundos donde a 4250 m, se usan barrenas de 12” ó bicéntricas de 10 $^{5}/_{8}$ x 12”, con fluidos de perforación hasta de 2.04 gr/cm^{3}, se presentan problemas de avances en los inicios de desviación con estos diámetros de agujero, debido a que son los intervalos en donde se desliza mas metros y que debido a las presiones que se reflejan se tienen restricción en gastos la RPM en barrenas se limitan.

Asentamiento de T.R.

El diseño de un pozo direccional debe considerar como mínimo que las tuberías de revestimiento se encuentran 25 metros arriba del inicio de desviación y de 20 a 50 metros debajo de haber alcanzado el ángulo máximo, esta consideración nos evita posibles problemas de desprendimientos de zapatas.

Cilindro de control.

Es el radio de control que se lleva durante la perforación de un pozo, normalmente esta influenciado por las profundidades a perforar así como por la capacidad del yacimiento, normalmente se manejan radios de 25 metros. Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

Consideraciones anticolisión.

La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual hoy día no es condición de plataformas marinas, ya que como se comento se tienen proyectos de localizaciones donde no solo se hacen varios pozos de una misma localización sino que inclusive con dos equipos perforando simultáneamente en la misma localización (macro peras) donde se tienen ya perforados y produciendo. La planeación anticolisión comienza con la toma de registros de desviación exacta del pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización (macro pera) o plataforma.

Los registros y los programas se utilizan para “mapear” el pozo propuesto con respecto a todos los existentes y a los propuestos. Estos mapas comúnmente llamados “arañas” muestran las proyecciones horizontales de cada pozo (conductor).

Estas arañas generalmente están construidas a una escala pequeña para proporcionar una vista general del campo, aunque también pueden construirse a una escala mayor para permitir realizar análisis detallados de una parte específica del campo. La araña puede ser utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con otros pozos.

Inicio de desviación.

Antes de iniciar la desviación de un pozo, es conveniente dar a conocer a toda persona involucrada en el desarrollo de las operaciones de una manera concisa y directa las áreas de riesgo así como las áreas de oportunidad con el objeto de mejorar rendimientos, abatir tiempos, agilizar tramites, prevenir posibles fallas y así mejorar los desempeños alcanzados en el campo. Por tal motivo se enuncian algunas de las más importantes consideraciones que se debería tener como procedimientos durante la desviación de un pozo, sin esto ser limitativo, ya que cada trabajo es único, más sin embargo se enumeraran las mínimas a considerar.

- Efectuar una reunión entre el supervisor y los contratistas seleccionados para la perforación del pozo, en ella deberán considerarse todos los aspectos contractuales y técnicos necesarios para el mejor desarrollo de las actividades
- De la reunión entre el supervisor y el contratista se programara por lo menos antes de iniciar la etapa direccional una reunión en la localización con el

personal operativo y cono tras compañías que deberán estar involucradas en la ejecución de los trabajos, por ejemplo: Coordinador, I.T.P., I.T.F., Control de sólidos, barrenas, etc. En esta reunión se dará a conocer a todas las personas involucradas del programa operativo direccional tentativo, en ella se tocaran como mínimo los tipos de herramientas (motores, M.W.D. etc.) las características de las bombas, precarga de las mismas, limitantes de presión, contenido de sólidos indeseables en el lodo.

- De la reunión en la localización se elaborara un programa direccional el cual servirá de patrón para el inicio de las operaciones.
- Al recibir las herramientas en localización estas deberán contar con certificado de inspección redactado por proveedor aceptado por P.E.P. Deberán ser recibidas por el desviador de la compañía asignado al proyecto, de acuerdo con el I.T.P. se colocarán en el lugar que éste asigne de acuerdo a su programa de uso.
- El desviador desde su llegada a la localización deberá checar que cuenta con las herramientas adecuadas para la ejecución de los trabajos.
- El desviador entregará al supervisor una lista completa de las herramientas y el personal que se encuentra en localización.
- El supervisor y el personal operativo, siempre se deberán de tener en cuenta la tasa de “construcción” del pozo así como su cilindro de control.
- Dependiendo de la longitud perforada y de la tasa de penetración se deberán programar viajes cortos al inicio de desviación verificando en todo momento el arrastre, deberá de cuidar no acuñarse en algún viaje por posibles ojos de llave en formaciones muy suaves, deberá de trabajar siempre la sarta hacia abajo. Circular y repasar (para arriba fuera posible) hasta dejar el pozo en condiciones. Por el contrario si al bajar se tuviera una resistencia se sacará el menos una lingada y se repasará tubo por tubo hasta dejar el pozo en condiciones.
- Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento de tubería de revestimiento (T.R.) se sacara la sarta a superficie dependerá del tipo de pozo y características del proyecto pero es recomendable en formaciones suaves hacer un viaje con barrena piloto antes de meter la T.R.

- Repasar el último tramo antes de llegar al fondo, esto con el objeto de eliminar un posible acuñamiento y dejar el pozo en condiciones para perforar en modo deslizado.
- Orientar la cara de la herramienta al rumbo programado, de ser necesario por alguna afectación magnética deberá de orientarse con equipo giroscópico.
- Perforar hasta el cambio de barrena, motor de fondo o vida útil de las baterías.
- Una vez alcanzado el ángulo máximo y la dirección objetiva se deberá de llevar el pozo lo más apegado al proyecto posible, esto será de común acuerdo con el supervisor y el personal operativo, siempre se deberá de tener en cuenta la tasa de “camino” del pozo así como su cilindro de control.
- Dependiendo de la longitud perforada y de la tasa de penetración se deberán programar viajes cortos al inicio de desviación verificando en todo momento el arrastre, deberá de cuidar no acuñarse en algún viaje por posible ojos de llave en formaciones muy suaves, deberá de trabajar siempre la sarta hacia abajo, circular y repasar (para arriba si fuera posible) hasta dejar el pozo en condiciones. Por el contrario si al bajar se tuviera una resistencia se sacara al menos una lingada y se pasará tubo por tubo hasta dejar el pozo en condiciones.
- Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento de T.R. se sacará la sarta a superficie dependerá del tipo de pozo y características del proyecto pero es recomendable en formaciones suaves hacer un viaje con barrena piloto antes de meter la T.R.

Equipo y herramientas utilizadas.

Sistemas M.W.D.

Desde hace algunas décadas, las compañías buscaron la manera de registrar las formaciones durante la perforación, aunque tecnológicamente era muy difícil fabricar herramientas que pudieran contrarrestar las difíciles condiciones de fondo y trasmitir información confiable. Diferentes métodos de transmisión fueron utilizados: electromagnéticos, acústicos, de pulsos, de modulación de pulsos, o cable y tubería. De todos los métodos de transmisión los de pulsos de presión y los de modulación de pulsos han evolucionado a sistemas comerciales actualmente utilizados por la comunidad de perforación direccional.

Los dos sistemas M.W.D. más comunes son el sistema de pulsos de presión y el de transmisión de pulsos modulados de presión.

El sistema M.W.D. utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma digital (binaria). Estos pulsos son conversitos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son codificados por una computadora.

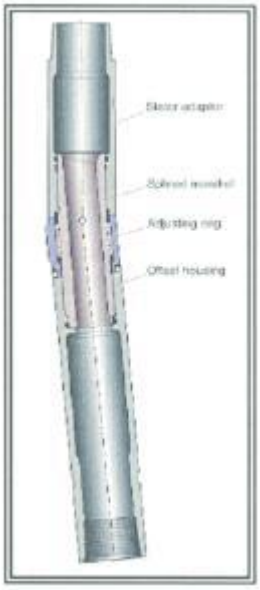
Existen diversas compañías que proporcionan este servicio a la industria petrolera en todo el mundo, siendo los sistemas más utilizados en la actualidad para el control direccional de los pozos.

Codos desviadores (bent sub).

Se corren en la parte superior de un motor de fondo y son elementos de tubería de doble piñón, en el cual se conecta de manera normal a la sarta a través de su extremo superior y el extremo inferior está maquinado con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo. Estos elementos le proporcionan el ángulo a la sarta para poder perforar, generalmente a bajos ritmos de incremento. Sólo pueden ser utilizados sin rotar (deslizando). Su uso ya no es común debido al advenimiento de los aparejos dirigibles.

Junta articulada.

A esta herramienta se el conoce también como unión articulada o rodilla mecánica. Este conjunto se basa en el principio de la unión universal, la parte puede girarse a un cierto ángulo de inclinación.



Junta articulada.

Motores de fondo.

Los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales.

Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo podemos mencionar los siguientes:

Proporcionan un mejor control de desviación.

Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria del pozo. Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación. Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.

Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación. Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

Arreglo de un motor
ble.

Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de los motores de fondo, reduce los riesgos de pescados, hacer óptima la perforación y en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación.

Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por si solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent sub.). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

Los motores de fondo pueden trabajar (en mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes. Aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reduce en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido pueden provocar daños por cavilación en el hule del estator.

El tipo de diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

Diámetro del agujero.

Programa hidráulico.

Angulo del agujero al comenzar la operación de desviación.

Accesorios (estabilizadores, lastrabarrenas, codos, etc.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

1. Tipo de fluido.
2. Altas temperaturas.
3. Caídas de presión en el motor.
4. Peso sobre barrena.
5. Tipo de formación.

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales. En la figura se muestra un diagrama de un motor dirigible, el cual es la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por tener la versatilidad de poder perforar tanto en el modo rotatorio, como deslizando.

Estos aparejos evitan la necesidad que se tenía en el pasado de realizar viajes con tubería para cambiar los aparejos de fondo. Ambos motores pueden dividirse en los siguientes componentes: conjunto de válvula de descarga o de paso, conjunto de etapas (rotor-estator, hélices parciales), conjunto de conexión, conjunto de cojinetes y flecha impulsora, unión sustituta de rotación para barrena.

En México se ha generalizando el uso de motores de fondo, utilizándose ya sea para iniciar la desviación en un pozo direccional o para corregir la trayectoria de un curso fuera de programa.

Control de desviación.

Actualmente, la principal aplicación del control de la desviación es limitar el ángulo de inclinación por razones tales como: mantener el agujero dentro de líneas territoriales o dentro de determinadas líneas de drene.
La práctica de alcanzar objetivos determinados se considera perforación direccional y no control de la desviación, aún cuando las inclinaciones y los desplazamientos sean pequeños.
Antes de la llegada de los motores de fondo y por lo tanto, de las sartas dirigibles, se utilizaban los llamados aparejos de fondo para controlar la trayectoria. Es decir, para incrementar, mantener o disminuir el ángulo de desviación. Por lo tanto, es conveniente mencionar los principios básicos que se utilizaban para diseñar un aparejo de fondo y sus principales configuraciones.

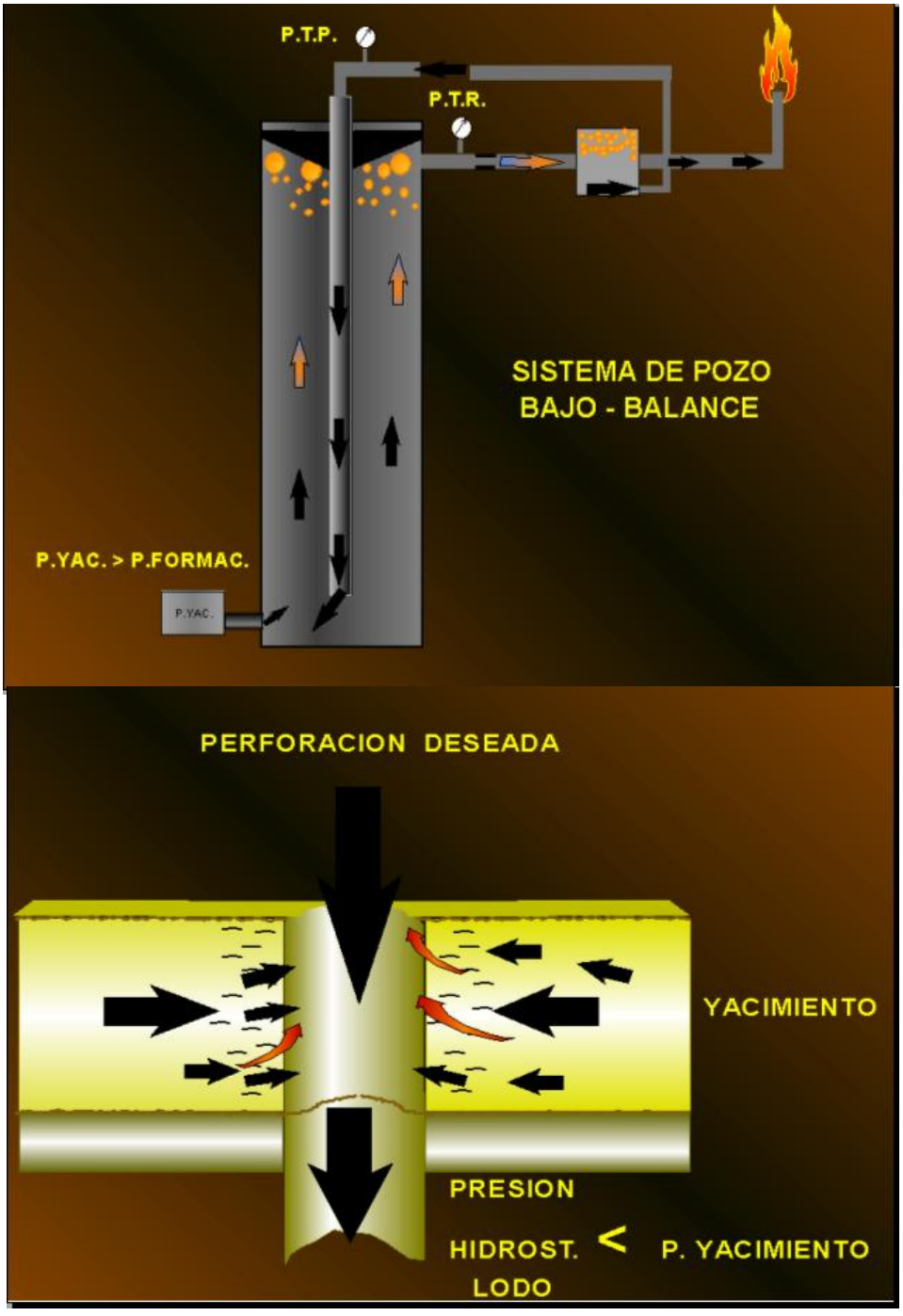
Conceptos de perforación bajo balance.

Con la finalidad de evitar que durante la perforación hayan perdidas totales de circulación, atrapamientos de sarta por empacamiento, pegaduras por presión diferencial, brotes, etc., se ha implementado una técnica que permite perforar con una presión hidrostática en el pozo, menor que la presión de formación. A la cual se le denomina PERFORACIÓN BAJO BALANCE (P.B.B.).
Esto ha disminuido considerablemente los costos y ha optimizado los tiempos de la perforación en yacimientos deprecionados.

Se tiene una operación bajo balance cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo

la entrada de fluidos de la formación al pozo que deben circularse y controlarse en la superficie.

La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables, aun cuando se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca.



Ejemplos de aplicación en la perforación bajo balance.

Hay dos ejemplos de aplicación, los cuales tienen diferencia en costo y son los siguientes:

1.- La densidad requerida puede alcanzarse con fluidos líquidos.

Cuando es posible utilizar líquidos para perforar bajo balance el más comercialmente viable es el diesel por su densidad (0.87 gr/cm^3).

En yacimientos calcáreos depresionados profundos con mínimo contenido de arcilla y con gradientes de presión menores a 0.7gr/cm^3, el uso de agua es la opción económicamente más factible.

2.- La densidad equivalente es tan baja que no puede lograrse con líquidos y es necesario aligerar un fluido base.

La perforación bajo balance requiere usar equipos adicionales que satisfagan la necesidad de manejo superficial de presión y manejo de volúmenes de líquido y gas tanto lo que se inyecta durante la perforación, como la que se obtenga del yacimiento como resultado de la condición bajo balance que se desee lograr.

En México se han aplicado las siguientes modalidades.

- Fluidos aligerados con nitrógeno y recuperación a presión atmosférica.
- Fluidos aligerados con nitrógeno y recuperación con separadores de vacío.
- Fluidos líquidos aplicando menor densidad que la requerida y recuperación a presión atmosférica.

Los fluidos circulantes en la perforación bajo balance deben reunir las siguientes características de densidad.

- Lubricación y acarreo de recortes.
- Evitar que se presente corrosión en los elementos tubulares dentro del pozo.
- Evitar inestabilidad química.
- Tener el menor costo posible.

Procedimiento de perforación bajo balance.

a.- Planear las operaciones para P.B.B. y aplicar las instrucciones.

b.- Sacar la sarta de perforación del pozo ó sacar mas o menos 2500, 2000 m. colgar la sarta en el preventor superior y válvula de pie cerrada.

c.- Desconectar la línea de flote y quitar la campana.

d.- Acondicionar la línea de flote con brida de 7 $^{1}/_{16}$" e instalar la cabeza rotatoria o preventor rotatoria.

e.- Realizar los siguientes cambios en la sarta de perforación.

f.- Instalar una válvula de contra presión en el porta barrena y otra en la siguiente conexión de un lastra barrena o estabilizador ó a criterio al termino de la herramienta en la T.P. en uso.

g.- Quitar los hules de la tubería en caso de tenerlos.

h.- Dejar en la herramienta máxima dos paradas y complementar con tubería extrapesada, en caso necesario intercalar un martillo.

i.- Utilizar estabilizadores integrales.

j.- Instalar el equipo para perforar bajo balance de acuerdo al diagrama de la figura 14.5.1, checar que no se registre presiones, recuperar sarta y sacar a la superficie.

k.- Quitar el cuerpo rotatorio de la cabeza rotatoria, de acuerdo al tipo o modelo.

l.- Meter el probador de copas.

m.- Instalar el cuerpo rotatorio (brida ciega).

n.- Probar la brida de enlace con los preventores, la válvula 7 **$^{1}/_{16}$"** y cabeza rotatoria con 3000 lb/pulg.^{2}, en éste caso, probar los preventores si se encuentra en el programa operativo.

o.- Quitar el cuerpo rotatorio.

p.- Sacar el probador de copas.

q.- Meter la barrena con la herramienta y tubería extra pesada.

r.- Continuar metiendo la sarta de perforación llenando la tubería y circulando 5 minutos cada 500 m. y evitar el efecto del pistón.

s.- Continuar metiendo tubería hasta la zapata.

t.- Conectar el tubo guía en la lingada a meter.

u.- Agregarle grasa al tubo guía y al ensamble rotatorio por introducir.

v.- Meter el ensamble rotatorio en el tubo hasta un metro (aproximado) arriba de la primera junta.

w.- Quitar el tubo guía.

x.- Conectar la lingada.

y.- Bajar la parte rotatoria, hasta la parte superior de la cabeza rotatoria.

z.- Meter la sarta de perforación con las siguientes recomendaciones:

aa.- Agregar grasa en la parte exterior del hombro de cada junta.

bb.- Bajar la sarta con el cuidado de no dañas los hules de la cabeza rotatoria.

cc.- Dejar la válvula abierta de 7 **$^{1}/_{16}$"** de la cabeza rotatoria para permitir el desplazamiento de fluido.

dd.- Meter tubería hasta tener la barrena en la zapata.

ee.- Colocar el ensamble de acuerdo al tipo de cabeza rotatoria, cerrar la válvula de 7 **$^{1}/_{16}$",** probar con circulación, a través del ensamble de estrangulación todo el equipo bajo balance. Si el pozo no manifiesta abrir nuevamente la válvula de 7 **$^{1}/_{16}$"** para permitir el desplazamiento del fluido.

ff.- Circular un ciclo completo verificando volúmenes de presa y densidad de entrada y salida.

gg.- Parar bombeo.

hh.- Cerrar el estrangulador hidráulico.

ii.- Observar la presión en el espacio anular.

jj.- ¿Cuál es la presión en el espacio anular?

kk.- Menor o igual a 700lb/pulg.^{2}.

ll.- Continuar con el punto 36.

mm.- Mayor de 700lb/pulg.2

nn.- Continuar con el punto 30.

oo.- Abrir el estrangulador y meter la bomba para continuar circulando, con la finalidad de verificar alguna anomalía de la circulación anterior.

pp.- Circular un ciclo completo de lodo con la densidad de trabajo, checando el comportamiento de las presiones, (cuando ya se tiene conocimiento ir llenando

la sarta con la densidad de trabajo y en la zapata instalar elemento de la cabeza rotatoria y aligerar l columna).

qq.- Para el bombeo y cerrar el pozo.

rr.- Observar la presión en el pozo.

ss.- ¿La presión es mayor de 700 lb/pulg.²?

tt.- **Si:** Continuar con el punto 35 **No:** Continuar con el siguiente punto.

uu.- Aumentar ligeramente la densidad de acuerdo a la presión por disminuir y continuar las operaciones hasta obtener la presión menor de 700 lb/pulg.2.

vv.- Continuar metiendo tubería hasta la profundidad total, controlando la presión en el espacio anular con el estrangulador variable (stripping con la cabeza rotatoria), purgando volumen de acero.

ww.- Perforar bajo balance (P.B.B.) controlando las presiones en el espacio anular y en T.P.

xx.- Monitorear la efectiva operación del sistema P.B.B.

yy.- Monitorear el nivel de las presas y la densidad de lodo de entrada, manejando el estrangulador permitiendo guardar 2 m^3. ó perder 2 m^3.

Procedimientos para sacar barrena el estar perforando bajo balance:

1.- Disminuir el gasto de la bomba o pare la misma cerrando el pozo, aumentar densidad de control en presa sin dejar de tener la sarta en movimiento.

2.- Circule con densidad de control bombeando capacidad de T.P. y agujero descubierto dejando la densidad de control unas 200 ó 300 m. arriba de la sarta.

3.- Saque barrena stripiando a la zapata llenando directo constantemente.

4.- Circule controlando pozo hasta emparejar columnas de lodo.

5.- Observe pozo que tenga escurrimiento.

6.- Elimine elemento de la cabeza rotatoria, observe pozo.

7.- Saque barrena observando pozo cada 500 m. Es recomendable que a mitad de la sacada circule un tiempo de atraso y valorizar el pozo.

Recomendaciones:

Si no sigue estos pasos y circula con densidad de control hasta la superficie corre el riesgo de que se le pegue la sarta por presión diferencial.

Equipo y herramientas utilizadas.

- Perforar rotando la sarta, viajar y controlar la presión en el espacio anular. Esto se consigue con el uso de cabezas o preventores rotatorios, siendo la presión a manejar el determinante para escoger uno u otro.

Cabeza rotatoria, preventor rotatorio y lubricador

- La de equipo superficial depende del yacimiento que se perfore, el grado de bajo balance que se pueda o se pretenda alcanzar, así como los gastos esperados de inyección y de salida tanto de líquidos, gases y sólidos, determinan su tipo y capacidad.

- Tiene que hacerse un balance económico entre el costo de los diferentes equipos disponibles en el mercado y los beneficios que se esperan alcanzar en el pozo partiendo del potencial productor del yacimiento.

Sistemas de separación de fases líquidos/gas/sólidos.

Sistema de separaciones abiertas a presión atmosférica.
Tienen las siguientes ventajas:

- Puede usarse en forma modular, es decir, instalar sólo una sección según la aplicación.
- Son de menor costo.
- Es compatible con equipo de sensores y recolección de datos.

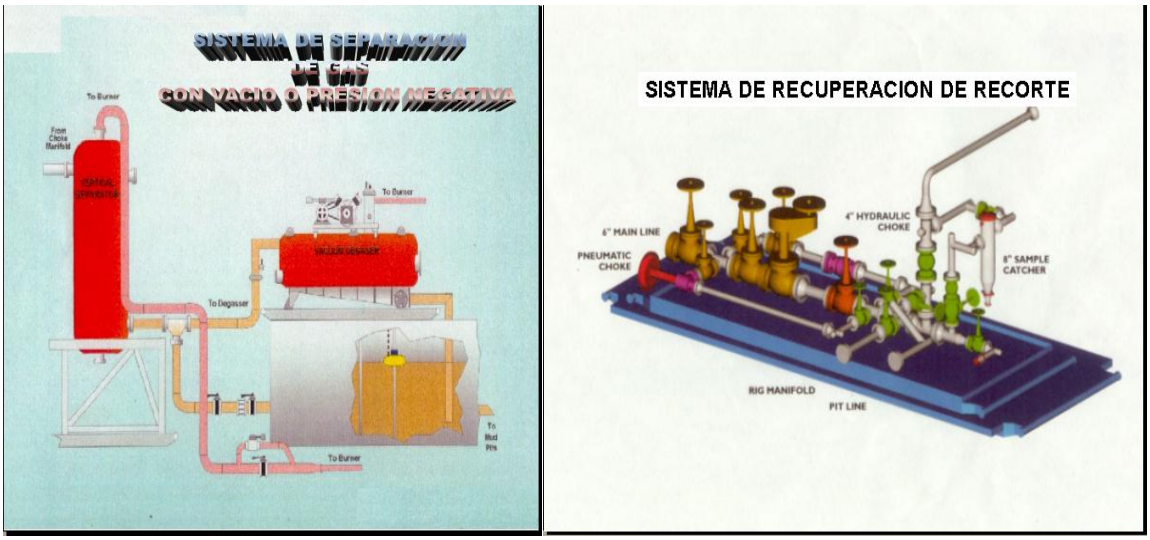
El equipo que los integra es:

1.- *Separador vertical de baja presión*.- Su capacidad varía entre 40 y 50 mil millones de pies cúbicos por día de gas y 30 - 40 mil barriles por día de aceite.

2.- *Separador fluido de perforación – hidrocarburo/recortes*.- Por el tipo de fluido esperado del yacimiento y el lodo usado para perforar es necesario un sistema de separación de desnatado por gravedad (Skimmer) integrado por 3 presas distribuidas como sigue: una de recepción, decantación y separación por desnatado del lodo y el aceite; otra de acumulación y bombeo de lodo hacia las presas del equipo y la tercera para captar y bombear aceite hacia el tanque vertical.

3.- *Separador de vacío.*- Cuando se tiene presencia de gases amargos y es necesario asegurar su remoción del lodo, Se requiere emplear separadores de vacío, los que también se deben utilizar cuando el lodo no permite una separación aceptable de gas por el efecto mecánico del separador atmosférico.

4.- *Separación de recortes.*- Esto ocurre por decantación en el separador vertical y son bombeados junto con el lodo hacia el eliminador de sólidos del equipo de perforación, mediante las bombas centrífugas de las presas, a través de una línea de 4”. Si ocurriera arrastre de sólidos por efecto de alto volumen de retorno se puede adaptar una línea de 2” en la línea de 8” que conduce el lodo al Skimmer



Sistema Skimmer o desnatador

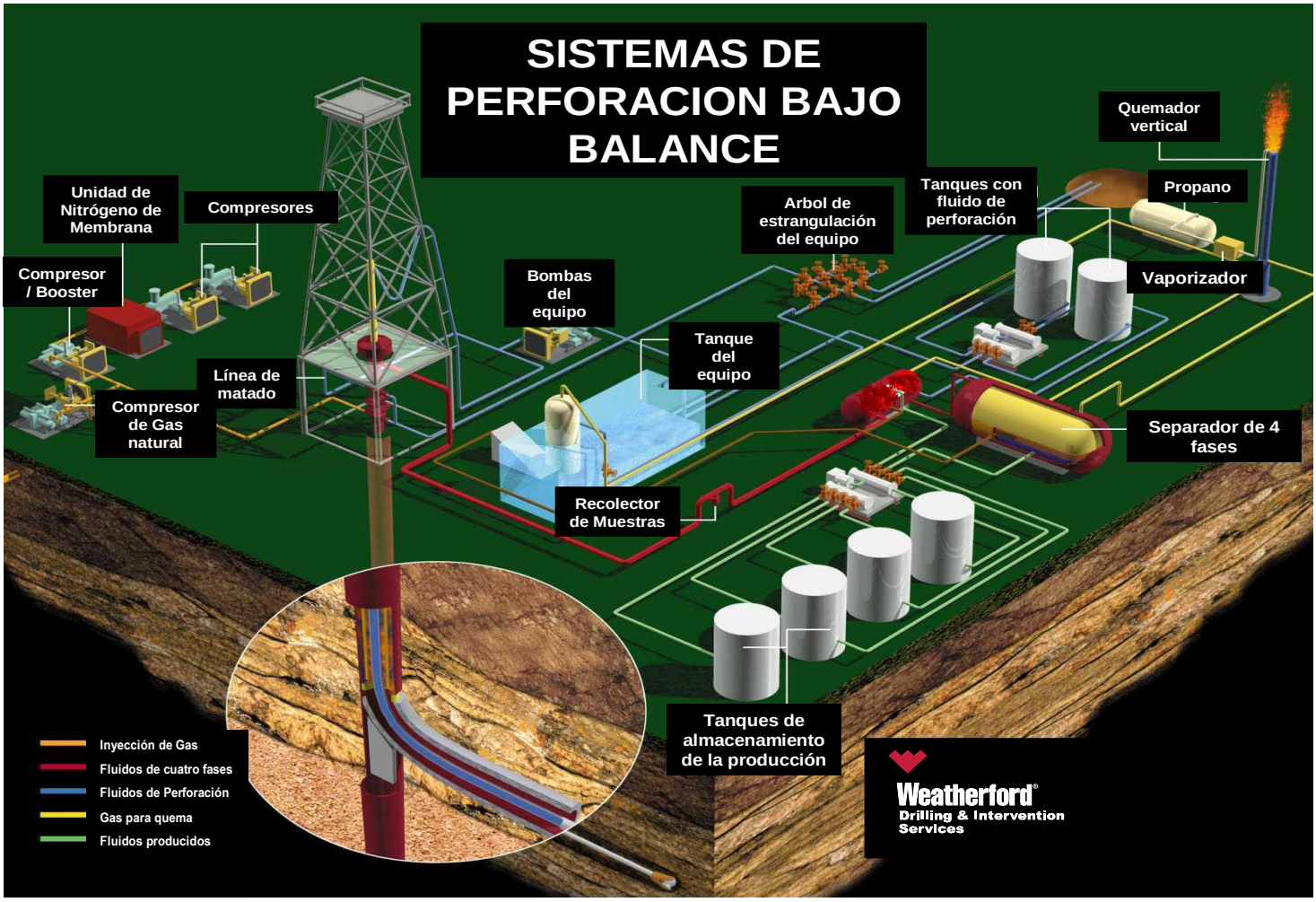


Diagrama esquemático del equipo

CAPITULO 15

CONOCIMIENTO BÁSICO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO-MECANICO

Conocimiento del sistema de POTENCIA E.M.D. y caterpillar.

Secuencia de inspección "una revolución".

"Una Revolución" se han hecho para rápidamente revisar los conjuntos de potencia desde la cámara de aire y minimizar la necesidad de girar manualmente el cigueñal. Las cartas muestran la verificación que puede realizarse en los conjuntos de potencia durante una revolución del cigueñal.

Seleccione la carta correspondiente al Núm. de cilindros del motor Diesel.

Los títulos en las cabeceras significan:

Grados del volante.- Situaci6n del volante de acuerdo a la marca específica requerida para la inspección.

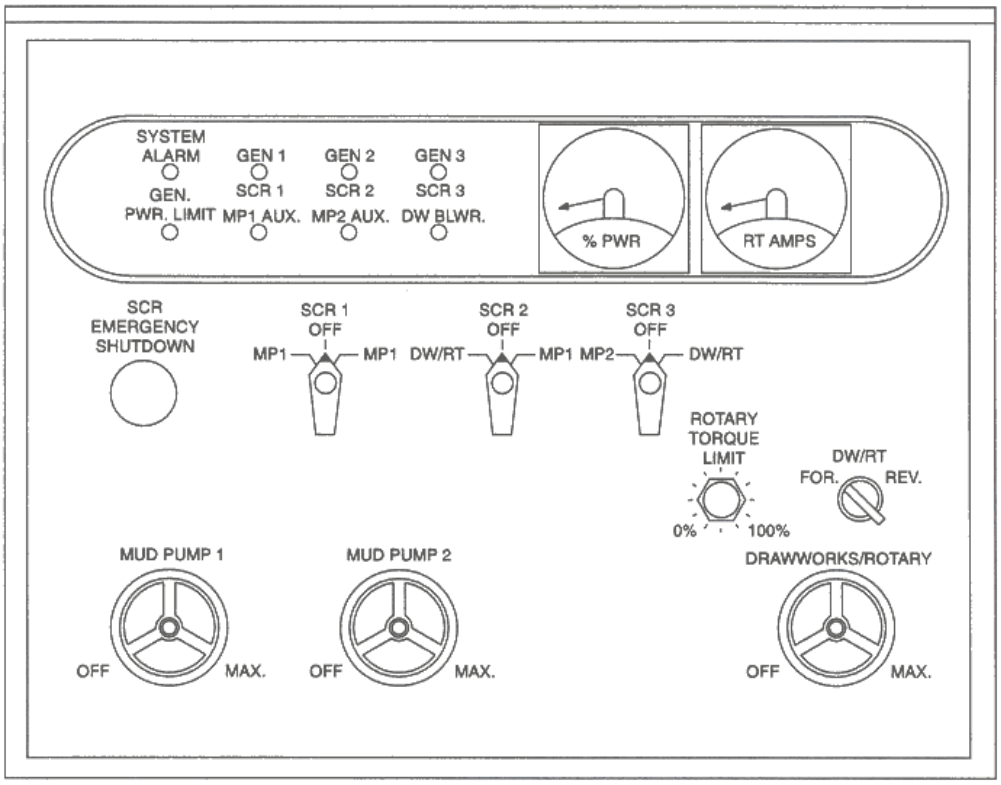
Ajuste inyector.- Indica el núm. del cilindro en el cual el inyector puede sincronizarse.
Anillo num. 1.- Indica el cilindro en el cual el anillo superior puede inspeccionarse.
Arriba (Up).- Indica que los anillos de compresión del cilindro en cuestión están moviéndose hacia arriba pasando las lumbreras y que pueden ser inspeccionados.
Abajo (DOWN).- Indica que los anillos de compresión del cilindro en cuestión están moviéndose hacia abajo pasando las lumbreras y que pueden ser inspeccionados.
Tubo enfriamiento piston.- Indica que el claro entre el tubo de enfriamiento del pistón y el porta-pistón permitirá usar el escantillón de alineamiento del tubo mencionado.
Piston.- Indica que la falda del pistón en cuestión puede revisarse a través de las lumbreras.
Cilindro.- Indica que el pistón del cilindro en cuestión está en el punto muerto inferior ó muy cerca de el, lo cual permitirá la revisión del cilindro a través de las lumbreras.

Cuarto de control y consola de perforación I.P.S, T.P.C. y ROSS-HILL.

Funciones de la consola de control de perforador.

La consola de control del perforador es la estación primordial del sistema de perforación SCR. Que le da al perforador control en la velocidad de las bombas de lodo; velocidad y dirección para el malacate principal; dirección y control del límite del torque de la mesa rotaria. El swich selector de asignamiento le permite al perforador asignar un SCR o cambiar a otro indistintamente. La consola prevé un indicador de los motores auxiliar de corriente alterna y también el sistema generador.

La consola que se muestra en la figura es la caja que esta hecha de acero inoxidable y protegida contra el agua. Todos los controles están montados en la puerta de enfrente con los indicadores localizados detrás de una ventana con cristal de seguridad. El cable entra desde debajo de la consola. La consola trae un tubo protector que puede ser usado para purgar con aire.



Consola de control circuitos de aceleración de manual y pie.

Hay dos aceleradores que se usan en la consola del operador. El acelerador manual es usado para seleccionar una velocidad constante desde su inicio hasta el final de operación. La velocidad es mantenida y debe ser manualmente movida de apagado encendido. El acelerador es considerado como parte de la consola del operador aun que este colocado sobre el piso de perforador, al alcance del perforador.

El indicador de porcentaje de potencia de la consola de perforador.

El porcentaje de potencia disponible como se muestra de 0-110%, de la capacidad de generación en línea que comienza a ser usada. Al 100% limite de potencia del generador indicando que el sistema SCR esta reduciendo su poder para prevenir un apagón del generador.

Operación normal, restablecimiento de un paro de emergencia a salidas de línea de maquinas.

Comportamiento del motor diesel.

Paro súbito.

1.- *El motor diesel fue parado.-* Verifíquese que la válvula de corte de combustible en emergencia ó el botón interruptor no haya sido activado. Antes de proceder con cualquiera de las siguientes etapas, verifique el tablero nunciador (Si está equipado con ello) para indicaciones de falla.

2.- *Se "boto"el mecanismo de sobrevelocidad.-* Verifique la posición de la palanca del mecanismo de sobrevelocidad. Si este ha actuado, véase la condición de la falla "Paro por exceso de velocidad".

3.- *Suministro inadecuado de combustible.*

a. Verifique el nivel de combustible en los tanques normal y diario de combustible.

b. Véase "Sistema de Combustible

4.- *Actuó el detector de presión en el carter.-* Véase la condición de falla "Paro por presión en el carter".

5.- *Actuó el detector de bajo nivel agua enfriamiento (si lo lleva*).- Véase la sección apropiada en el "sistema de en friamiento".

Nota.- A menudo en el momento del arranque vocasionalmente al paro, los botones de los dispositivos de protección del motor diesel pueden llegar a activarse por condiciones de presión diferenciales transitorias. Esto puede causar una falsa indicación de problemas en el motor durante los momentos rutinarios de arranque ó paro.

6.- Actuó el detector de aceite caliente (si lo lleva).- Vease la condición de falla “alta temperatura del aceite lubricante” en el sistema lubricador.

Preocupaciones.- Cuando el motor Diesel se para debido a la alta temperatura del lubricante espere 2 horas antes de intentar inspeccionarlo. Esto prevendrá la entrada de aire fresco que podría ocasionar la ignición del vapor de lubricante.

7.- Paro por baja presión de lubricantes.- Esta clase de paro lo indica ya sea un botón que se bota en el gobernador mostrando una franja de color ó también es indicado por una alarma, dependiendo la clase de instalación. En cualquier caso hágase lo siguiente:

a. Verifíquese que el paro no fue ocasionado por otro dispositivo protector. Los otros detectores funcionan por caída de presión de lubricante hacía el gobernador. Véase la posible causa apropiada.

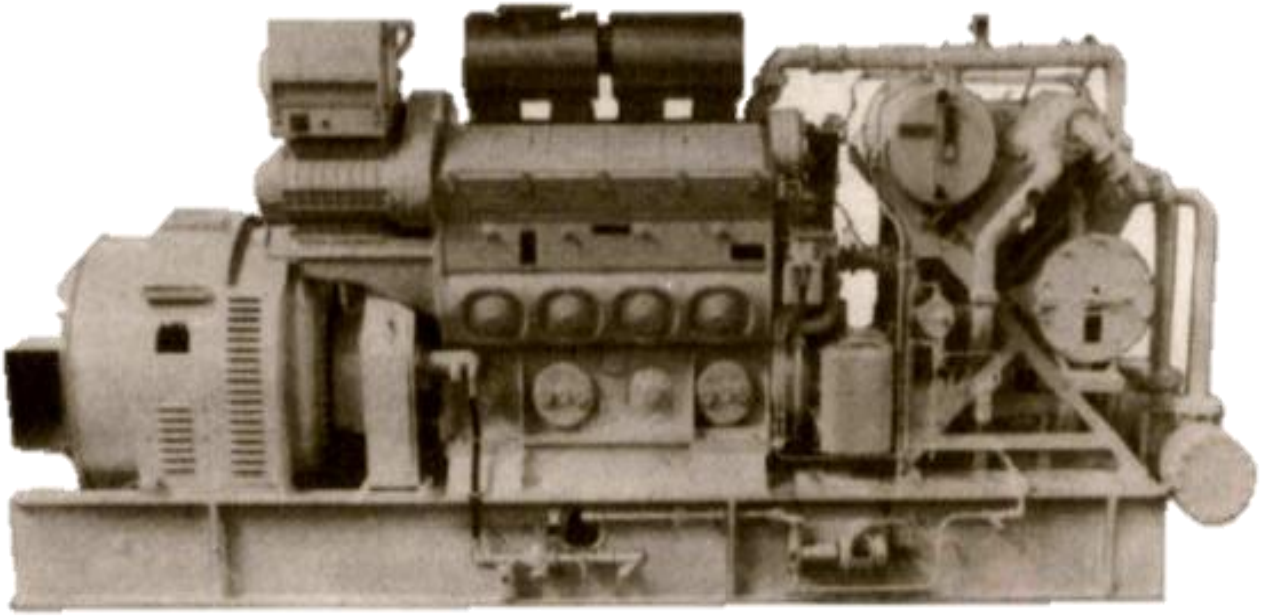
Precaución.- Si el botón de baja presión está "botado" en el gobernador y se sospecha que fué por aceite lubricante caliente, espere 2 horas antes de proceder a la inspección del motor. Esto prevendrá la entrada del aire fresco que podría ocasionar la ignición del vapor de lubricante.

b. Véase "Baja presión del aceite lubricante" en 1a sección "Sistema de Aceite Lubricante".

c. Si ninguna de las inspecciones anteriores nos da una posible razón por el paro de baja presión en una instalación que cuenta con detector de alta temperatura

del lubricante, someta a carga el motor Diesel vigilando el termómetro muy de cerca a efecto de cerciorarse de un posible sobrecalentamiento. Podría ser que el detector citado mandase a paro el motor y restablecerse por si mismo cuando se va enfriando el motor Diesel.

8.- Taponamiento severo de la administración de aire.- Puede suceder en un caso extremo de filtros de admisión tapados, que el abastecimiento de aire al motor Diesel sea suprimido o restringidísimo, ocasionando el paro del mismo. Revise los filtros y los conductos de aire (Esta condición puede ser indica por una luz de prevención.



ARRANQUE INICIAL DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN.

Procedimiento para el arranque de un sistema de generación CA/CD (ROSS-HILL).

- Inicio del proceso
- Checar niveles de aceite, combustibles, tensión de bandas, ajuste de clutch del motor lister “COMPRESOR AUXILIAR DE AIRE”
- Checar dispositivos eléctricos de la unidad que se vaya a poner en servicio, principalmente conexiones del cableado de potencia, excitación y que en el interior de la caseta pcr, estén los interruptores principales fuera (OFF)
- Pasar la perilla de control del gobernador se encuentre en la posición (OFF) a la posición (IDLE), esta perilla se encuentra en la parte central del gabinete del generador.
- Al arrancar la maquina de combustión interna, se deberá sostener por si sola en velocidad de Holgar; al llegar a su temperatura de trabajo mueva la perilla de la posición (IDEL) a la posición (RUN).
- Verificar que en el tablero de control del generador haya 600 volts, 60HZ, de no ser así se deberá ajustar. El modo de ajustar es de la siguiente forma: la frecuencia se debe ajustar con el reóstato de velocidad y el voltaje con el reóstato de voltaje.
- La perilla de sincronización pasarla a la posición manual (SYNC), de esta forma queda en línea la primera maquina. (Esta perilla se localiza en la posición central del gabinete del generador).
- Cargar el interruptor principal, esta operación se hace girando la manija en sentido contrario a la manecillas del reloj hasta que trabe mecánicamente, esta manija se encuentra en la parte inferior del tablero de control del generador.
- Verificar y/o poner en (OFF) todos los interruptores para evitar que el generador reciba la carga bruscamente.
- Cierre el interruptor principal, pulsando el botón (ON). Este botón se encuentra en la parte inferior del gabinete y al lado de la manija del interruptor.
- Cierre los interruptores del los transformadores de 500 y de 75 KVA. El interruptor del transformador de 75 KVA. Se encuentra ubicado al inicio de los

gabinetes de control y los interruptores de los transformadores de 500 KVA, se encuentran ubicados entre los gabinetes de los SCR.

- Cerrar uno por uno los interruptores de los motores de C.A. según se requiera la operación.
- Cerrar los interruptores de los convertidores de potencia (SCR´S), estos se encuentran ubicados de la siguiente forma: el SCR1 se encuentra entre los interruptores de los transformadores de 500 y 75 KVA, el SCR2 entre el interruptor del transformador de 500 y el tablero de control del generador 1, los SCR3, SCR4 y SCR5 se encuentran al final de los gabinetes. De esta forma queda en línea el primer maquina.

Para meter a línea la segunda maquina realizar los siguientes pasos:

- Pasar la perilla de control del gobernador que se encuentra en la posición (OFF) a la posición (IDLE). Esta perilla se encuentra en la parte central del gabinete del gobernador.
- Al arrancar la maquina de C.I. se deberá sostener por si sola en velocidad de Holgar; al llegar a su temperatura de trabajo mueva la perilla de la posición (IDEL) a la posición (RUN).
- Verificar que en el tablero de control del generador haya 600 volts, 60HZ, de no ser así se deberá ajustar. El modo de ajustar es de la siguiente forma: la frecuencia se debe ajustar con el reóstato de velocidad y el voltaje con el reóstato de voltaje.

  NOTA: Primero ajuste la frecuencia y luego ajuste el voltaje.

- La perilla de sincronización pasarla a la posición de automático, esta perilla se encuentra ubicada en al parte central del gabinete del generador.
- Cargar el interruptor principal. Esto se realiza pulsando el botón (CIRCUIT BREAKER, PUSH TO CHARGE). Nota: aquí ya no hay que girar la manija como se hizo para la primer maquina generadora.
- Observar el sincronoscopio y al pasar la aguja en el punto central superior (12 horas a favor de las manecillas del reloj) se deberá cerrar el interruptor. Esto se realiza con la perilla (circuito breaker) si la aguja del sincronoscopio gira muy

rápido ajustar el reóstato de velocidad (SPIT-AJUST), observar el sincronoscopio. Para meter a línea a la tercera maquina efectúe el mismo procedimiento que se efectuó para poner en línea a la segunda maquina.

- ¿Se pudieron meter a línea las maquinas generadoras?
- Entregar reporte al supervisor de mantenimiento.
- Una vez que las maquinas generadoras estén en línea se deben balancear las cargas (Reparto de cargas), la potencia (KW) se ajusta con el reóstato de velocidad, corriente y potencia reactiva con el reóstato de voltaje.
- Notifíquese al perforador que las maquinas se encuentran a línea, para que proceda a operar las maquinas que requiera.

Características y operación de sistemas de frenos (disco, bandas, electromagnéticos, etc.)

Frenos de fricción.

El sistema de frenos de fricción del carrete del malacate es importante para la correcta operación de un equipo sus requerimientos generales:

- Seguridad y confiabilidad
- Efectividad
- Facilidad de mantenimiento

Sistema de frenos de disco.

La seguridad y confiabilidad, se obtiene con diseños cuidadosos y construcciones fuertes de todos los elementos sometidos a cargas en el sistema de frenado.
En gran medida, la efectividad de operación es auxiliada por las características propias del tipo de frenado auto-energizante. Este cumple dos características:

- Reduce la fuerza que debe ser aplicada para operar el freno
- Se revela asimismo conforme el carrete empieza a girar en la dirección del levantamiento.

El diseño propio de la fuerza de frenado multiplicado por el sistema de articulación, proporciona una ventaja mecánica tan alta como 80:1.
Esta relación alta de fuerzas, permite el frenado para cargas altas con fuerza manual razonable aplicada sobre la palanca de operación del freno.

Usualmente, la carga de la polea viajera debe sostenerse solo con el peso de la palanca. La formula para determina la capacidad de torsión del freno es:

$$Q = T1\ r\ (2.718^{(0.0175\ af)} - 1)$$

Q = torsión de la banda de frenado (lb-pie)
T1 = tensión de la banda en el extremo activo.
r = radio de frenos (pies)
a = ángulo de contacto con la banda (grados)
f = coeficientes de fricción

Las variables T1, r y a son establecidas por el diseñador.

El coeficiente de fricción de las balatas sobre el aro de acero de freno, no varía mucho de un freno a otro. Por lo tanto, se pueden hacer las siguientes aproximaciones:

0.52 Revestimiento nuevo.
0.30 general.

El factor 0.30 se utiliza con más frecuencia para:

- Compensar las variaciones en las propiedades del revestimiento.
- Las condiciones de operación desfavorables son altas temperaturas por el contacto y contaminación por partículas desgastadas, agua, lodo y aceite.

FACTOR	TORSION DE FRENADO NOMINAL
0.30	135% de incremento
0.35	182% de incremento
0.40	238% de incremento
0.45	314% de incremento

Para ilustrar el efecto factor sobre la torsión de frenado se tiene:

El freno de un malacate requiere la capacidad de torsión, igual a la tensión en la línea rápida, multiplicada por el radio de trabajo del carrete.

Ejemplo: si la tensión en la línea rápida es de 30,000 libras y el radio de trabajo sobre la segunda cama de carrete con un cable de 1¼" de diámetro es de 1.2 pies ¿Cual será la torsión requerida para mantener el freno?

QR = TLR x rt

QR = capacidad de torsión requerida.

TLR = tensión en la línea rápida.

Rt = radio de trabajo.

QR = 30, 000 x 1.2 = 36, 000

Torsión de frenado = 36 000 lb- pie

Dimensiones del carrete principal de malacate.

Como la clasificación del malacate y el diámetro del cable están relacionados, el diámetro del carrete debe aumentar la capacidad del equipo.

El uso de un carrete pequeño y de menor capacidad de la que requiera el equipo causaría esfuerzos máximos en el cable, dañándolo y acortando su vida útil.

El diámetro mínimo del carrete para un malacate debe ser de 20 a 24 veces mayor que el diámetro del cable.
Con este valor, la resistencia al rompimiento del cable enrollado sobre el carrete, será del 92 al 85% de su resistencia total.
Longitudes mínimas de trabajo (doble o triple), de tal manera que se maneje sin que la línea enrollada en el carrete sea más de 3 camas.
Si existen más de tres camas del cable enrolladas en el carrete, ocurría una abrasión sobre el cable y las laterales del carrete.

Embragues.
Son dispositivos de fricción utilizados para conectar ejes (acelerando los cuerpos conducido hasta que alcancen la misma velocidad angular que el impulsor)
Los embragues se pueden clasificar en los tipos siguientes:

- Zapata externa sobre tambor.
- Zapata interna sobre tambor.
- Disco sobre disco.

Los factores de diseño que son considerados:

- Potencia que debe ser absorbida,
- Temperatura a disipar
- Velocidad

El embrague debe ser proyectado para que se deslice antes de que ocurra una sobre carga peligrosa.

Embrague de ficción utilizado en el carrete del malacate

Importante: una regla general para seleccionar un embrague, es ver que la capacidad del embrague de baja sea suficiente para levantar una carga igual a la resistencia normal de rompimiento.
Formula para obtener la capacidad de torsión de embrague.

Cap. Torsión mínima = (resistencia del cable x radio de trabajo del carrete)/ 2

El radio de trabajo del carrete del cable se obtiene midiendo desde el eje principal del cable, hasta el centro del cable de segunda cama.

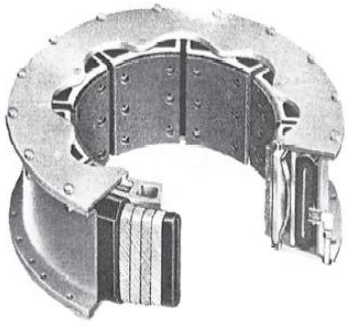
$$Lv = 2 \pi r / 12$$

El r de trabajo que se considera es sobre la segunda cama del carrete, ya que dependiendo del diámetro del cable que se utilice, se obtendrá diferentes torsiones y consecuentemente diversas capacidades de embrague.

Capacidad del embrague.

Para verificar la capacidad del embrague se requiere conocer: La potencia que llega al embrague (se considera al 0.9039 de lo especificado). Velocidad de baja en RPM, velocidad de alta RPM. Torsión en el embrague de alta y baja (lb/pie).

$$Torsión = HP \times 5252 / RPM = lb/pie$$



Embrague tipo VC

Embrague tipo CB

Diámetro del cable e pulgadas	Diámetro del carrete e pulgadas	Capacidad de torsión mínima e lb – pie	Reutilizada En pulgadas	Resistencia del cable e libras
1	20	48,873	11.368	103,180
$1^1/_8$	22.5	69,167	12.789	129,800
$1^1/_4$	25	94,437	14.21	159,500
$1^3/_8$	28	126,797	15.881	191,620

Características principales de los malacates.

Malacate.

Es la unidad de potencia más importante de un equipo por lo tanto su selección requiere de un mayor cuidado al adquirir los equipos o, al utilizarlos en un programa especifico.

Los malacates han tenido algunos cambios evolutivos, pero sus funciones son las mismas. Es un sistema de levantamiento en el que se puede aumentar o disminuir la capacidad de carga, a través de un cable enrollado sobre un carrete.

1320-M & 1320-UDBM hoisting capacities*
Rated for 2000 combined engine horsepower.

Drum Clutch		Low			High		
Transmission		Low	2nd	High	Low	2nd	High
Total load in 1000 lbs.	8 lines	776	640	410	255	155	100
	10 lines	920	780	500	310	190	120
	12 lines	1070	910	580	350	220	140

110-M & 110-UDBM hoisting capacities*
Rated for 1500 combined engine horsepower.

Drum Clutch		Low			High		
Transmission		Low	2nd	High	Low	2nd	High
Total load in 1000 lbs.	8 lines	550	450	320	220	125	85
	10 lines	670	545	390	270	150	105
	12 lines	780	640	455	315	175	125

Malacate.

El malacate esta instalado en una estructura de acero rígida, esto permite que pueda trasportarse con facilidad de una localización a otra.

Considerando que todos los componentes de un equipo son adecuados, la capacidad del equipo se limita a la carga que el malacate puede levantar y sostener con seguridad. Con el propósito de obtener un diseño balanceado del equipo que beneficie en un menor costo y una vida útil mayor de este, se deberá analizar con cuidado los siguientes factores:

- Potencia de entrada
- Factores de diseño del cable
- Frenos de fricción del malacate
- Dimensiones del carrete
- Relación de velocidad
- Embrague de fricción
- Freno auxiliar (Hidropático)

Ptencia de entrada.

Cuando una fuerza actúa sobre un cuerpo y causa un desplazamiento se dice que la fuerza realiza un trabajo.

$$T = F \times d$$

Las unidades usadas para medir el trabajo mecánico cuando la fuerza de una libra actúa a través de una distancia de un pie será:

Lb – pie

La velocidad con que se realiza el trabajo representa la potencia.

$$POT = (F \times d) / t$$

Un caballo de fuerza (HP) es una unidad de potencia. Se dice que se desarrolla un (HP) cuando se efectúa un trabajo de 33,000lb/pie en un minuto o sea 550,000lb/pie en un segundo.

$$HP = (F \times d) / t \times 33{,}000)$$

La potencia que se utiliza en el gancho de la polea se representa:

Pot al gancho = Wg x Vg/33,000

HP teórica = (200,000 x 90)/33,000 = 545.5

Como se tiene una eficiencia del 80% la potencia requerida será:

HP requerida = 546/0.80 = 682.5

La capacidad del malacate es de 683 HP

Nota: para una potencia determinada, la carga levantada es inversamente proporcional a la velocidad relevantamiento.

V1/V2 = W2/W1

Esto significa que:

	MECHANICAL DRAWWORKS				ELECTRICAL DRAWWORKS		
	Chain Drive Drawworks				Chain Drive Drawworks		
Model	**300 PSD**	**400 PSD**	**700 PSD**	**1000 PSD**	**D750E/UE**	**D1000E/UE**	**D1500E/UE**
Horsepower	300	400	700	1000	750	1000	1500
Depth Rating	3,500 ft.	6,000 ft.	9,000 ft.	8,000 to 12,000 ft.	6,000 to 10,000 ft.	8,000 to 12,000 ft.	11,000 to 16,000 ft.
Max. Drill Line							
Drum Size							
Main Brakes	42" dia X 8 3/8" Band	42" dia X 8 3/8" Band	42" dia X 8 3/8" Band	46" dia X 10" Band	42" dia X 8 3/8" Band or 49 1/2" Disc	46" dia X 10" Band or 60" Disc	50" dia X 10 3/8" Band or 62 1/2" Disc
Hoisting Speeds	5	5	5	5	3	3	4
Rotary Speeds	5 + Reverse	5 + Reverse	5 + Reverse	5 + Reverse	2	2	2
Sand Reel Size							On request
Sand Reel Brakes							On request
Catheads	Foster 27	Foster 27	Foster 24 & 37	On request	On request	On request	On request
Auxiliary Brake	V-122 or 12D	V-122 or 12D	V-80 or 23S	V-80 Double	Baylor 7RD-150 or V-80	Baylor 19RD-130 or S.S.R. 28	Baylor 5250-HS/ Baylor 3550-HS
Hoisting Capacity	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines
Low	162,000 / 6	211,000 / 8	288,000 / 8	420,000 / 8 500,000 / 10	204,000 / 6 282,000 / 8	418,000 / 8 500,000 / 10	540,000 / 8 650,000 / 10 750,000 / 12
Second	129,000 / 6	168,000 / 8	420,000 / 8 500,000 / 10	420,000 / 8 500,000 / 10	130,000 / 6 176,000 / 8	227,000 / 8 273,000 / 10	320,000 / 8 390,000 / 10 450,000 / 12
Third	81,000 / 6	106,000 / 8	144,000 / 8	266,000 / 8 320,000 / 10	86,000 / 6 140,000 / 8	136,000 / 8 164,000 / 10	190,000 / 8 227,000 / 10 390,000 / 12
Fourth	55,000 / 6	72,000 / 8	94,000 / 8	81,000 / 8 218,000 / 10			113,000 / 8 136,000 / 10 158,000 / 12
Fifth	40,000 / 6	52,000 / 8	72,000 / 8	131,000 / 8 158,000 / 10			

ELECTRICAL DRAWWORKS

Chain Drive Drawworks			Chain Drive Drawworks					
D2000E/UE	**D3000E/UE**	**D4000E/UE**	**D750AC**	**D1000AC**	**D1500AC**	**D2000AC**	**D3000AC**	**D4000AC**
2000	3000	4000	750	1000	1500	2000	3000	4000
13,000 to 20,000 ft.	16,000 to 25,000 ft.	20,000 to 40,000 ft.	6,000 to 10,000 ft.	8,000 to 12,000 ft.	11,000 to 16,000 ft.	13,000 to 20,000 ft.	16,000 to 25,000 ft.	20,000 to 40,000 ft.
50"dia X 10 3/8" Band or 62 1/2" Disc	50"dia X 10 3/8" Band or 72" Disc	84"dia X 12" Band or Disc	42"dia X 8 3/8" Band or 49 1/2" Disc	42"dia X 8 3/8" Band or 60" Disc	42"dia X 8 3/8" Band or 62 1/2" Disc	42"dia X 8 3/8" Band or 62 1/2" Disc	42"dia X 8 3/8" Band or 72" Disc	42"dia X 8 3/8" Band or Disc
4	4	4	2	2	2	2	2	2
2	2	2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request
On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request
On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request	On request
Baylor 5250-HS	Baylor 5250-HS	Baylor 15050	Not required	Not required	Not required	Not required	Not required	Not required
lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines	lbs./# of lines
761,000 / 8	1,305,000 / 10	2,100,000 / 14	240,000 / 6	418,000 / 8	531,000 / 8	674,000 / 8	1,076,000 / 10	2,100,000 / 14
917,000 / 10	1,510,000 / 12	2,318,000 / 16	282,000 / 8	500,000 / 10	639,000 / 10	812,000 / 10	1,245,000 / 12	2,318,000 / 16
1,061,000 / 12	1,701,000 / 14	2,523,000 / 18			740,000 / 12	939,000 / 12	1,402,000 / 14	2,523,000 / 18
445,000 / 8	736,000 / 10	1,062,000 / 14	95,000 / 6	160,000 / 8	150,000 / 8	226,000 / 8	221,000 / 10	374,000 / 14
536,000 / 10	883,000 / 12	1,173,000 / 16	131,000 / 8	190,000 / 10	181,000 / 10	272,000 / 10	256,000 / 12	413,000 / 16
620,000 / 12	994,000 / 12	1,227,000 / 18			209,000 / 12	315,000 / 12	288,000 / 14	450,000 / 18
251,000 / 8	430,000 / 10	548,000 / 14						
302,000 / 10	498,000 / 12	605,000 / 16						
349,000 / 12	560,000 / 14	659,000 / 18						
147,000 / 8	251,000 / 10	277,000 / 14						
176,000 / 10	291,000 / 12	306,000 / 16						
204,000 / 12	328,000 / 14	333,000 / 18						

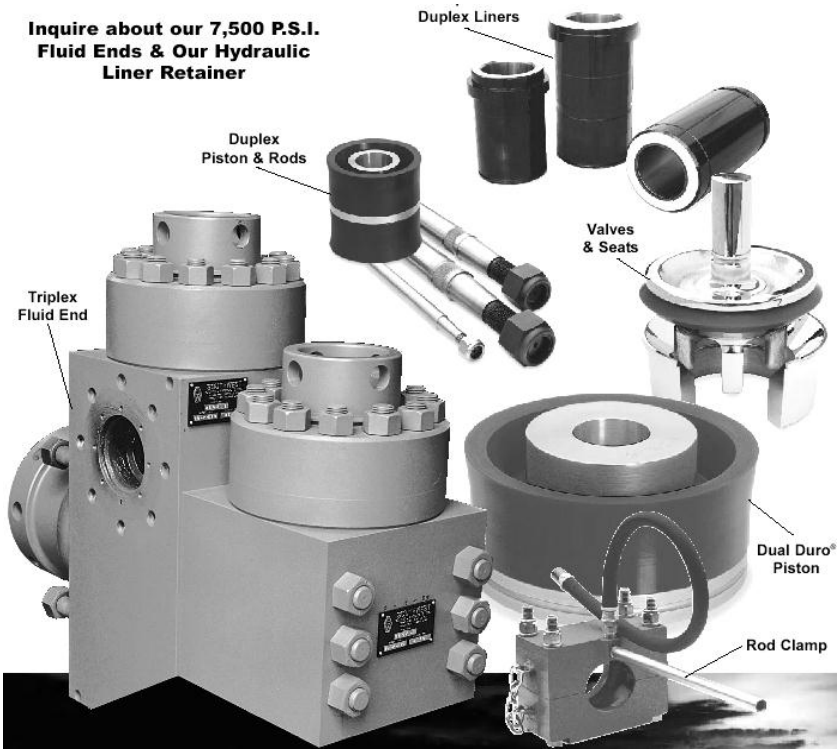
Caracteristicas y operación de las bombas de lodo.

Bomba de lodo de Perforación

Bomba de lodo de Matto

Las bombas de lodo que se utilizan en la perforación petrolera y en mantenimiento a pozo deberán de tener la suficiente Energía y capacidad par acarrear los ripios que corta la barrena del fondo del pozo a la superficie.

Las de la figura anterior son las más usuales.



Partes para bomba

Mantenimiento a bombas de lodo

Descripción

Con la finalidad de alcanzar la presión y el volumen deseados, las bombas de dos o tres pistones pueden operarse con diferentes diámetros de camisa, utilizando en una misma bomba camisas de mayor diámetro, se obtiene un volumen grande y baja presión; de lo contrario con camisas de menor diámetro se logra menor volumen y alta presión.

Parte mecánica.

Se compone básicamente de una caja de engranes en donde se encuentra alojada la flecha con el pistón, el cigüeñal, las bielas, crucetas, deflectores, rodamientos, sellos y el volante instalado en la parte exterior de la caja de engranes.

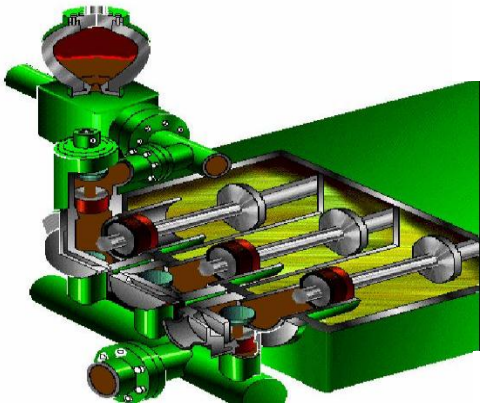
Parte hidráulica.

Esta compuesta de un cuerpo que aloja las camisas debidamente empacadas, pistones del diámetro de las camisas accionadas por vástagos, asientos, válvulas, resortes, tapas bridadas y roscadas, y prensaestopas.

Las partes mecánica e hidráulica montadas sobre una misma base o patín, están unidas entre si por medio de birlos con sus tuercas.

Entre las unidades de la misma marca y modelo se pueden efectuar cambios de piezas por ser comunes.

Corte esquemático de una bomba de lodo de simple acción (Triplex).



El ciclo de bombeo inicia al succionar lodo de presa. Se llena la cavidad de la camisa donde el pistón esta retraído y con el movimiento de la parte mecánica se empuja el lodo hacia el manifiul de descarga y la camisa de pulsaciones, donde se estabiliza el golpe cíclico del lodo pulsado en forma constante a la manguera de descarga al aniful de bombas.

CAPITULO 16

ACIDO SULFHIDRICO (H_2S)

Implican una gran concentración y esfuerzo para lograr el trabajo de introducir la tubería o sacarla en los viajes al igual que perforar zonas de alto peligro como son zonas demasiadamente blandas o con presencia de gases..

Pero aunado a la preocupación de hacer bien las cosas, la gente de Perforación se preocupa por mantenerse en el trabajo SANO Y SALVO.

Durante el proceso de perforación existe el riesgo de tratar con un enemigo silencioso que viene de las profundidades de la tierra.

EL GAS SULFHÍDRICO (H2S). La mayoría de las personas desconocen este mortal enemigo.

¿QUE ES EL ACDO SULFHIDRICO?

El gas sulfhídrico está compuesto por dos moléculas de hidrogeno y una molécula de azufre. El H_2S se forma por la descomposición de la materia orgánica, es por eso que lo podemos encontrar en: la Naturaleza y la Industria.

LUGARES MAS COMUNES.

En la Naturaleza:

- Por descomposición de animales
- Por descomposición de materias orgánicas en alcantarillas, drenajes, letrinas, etc.
- Por descomposición de vegetales en aguas estancadas (pantanos).
- Por descomposición de materias orgánicas mezcladas con otros gases en los poros o espacios de las formaciones donde hay aceite (PETROLEO Y GAS NATURAL).

En la Industria:

- En la perforación y el mantenimiento de pozos petroleros
- En las minas
- En los túneles
- En la producción, transportación, almacenamiento y refinación del petróleo
- El H_2S es recuperable del gas natural y del petróleo crudo y en su refinación es convertido en azufre (s) subproducto de alta calidad.

Estos nombres nombres mas comunes dell ácido sulfhídrico.

- Gas sulfhídrico,
- Sulfuro de hidrógeno,
- Gas amargo,
- Gas hepático,
- Sulfuro hídrico
- Hidrógeno sulfurado
- Gas de alcantarillas
- ácido sulfhídrico,

Debido a esta razón cuando se trate, hable o se esté en contacto con el ácido sulfhídrico debemos pensar muy seriamente como un ASUNTO DE VIDA O MUERTE.

Hay varias maneras de reconocer el ácido sulfhídrico a las condiciones en que es posible que se les localice en sus diversas formas (en la industria y en la naturaleza).

- El ácido sulfhídrico, en bajas concentraciones huele a huevos podridos.

Sin embargo no se confíe al sentido del olfato para alertarse, debido a que:

- Otros olores químicos pueden enmascarar o esconder el olor.
- A una exposición continua, su habilidad de oler, se paraliza.
- El H_2S es mas pesado que el aire, por eso se confina en las áreas bajas.

- El ácido sulfhídrico es altamente inflamable.

Si hay suficiente H_2S en el aire entre 4.3 y 46% en volumen y la temperatura es correcta, explotará.

PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS

- Al quemarlo, emite otro producto químico peligroso, el dióxido de azufre (SO_2) Este producto químico puede irritar severamente ojos, nariz, garganta y sistema respiratorio.
- El H_2S es soluble en agua, aceite y en la mayoría de los líquidos orgánicos, pero cuando la temperatura aumenta o si es agitado, la solubilidad disminuye y las concentraciones altas del H_2S son liberadas.
- También las soluciones de alta concentración que contienen H_2S pueden irritar severamente su piel y ojos.
- El ácido sulfhídrico reacciona violentamente con los oxidantes fuertes, óxidos de metales, peróxido, álcalis fuertes, metales activos, y algunos plásticos y hules.
- Es corrosivo, forma espontáneamente subproductos inflamables de sulfuro de fierro.
- Estos subproductos se encuentran frecuentemente en el fondo de tanques y tuberías conteniendo H_2S.
- Si se limpian algunos de estos equipos, extremar precauciones y mantener la superficie mojada para evitar la ignición.
- El sulfuro del hidrógeno es un gas incoloro, y transparente.
- Es muy inflamable, los vapores pueden viajar considerables distancias hacia una fuente de ignición y retornar en flama.
- En concentraciones bajas huele como a "huevos podridos"

- El sentido del olor se pierde después de 2-15 minutos de exposición que lo hacen imposible oler concentraciones peligrosas.
- En su estado gaseoso es mas pesado que el aire
- Es un gas asfixiante, tóxico, venenoso y altamente mortal.
    - SUPERIOR EN UN SEGUNDO AL CIANURO DE HIDRÓGENO (HCN), Y
    - CINCO A SEIS VECES MÁS TÓXICO QUE EL MONÓXIDO DE CARBONO.
- Cuando se quema el H_2S se produce otro gas muy tóxico - Dióxido de azufre (SO_2).

REACTIVIDAD

- El ácido sulfhídrico puro es estable en temperaturas ambientales normales.
- Generalmente, la corrosividad del H_2S es baja en el estado puro, pero se incrementa cuando hay aire, agua o desgaste mecánico o térmico en los materiales de construcción
- A altas temperaturas el gas se disocia en hidrógeno y vapor de sulfuro.
- Deben evitarse las mezclas inflamables y explosivas con aire.
- Evítese también la exposición no intencional hacia todos los agentes oxidantes, incluyendo el aire.
- Algunos ejemplos de agentes oxidantes son: percloratos, nitratos, cloratos, permanganatos, peróxidos, oxígeno y halógenos, etc.
- El H_2S reacciona con la mayoría de los metales, entre los que se encuentra el hierro, para formar sulfuros.
- El sulfuro de hidrógeno reacciona vigorosamente con materiales y soluciones alcalinas. Se pueden formar mezclas corrosivas si se combina con el agua y aire.

- Las soluciones acuosas son ácidos débiles.
- Con algunos combustibles oxidantes, el calor liberado puede ser suficiente para producir una ignición espontánea. Este fenómeno no se ha observado ,debido a que solo se da a altas temperaturas.
- La oxidación se acelera con las altas temperaturas.
- El ácido sulfhídrico seco puede ser manejado en compartimentos metálicos. El H_2S húmedo o impuro debe de ser manejado con materiales resistentes a la corrosión.
- El carbón o el acero inoxidable pueden servir en algunas situaciones.
- El H_2S ataca al caucho, cobre, plomo, plata y mercurio.
- La transformación química primaria del H_2S en la atmósfera es oxidación por oxígeno convirtiéndose a radicales de Dióxido de azufre y sulfatos, participa en la formación de lluvia ácida.
- Cuando es derramado en el suelo o en el agua, en su mayor parte será evaporado, ya que debido a su bajo punto de ebullición el H_2S anhidro será evaporado.
- No existe bioacumulación en la cadena alimenticia como contaminante potencial.
- El H_2S ataca a la mayoría de los metales, especialmente en presencia de agua, formando sulfuros los cuales son generalmente precipitados insolubles, acidizantes o reductores del pH de los líquidos por debajo a 8.1 (7.0 es neutro) y permiten que el gas se desarrolle entre los líquidos.
- Corrosivo con algunos plásticos, elastómeros, tejido animal y nervios
- Causa fisuración del hidrógeno o agrietamiento por fatiga de sulfuros (ssc) en metales duros. La máxima dureza para los metales expuestos al H2S es 21-22 Rockwell (C) o 235 Brinnell.
- Límite Corto de Exposición (STEL) -15 ppm por 15 minutos; máximo 4 veces en 8 horas al día; separados al menos 1 hora durante dicho periodo.

- El H_2S puede formar una substancia pirofórica llamada sulfuro de fierro, o hierro esponjoso.
- Esta substancia puede hacer autoignición cuando es expuesta al aire.

Efectos de la sobre exposición.

- Desvanecimiento del sentido del olfato, dolor de cabeza, dolor al respirar, ardor de ojos, mareos, tos, pérdida de conciencia, parálisis respiratoria, coma, muerte.
- Los órganos mas afectados son los ojos, y el sistema respiratorio, así como las membranas y el sistema nervioso.
- Hay otros efectos que se presentan cuando se dan mezclas de H_2S con otros tóxicos.
- Estos efectos incluyen: Fatiga, irritabilidad, descoordinación, náuseas, vómito, neumonía química, edema, baja presión, convulsiones, pérdida de apetito, alteraciones del sueño, conjuntivitis, sensación de resequedad o dolor en los ojos, nariz, garganta, pecho, etc.
- El contacto con el líquido puede causar congelación.

RIESGOS DE EXPOSICIÓN

- El riesgo principal es la muerte por inhalación
- Cuando la cantidad de gas absorbido dentro del torrente sanguíneo excede la que con facilidad es oxidada, resulta un envenenamiento sistémico, con una acción general en el sistema nervioso. Ocurren dificultades para respirar, en tiempos cortos seguida de una parálisis respiratoria inmediata en altas concentraciones.
- Podría ocurrir muerte por asfixia al menos que la persona expuesta sea trasladada inmediatamente al aire fresco y que sea estimulada su respiración por un rescatista.
- Otros niveles de exposición pueden causar los síntomas siguientes individualmente o en combinación:

- Dolor de cabeza, mareos, excitación, Nauseas, Tos, sueño, resequedad, dolor de nariz, garganta y pecho.

- La detección del H_2S solamente por el olfato es altamente peligrosa, porque el sentido del olfato es rápidamente paralizado por el gas.
- En un incidente reportado en 1994, cuando mezclaban hidróxido de sodio y ácido, unos limpiadores de drenajes en un espacio confinado, 4 resultaron intoxicados y 2 muertos. 3 rescatistas también fueron seriamente intoxicados y uno murió. Dos sobrevivientes tuvieron secuelas neurológicas.
- El tratamiento con nitrito de sodio fue eficaz en un caso.
- La mayoría de las intoxicaciones por exposición ocupacional a ácido sulfhídrico ocurren en los trabajos en la industria del petróleo, manejo del gas natural, desprendimiento del suelo como gas de los drenajes, y como un subproducto de reacciones químicas en la fabricación de rayón, viscosa y en algunos procesos de curtido de pieles.
- El almacenamiento de abono puede liberar gases tóxicos que pueden incluir H_2S.
- Una fuente natural que puede alcanzar concentraciones altas se encuentra en los gases emitidos por los volcanes.

CONCENTRACION DE H2S EN ALGUNAS FUENTES DE EMISION.

Humo de cigarrillo	40 ppm
Combustión de carbón mineral	0.0045 lb/lb de carbón.
Combustión de gasolina	1lb /1000 lb de gas.
Combustión de gas natural	0.13 lb/1000 lb de gas.
Drenaje municipal..	0

ANTIDOTOS

- ✓ Nitrito de amilo, inhalado.
- ✓ Nitrito de sodio, aplicación intravenosa.
- ✓ Piridoxina, aplicación intravenosa.
- ✓ Urea, aplicación intravenosa.
- ✓ Precaución: Consiga ayuda médica de inmediato.

ORGANOS QUE DAÑA

El gas sulfhidrico es toxico e irritante y sus mayores efectos se observan en el sistema nervioso, los ojos y el tracto respiratorio. otros organos que daña las estructuras del cuerpo afectadas incluyen el cerebro y el nervio olfativo.

NERVIO OLFATIVO:

La perdida del sentido del olfato ocurre dentro de 3-5 minutos a 100 ppm.

CEREBRO:

Dolor de cabeza, nauseas, mareo, confusión, daño al cerebro

OJOS:

Irritacion, lagrimeo, inflamacion, conjuntivitis, perdida temporal de la vision.

TRACTO RESPIRATORIO:

Irritacion de garganta, tos, fatiga olfatoria, edema pulmonar, paro respiratorio.

SISTEMA NERVIOSO:

El h_2s en el torrente sanguineo reduce la capacidad de oxigeno transportado en la sangre, el cual deprime el sistema nervioso. Inmediato colapso y paralisis del sistema. el paro respiratorio es seguido generalmente de paro cardiaco en 5 -10 minutos

EXPOSICIÓN AGUDA Y CRONICA

AGUDA:

(Termino corto) generalmente definido como la exposicion a una alta concentracion en tiempos cortos menores de 24 horas.

CRONICA:

(Termino largo) generalmente definido como la exposicion a una baja concentracion en tiempos largos mayores a 3 meses.

TABLAS DE TOXICIDAD

CONCENTRACION	EFECTOS PRODUCIDOS
10 ppm	Concentración máxima para trabajar durante 8 hrs por 5 dí a la semana de exposición.
50 ppm	Conjuntivitis, ligera irritación del tracto respiratorio después de 1 hora de exposición. Debe de trasladarse a zonas ventiladas con aire fresco.
100 ppm	Irritación en los ojos, perdida del sentido del olfato, respiración alterada después de 15 a 30 minutos de exposición aumentan los síntomas.
200 ppm A 300 ppm	Conjuntivitis, marcada con irritación del tracto respiratorio mareos después de 1 hora de exposición. Trasladar a u zona ventilada y aplicar Nitrito de Amilo.
400 ppm A 500 ppm	Perdida de la conciencia y posiblemente la muerte en 1 hora. Trasladar a una zona ventilada y aplicar Nitrito de Amil
600 ppm A 800 ppm	Rápidamente se produce la inconsciencia acompañada del cese de respiración y la muerte. Aplicar Nitrito de Sodio frasco ampula de 50 ml al 25 % usar 1 c.c., de la solución en 9 c.c., de agua destilada vía intravenosa.

CONCENTRACIÓN DEL H_2S	0 - 2 minutos	2 - 15 Minutos	15 - 30 minutos	✓ min 1 hora	1 - 4 horas	4 - 8 horas
0.005 % 0.010 % 50-100 ppm				Conjuntivitis leve irritación del ducto respiratorio		
0.010 % 0.015 % 50-150 ppm		Tos, irritación en ojos, perdida del olfato	Respiración alterada, dolor en ojos, somnolencia	Irritación de la garganta	Salivacion y descarga mucosa, dolor en ojos y tos	Síntomas en aumento
0.015 % 0.020 % 150-250 ppm		Perdida del sentido del olfato	Irritación de ojos y garganta	Irritación de ojos y garganta	Respiración difícil, visión borrosa, sensibilidad a la luz	Efectos serios de irritación
0.025 % 0.035 % 250-350 ppm		Irritación en ojos, perdida del olfato	Irritación de ojos	Secreción dolorosa de lagrimas , fatiga	Sensibilidad a la luz , catarro nasal, dolor en los ojos respiración difícil	Hemorragia y muerte
0.035 % 0.050 % 350-500 ppm		Irritación en ojos, perdida del olfato	Respiración difícil, tos , irritación de ojos	Mayor irritación de ojos y ducto nasal, dolor de cabeza, fatiga	Mareo, debilidad, mayor irritación, muerte	Muerte

FACTORES QUE INTERVIENEN PARA QUE EL H2S AFECTE A LAS PERSONAS.

DURACIÓN
El limite de exposición permitido (L.E.P.), es de:

- ✓ 8 hrs diarias con 10 ppm
- ✓ 15 minutos con 50 ppm

FRECUENCIA
Las veces que se exponga uno al gas durante una jornada o durante varios días, el límite es:

1. 8 hrs diarias por 5 días con 10 ppm

INTENSIDAD
A que dosis (concentración), el trabajador se ha expuesto.

Rombo de riesgo del H_2S.

RECOMENDACIONES EN CASO DE EMERGENCIA DE H_2S

- ✓ Mantener la calma.
- ✓ Tener siempre presente donde se ubica su área segura.
- ✓ Ponerse el equipo de aire autónomo
- ✓ Dirijirse al sistema de cascada más cercano ó al que haya sido asignado.
- ✓ Si está completamente protegido y en caso de encontrar a una victima ; deberá pedir ayuda.

AL LLEGARA UN EQUIPO DE PERFORACION DEVERA:

- Conocer las claves de alarma(Luces) de la instalación.
- Conocer cual será su función en una emergencia.
- Conocer la línea de mando.
- Qué son las estaciones de conteo y dónde se ubican.
- Conocer las rutas de evacuación.
- Participar en todos los simulacros que se le indiquen.

Monitores y sensores

- Los monitores proveen a la cuadrilla información critica (continuamente) sobre la concentración de H_2S, LEL y ahora SO2.
- Monitores de punto fijo.
- Monitores portátiles.

1

2

3

Tener siempre presente donde están los sistemas de cascada y los equipos de aire autónomo y cómo utilizarlos

- Verde: Encendida significa que el sistema de sensores e instalación eléctrica esta trabajando normalmente.Si está apagada indica que existe una anomalía.
- Azul:Se enciende parpadeando cuando existe presencia de H2S con menos de 20 ppm ; **en caso de excederse** **éste limite** (la luz azul) la acompañará un sonido audible con repiqueteos de sirena parecido al de una patrulla

Estas luces y alarmas audibles se encuentran en presas, pasillos, piso de perforación, cuarto de bombas, cuarto de químicos, temblorinas y habitacionales.

Los sensores se encuentran en : presas, temblorinas, piso de perforación, línea de flote, preventores y cuarto de químicos.

Sistema de alarmas visibles y audibles

¿Cómo y con que nos debemos proteger ante el H2S?

Existen equipos de respiración autónomos portátiles, los cueles pueden ser usados en caso de emergencias, tienen diferentes capacidades de acuerdo al fabricante, y contienen aire respirable.

- Existen de tres tipos , de 60, 30 y 5 minutos.
- Los equipos de 30 minutos son para cualquier emergencia y para realizar trabajos en espacios confinados.
- Los equipos de 60 minutos son para rescate de victimas o ayuda.
- Los equipos de 5 minutos los usarán los changos , perforadores , etc.. Y sirven solo para escape y poder llegar al área de evacuación ó a el sistema de cascada.

Sistema de cascada (1), rack´s (2) equipos de aire autónomos (3) instalados en plataformas marinas

2. Es de mucha importancia que todo personal que opere en equipos de perforación, tengan conocimiento del H_2S, asi como la forma de colocarse un equipo de respiración autónomo en el menor tiempo posible, ya que la vida esta en juego ante estos escenarios

CAPITULO 17

TERMINACIONES.

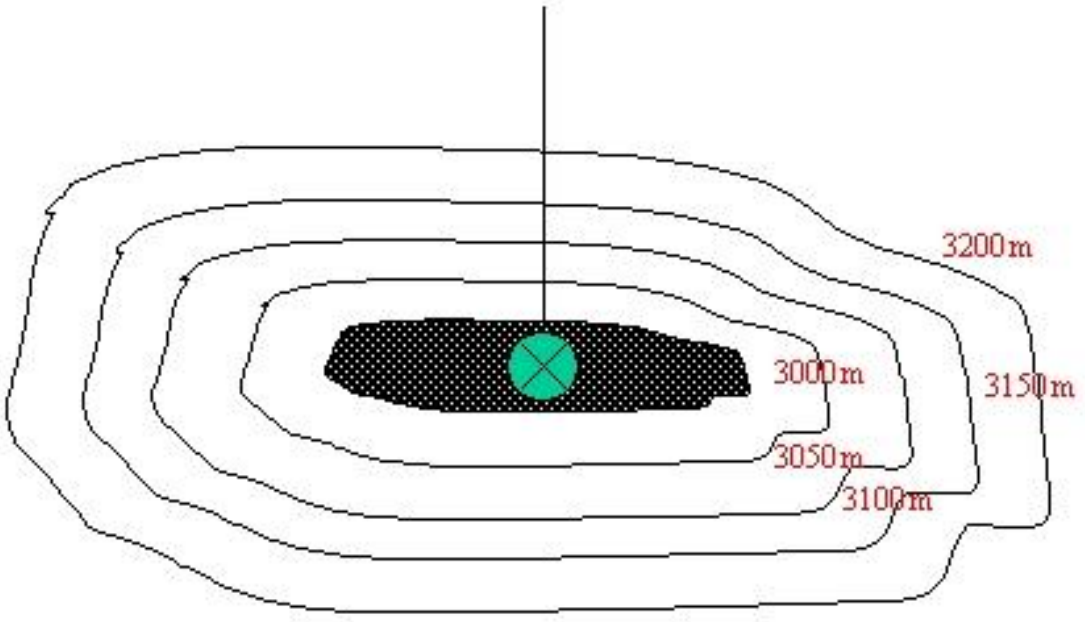
Tipos de terminaciones.

Se entiende por terminación de un pozo petrolero a las actividades encaminadas a explotar los yacimientos, a través de las tuberías de revestimiento de explotación, contando con la introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente.

Básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie cuidando de proteger la tubería de revestimiento que representa la vida del pozo, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.
Dentro del sistema petrolero existen dos clases de terminaciones:

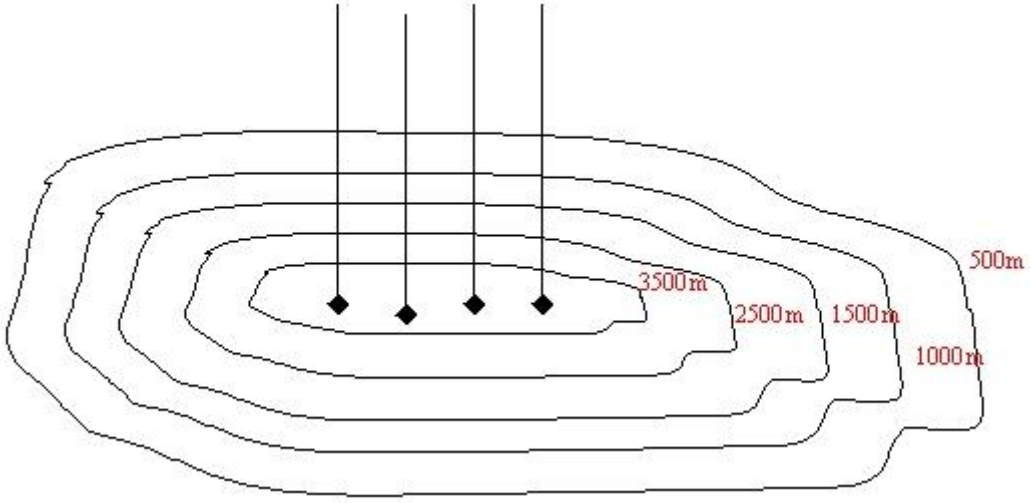
Terminación de exploración (T.E.).

Se le denomina así al acondicionamiento del primer pozo perforado en una nueva estructura, posiblemente productiva de hidrocarburos.



Terminación de desarrollo (T.D.).

Se le llama así al acondicionamiento de los demás pozos perforados a diferentes profundidades después del primero, en una nueva estructura o en otras ya probadas, productoras, de aceite y gas.



TERMINACIÓN DE POZOS EN UN CAMPO DE DESARROLLO.

Entre estos últimos se presentan variantes, como son los pozos de avanzada que sirven para definir los límites del yacimiento y los inyectores de agua (T.I.A.), gas (T.I.G.) o vapor (T.I.V.) para procesos de recuperación secundaria.

Estas operaciones incluyen una serie de actividades que consisten principalmente en:

- Asegurar el control del pozo.
- Verificar las condiciones de las tuberías de revestimiento y su corrección en caso de falla.
- Inducción del aparejo de producción o inyección.
- Instalar y probar el sistema superficial de control (árbol de válvulas).
- Disparar los intervalos a probar para comunicar el yacimiento en el pozo.

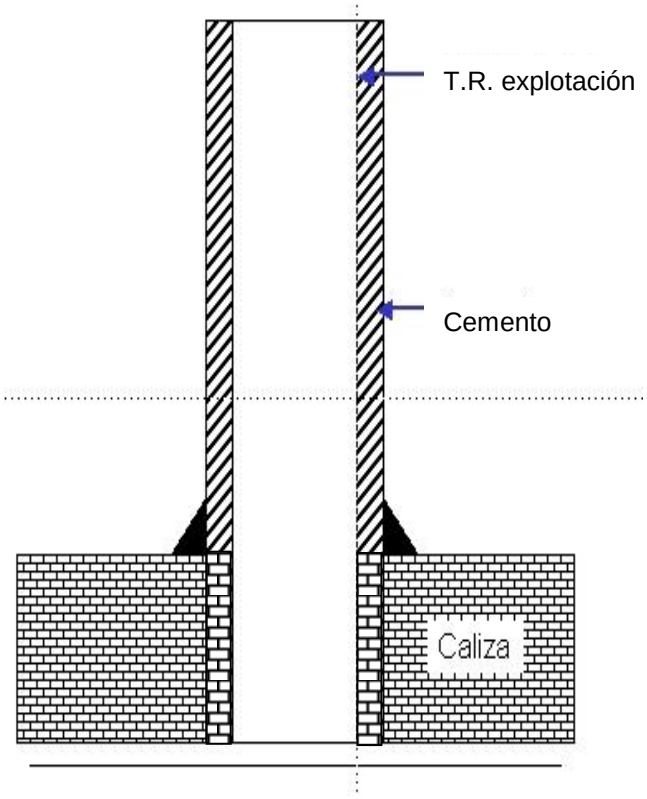
- Efectuar pruebas de producción o inyección según sea el caso, incluyendo estimulaciones e inducciones.

Todo lo anterior permite la definición del pozo, productor o inyector, y en última instancia su abandono, previo taponamiento.

Las terminaciones de exploración y desarrollo, pueden llevarse acabo de diversas formas:

Terminación en agujero abierto.

Anteriormente se terminaban los pozos en agujeros sin revestir. Ahora esta práctica se ha abandonado, efectuándose solamente en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande. Estas terminaciones son recomendables para formaciones de calizas.



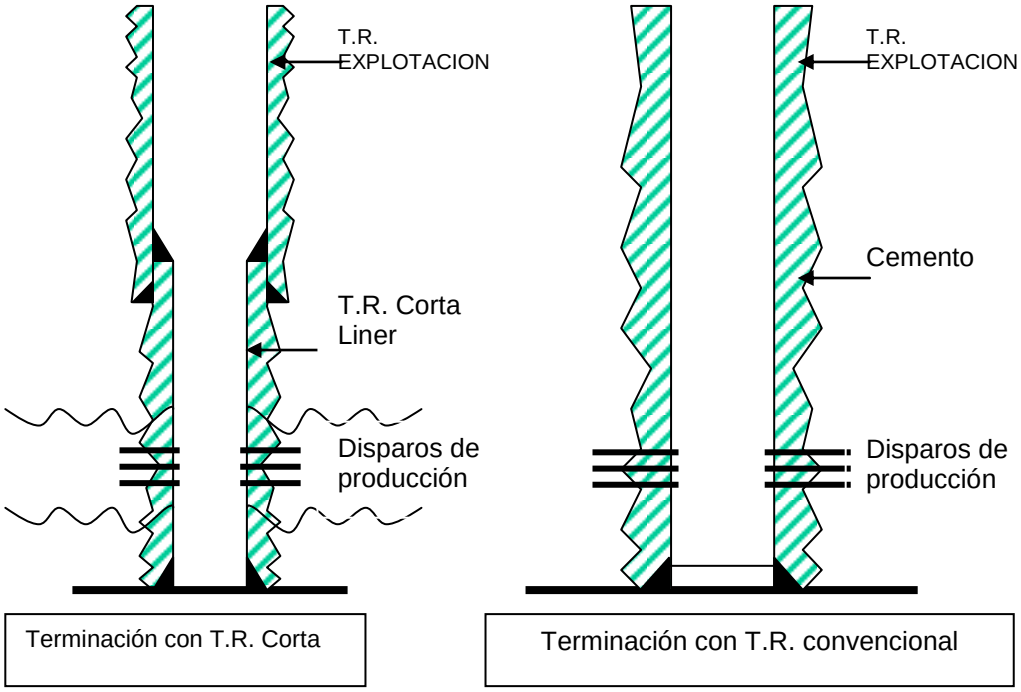
Terminación en agujero Abierto

El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación (T.R.) arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y prepara el pozo para su explotación.

Terminación con T.R. perforada.

Actualmente es el procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo.

La perforación de los disparos productores que se efectúan en las paredes de las tuberías de revestimiento de explotación convencionales y cortas “liners”, por medio de pistolas de chorro de distintos tipos, accionadas con equipos eléctricos de geofísica, ajustando las profundidades, con registros especiales. (c.c.l.) Actualmente se disparan con pistolas, con las mismas sartas de trabajo.



Terminación con T.R. Corta

Terminación con T.R. convencional

La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento que se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para cubrir la longitud de los intervalos productores. Posteriormente, se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su producción.

Tipos y usos de empacadores.

El empacador es el accesorio empleado con la finalidad de permitir el flujo del fluido por el interior de la tubería de producción, aislando el espacio anular y evitando daños a la tubería de revestimiento por fluidos corrosivos provenientes del yacimiento.

Podemos encontrar diferentes tipos y marcas de empacadores:

Tipos	Marcas
Permanentes	**BaKer** **Brown** **Camco**
Recuperables	**Guiberson y otos**

Funciones:

- Mejorar la eficiencia del flujo aportado por las formaciones aprovechando y prolongando su etapa fluyente.
- Eliminar la contra presión ejercida por la columna hidrostática en el espacio anular.
- Proteger las tuberías y cabezales de:

  Altas presiones.
  Fluidos corrosivos que producen los hidrocarburos.
- Aislar dos o más intervalos o explotarlos en forma selectiva.
- Evitar la invasión de arena sobre aparejos de cedazos.

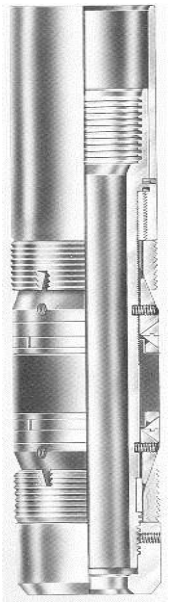
Usos:

- En pozos fluyentes e inyectores de agua.
- En pozos de bombeo neumático.
- En pozos de bombeo mecánico.
- Sobre aparejos de cedazo.

Empacadores permanentes:

Como su nombre lo indica, son permanentes, ya que después de su encaje no se pueden recuperar completos, se les conoce también como empacadores perforables.

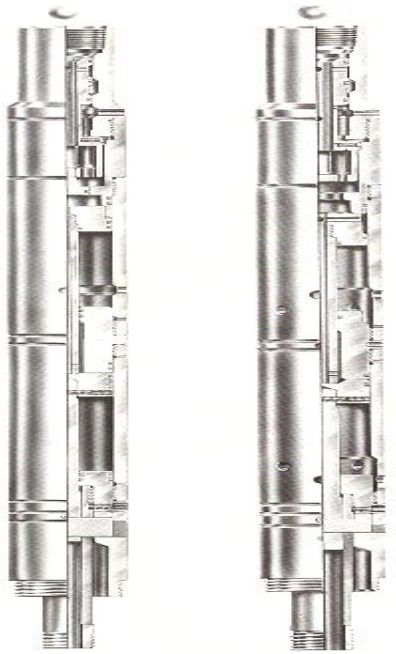
Se emplean en pozos donde existen altas presiones diferenciales o donde por grandes variaciones de carga de la tubería de producción, se necesita un máximo de seguridad de sello y de larga duración.
También en pozo profundos, desviados o direccionales, en donde la tubería de producción se requiera ajustar con tensión, neutral o con peso, en general, en pozos en donde el encaje del empacador.



Empacador Permanente BaKer modelo “D”.

Estos empacadores se identifican por su modelo y tamaño, esto nos sirve para seleccionar el más apropiado a la tubería de revestimiento y al flujo del pozo. El niple del sello o multi “v” es un accesorio del empacador el cual deberá elegirse cuidando que mayor diámetro posible en relación a la tubería de producción y accesorios que se utilicen el aparejo de producción.
Empacador permanente de anclaje hidráulico:

El empacador esta diseñado para bajarlo con el aparejo de producción, quedando el soltador como niple sellador.



Empacador Hidráulico BaKer modelo “H” y “J”.

Empacadores recuperables:

Se les conoce con éste nombre aquellos empacadores que se introducen al pozo, los cuales se anclan y posteriormente se recuperan con la tubería de producción.

Existen varios tipos de empacadores:

- De compresión con ancla mecánica sencillas.
- De compresión, y anclaje hidráulico
- De tensión.
- De tensión, compresión y anclaje hidráulico (semi-permanente).
- Inflable.
- De aislamiento con ancla de pie.

Empacador de compresión con ancla mecánica sencilla: Este empacador se utiliza en pozos donde la fuerza ejercida sobre éste (peso de la T.P. más peso de la columna hidrostática) es mayor que la presión de yacimiento,

Las cuñas se afianzan por efecto mecánico y el sello sobre la tubería de revestimiento se ejerce cargando peso al amparador con la tubería de producción. Se fabrican para terminaciones sencillas, dobles y triples. Uno de ellos el Guiberson "KV"-30 el cual es empleado frecuentemente en aparejos sencillos fluyentes de baja presión o de bombeo neumático o como empacador superior en aparejos sencillos selectivos, en combinación con un empacador permanente inferior.

Empacador guiberson kv-30.

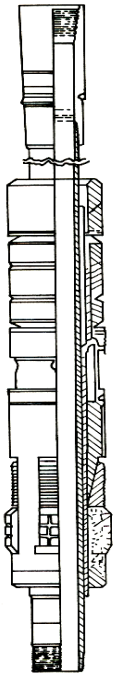
Empacador mecánico ancla sencilla Camco tipo C-2 se emplea únicamente en pozos someros y a presiones bajas, ya que carece de ancla hidráulica.

En caso de emplearlo en pozos con presiones diferenciales altas, se corre el riesgo de comunicarse el espacio anular con el interior de la tubería de producción, por lo que únicamente empléelo en pozos con bombeo neumático

Sus ventajas son:

- Cuñas con amplia superficie de contacto.
- Mandril de anclaje con carrera larga,
- Está provisto de tacones de agarre.

Empacador camco c-2.

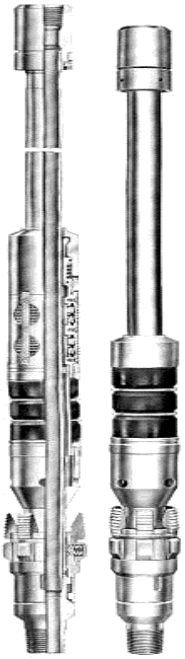


Empacador BaKer modelo R-3. Este empacador de ancla doble y sencilla se emplea con ancla sencilla en aparejos de producción para pozos de baja presión y ancla doble para pozos de alta presión. Los dos tipos tienen una válvula de igualación que permite circular libremente a través y alrededor de su cuerpo, esto reduce el efecto de pistón provocado en la introducción del pozo.

El empacador de ancla sencilla es empleado en pozos con una o dos zonas productoras explotadas con el sistema de bombeo neumático donde no se registran presiones elevadas.

El ancla doble se programa en pozos con una o dos zonas fluyentes, ya que los botones hidráulicos del ancla superior se acconan con la diferencial de la presión hidrostática y la de la formación, afianzándose en las paredes de la T.R. auxiliando al anclaje de las

Empacador baker modelo r-3.



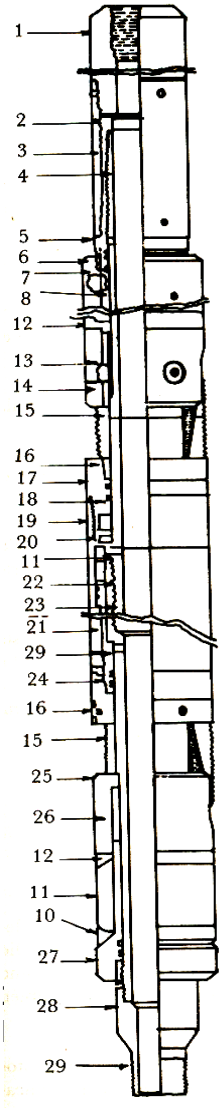
Empacador de tensión, compresión y anclaje hidráulico (semipermanente). Se utiliza cuando se desea ajustar el aparejo de producción con tensión neutral o con peso.

También donde se esperan presiones diferenciales en ambos sentidos o como empacador semipermanente,

Para el funcionamiento de sus cuñas se requiere de presión diferencial hidráulica y soporta presiones hacia arriba y abajo,

Al aplicar presión en la tubería de producción el elemento de sello se comprime entre el mandril y el cono, la tubería desplaza el pistón hacia arriba y las cuñas hacia fuera.

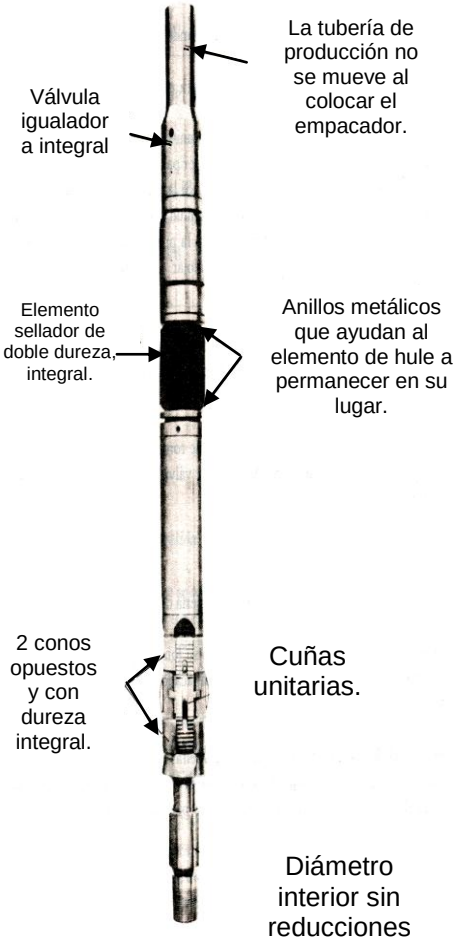
Las cuñas principales (mayores) son bidireccionales y evitan los movimientos del empacador por lo que el sello soporta presión diferencial arriba y abajo, como por ejemplo el Brown H-S.16 y Camco HRP-1.



Empacador Brown H-s-16-1

- Conexión superior
- Tope superior
- Camisa de la válvula
- Vástago soltador
- Cuerpo de la válvula
- Retén de apoyo
- Anillo retén
- Anillo superior de apoyo
- Mandril de sello superior
- Sello de plomo aislado
- Sello de hule
- Sello de plomo
- Guía cono superior
- Cono superior
- Cuñas
- Anillo sujeción cuñas
- Soporte superior cuñas
- Anillo retén
- Anillo inferior de apoyo
- Cilindro
- Rodillos
- Embolo
- Vástago inferior
- Soporte inferior cuñas
- Cono inferior
- Anillo retén
- Mandril de sello inferior
- Conexión inferior
- Tornillo de corte

ería de producción.



Empacador Hidráulico Camco HRP-1

Tubería de producción es el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo, o bien, lo fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.

Manejo y uso de tubería de producción.

- La tubería que se va a introducir primero al pozo deberá quedar en la parte superior de los cargadores.
- Retirar los protectores de rosca martillando el cople, si el protector esta amarrado debe desenroscarse con ayuda de llave, si los tramos llegan por alguna circunstancia sin protector será necesario inspeccionarla.
- Retirar los protectores de rosca sólo del tramo que se va a utilizar.
- Al calibrar la tubería se deberá utilizar los calibradores adecuados de acuerdo al drift de la tubería, dependiendo del peso y diámetro de la misma.
- Limpiar las juntas y protectores con solventes y agua, secarlas con aire.
- Al aplicar la grasa a las juntas se deberá colocar los protectores.
- Revisar que la polea viajera esté alineada con la mesa rotaria.
- Revisar el correcto funcionamiento de la llave de apriete y computadora a utilizar.
- Revisar que la línea del cabestrante que suspende a la llave permita el movimiento vertical (checar si es cable resistente o cabestrante).
- El resorte vertical de compensación de la llave deberá permitir el movimiento vertical de la pérdida del enrosque.
- Seleccionar las mordazas de la medida correcta y que estén en buenas condiciones, la mordaza de aguante deberá estar paralela a la mordaza de desenrosque.

- El (los) elevador (es) deberá (n) estar en buenas condiciones y ser el (los) adecuado (s) para el diámetro (s) y tipo (s) que se esté (n) manejando.

- Utilizar cuñas normales y revisarse antes de usarlas, verificando que todas las secciones trabajen al mismo tiempo.

- El limpiador elevador y las cuñas frecuentemente, los dados deben revisarse y cambiarse en caso necesario.

- Verificar que el diámetro de los arietes sea el diámetro de la tubería.

- Exigir a las compañías de servicio que manejen las llaves hidráulicas un certificado de calibración reciente.

- No deberán utilizarse las llaves de fuerza para tubería de perforación en la desconexión de tubería de producción, solo en caso muy especial.

- Los valores mínimos que se enumeran en las tablas de apriete de acuerdo al diámetro, grado y peso de las tuberías, corresponden al 75% de los valores óptimos y los de apriete máximo 125%, todos los valores están redondeados a los 10 pies-libra más próximos. En el campo deben utilizar los valores óptimos de apriete. Este torque deberá alcanzar cuando menos dos segundos antes de que opere el paro automático.

Al introducir la tubería al pozo.

- Al levantar la tubería de los cargadores a la rampa o al piso de perforación deberán tener colocados los protectores de rosca, así también evitar que la tubería se flexione.

- Cuando calibre la tubería verticalmente deberá hacerse con el guardarrosca colocado, el calibrador deberá ser de drift especificado por las normas API y deberá estar completamente limpio.

- Tratándose de tubería premium, inspeccionar el sello de hilos de la rosca después de haber retirado los protectores de rosca.

- La aplicación de grasa, deberá ser en el piñón para cubrir las crestas y valles del sello y el hombro del piñón. Nunca aplicar grasa cuando las roscas estén mojadas.

Al conectar la tubería.

- Durante la conexión de la tubería evitar que el piñón golpee a la caja u otra parte del piñón.
- Utilizar una guía de enchufe para conectar la tubería y mantener el tubo en posición vertical.
- Al iniciar a enroscar la tubería, las primeras cinco vueltas deben enroscarse en baja velocidad, las cuñas deberán cubrir la mayor parte de la circunferencia de la tubería. La velocidad mínima de rotación es de 3 rpm. El elevador no debe restringir el movimiento del tubo.
- Para acero de alta aleación iniciar el enrosque con todas las precauciones y en baja velocidad.
- Para aceros al carbón después de que la junta cae y esté alineada debe usarse la llave en alta velocidad con poca aceleración, cualquier apriete antes de 1.5 vueltas antes de alcanzar el hombro puede generar problemas por lo cual será necesario desenroscar y revisar la rosca.

Al terminar de enroscar.

- Para el apriete de accesorios debe prevenirse la flexión.
- Cuando se utilicen llaves de aguante, asegurase que la presión sea la suficiente para prevenir el resbalamiento de la tubería, pero no excesivo para provocar un colapso.

- La posición de la llave deberá ser lo más cercano posible a la junta de 15 a 25 cm arriba del cople y lo más posible a las cuñas.

- Una vez que se alcance el apriete, corroborando en la lectura del medidor de apriete computarizado, debe desengancharse la llave y levantar la tubería para sacar las cuñas.

Ajuste de un aparejo de producción.

Distribución propuesta por la subgerencia de ingeniería de diseño.

Datos del pozo.

T.R. $6^{5}/_{8}$" 24–28lb/pie. A 2351 m.
Profundidad interior 2326 mts.
Intervalos por explotar.
2278–2289, 2262-2266, 2120-2145.
T.PS. $2^{3}/_{8}$" 8h, N-80 4.7 lb/pie.

Distribución del aparejo:
Sarta larga.

Empacador permanente	2250 m.
Junta de tensión	2210 m.
Válvula de circulación	2100 m.
Empacador doble terminación	2090 m.

Sarta corta.

Mandril de anclaje con sellos	2090 m.

a).- Suma de accesorios en sarta larga:

Niple de sellos	0.32 m.
Junta de tensión	0.65 m.
Válvula de circulación	0.66 m.

Empacador doble	1.90 m.
Válvula de circulación	1.70 m.
	5.23 m.
249 tramos de T.P. $2^3/_8$	
8 hilos N-80 lb/pie	2240.77 m.
	2246.00 m.
E.M.R.	2.50 m.
	2248.50 m.

b).- Distribución de accesorios en sarta larga:

Empacador permanente	2248.50 m.
Niple de sellos	-0.32 m.
	2248.18 m.
48 tramos de T.P. $2^3/_8$	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	435.22 m.
	1812.96 m.
Junta de tensión	0.65 m.
	1812.31 m.
1 tramos de T.P. $2^3/_8$	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	-8.70 m.
	1803.61 m.
Válvula de circulación	-0.66 m.
	1802.95 m.
1 tramos de T.P. $2^3/_8$	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	-9.06 m.
	1793.89 m.
Empacador doble	
Terminación	-1.90 m.
	1791.99 m.
1 tramos de T.P. $2^3/_8$	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	-9.07 m.
	1782.92 m.
Válvula de circulación	-1.70 m.
	1781.22 m.

196 tramos de T.P. $2^3/_8$

8 hilos N-80 4.7 lb/pie	1769.61 m.
	11.61 m.
1 tramos de T.P. $2^3/_8$	
8 hilos N-80 4.7 lb/pie	-9.11 m.
	2.50 m.
E.M.R	-2.50 m.
	0.00 m.

c).- Distribución de accesorios sarta corta:

Empacador doble	
Terminación	1791.99 m.
Mandril anclaje con sellos	-0.20 m.
	1791.79 m.
199 Tramos	1789.29 m.
	2.50 m.
E.M.R	2.50 m.
.	0.00 m.

Distribución de aparejo:	Programado	De campo
Empacador permanente	2250 mts.	2248.50 mts.
Junta de tensión	1810 mts.	1812.31 mts.
Válvula de circulación	1800 mts.	1802.95 mts.
Empacador doble terminación	1790 mts.	1791.99 mts.
Válvula de circulación	1780 mts.	1781.22 mts.

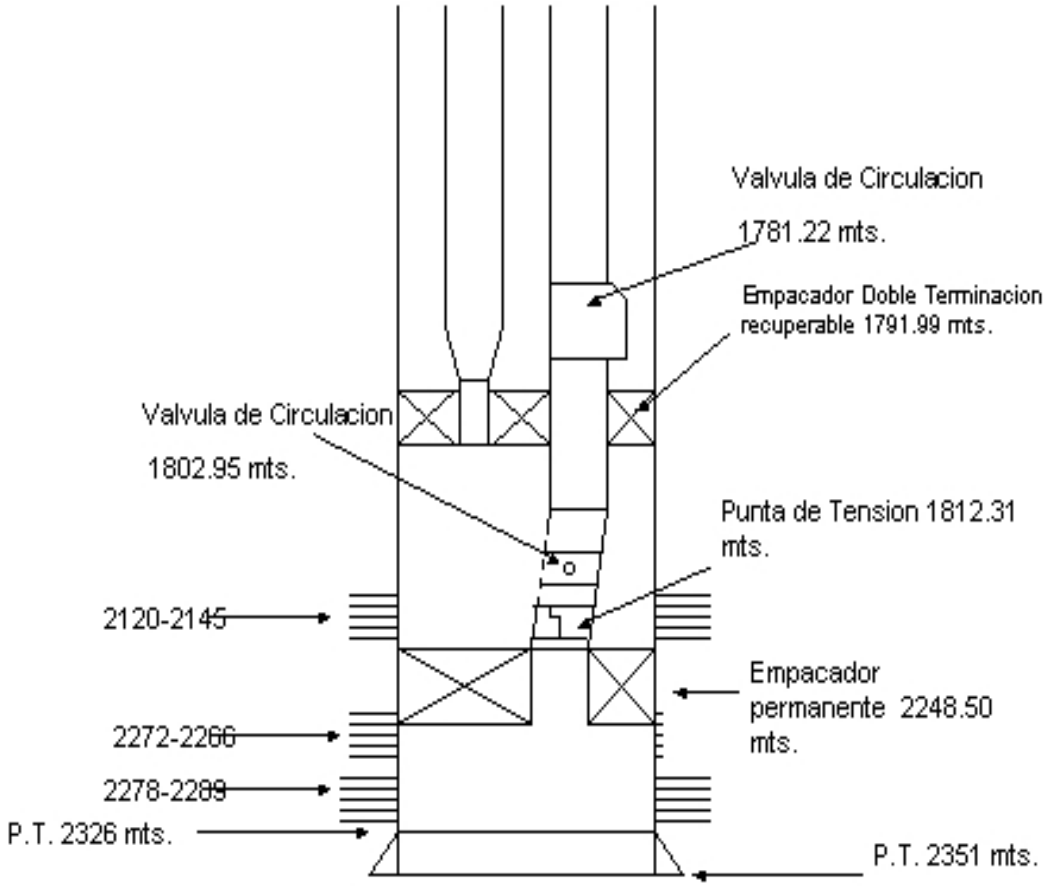


Figura ajuste de aparejo de doble terminación.

Clasificación de las intervenciones.

Reparaciones mayores de explotación (R.M.E.).

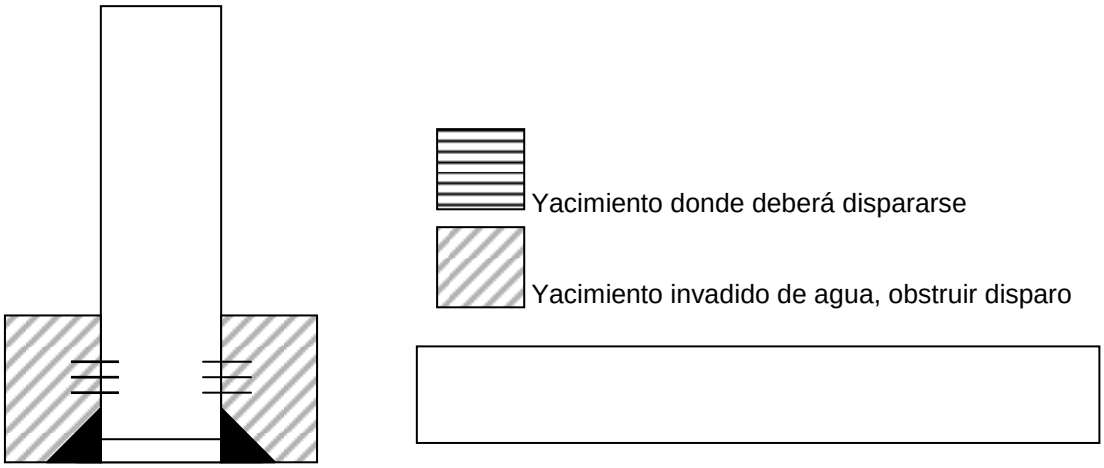
Durante la explotación de los pozos petroleros, en un determinado tiempo llegan a presentarse problemas como los siguientes:

- Invasión de agua salada.
- Agotamiento y baja recuperación de intervalo.
- Desprendimiento o roturas en las tuberías de revestimiento.
- Cementaciones primarias defectuosas.
- Alta relación gas-aceite (ARGA).
- Cambio de función del pozo.

Siendo estas las causas que determinan efectuar una reparación al pozo, podemos definir a ésta como: conjunto de actividades operativas a desarrolla, con el fin de mantener el pozo en constante producción, mediante la alteración de las condiciones de flujo de los yacimientos productores o por medio del aislamiento de un intervalo explotado a la apertura de uno o más intervalos.

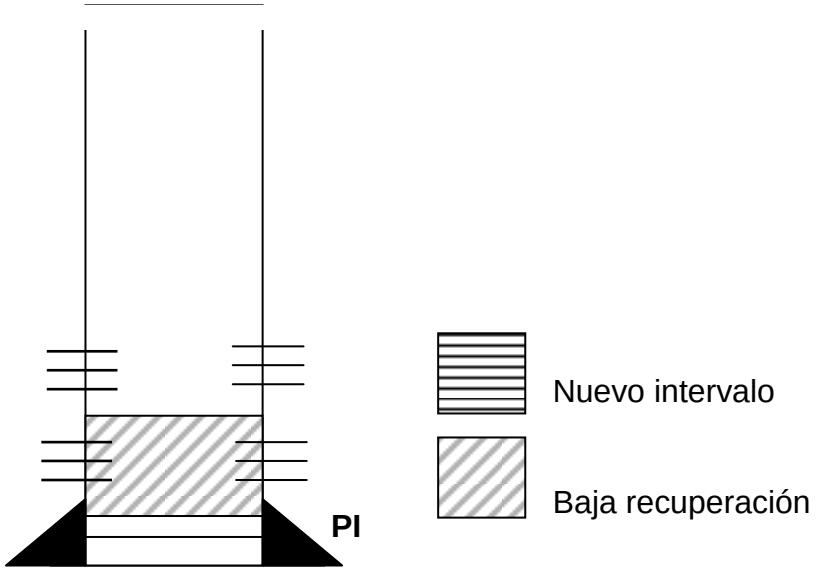
Causas.

Invasión de agua salada.- es un problema normal en yacimientos de hidrocarburos de empuje hidráulico, y que por la explotación de los mimos, incremente el porcentaje de agua haciéndolo incontable. La corrección se efectúa aislando el agua salada por medio de cementaciones a presión y disparando el intervalo, a un nivel que se aleje del contacto agua-aceite.



Yacimiento con invasión de agua salada.

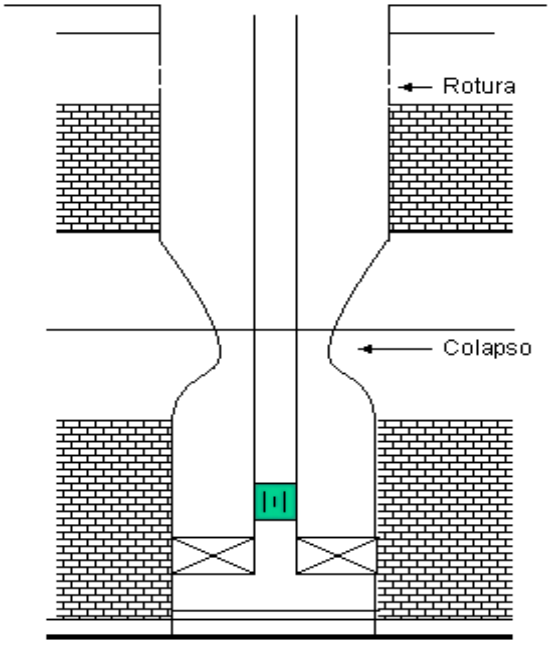
Agotamiento y baja recuperación del intervalo.- La explotación continua de un yacimiento trae como consecuencia cambios en sus condiciones originales que ocasionan problemas en la operación de los pozos. Una de ellas es el abatimiento (baja) depresión a medida que explotan, por lo que su energía propia disminuirá, siendo suficiente para que los pozos fluyan por si mismos. En estos casos la reparación se hace aislando el intervalo en producción por baja recuperación y la apertura de nuevos intervalos.



Intervalo con baja recuperación.

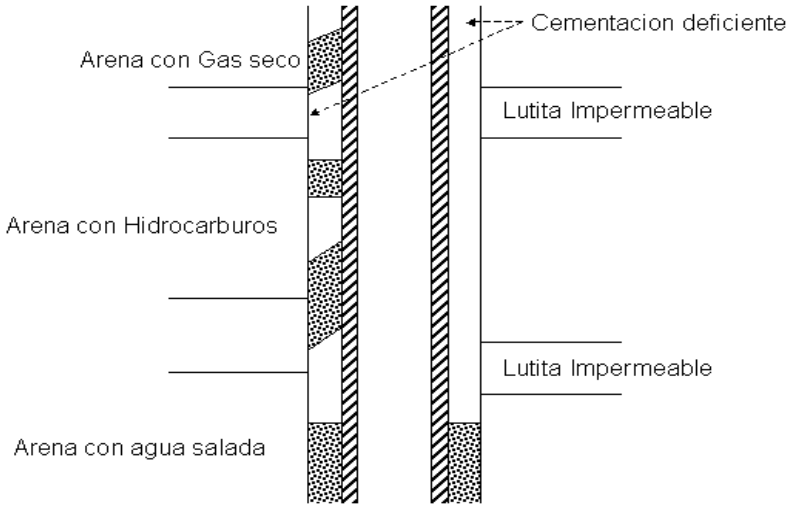
- *Desprendimiento o roturas en las tuberías de revestimiento.-* las fallas en las tuberías de revestimiento se presentan por desprendimiento, roturas o aplastamientos (colapsos). Las causas que las originan son las causas o desgaste del acero, efectos de corrosión, esfuerzos excesivos de las formaciones sobre las tuberías, motivados por sus características plásticas.

  Al presentarse estos problemas existe alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo, siendo importante su reparación para integrarlo nuevamente a condiciones óptimas de servicio, considerándose reparación mayor cuando se cementa la T.R. para corregir la anomalía.

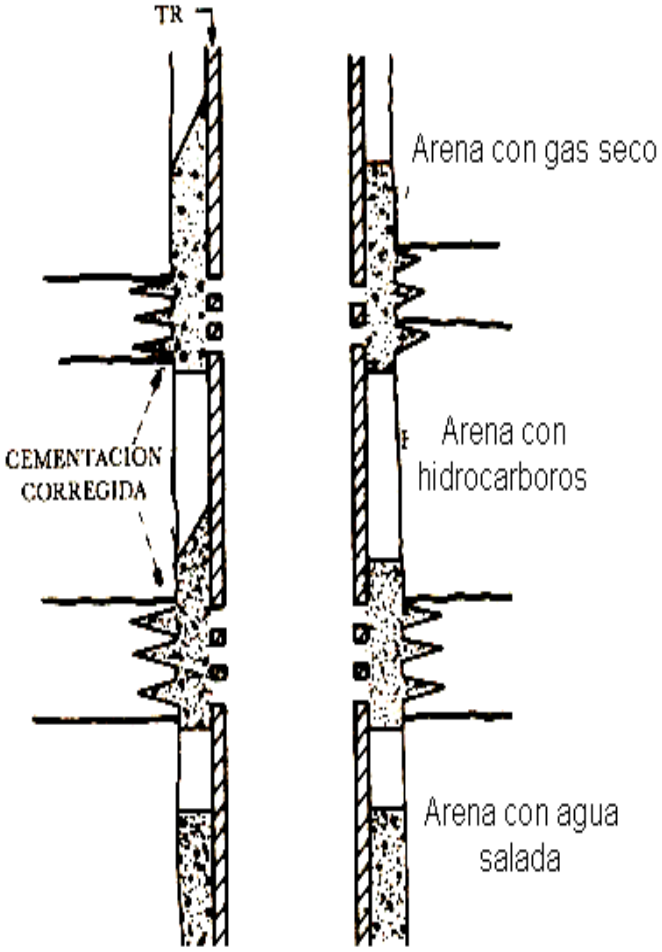


Pozo con T.R. colapsada y rota.

Cementaciones primarias defectuosas.- Estos problemas pueden ocasionar comunicación de la zona productora con otras zonas. Debido a la canalización del cemento motivando la falta de control de los hidrocarburos producidos o en presencia en estos de fluidos indeseables.



Cementación defectuosa.



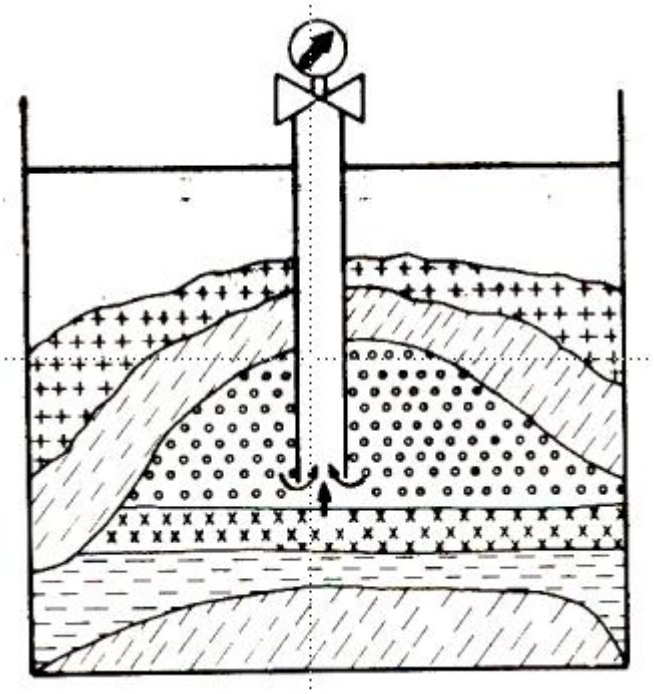
Cementación corregida.

Alta relación gas- aceite (ARGA).- Este es otro problema que ocurre por la presencia de gas incorporado al aceite, el cual es normal y la cantidad producida dependerá del tipo de yacimiento. Esta relación se incrementará por diversas causas.

- El explotar un yacimiento su presión disminuye y el gas en solución incorporado al aceite se libera y tiende a ser fluido móvil, predominante

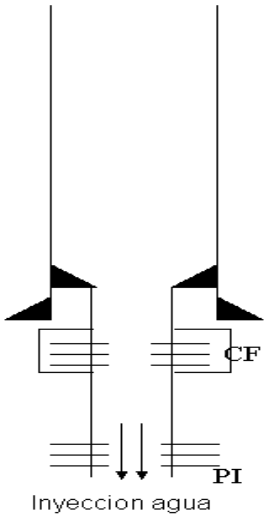
- Si el yacimiento tiene casquete primario o secundario gas, por su depresionamiento y no existiendo barreras verticales al fluido, se propicia que el casquete de gas invada al intervalo disparado, dejando de producir aceite.

- Al presentarse fallas en la T.R. o cementaciones defectuosas causando que el gas fluya por el intervalo de producción.

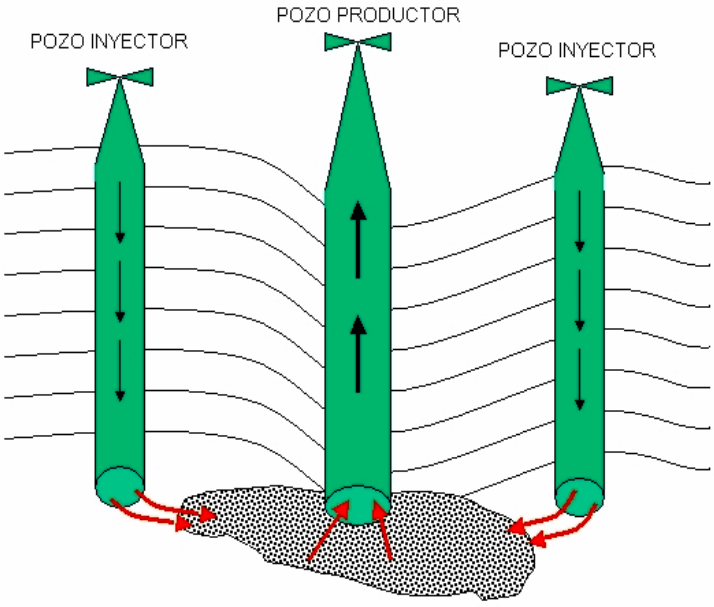


Yacimiento con alta relación gas aceite.

Cambio de función del pozo.- si opera el sistema de recuperación primaria, puede acondicionarse para operar en el sistema de recuperación secundaria, lo cual significa que se aíslan los intervalos abiertos por medio de cementaciones a presión se abre otros, efectuándose las pruebas necesarias para inyectar agua a la formación, obteniendo los hidrocarburos a través de un pozo productor.



Pozo convertido a inyector agua.



Secuencia de inyección de agua a yacimiento con hidrocarburos sin presión.

Al llevar a cabo una reparación mayor se clasifica de la manera siguiente:

1.- Reparación mayor de explotación (RME).

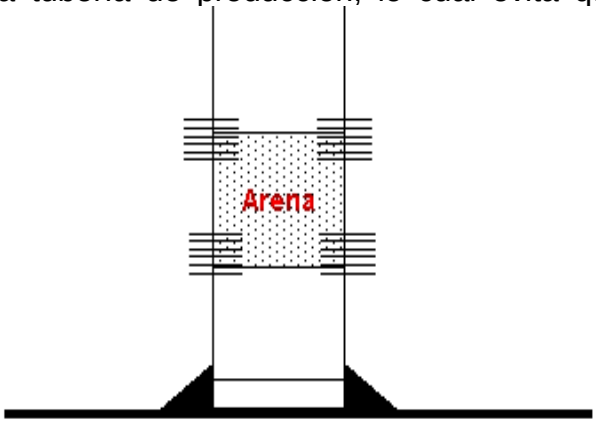
- Reparación mayor de explotación inyección de agua productor (RMIA-P).
- Reparación mayor de explotación inyección de agua inyector (RMIA-1).
- Reparación mayor de explotación inyección de Vapor (RMIA-V).

Reparaciones menores.

La explotación continua de los yacimientos traen como consecuencia cambios en las condiciones de extracción de los hidrocarburos y los que a su vez ocasionan problemas ocurre por diferentes causas. Generalmente cuando efectúa este tipo de reparaciones, es porque las actividades operativas están encaminadas a corregir las fallas en el aparejo de producción.

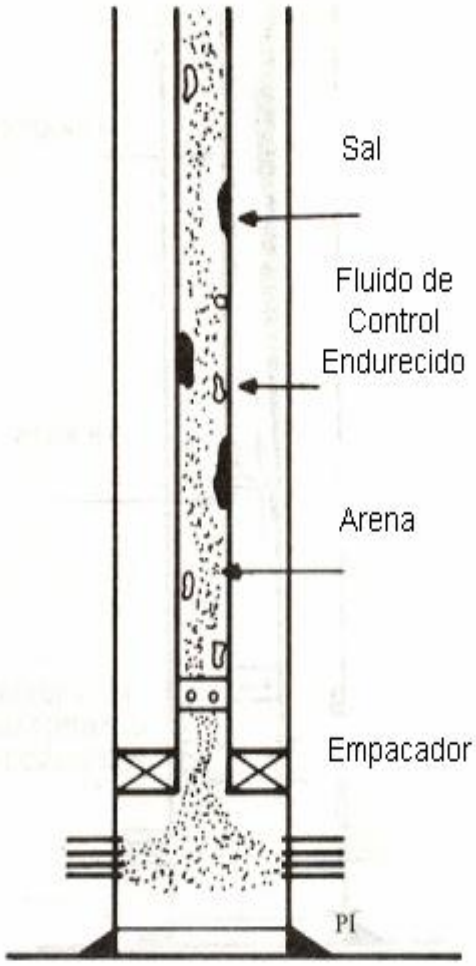
Causas más frecuentes.

Acumulación de arenas.- algunas formaciones como las arenas consolidadas producen, junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo, llegando incluso a obstruir el intervalo productor y taponar la tubería de producción, lo cual evita que el flujo disminuya paulatinamente hasta



Obturamiento del intervalo productor con arena.

Tuberías de producción obturadas en su interior con sal, las tuberías se taponan interiormente con sal, arena o fluido de control floculado, restringiendo la explotación del intervalo productor. Una de las causas directas del taponamiento con sal puede ser la poca consolidación de la formación o por falla de la cementación primaria. La depositación de tapones de sal en el interior de la tubería se debe a que el intervalo produce aceite con agua salada evaporándose ésta por la temperatura, quedando la sal incrustada en las paredes de la T.P. o formando un tapón por precipitación de la sal.

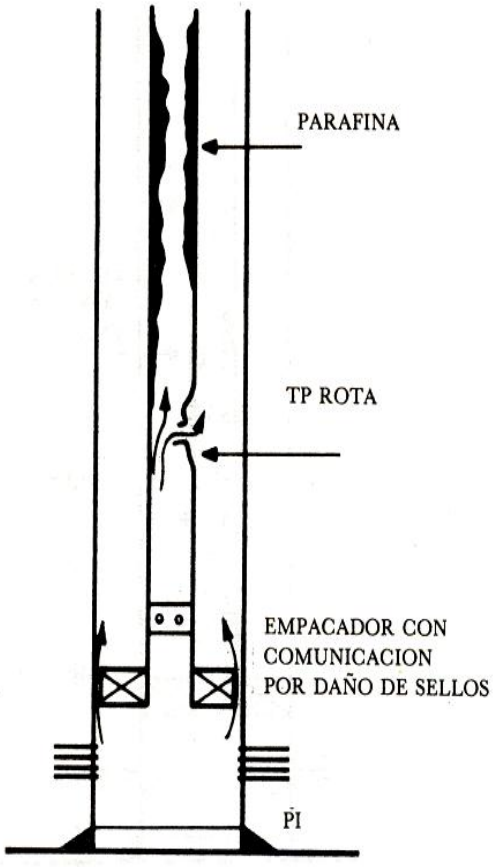


Tubería taponada con arena, fluido de control o sal.

Empacadores dañados e interiores de tuberías de producción parafinadas, el problema de los daños que se causan a los empacadores que se utilizan en los

aparejos de producción pueden tener su origen debido a una mala operación al anclarlos o defectos de su fabricación o de sus accesorios de sello y anclaje. En los empacadores permanentes es común que también se presenten fallas de las unidades de sello, ya sea por el daño ocasionado al introducirlo al interior del empacador, por corrosión, por erosión debida a la presión del yacimiento o por el movimiento de la tubería por efecto de la presión y temperatura del pozo.

Las tuberías se obstruyen interiormente con parafina, debido a que los cambios de temperatura y presión, originan que el aceite desequilibre su composición química al tener contacto con sustancias asfálticas y parafínicas que se depositan en el interior de le T.P. obturándola. Otra causa es la rotura de la tubería por presión interna o colapso u otro esfuerzo.

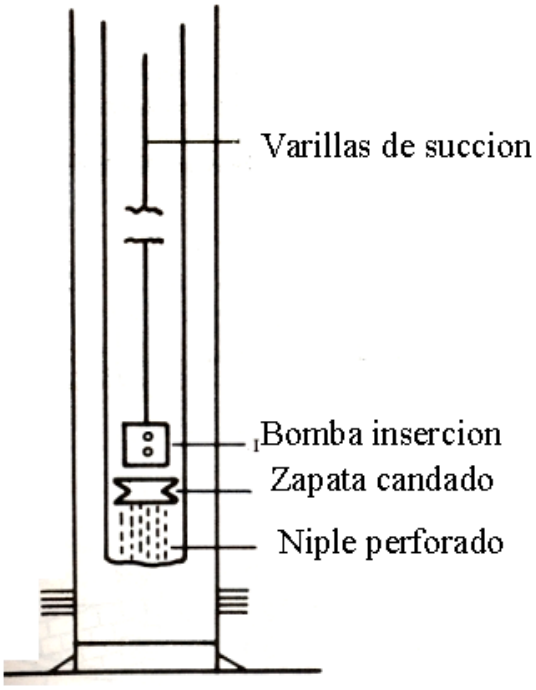


Pozo con aparejo de producción dañado.

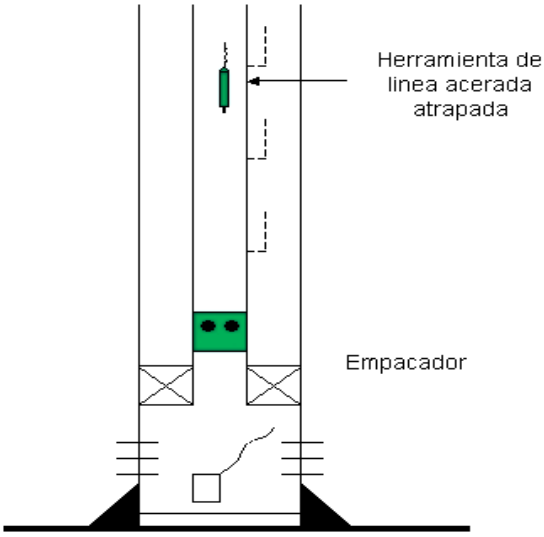
Cambios en el aparejo de producción o en el sistema de recuperación de acuerdo a la etapa productiva del pozo, en algunos casos por problemas ocasionados por herramientas de la línea de acero atrapadas en el interior de la tubería de producción.

Entre los cambios del aparejo más frecuentes está el bombeo neumático debido a la obturación de las válvulas de inyección de gas, con sedimentos, carbonatos o depósitos orgánicos que alteran su calibración.

En los aparejos de bombeo mecánico (B.M.) las fallas más frecuentes son el desanclaje de la bomba, el calzamiento de las válvulas de retención o viajera y la desconexión o rotura de las varillas de succión.

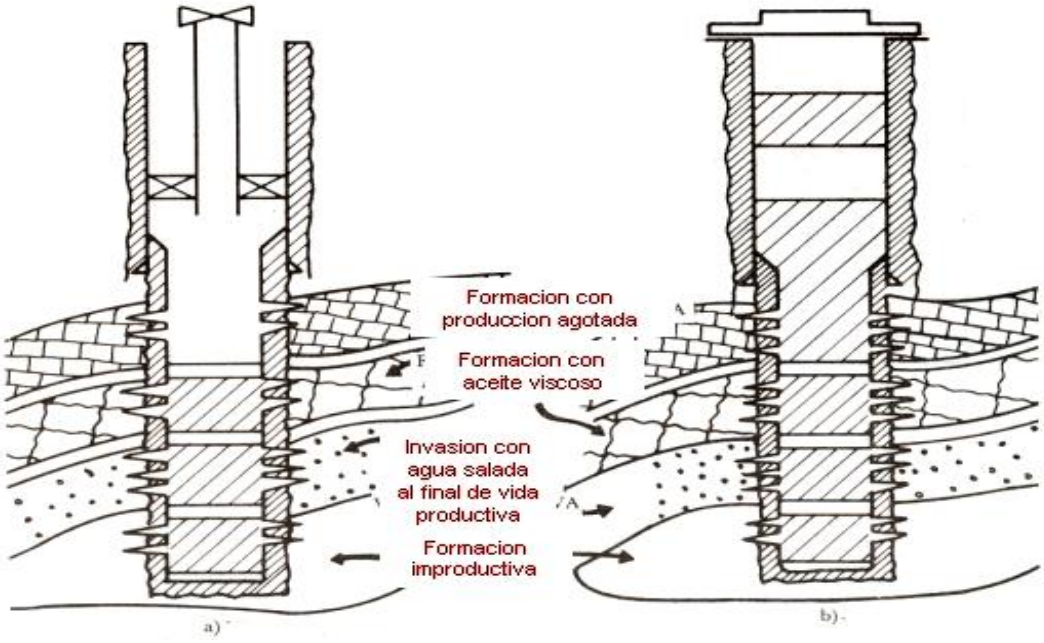


Varillas de succión rotas.



Pozo con herramienta línea acerada atrapada.

Agotamiento total.- En campos de explotación avanzada los pozos llegan a declinar su producción a límites que hacen incontables mantenerlos en operación, considerando agotado el yacimiento. Si no existe otra alternativa, el pozo se interviene para su taponamiento, aislando los intervalos productores por medio de cementaciones a presión, tapones mecánicos o tapones de cemento.



Pozo taponado con tapón mecánico y pozo taponado con cemento.

Pozo taponado con tapón mecánico y pozo taponado con cemento.

Al llevar a cabo una reparación menor, generalmente el pozo tiene un determinado aparejo de producción, por lo tanto la intervención podrá ser para:

- Reacondicionar un aparejo fluyente (R.F.).
- Reacondicionar un aparejo de bombeo neumático (R.B.N.).
- Reacondicionar un aparejo de bombeo mecánico (R.B.M.).
- Conversión del aparejo fluyente de bombeo neumático (C.B.N.).
- Conversión del aparejo fluyente o neumático a bombeo mecánico (C.B.M.).
- Reacondicionar un aparejo inyector de agua (R.I.A.).

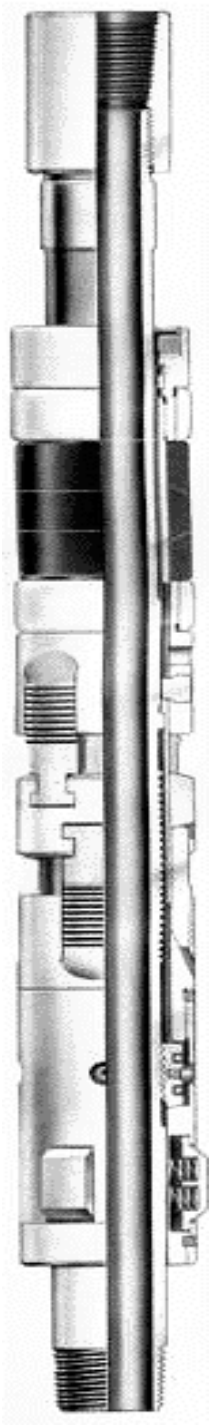
- Reacondicionar un aparejo inyector de vapor (R.I.V.).
- Recuperación del aparejo (R.A.).

Por consiguiente, la reparación que se efectuará en el pozo estará sujeta a la elaboración de un programa de intervención donde previamente fueron analizados sus antecedentes, que determinaran el tipo de intervención.

Regularmente la terminación que se hacen en los pozos, el de la T.R. perforada es la más empleada, ya que permite mejores opciones de efectuar las reparaciones requeridas en cada pozo.

El empacador BAKER modelo A-2 Lok-Set se utiliza en pozos productores o inyectores en donde se debe mantener en ambas direcciones y donde la tubería se ajuste con tensión, neutral o en compresión. Es empleado en pozos de bombeo neumático y fluyente.

Su construcción es de diámetro interior amplio, de doble anillo y con descargador integral, sus cuñas son deslizables y de afianzamiento opuesto, con lo que evita el movimiento del empacador originado por el efecto de las presiones diferenciales. Sus segmentos de cierre sirven como anillos de seguridad, logrado así mantener sellada la herramienta y a la vez atrapado el descargador hasta que se trabaje a desanclar.



Empacador Baker Lok- Set.

TAMAÑO DEL EMPACADOR	DIAMETRO DE LA TR pulg.	PESO Kg	TENSION Kg.
43	$4^1/_2$	3,000	5,000 a 10,000
	5		
45	5½		
	$6^5/_8$		
47	$6^5/_8$	5,000	
	7		
	$7^5/_8$		
49	$8^5/_8$	7,500	10,000 a 15,0000
51	$9^5/_8$		

Especificaciones empacador HRP-1.

DIAMETRO EXTERIOR		PESO NOMINAL TR lb/pie	DIAMETRO EMPACADOR	
TR pulg.	TP pulg.		EXTERIOR Pulg.	INTERIOR pulg.
$7\ ^5/_8$	3½	20-33.7	6.625	2.875
		33.7-39	6.250	2.875
7	3½	17-20	6.250	2.875
		20-29	5.937	2.875
	$2^7/_8$	20-29	5.937	2.375
		29-38	5.687	2.375
		40	5.500	2.375
$6^5/_8$		17-24	5.687	2.375
		24-32	5.500	2.375
5½	$2^3/_8$	9-13	4.875	1.937
		14-24	4.500	1.937
		20-23	4.500	1.937
		26	4.128	1.937
5	$2^3/_8$	11.5-15	4.218	1.937
		15-18	4.000	1.937
$4^1/_2$	$2^3/_8$	9.5-13.5	3.750	1.875
		13.5-15.1	3.625	1.875

15.5.- Accesorios del aparejo de producción.

Sistemas de los aparejos de producción que se utilizan en la etapa de recuperación primaria de un pozo son:

- Aparejo fluyente.
- Aparejo de bombeo neumático.
- Aparejo de bombeo mecánico.

El primero aprovecha básicamente la energía propia del yacimiento, haciendo llegar los hidrocarburos a la superficie.

El segundo es un diseño artificial de explotación, empleado en pozos de baja presión, cuya función es la de reducir la columna hidrostática y permitir que el aceite llegue a las baterías de separación.

El tercero se le denominará así, cuando se utilice una bomba superficial, accionada por varilla dando lugar a que el aparejo opere individualmente por medio de una unidad superficial.

En la actualidad hay una gran variedad de accesorios, de los cuales los más importantes son:

1.- Empacadores.

2.- Niples de sello.

3.- Unidades de sello.

4.- Junta de tensión.

Niples de sello.

Los niples selladores completos están formados por las unidades de sello, cuñas tipo candado y por la conexión superior del mandril. Entre estos se tienen en operación dos modelos. “E” y “G”.

El modelo “E”, al introducirlo al empacador y agregarle peso, sus cuñas se sujetan a la rosca cuadrada izquierda en la parte superior del empacador. Se utiliza cuando se tienen que soportar altas presiones, teniendo en cuenta que no debe sobrepasarse los esfuerzos de la tubería por los cambios de presión y temperatura, para soltarlo se gira la tubería de 15 o mas vueltas a la derecha.

No se debe utilizar en aparejos sencillos selectivos o dobles.

El modelo “G” se utiliza normalmente en pozos donde no se van a registrar presiones altas, así como en aparejos sencillos selectivos o dobles donde no se puede girar la sarta de tubería.

En ocasiones se ha utilizado en cementaciones forzadas a través del empacador permanente para sellar el espacio anular, durante la inyección del cemento a la formación.

Niples de sello tipo “E”.

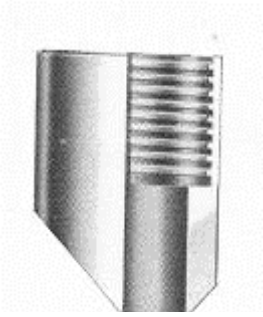


Fig. 15.5.1.-Zapata guía para niple de sellos tipo “E”.

Niples de sello tipo “G”.

Unidades de sello.

Para lograr el sello entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción en un aparejo, se utiliza un niple sellador que se ajusta a la camisa pulida en el interior del empacador, éste efectúa el sello con o sin peso aplicado en la sarta de tubería de producción. En los niples, el sello se logra por el contacto de hule metal.

Existen cuatro tipos de unidades selladoras:

Normal.- Es el más empleado, tiene cinco empaques hacia arriba y cinco hacia abajo para soportar presión en ambas direcciones. No se debe usar a temperaturas mayores de 163°C ni donde haya ácido sulfhídrico.

Premium.- La distribución de los empaques es similar al anterior, pero la calidad de sus materiales lo hace resistente al ácido sulfhídrico, puede ser utilizado hasta una temperatura de 176.

Fijador.- El empaque fijador de ésta unidad está compuesto nitrito y viltrón, lo que le permite soportar la presencia de ácido sulfhídrico y temperatura no mayor de 176 °C, este tipo de sella, por su material vulcanizado puede entrar y salir en varias ocasiones con mínimo daño.

K-RYTE.- La distribución de los empaques soporta las presiones de arriba y de abajo del empacador. Es resistente a la corrosión, al ácido sulfhídrico y bióxido de carbono, hasta temperatura de 260°C y presiones de 1054k/cm²

ESPACIADOR

EMPAQUE DE CHEVRON

ESPACIADOR

ANILLO DE ACERO INOXIDABLE

EMPAQUE DE CHEVRON Y TEFLÓN

EMPAQUE DE CHEVRON Y VITRON

EMPAQUE FIJADOR

ANILLO ESPACIADOR

EMPAQUE DE RYTRON
EMPAQUE DE TEFLON
EMPAQUE DE CHEVRON
EMPAQUE DE OPUESTO DE CHEVRON
ESPACIADOR

Extensiones para unidades de sellos.

Los niples de sellos se proporcionan con dos unidades selladoras, pero cuando existe la necesidad de prolongar su longitud, se le agregan más unidades, en ambos modelos de niples “E” o “G”.y “E”

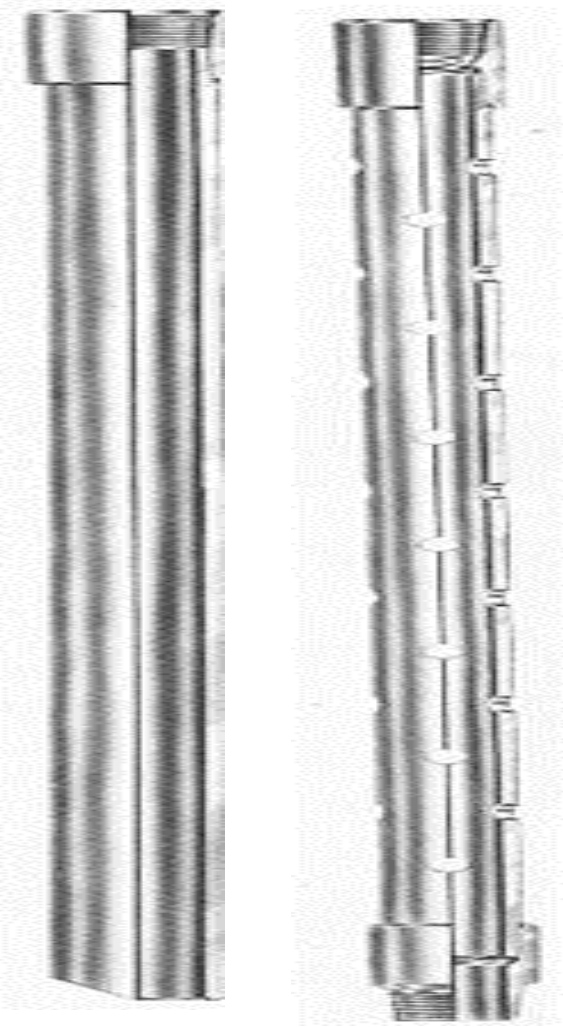
Extensión modelo “E”. Tamaño 80-32 “G”. Tamaño 40-26 “G”.

Este tipo de extensión “E” se utiliza para niples de sello en los aparejos de producción con varios empacadores permanentes.
Existen otro tipo de accesorios que son:

Tipo “E”. Consiste en un tubo de producción con cople en un extremo y en el otro corte transversal, zapata guía (pata de mula), que sirve para guiarlo hacia dentro del empacador y ala vez, abrir la charnela del mismo. El tubo esta disponible en tamaño de 1.660 a 4 pulgadas y longitudes de 1.64 metros.

Perforado.

Este está diseñado par utilizarse en el extremo de la sarta larga del aparejo doble selectivo, para evitar vibraciones originadas por la turbulencia de fluidos. Actualmente su uso es muy limitado.



Tubos de producción tipo “E” y perforado.

Tapón “DR”.

Se emplea para aislar un empacador convirtiéndolo en tapón mecánico. Se introduce con tubería de trabajo o de producción, pero antes cambiar el sustituto por uno de acero, para asegurar un agarre efectivo del pescante al recuperarlo. Cuando se espera altas presiones debajo del empacador, se utiliza con cuñas del tipo candado, en caso contrario, se utilizan únicamente las U. de sello.

Válvulas de circulación.

Función.: Proveer un medio de comunicación entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción.
Todos los aparejos de producción deben tener este accesorio con la finalidad de facilitar el lavado o control del pozo. Este accesorio se coloca en los aparejos arriba del empacador, para lavar o controlar el pozo a mayor profundidad y facilitar las operaciones de pesca.

Existen dos tipos de válvulas de circulación:

2.- Tipo mandril.

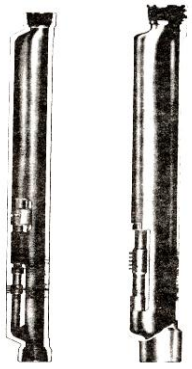
3.- Camisa deslizable.

- Con niple de asiento
- Sin niple de asiento.

Ambos tipos se abren y cierran con el equipo de línea acerada.

Tipo de mandril.

Tienen una forma ovoide con orificios de circulación en el cuerpo, el cierre de estos produce con un obturador que se aloja en un receptáculo o bolsillo.
La desventaja mayor de éste accesorio es la recuperación en caso de accidente mecánico debido a la forma irregular del mismo.



Mandriles camco KB y KBM.

TIPO DE CAMISAS DESLIZABLE

Tiene una pieza móvil en su interior denominada “Camisa”, cuya función es abrir o cerrar los orificios de circulación. Este tipo de válvulas puede diseñarse con niple de asiento o sin él.

CON NIPLE DE ASIENTO

Están maquinados para recibir accesorios con el equipo de línea acerada tales como, válvulas de retención, separador de flujo y estrangulador lateral en caso de presentar dificultad para cerrar.

SIN NIPLE DE ASIENTO

Tienen el mismo diámetro interior que la tubería de producción por lo cual se pueden colocar varias válvulas de este tipo en una misma sarta. En este tipo de camisas si se introducen invertidas se puede abrir o cerrar la misma.

Niples de asiento.

Estas herramientas se utilizan en aparejo de producción tales como:

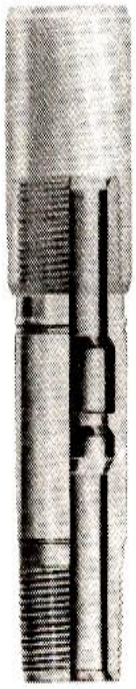
- Aparejo fluyente.
- Aparejo de bombeo neumático.

En aparejo fluyente.

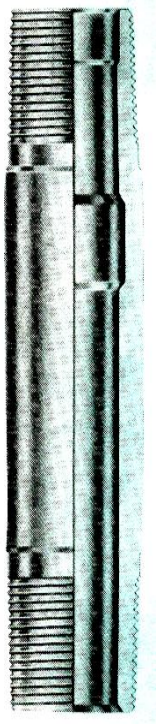
Se colocan en la tubería de producción ya sea abajo, arriba o entre empacadores, según el objetivo que se desee alcanzar, por ejemplo:

- Aislar intervalos o zonas de intervalos.
- Para colocar estranguladores de fondo.

Niple de Asiento
Tipo “RN”



Niple de Asiento
Tipo “X” OTIS

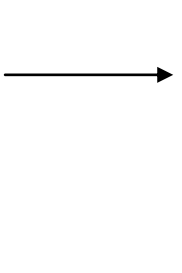


Niple de Asiento
Tipo “N”

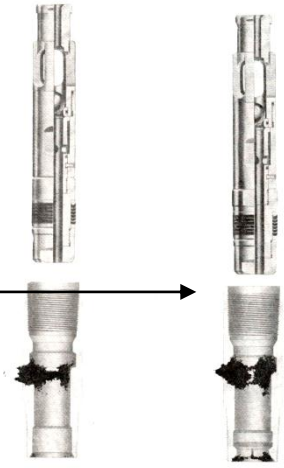
En el aparejo de bombeo neumático.

Se instalan en la parte interior del aparejo de producción con válvula de retención, para efectuar la limpieza del pozo, que a la vez sirve para evitar que la columna hidrostática contenida en la T.P. iguale la presión de formación.

Niple de Asiento Baker Modelo “F”
Y Válvula de Retención “FB-2”

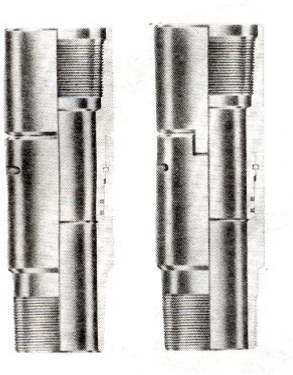


Niple de Asiento Baker Modelo “R”
Y Válvula de Retención “RB-2”

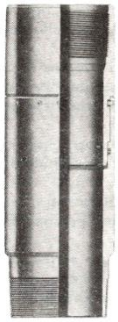


Juntas de tensión.

Permiten su desconexión al tensionar la sarta con las toneladas a que esté calibrada, pudiendo recuperar la tubería de producción del aparejo, cuando el empacador y sus accesorios se encuentran atrapados por asentamiento de sólidos en el espacio anular o por atrapamiento de niple de sellos en el interior del empacador. A la mayoría de las juntas de tensión no se les debe dar rotación pues ocasionan la rotura de los tornillos o pernos que las sujetan, a excepción de las juntas Baker modelo “C” y Camco “SP1” que si están diseñadas para aceptar rotación.



Juntas de Tensión CAMCO.



Junta de Tensión Baker.

15.6.- Cambio de preventores por medio árbol y viceversa.

A continuación se enlistan los pasos a seguir para efectuar un cambio de medio árbol de válvulas por preventores de reventones.

1.- Informar al personal las normas de seguridad y protección al medio ambiente.

2.- Asignar tareas específicas al personal de operación de acuerdo a sus categorías.

3.- Comprobar que los accesorios del arreglo de preventores a utilizar estén completos y en condiciones (brida adaptadora, espárragos o birlos con tuercas, anillos, bridas compañeras. Etc.).

4.- Verificar las condiciones físicas de los preventores, pistas y posición correcta de los arietes en el caso del preventor doble.

5.- Comprobar el correcto funcionamiento de la bomba operadora de preventores.

6.- Revisar pista y sello de bonetes, empaques frontales y superiores de los rams.

7.- Comprobar operación de los preventores.

8.- Confirmar el control total del pozo observándolo.

9.- Instalar válvula “H” (en unas ocasiones se puede instalar una válvula “H” ciega y nos permite probar en la baja los preventores).

10.- Calcular el peso del aparejo de producción y su resistencia a la tensión.

11.- Desconectar líneas de los ramales del medio árbol.

12.- Retraer los tornillos opresores (yugos) de la bola colgadora y quitar tornillería del medio árbol con el cabezal de producción.

13.- Instalar tramo madrina cortó al bonete superior (cachucha).

14.- Tensionar el aparejo dentro de los límites calculados (60 a 70 cm.).

15.- Levantar el anillo amarrándolo a la parte inferior del buje colgador y colocar las cuñas de plato (Spider), apoyando todo el peso del aparejo sobre las cuñas.

16.- Desconectar medio árbol de válvulas, colocándolo y asegurándolo sobre las pizarras fuera del área de contrapozo.

17.- Conectar tramo madrina al niple colgador.

18.- Tensionar sarta y recuperar cuñas.

19.- Apoyar sarta en cima de la bola colgadora y desconectar tramo madrina.

20.- Instalar arreglo de preventores adecuados.

21.- Conectar línea de pulgadas a los preventores.

22.- Meter mínimo fluido con la bomba neumática a las líneas para conectar a los preventores, e identificar las líneas de abrir y cerrar (colocar un recipiente en el extremo para recuperar el fluido) asegurado la conexión correcta.

23.- Retraer los tornillos fijadores (yugos) de los preventores “U”.

24.- Abrir preventores.

25.- Efectuar la instalación de conexiones superficiales y prueba hidráulica a las mismas así como al conjunto de preventores aplicando el procedimiento respectivo. Antes de sacar el aparejo.

26.- Instalar campana, línea de flote y charola ecológica.

A continuación se enlistan los pasos a seguir para efectuar el cambio de preventores por medio árbol de válvulas.

1.- Informar al personal las normas de seguridad y protección al medio ambiente.

2.- Asignar tareas específicas al personal de operación de acuerdo a sus categorías.

3.- Comprobar que los accesorios del medio árbol a instalar estén completos y en condiciones (anillo, bola y niple colgador, tornillería de enlace con el cabezal de producción) y sobre todo que el modelo y tipo del medio árbol vaya de acuerdo con el mismo cabezal.

4.- Verificar las especificaciones de presión de trabajo y diámetros.

5.- Instalar bola niple colgador al tramo de ajuste.

6.- Instalar válvula “H” de contra presión.

7.- Conectar tramo madrina de resistencia adecuada, de acuerdo al peso del aparejo.

8.- Bajar bola y niple, al nido del cabezal de producción, guiándola para que no vaya a rozar con el preventor y dañar su elemento de hule ò dañar bola cuando es integral.

9.- Desconectar tramo madrina, cargando todo el peso al aparejo en la bola colgadora. Recuperar madrina.

10.- Cerrar preventores a excepción del anular.

11.- Meter tornillos fijadores (yugos) del preventor.

12.- Eliminar charola, línea de flote campana llevadera.

13.- Eliminar líneas de pulgada del conjunto de preventores.

14.- Eliminar pisos falsos del piso de trabajo, así como la mesa rotaria (de acuerdo al tipo de equipo).Si es que se requiere para efectuar las maniobras.

15.- Checar que el estrobo para las maniobras sea el adecuado (grueso y resistente) de acuerdo al peso del preventor y que esté en condiciones de uso.

16.- Revisar el estado del cable de maniobras o cables del malacate auxiliar (ronco) por si se requiere su uso para maniobras.

17.- Aflojar y eliminar tornillería del conjunto de preventores.

18.- Colocar los mismos en su patín de transporte.

19.- Instalar tramo madrina.

20.- Levantar aparejo (60 o 70 cm.).

21.- Instalar cuñas de plato (Spider).

22.- Eliminar tramo madrina, cargado todo el peso del aparejo en las cuñas de plato.

23.- Colocar anillo encima de las cuñas de plato.

24.- Limpiar niple colgador, agregar selladora y enroscar medio árbol de válvula.

25.- Amarrar anillo en la parte inferior del buje colgador del medio árbol.

26.- Colocar madrina a brida superior del medio árbol (cachucha).

27.- Tensionar sarta a su peso y recuperar cuñas de plato.

28.- Limpiar pistas del medio árbol y cabezal de producción (libre de agua y grasa).

29.- Instalar anillo.

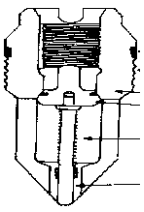
30.- Bajar sarta con cuidado (protegiendo el anillo de un sentón brusco).

31.- Apretar tornillería del medio árbol de acuerdo al torque A.P.I.

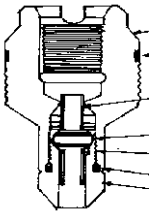
32.- Recuperar válvula “H”.

33.- Instalar líneas de escurrimiento.

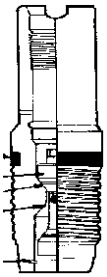
34.- Efectuar prueba hidráulica a líneas medio árbol de acuerdo a sus especificaciones.



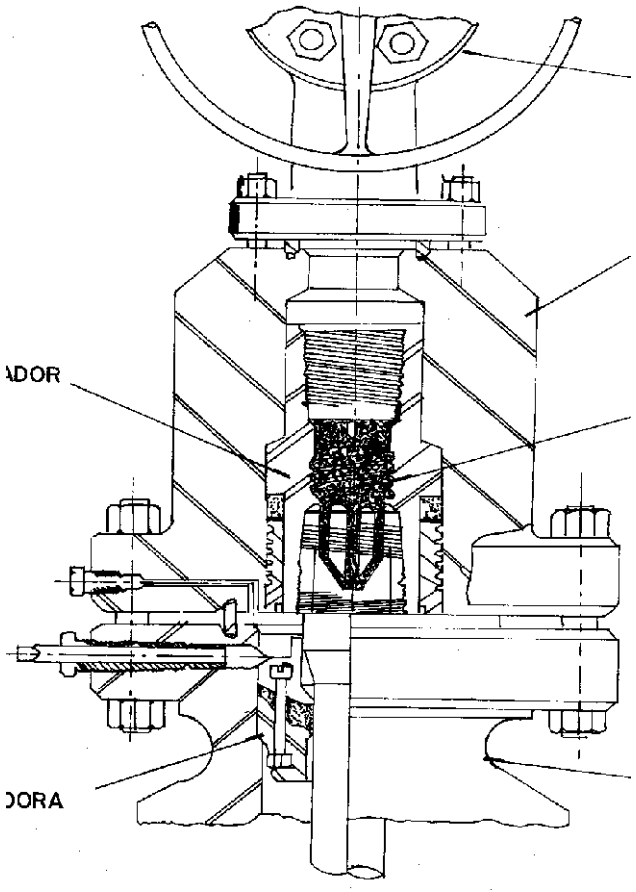
Válvula “H” una vía



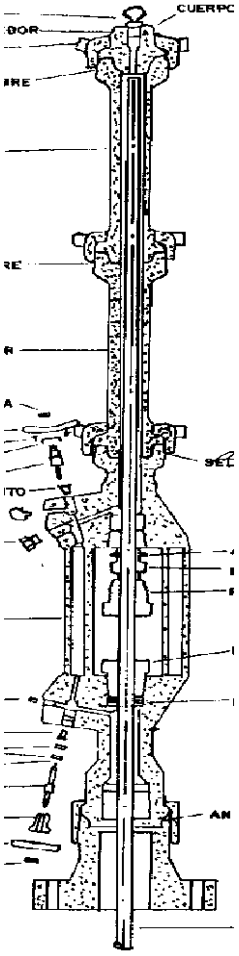
Válvula “H” dos Vías



Válvula ciega (tapón)



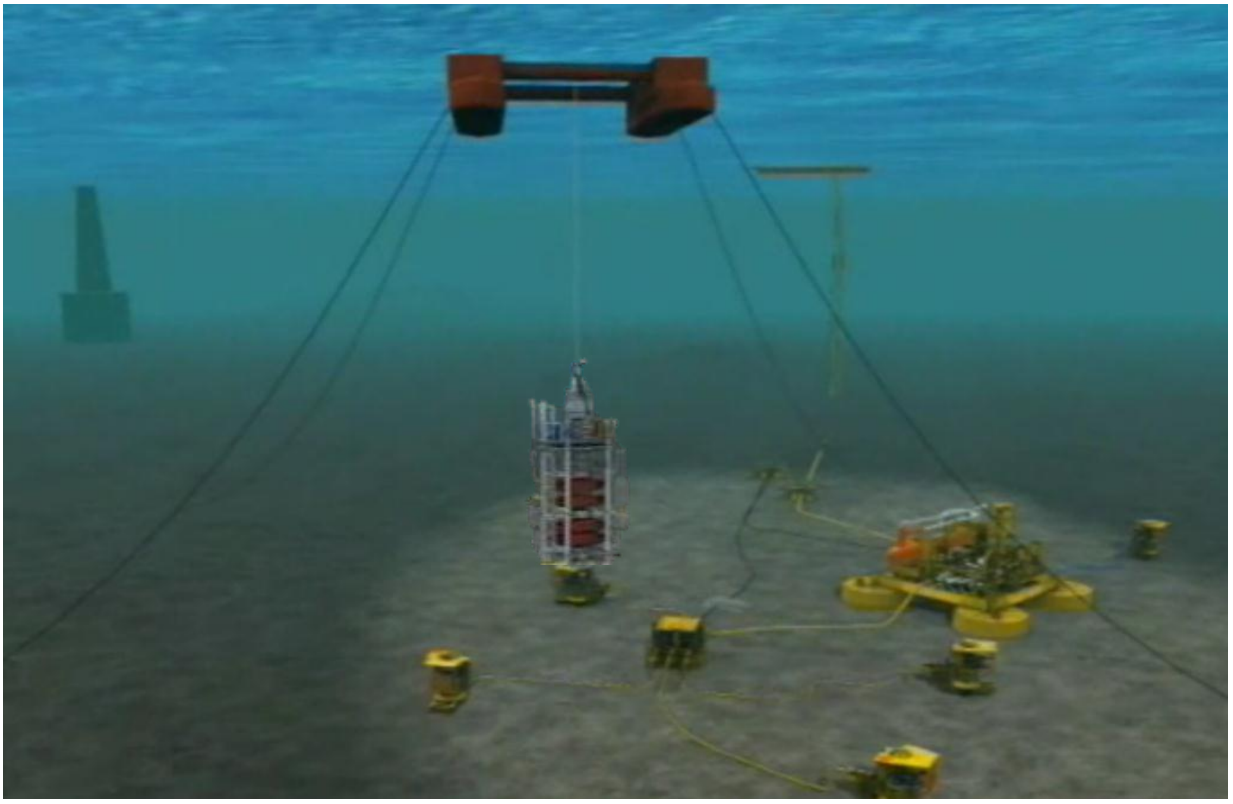
Instalación de la Válvula “H” en el colgador



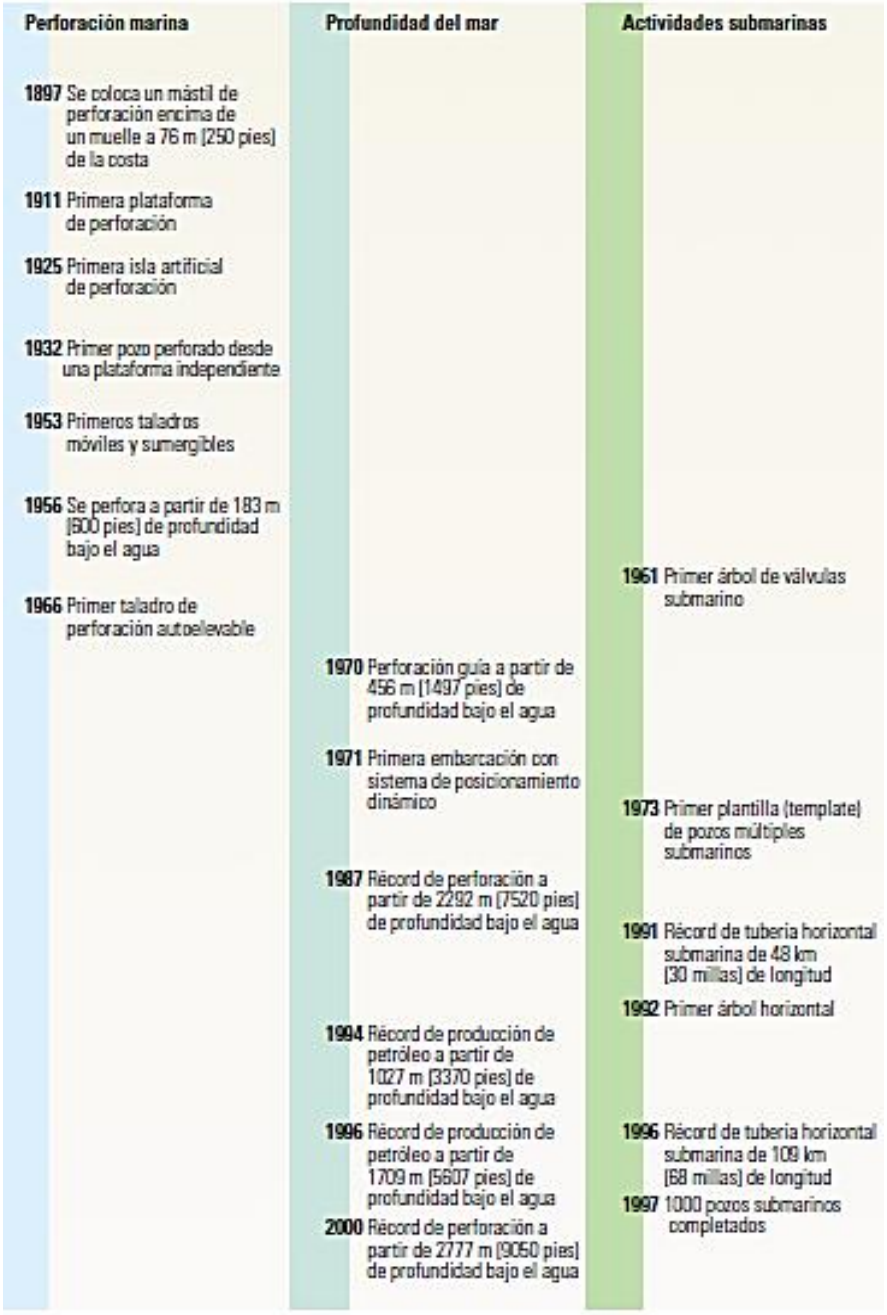
Lubricador U 10

CAPITULO 18
AGUAS PROFUNDAS

Los pozos petroleros no son todos iguales. Los pozos submarinos, que se elevan desde el fondo del mar sin llegar asta la superficie, tienen un comportamiento sumamente particular. Para construir estos pozos y mantenerlos en producción se requieren tremendos esfuerzos; sin embargo, estos an dado exelentes resultados por lo cual se es factible perforar en aguas profundas.



Platraforma semisumergible en proyectos de perforación e instalaciones de producción sub sea.



Cronologia de las operaciones marinas a nivel mundial

A medida que se perfecciono la tecnología de operaciones marinas en busca de la conquista de ambientes cada vez mas ostiles y desafiantes, la perforación costa afuera evoluciono en dos direcciones principales. En primer lugar y, según lo provisto, los pozos se perforaban en zonas en que la columna de agua aumentaba año tras año, hasta llegar al record actual que es de 1852 m en un pozo productor del campo roncador, en el área marina de brazil. En la perforación con fines exploratorios, sin producción real, Petrobras alcanzo el record de 2777m, también en un área marina de Brazil. En el golfo de mexico, existen otras áreas aun no exploradas en las que el tirante de agua supera los 3050 m.

En una segunda dirección, los equipamientos de completacion de pozos de han sumergido en el agua, en los que se denomina completacion submarina, los cabezales de los pozos que se en cuentran sobre el lecho marino se conectan con las líneas de flujo que transportan el petróleo y el gas a la superficie. Al contar con diversos puntos de accesos, es posible alcanzar una mayor superficie del yacimiento respecto de los pozos de alcance extendido, lo cual permite explotar el volumen del yacimiento con mayor eficacia. Asi mismo, el uso de una instalación central común permite reducir el costo de desarrollo del campo en forma significativa.

DIFERENTES TIPOS DE PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN

UNIDADES FIJAS DE PERFORACIÓN

El desarrollo marino de la perforación, se puede realizar a través de plataformas fijas. Están diseñadas de tal manera que se puedan instalar equipos de perforación, terminación y reparación de pozos. La penetración del subsuelo se lleva a cabo en un tirante de hasta 100 m, dependiendo de la configuración del mismo. Estos equipos pueden perforar en promedio 12 pozos.

Algunas plataformas son autosuficientes y pueden albergar todos sus componentes tales como equipo y áreas de personal, otras sin embargo requieren utilizar un barco de apoyo.

UNIDADES MÓVILES DE PERFORACIÓN

Las unidades de perforación móviles marinas que se conocen hoy en día, son sofisticadas piezas de maquinaria. Las unidades originales fueron, al inicio, simples equipos terrestres, que se acondicionaron para aguas someras y ubicadas sobre una estructura de perforación. Estas mismas técnicas de perforación que fueron desarrolladas en tierra, son las mismas que han sido usadas en los primeros equipos de perforación marina. Dichas técnicas fueron usadas por algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas profundas, creó un nuevo tipo de ingeniería - la ingeniería de diseño estructural marina. Con los nuevos conceptos de ingeniería se produjeron los equipos de perforación con que se cuenta hoy en día.

En la Figura 1.1 se muestra la evolución de la perforación marina; donde se observa que hay cinco tipos básicos de unidades de perforación móviles marinas

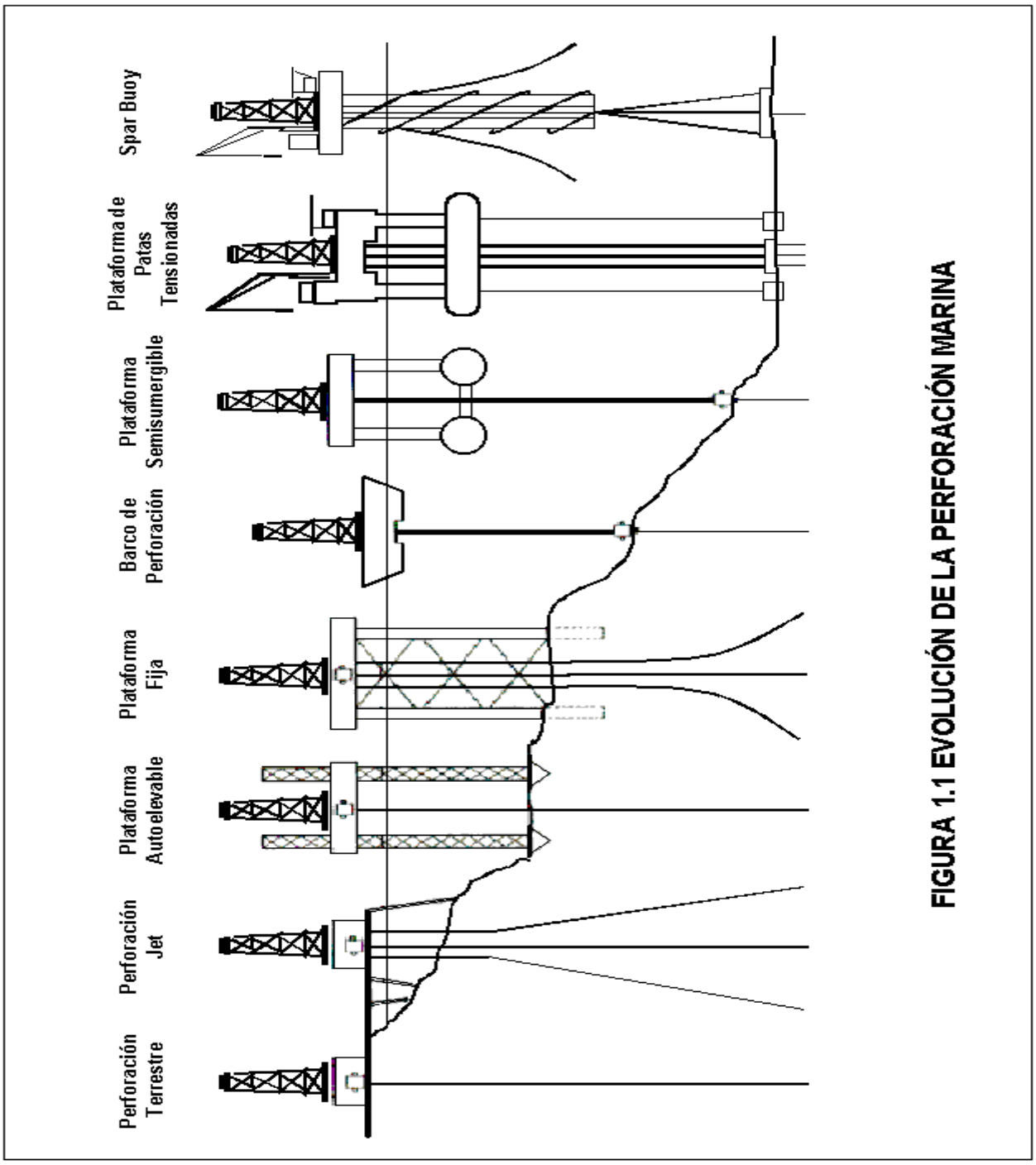


FIGURA 1.1 EVOLUCIÓN DE LA PERFORACIÓN MARINA

y son las siguientes: sumergible, autoelevable, semisumergible, barcos de perforación y plataformas de patas tensionadas.

Los equipos de perforación rotatoria son usados en la mayoría de las perforaciones actuales, como se muestra en la Figura 1.2. Estos se pueden clasificar como terrestres o marinos. Las principales características de diseño de los equipos terrestres es la transportabilidad y la profundidad máxima de operación. La torre de los equipos terrestres convencionales se instala sobre la localización.

La selección del equipo y herramientas de perforación es muy importante en la etapa de planeación de un pozo marino, ya que de esta depende el buen resultado de los objetivos trazados y los costos de perforación. La selección se hace de acuerdo a las siguientes variables:

- ✓ La profundidad del pozo
- ✓ El tirante de agua
- ✓ La capacidad del equipo

Es importante hacer notar que el tamaño y el peso de la unidad se incrementan al aumentar el tirante de agua.

Toda comparación de los equipos y métodos se basa en la inversión inicial, así como en las normas de seguridad para el personal y el medio ambiente.

En los diferentes tipos de unidades flotantes, la inversión inicial es el principal factor para la determinación de los costos de operación diaria y los costos de movilización.

Los costos de las unidades se determinan con el diseño y las variables anteriores. En general, las barcazas tienen un costo bajo en comparación con los otros tipos de unidades. Las barcazas representan una inversión inicial de 3 a 6 millones de dólares, mientras que los barcos representan una inversión inicial de 4 a 7 millones de dólares y las semisumergibles entre 5 y 20 millones.

La transportabilidad influye importantemente en los costos, los barcos de perforación comúnmente viajan a una velocidad de 8 a 12 nudos, en comparación con los 7 a10 nudos de las barcazas y los 4 a 6 nudos de las semisumergibles.

Por lo tanto la selección del equipo también está determinada por la disponibilidad de los equipos y los costos de movilización.

UNIDADES DE PERFORACIÓN SUMERGIBLES

Las unidades de perforación sumergibles evolucionaron de las barcazas para pantano. Este tipo de unidades es usado en aguas someras, tales como ríos y bahías, usualmente en aguas con profundidades alrededor de los 15 m.

Las barcazas operan en tirantes de agua entre 3 y 6 m. Estas se remolcan hasta el lugar de perforación; posteriormente se le llenan los compartimentos de inundación para iniciar las operaciones; al vaciarse, ésta flota nuevamente para ser llevada a otra localización, si esto es requerido.

La sumergible tiene dos cascos. El casco superior algunas veces referido como la cubierta Texas, esta equipada con un compartimento dividido en secciones y la perforación se desempeña a través de una ranura sobre la popa con una estructura en cantiliver. El casco inferior es el área de remolque y es también la base usada para la perforación.

La plataforma sumergible se transporta a la localización como una barcaza convencional. El casco inferior esta diseñado para resistir el peso de la unidad total y la carga de perforación

La estabilidad durante el remolque de estas unidades es un factor crítico. En realidad las técnicas desarrolladas fueron la base del plan de remolque de las semisumergibles. Para 1974 había alrededor de 25 sumergibles en operación.

UNIDADES AUTOELEVABLES

Las unidades autoelevables están diseñadas para usarse en tirantes de agua promedio de 90 m. El equipo se remolca al lugar de la perforación con las patas al aire, permitiéndole flotar, cuando el equipo es colocado en la localización se bajan las patas y al contacto con el fondo marino el equipo se eleva.

Cuando se utiliza la unidad autoelevable es necesario considerar lo siguiente:

- ✓ Profundidad y condiciones del medio ambiente.
- ✓ Tipo y densidad del suelo marino.
- ✓ Profundidad de perforación.
- ✓ Necesidad de movimiento en un tiempo mínimo, ya sea por condiciones meteorológicas extremas o bien por siniestros ocurridos.

La Figura muestra la plataforma autoelevable Galaxy I, actualmente en operación.
El criterio de diseño de esta unidad considera una altura de las olas dentro del rango de 6 a 9 m, con vientos superiores a 120 kph.
En un equipo diseñado para 75 m de tirante de agua tendrá que conocerse el siguiente rango de criterios.

a) En la costa del golfo de los Estados Unidos: se tienen olas de 16 m, vientos de 200 kph, con corrientes marinas mínimas.

b) En el mar del Norte: se tienen olas de 23 m, vientos de 185 kph y corrientes de 0.5 a 1 m/seg.

c) Sureste de Asia: Se tienen olas de 9 m.

Como la profundidad del agua se incrementa, por consiguiente el criterio de levantamiento para 90 m de agua tiene los siguientes rangos:

a) Costa del golfo de Estados Unidos: olas de 20 m, vientos de 200 kph, corrientes de 0.5 a 1 m/seg.

b) Mar del Norte: olas de 27 m, vientos de 200 kph, corrientes de 0.9 a 1.15 m/seg.

c) Sureste de Asia: olas de 15 m, vientos de 184 kph y corrientes de 0.22 a 0.44 m/seg.

Estos parámetros aunque se obtuvieron de fuentes reales, no deben ser consideradas finitas. Los criterios actuales deben ser determinados por las organizaciones meteorológicas, en la localización geográfica de perforación. De cualquier modo se puede ver fácilmente la diferencia de criterios.

Los diseños de las autoelevables pueden ser clasificados generalmente dentro de dos categorías básicas: las autoelevables con patas independientes y las autoelevables soportadas por plantilla. Cada unidad tiene su aplicación particular.

Las autoelevables de patas independientes pueden operar en cualquier tipo de corriente, esto es, normalmente se han usado en áreas de suelo firme, coral o en fondos marinos desiguales. La unidad de patas independientes sobre una plataforma descansa sobre una base que soporta cada pierna llamada “Spud Can” que puede ser circular, cuadrada o poligonal y es usualmente pequeña. Los Spuds más largos pueden ser usados alrededor de todo lo ancho.

Una desventaja de la plataforma autoelevable de tipo plantilla, con respecto a la de patas independientes, es la penetración mínima del fondo marino en el sitio, la cual es de 1.5 a 1.9 m, comparada con una penetración de quizá 12 m sobre una autoelevable de patas independientes. Como resultado, la plataforma soportada por plantilla requiere menos patas que la autoelevable de patas independientes para la misma profundidad de agua.

En las plataformas tipo plantilla existe una limitante en la inclinación del fondo marino, cuyo valor máximo es de 1.5°. Otro problema con esta unidad ocurre en áreas donde hay grandes formaciones de roca o corales.

Las unidades autoelevables pueden ser autopropulsadas, con propulsión asistida o sin propulsión. La mayoría de las unidades autoelevables son sin propulsión.
Las unidades autoelevables se han construido con 3 o hasta 4 patas. Cuando la profundidad del agua se incrementa y los criterios ambientales se vuelven más severos, el uso de 4 patas resultan no solo muy costosas sino poco prácticas. Los tipos de fuerzas más importantes sobre las unidades autoelevables son generados por olas y corrientes.
Para la evaluación de las unidades autoelevables es necesario considerar lo siguiente:

- ✓ Tirante de agua
- ✓ Aspectos ambientales
- ✓ Tipo y densidad del fondo marino
- ✓ Profundidad del pozo
- ✓ Necesidad de movimiento en un tiempo mínimo
- ✓ Capacidad para operar con soporte mínimo
- ✓ Frecuencia con la que se necesita mover a otras localizaciones
- ✓ Tiempo de traslado
- ✓ Limitaciones operacionales y de remolque de la unidad

Las autoelevables constituyen alrededor del 50 % de la flota de perforación mundial, con las semisumergibles y los barcos de perforación se complementa el 50 % restante.

PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES CON SISTEMA DE ANCLAJE

UNIDADES DE PERFORACIÓN SEMISUMERGIBLES

Constan de tres o cuatro patas en cada costado unidas en su parte inferior por pontones, los cuales almacenan agua de mar en su interior, permitiéndole la inmersión. El equipo permanece con una parte inmersa y con la otra a la intemperie.

La unidad se sujeta por medio de anclas al fondo marino. Los preventores y el cabezal se instalan en el fondo marino y la comunicación entre la plataforma y el pozo es a través del riser de perforación.

La configuración general de una semisumergible consiste de dos cascos longitudinales, los cuales son utilizados como compartimentos de remolque y para lograr la corriente de aire necesaria durante la perforación. El casco inferior es también el casco primario del equipo. Gracias a éste, la semisumergible ofrece menos resistencia al remolque y proporciona una mayor estabilidad.

Hay otros diseños de semisumergibles, tales como el diseño triangular usado por la serie Sedco, o con 4 cascos longitudinales, como los usados en la serie Odeco. También está el equipo pentágono, de diseño Francés, con 5 puentes flotantes. La unidad pentágono es posiblemente la más exitosa del tipo multicasco, ofreciendo una simetría única y uniformidad de las características de estabilidad. Esta unidad no ofrece la capacidad de remolque de las unidades de cascos remolcables pero permite buenas características de perforación.

FIGURA 1.4 PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE

Las semisumergibles permiten que la perforación sea realizada en aguas muy profundas. Éstas se mantienen en la localización mediante un sistema de anclaje convencional, Figura 1.5. Usualmente consta de 8 anclas localizadas en un patrón extendido y conectado al casco por una cadena o un cable de cuerda o algunas veces una combinación de ambos. Por otra parte estas unidades cada ves están mas sofisticadas, siendo asi que en el golfo de mexico existen unas cuantas están en operación, denominadas de sexta generación.

Plataforma semisumergible de sexta generación operando en aguas nacionales región marina noreste.

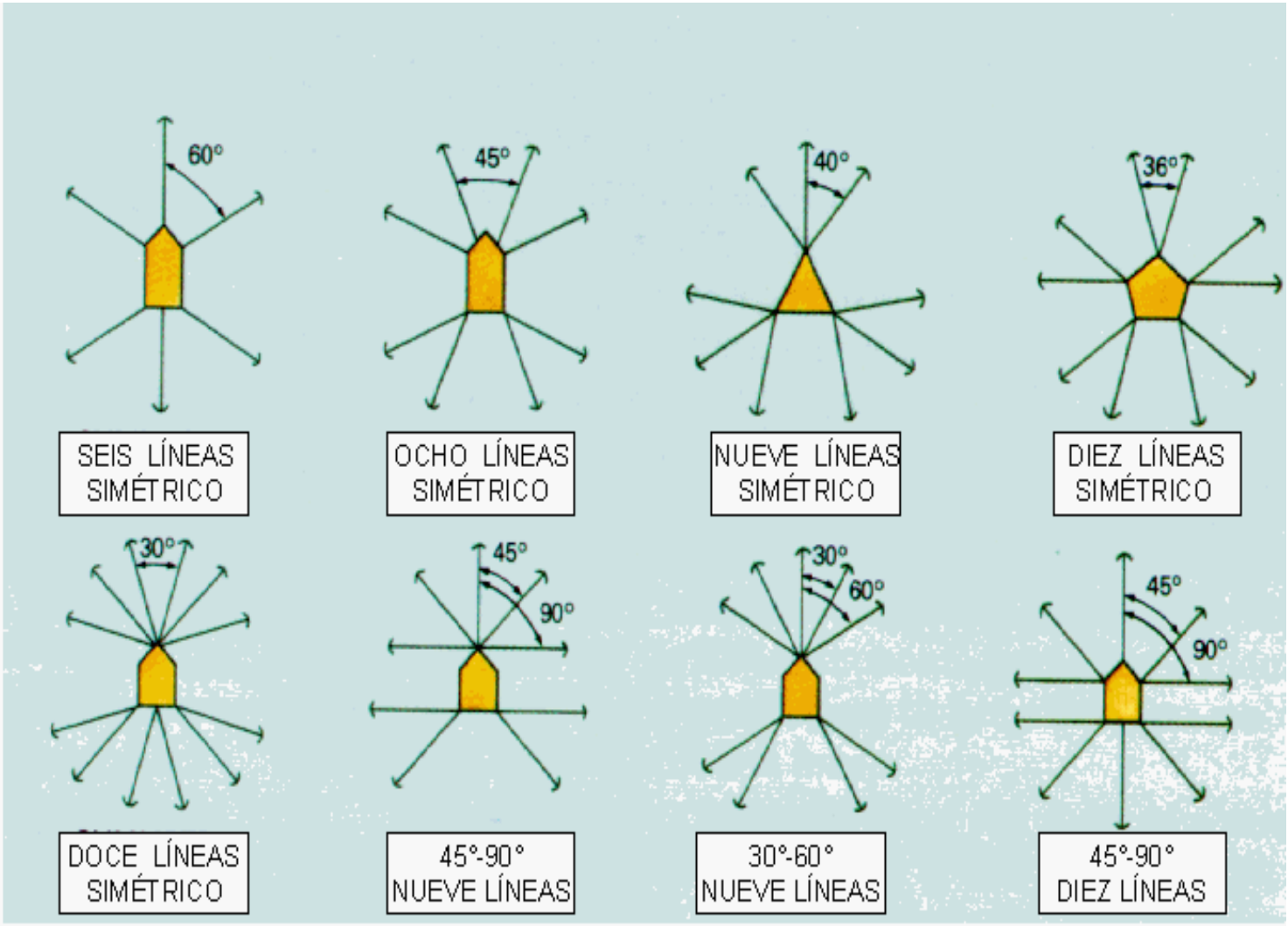


FIGURA 1.5 SISTEMA DE ANCLAJE CONVENCIONAL

El método de posicionamiento dinámico evolucionó del sistema sonar de los barcos, según el cual una señal es enviada fuera de la unidad flotante a un transductor colocado sobre el piso del océano.

De cualquier modo, las semisumergibles se han utilizado para perforar hasta 450 m de profundidad de agua, usando el método de ancla y cadena.

El movimiento que más problemas ha causado a la semisumergible, es el vertical, Figura 1.6. Esto es debido a que la masa sumergida de la plataforma durante su transporte, es de menor magnitud.

Otra consideración en el diseño y operación de las semisumergibles es la operación de remolque. En 1974 una gran semisumergible a una velocidad promedio de desplazamiento de 9.72 nudos por hora cruzó el Océano Atlántico rompiendo un récord de 21 días.

Durante el curso se tuvo una reducción considerable en el costo de traslado. Por otro lado, considerando que una vez que la unidad llega a la localización, esta se quedará generalmente en esa área por un largo tiempo, durante el cual las unidades de remolque no son necesarias.

En la selección de una semisumergible, es necesario considerar los siguientes criterios:

- ✓ Tirante de agua
- ✓ Profundidad del pozo
- ✓ Aspectos ambientales
- ✓ Características de transporte
- ✓ Capacidad de consumibles (carga variable)
- ✓ Movilidad

BARCOS DE PERFORACIÓN

Es muy semejante a un barco que navega con propulsión propia. Este cuenta con un sistema de anclaje el cual es monitoreado por un sistema de control, que permite que el barco permanezca estable en el lugar de perforación. El barco perforador es utilizado en aguas profundas arriba de los 350 m. Además, tienen una mayor movilidad que todas las unidades de perforación.

Los barcos están siendo utilizados en la costa del golfo con mayor frecuencia, como una tercera opción entre las unidades autoelevables y las semisumergibles. Como se discutió al principio, el peso es el mayor problema cuando se usan embarcaciones flotantes.

El anclaje de los barcos de perforación es muy similar a los métodos previamente discutidos para semisumergibles. De cualquier modo es un sistema adicional que ha sido desarrollado sobre un barco de perforación denominado el sistema Turrent. Este sistema ha sido usado exitosamente sobre los Discoverer ll y lll de la compañía Offshore,.

Los barcos de perforación son equipos versátiles pero solo pueden ser considerados para su uso en áreas de pequeñas alturas de olas y bajas velocidades de vientos.

Barco de perforación operando en aguas nacionales, estos barcos cada vez están mas asociados con la parte “tiempo de operacion”, ya que pueden ir de un punto a otro sin muchos problemas.

PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

UNIDADES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

Las actividades marinas se han extendido hasta regiones muy profundas, donde las condiciones son muy severas y donde se han enfrentado nuevos problemas. Por esto se desarrolló una técnica llamada: Posicionamiento dinámico, la cual es una técnica de mantenimiento de la posición de las unidades flotantes teniendo en cuenta las fuerzas del viento, olas y corrientes marinas tendientes a mover la embarcación. La posición usualmente está definida en términos de porcentaje del tirante de agua. El porcentaje del tirante es el error de la posición horizontal dividido entre el tirante de agua y multiplicado por 100. Se prefiere el error de posición expresado en porcentaje del tirante de agua porque este define la posición y además lo refiere al nivel de esfuerzos en el riser o tubería de perforación. Generalmente una exactitud del sistema de posicionamiento dinámico del 1% indica que los vientos y el mar están en calma.

Cinco por ciento representa un máximo permisible de error con respecto al nivel de esfuerzos permisibles en las tuberías desde la unidad flotante hasta el fondo del mar. El incremento en la profundidad hace que el trabajo de posicionamiento dinámico sea más fácil, debido a que para un cierto porcentaje se tiene un mayor desplazamiento horizontal.

Por ejemplo dado un 5 % de tolerancia, el requerimiento será de 5 m por cada 100 m de tirante de agua. Similarmente con el mismo porcentaje, el requerimiento aplicado a 1,000 m de agua, permite un movimiento de 50 m que es una tolerancia más razonable. Para 3,000 m de tirante de agua, el radio permisible de movimiento en la superficie será de 150 m.

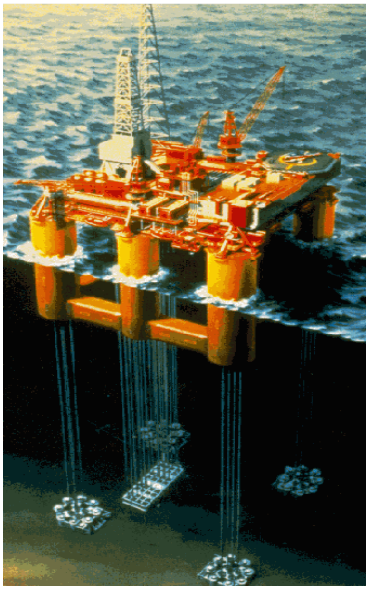
ELEMENTOS DE POSICIONAMIENTO

El medidor de posición con respecto a la boca del pozo permite tener un control de respuesta o determinación del correcto empuje hasta la posición deseada.

Sistema actuador. Son propelas de velocidad y fuerza variable. El sistema de empuje produce las fuerzas de propulsión que permitirán a la plataforma guardar la posición deseada.

El sistema de posicionamiento dinámico es empleado en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para poder operar en tirantes de agua de hasta 2000 m.

PLATAFORMAS DE PATAS TENSIONADAS



Las plataforma de patas tensionadas han sido desarrolladas para generar el potencial económico de los nuevos descubrimientos en campos de aguas profundas. Se emplea para la perforación en aguas con un tirante mayor de 600 m. Está sujeta mediante cables de ancla fijados en el fondo marino y se mantiene en la superficie mediante columnas flotantes.

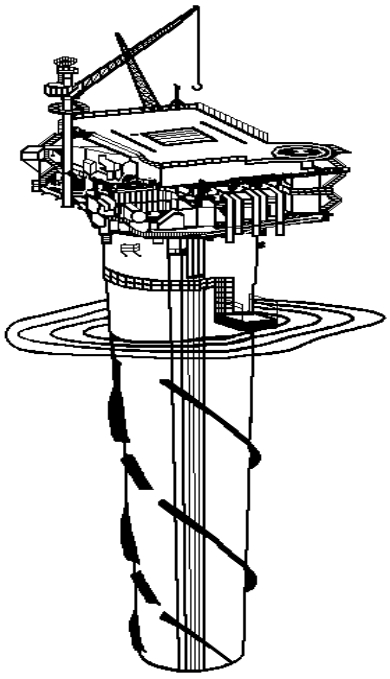
Su instalación es muy sencilla ya que no requiere barcazas grúa. Tiene una gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas.

El costo de la TLP se incrementa al aumentar la profundidad, debido a los cables de anclaje. La Figura muestra la plataforma de patas tensionadas Hutton.

Mientras que las unidades semisumergibles y los barcos de perforación se utilizan solo para la perforación, las TLP’s tienen mayor ventaja en cuanto a versatilidad para perforar, recuperar y producir pozos, casi en forma simultánea.

PLATAFORMAS DE MÁSTIL TIPO BOYA (SPAR BUOYS)

Existe una nueva generación de unidades flotantes utilizadas en la industria petrolera para la explotación de campos en aguas profundas. Estas son las llamadas Spar Buoy o simplemente Spar. Aunque su uso no es nuevo en otras áreas, incluyendo el almacenamiento de aceite o gas en instalaciones marinas.



Los Spars han sido utilizados durante décadas como boyas marcadoras y para la obtención de datos oceanográficos. El primer Spar significativo para propósitos de explotación de campos es Flip, una estructura propiedad de la armada de los Estados Unidos y operada por el Scripps Institution of Oceanography en California. Flip se puso en operación en 1965 y se utiliza principalmente para mediciones acústicas del océano.

Flip mide 350 pies de largo. Su casco tiene 20 pies de diámetro en su primera mitad inferior y luego se reduce a 12 pies. Su parte superior tiene la forma de la proa de una embarcación y alberga el alojamiento, una planta de potencia, otros equipos y los controles.

La unidad flotante se remolca hasta la posición deseada y se levanta usando su sistema de control de lastre. El levantamiento toma aproximadamente 30 minutos, de los cuales, los primeros 29 se utilizan en llevarla desde la horizontal hasta unos 10 grados de inclinación. Una vez que la unidad flotante se levanta, los instrumentos botalones se extienden y comienza el programa de prueba. El calado de operación es de más de 270 pies.

A principios de los 60´s la Nippon Telegraph instaló un Spar en las costas de Japón para transportar una estación repetidora de microondas. Este Spar mide 445 pies de largo con un casco escalonado desde 10 hasta 20 pies. La estructura superior es un cilindro de 50 pies de diámetro por 33 de altura, con equipo, alojamiento y un helipuerto en la parte superior. Un sistema de amarre de catenaria de cuatro puntos de cadena de 3 pg conectado a masas de 175 toneladas mantienen el Spar en su lugar. El calado de operación es de 330 pies.

Una grúa sobre la parte superior de la estructura transfiere primero el cable de avance y luego la línea de carga hacia el tanque. La parte superior de la superestructura es para permitir al tanque alinearse alrededor del Spar. Cuenta con alojamiento, planta de potencia, otros equipos, bombas y un helipuerto.

La tecnología de las plataformas de mástil tipo boya o Spar buoys es relativamente nueva en cuanto a la aplicación en desarrollo de campos en aguas profundas. Aunque a la fecha todavía se están realizando investigaciones acerca de la dinámica de los sistemas anclados, de la hidrodinámica del oleaje de superficie, del comportamiento de los Spar buoys, de la interacción entre risers adyacentes, del comportamiento entre componentes en ambiente marinos, de la caracterización de suelos marinos, del comportamiento de cimentaciones, de la soldadura homopolar y de la dinámica de olas no lineales, el panorama es todavía muy vasto y falta mucho por desarrollar y obtener la mejor tecnología de explotación de campos en aguas profundas al mejor costo posible.

PARÁMETROS OCEANOGRÁFICOS A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES

CORRIENTES OCEÁNICAS

Corrientes

Las corrientes son responsables del movimiento del enorme volumen de agua de un lado del océano al otro. El agua transportada por las corrientes lleva consigo la energía térmica que ha sido absorbida de los rayos solares, la cual afecta a los vientos, a las olas y al estado del tiempo en su nuevo ambiente.

Un mapamundi con las principales corrientes marítimas muestra solamente las corrientes de la superficie de los océanos. Las corrientes que reemplazan el volumen de agua movida de esta manera, generalmente son consideradas menos importantes y no se delinean en el mapa. Las corrientes son clasificadas como frías o calientes.

Algunas de las corrientes típicas del hemisferio norte son: la corriente caliente del Golfo que fluye en dirección norte desde el Golfo de México a la Florida en los

Estados Unidos a lo largo de la costa oriental de América del Norte y vira luego hacia el este, cerca de la isla Nantucket; la corriente caliente japonesa que fluye en dirección noreste a lo largo de la costa oriental del continente asiático y vira en dirección este, cerca del punto a 50° de latitud norte y continúa hacia Alaska; y la corriente fría del Labrador, que fluye hacia el sur y se encuentra con la corriente del Golfo, ejerciendo gran influencia sobre los vientos y estados del mar.

Las corrientes en los océanos del hemisferio sur fluyen en dirección contraria a las de los océanos del hemisferio norte. En ambos hemisferios, las corrientes cálidas fluyen alejándose del ecuador. En cambio, las corrientes frías fluyen hacia él, por ejemplo: la corriente cálida ecuatorial del sur del Atlántico fluye en dirección norte a lo largo de la costa occidental de Sudamérica.

En general, es cierto que todas las superficies de los océanos están en movimiento. Solo el agua a grandes profundidades se mantiene relativamente estacionaria. Las corrientes y contracorrientes, algunas designadas con el nombre del área adyacente, cubren la totalidad de las superficies oceánicas.

La velocidad de las corrientes varía debido a ciertos factores tales como la densidad del agua y la dirección y velocidad de los vientos. Dentro de una fluctuación promedio de 0.5 a 4.0 nudos, la mayoría de las corrientes se mueven a velocidades de 1.0 a 2.0 nudos. Aunque estas velocidades parezcan pequeñas, se deben tomar muy en cuenta al diseñar los cimientos o bases estructurales para plataformas marinas.

Corriente de Lazo

La circulación del Golfo de México está relacionada con la influencia de las aguas cálidas y salinas que entran a través del Estrecho de Yucatán y salen por el de Florida.

Parte del agua que penetra al Golfo por el Canal de Yucatán se devuelve por contracorrientes.

A su paso por la Cuenca del Golfo, un volumen de las aguas de corriente forma anillos que se desplazan al interior, los cuales tienen una circulación anticiclónica e

influyen en las aguas adyacentes, generando movimientos en sentido opuesto, constituyendo remolinos ciclónicos. El resto de las aguas continúan su viaje hacia el Estrecho de Florida formando un meandro. Este comportamiento configura una franja ligeramente plegada hacia el este a manera de un cordón a lazo, de donde proviene su nombre: “Corriente de Lazo”.

Esta corriente es un flujo de agua de alta salinidad de 36.7 % y temperaturas superficiales durante el verano de 28 a 29 °C, que se reducen durante el invierno a 25 y 26 °C.

PARÁMETROS OCEANOGRÁFICOS A CONSIDERAR

- ✓ Vientos
- ✓ Mareas
- ✓ Densidad del agua.
- ✓ Corrientes dominantes.

SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN

Como se mencionó al principio, el riser marino o riser de perforación es la tubería ascendente que proporciona un conducto para operar la tubería de perforación y demás herramientas al interior del pozo y evitar la comunicación de los fluidos del pozo con el medio marino.

El control del pozo se lleva a cabo mediante un par de tuberías paralelas al riser marino llamadas tubería de estrangular y tubería de matar. Por otro lado, se utiliza el conjunto de preventores para auxiliar el control de pozos durante situaciones de emergencia y está localizado por arriba de la cabeza del pozo, ya sea en el fondo marino o en el piso de la plataforma.

Un riser marino debe ser diseñado de tal forma que resista con seguridad los efectos del medio ambiente y operacional. Las olas, mareas y fuertes corrientes que actúan en el riser crean fuerzas significativas y algunas veces vibración. El riser es una parte muy costosa del equipo de plataforma que debe ser manejado cuidadosamente.

COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN

Como se bosquejó en la sección anterior, el sistema de riser de perforación está integrado por los siguientes componentes básicos.

- ✓ Cuerpo del Riser
  - * Uniones del Riser
  - * Junta Telescópica
  - * Junta Flexible
- ✓ Conectores del Riser
- ✓ Sistema Tensionador del Riser
- ✓ Válvula de Llenado
- ✓ Conjunto Inferior del Riser
- ✓ Líneas de Estrangular, de Matar y Auxiliares
- ✓ Accesorios

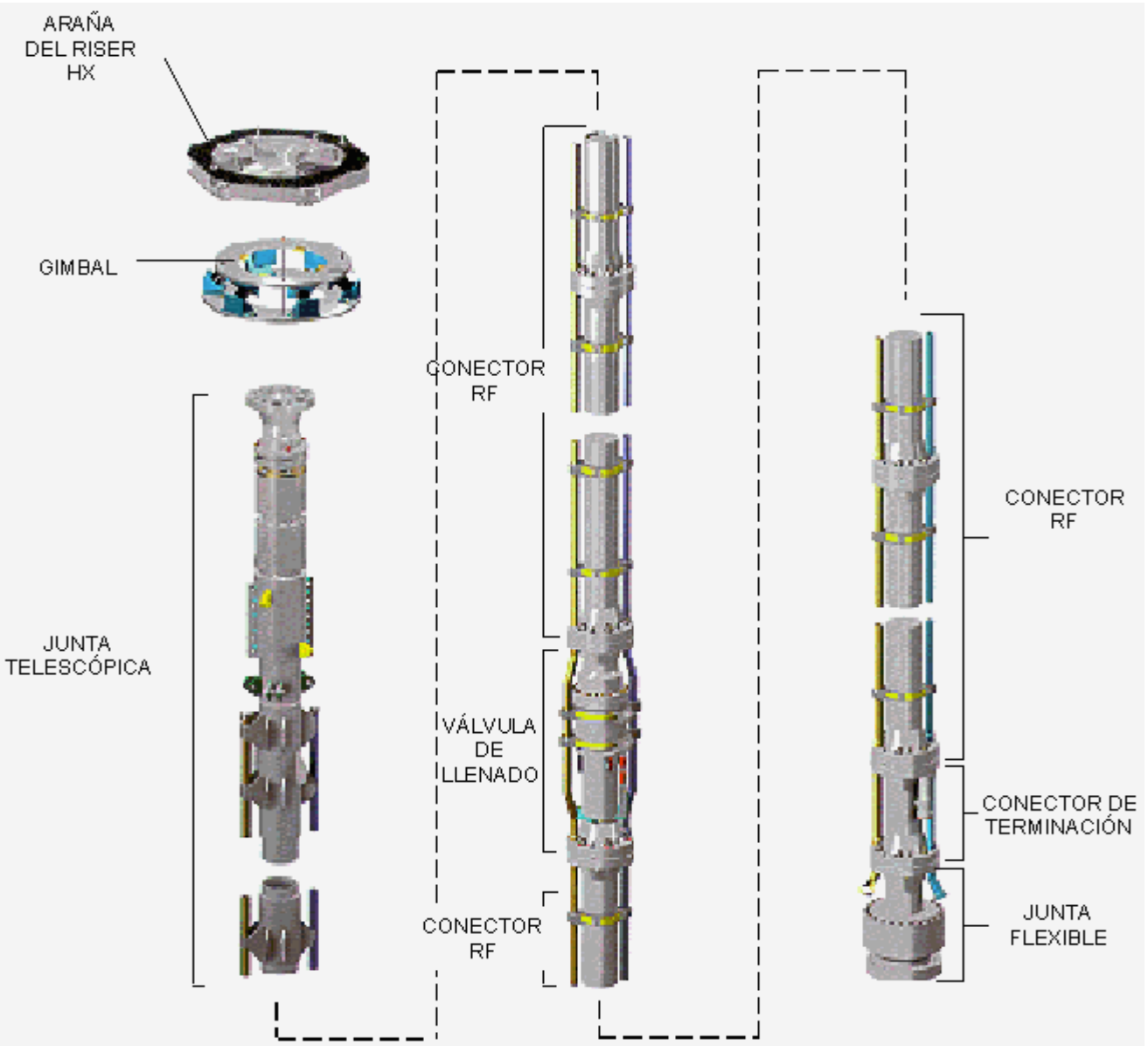


FIGURA 3.1A COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISER
(Cortesía de Cooper Cameron)

A. CUERPO DEL RISER

Es prácticamente el tubo estructural conductor principal que conforma el riser en general. Se integra por tramos unidos directamente por las uniones del riser. El material utilizado puede ser acero de diferentes grados y aleaciones, aunque también se pueden utilizar materiales de baja densidad y alta resistencia. El riser de perforación generalmente está en tensión y solo una parte pequeña de su peso se recarga en el cabezal submarino. La Figura 3.1B muestra un tramo de riser en el que se ilustra el cuerpo del riser y las líneas de estrangular y de matar.

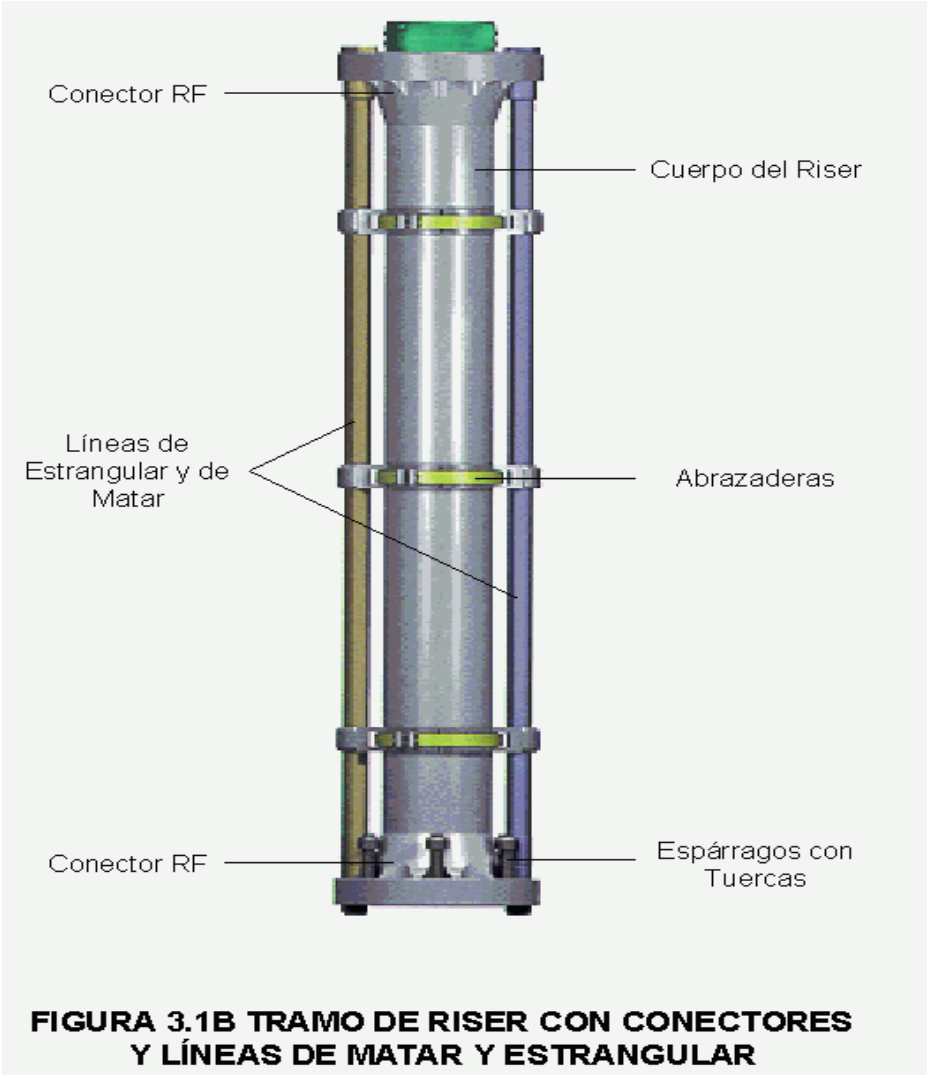


FIGURA 3.1B TRAMO DE RISER CON CONECTORES Y LÍNEAS DE MATAR Y ESTRANGULAR

B. UNIONES DEL RISER

Las uniones del riser están instaladas en los extremos de cada junta del riser para conectar las diferentes secciones. Existen diferentes uniones de riser, dependiendo del fabricante. Las uniones pueden ser bridadas o mecánicas. Es decir, pueden estar unidas mediante bridas con tornillos y tuercas, o bien, pueden estar unidas mediante un acoplamiento mecánico. Las líneas de matar y de estrangular están integradas al riser por las bridas extendidas de las uniones.
Por ejemplo, el conector RF de Cameron está diseñado para conexión brida a brida atornillada y está clasificado para 2 millones de libras de tensión y la precarga es igual a la carga de diseño.

Los tornillos del conector RF están forjados con extremos sin punta para reducir cualquier agresividad metálica y limpiar de residuos las cuerdas hembras. Las tuercas y los tornillos están retenidos en las bridas para eliminar la posibilidad de pérdida de partes durante la instalación. Las bridas están diseñadas para seis líneas y 15,000 psi de presión de trabajo.
El conector RF cumple con el estándar Clase E del API RP2R. Los accesorios RF están clasificados para servicio en temperaturas desde -20 hasta 250 °F (-28 a 120 °C) para permitir el almacenamiento e instalación en ambientes fríos. Los accesorios RF también cumplen los requerimientos NACE para servicio ácido.

Por otro lado, el conector RD, también de Cameron, utiliza conectores de bayoneta, los cuales permiten alinear las uniones de las secciones del riser. El apriete de los tornillos del actuador desplaza un seguro de anillo de cuatro piezas, el cual permite una distribución de la carga sobre un área grande de contacto. Los segmentos del actuador desplazan y retienen el seguro de anillo para prevenir la formación de rebaba detrás del anillo. Un seguro de resorte sobre los tornillos del actuador previene el aflojamiento debido a la vibración del riser.

Por su parte, el conector bridado HMF para riser, de ABB Vetco, está diseñado para los requerimientos de capacidad de carga en aplicaciones de aguas profundas. El diseño de diámetro escalonado del piñón y de la caja facilita la unión, aún con severos movimientos de la unidad flotante. Los tornillos de cierre se aprietan de tal forma que la precarga es mayor que la carga clasificada, eliminando la falla debida a la fatiga del metal o la separación de las bridas. Es de construcción robusta y mínimo mantenimiento. Está clasificado para 2 millones de libras de carga axial. El conector excede los requerimientos de la clasificación Clase E del API RP2R. En la Figura 3.2A se ilustra un conector bridado de Cooper Cameron.

Por otro lado, el conector mecánico MR-6D de ABB Vetco para riser está diseñado para alta resistencia con conexión y desconexión rápida. Tiene perfil cónico modificado del piñón para fácil acoplamiento. Tiene tornillos actuadores que empujan a los seguros de cierre dentro del piñón, generando la precarga requerida para reducir los esfuerzos alternos en el conector durante cargas cíclicas. Las cargas de tensión y flexión pasan directamente hacia los seguros dentro del cuerpo del conector, eliminando así la carga de los tornillos actuadores.

Un seguro automático previene que los tornillos actuadores se retraigan debido a la vibración o carga cíclica. El diseño simple y compacto no permite espacios para la acumulación de residuos que pudieran evitar un rápido desarmado. El conector MR-6D excede los requerimientos de la clasificación Clase D del API RP2R. El bajo peso del conector reduce los requerimientos de flotación en aguas profundas. En la Figura 3.2B se ilustra el conector MR-6D, de ABB Vetco Gray.

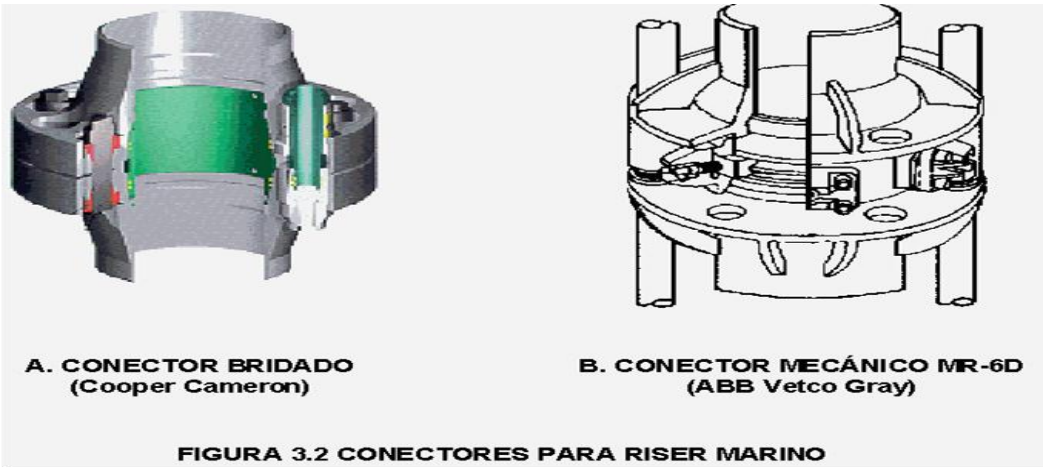


FIGURA 3.2 CONECTORES PARA RISER MARINO

C. JUNTA TELESCÓPICA

La junta telescópica se instala en la parte superior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos verticales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje.

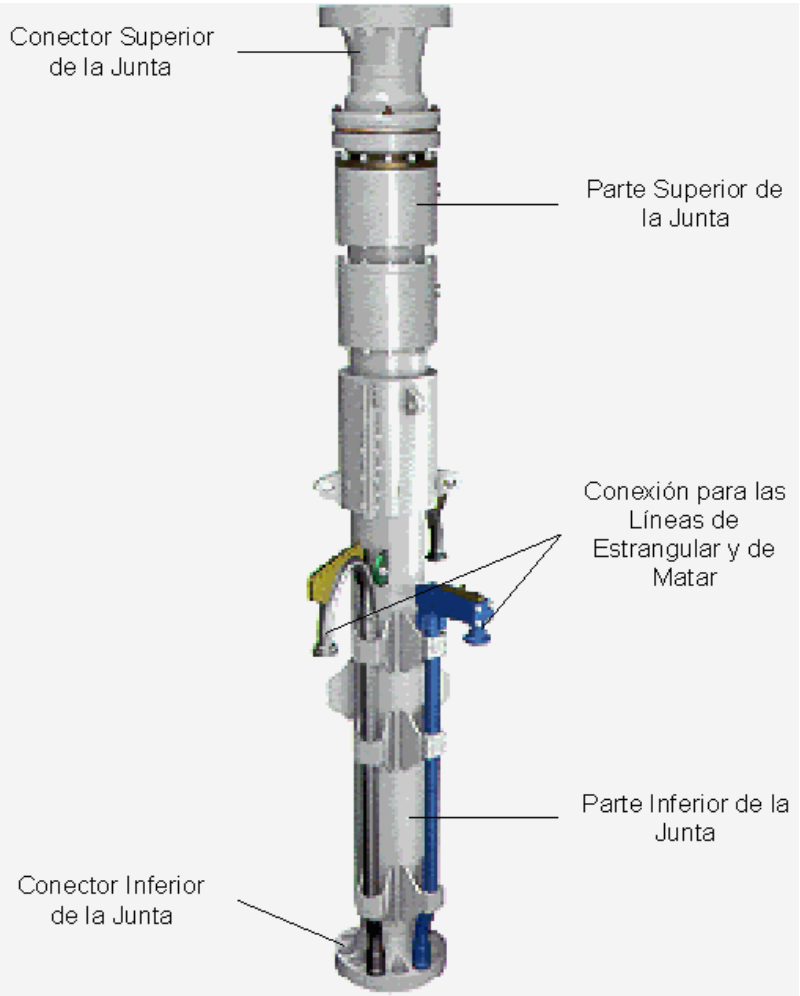


FIGURA 3.2C JUNTA TELESCÓPICA (COOPER CAMERON)

La junta telescópica está constituida por dos barriles que se deslizan uno sobre el otro. El barril externo está unido al riser marino y este se encuentra bajo tensión mediante cables desde el barril externo al tensor. El barril interno es de acero pulido y se encuentra sujeto a la parte inferior del desviador de flujo y se le permite el movimiento axial. Los sellos de hule en el espacio anular entre el barril interno y el

externo soportan la presión del lodo en la unión. El desviador de flujo es una parte del equipo que se utiliza para controlar los cabeceos del gas a profundidades someras en la etapa de perforación cuando el conjunto de preventores no puede ser instalado. Este desviador de flujo será discutido más adelante.

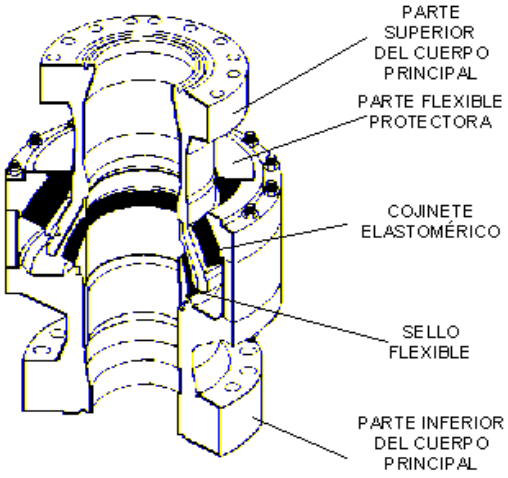
Durante la operación, el fluido de perforación se retiene y el barril interno se centra mediante un empacador actuado a presión. Este empacador requiere una mínima cantidad de presión de aire para sellar entre los barriles interno y externo.

Se moldea con carga, absorbiendo los anillos de acero para aumentar la vida del sello y reducir la fricción. El empacador lleva un buje de desgaste que inhibe cualquier desgaste del sello y ayuda a centrar el barril interno. Un recipiente de lubricación proporciona el elemento de sello con fluido lubricante.

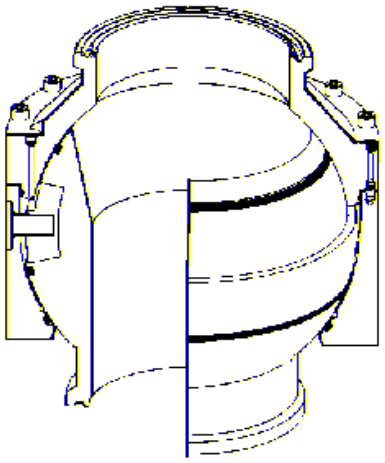
Las juntas telescópicas de Cameron están disponibles con cuellos de ganso replegables para permitir el paso del aparejo a través de la mesa rotatoria. Se tienen disponibles empacadores sencillos o dobles en diferentes longitudes de carrera para todos los tamaños de riser. Se pueden implementar con sistemas tensionadores del riser de los tipos fijo o giratorio. La Figura 3.2C ilustra la junta telescópica, ubicada en la parte superior del riser.

D. JUNTA FLEXIBLE

La junta flexible, también llamada unión flexible o uniflex, se instala en la parte superior del conjunto de preventores y en la parte inferior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos laterales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje. La máxima deflexión soportada por la junta flexible es de 10°.



JUNTA FLEXIBLE



JUNTA DE BOLA

FIGURA 3.3 TIPOS DE JUNTAS DEL SISTEMA DE RISERS

Entre las características principales de la junta flexible se tiene que está autocontenida, autocentrada, está libre de fricción y no requiere lubricación. El elemento flexible consiste de componentes esféricos de acero y elastómeros, los cuales están laminados en capas alternantes y están moldeadas al nido interno y a la brida externa de sello. Este elemento puede soportar altas cargas de compresión y de movimiento de cizallamiento o corte. La combinación de los dispositivos tensionadores y la presión del fluido de perforación pone al elemento flexible en compresión mientras que el riser se mantiene en tensión.

La junta flexible se tiene disponible en un rango de tamaños, presiones de trabajo y conexiones para perforación en aguas someras y profundas (a más de 3,000 m) con una carga clasificada de más de 2 millones de libras. La junta flexible estándar está clasificada para 3,000 psi de presión diferencial. También se cuenta con juntas flexibles clasificadas para 5,000 psi y servicio para H_2S.
La junta flexible de Vetco tiene las siguientes características:

1. Está recomendada para operaciones de perforación, tanto con líneas guía, como sin líneas guía.
2. Consiste de un sólo elemento flexible.
3. Permite una inclinación vertical hasta de 10° entre el riser y el conjunto de preventores.
4. Tiene capacidad de carga a la tensión de dos millones de libras.
5. Se tienen sellos estáticos entre los diferentes componentes; no tiene sellos deslizantes.
6. Capacidad para servicio con H_2S y con fluidos base aceite.
7. Larga vida de servicio y mantenimiento mínimo.
8. No se requiere balancear la presión.
9. Se tiene disponible para aplicaciones en perforación y producción.

Por otro lado, la junta de bola fabricada por Vetco, tiene las siguientes características:

10. Permite una inclinación vertical de 10°.
11. Minimiza las cargas por pandeo causadas por el movimiento lateral de la unidad flotante de perforación.
12. Tiene más de un millón de libras de capacidad de carga a la tensión.

13. Tiene un sistema de balance de presión para compensar las cargas de compresión y de tensión, minimizando la resistencia a la fricción y al pandeo.
14. Está disponible en tamaños compactos que permite integrarse a sistemas de riser marinos desde 16 hasta 24".

E. CONECTORES DEL RISER

Los conectores del riser son la interface de unión entre el riser y el conjunto de preventores, en la parte inferior, o entre el riser y la superficie. En el caso del extremo inferior, se tienen diferentes tipos y marcas de conectores.

Los conectores tipo collar de Cooper Cameron modelo 70 y HC, se utilizan para asegurar el paquete inferior del riser a la parte superior del conjunto de preventores y para asegurar la parte inferior del conjunto de preventores al cabezal. Estos conectores forman un sello firme, al mismo tiempo que soportan esfuerzos de flexión y de pandeo causados por la presión del pozo, la tensión del riser y el movimiento de la unidad flotante.

Las características de dichos conectores son las siguientes:

15. Los conectores tipo collar modelo 70 y HC se aseguran mediante segmentos de cierre en forma de dedos. Estos segmentos forman un cono que guía al conector hasta su posición de cierre. Para abrir se aplica presión, rotando los segmentos hasta su posición de abertura completa para permitir la desconexión a un ángulo mayor de 30°.
16. Ambos conectores tienen un ángulo de 25° sobre la cara del segmento abrazador y un área grande de pistón actuador para crear una mayor fuerza de cierre a una presión hidráulica dada.
17. Los conectores modelo 70 y HC utilizan anillos de sello metal a metal tipo AX sobre los extremos del collar para asegurar la integridad del sello.

18. Los conectores actúan sobre la brida o extremo de la abrazadera con anillos de sellos CX que se empaquetan y retienen por el cuerpo de la abrazadera o brida

para asegurar un contacto cuerpo a cuerpo con una mínima fuerza de la abrazadera.

19. Los conectores modelo 70 se actúan mediante cilindros hidráulicos que operan con 1500 psi y proporcionan una fuerza de apertura que es 80% mayor que la fuerza de cerrado. Los conectores modelo 70 también están disponibles con operación manual.

20. Los conectores HC se actúan mediante un cilindro hidráulico anular que proporciona precargas de cierre sustancialmente mayores que los del modelo 70. Los conectores HC están disponibles con pistones secundarios de apertura.

Los conectores modelo 70 tipo collar se tienen disponibles en tamaños desde 13 $^{5}/_{8}$" hasta 21 $^{1}/_{4}$" en presiones de trabajo desde 2,000 hasta 15,000 psi. Los conectores HC se tienen disponibles desde 13 $^{5}/_{8}$" hasta 21 $^{1}/_{4}$" y desde 5,000 hasta 15,000 psi de presión de trabajo. La Figura 3.4 muestra un diagrama de los conectores tipo collar modelo 70 y HC.

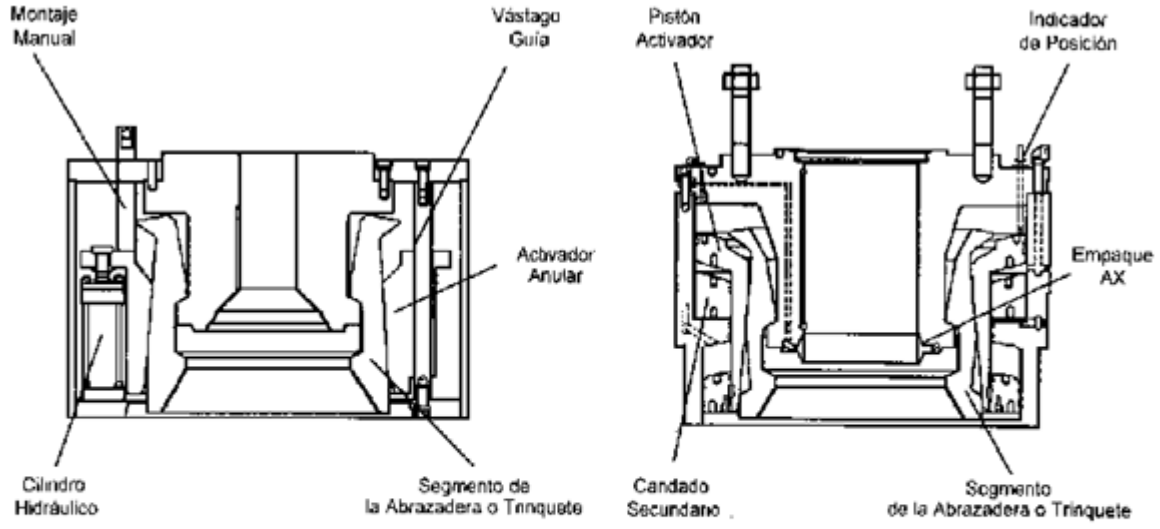
Los conectores fabricados por Vetco para sistemas de perforación submarinos son los llamados Conectores H-4®. Estos son conectores hidráulicos y se utilizan además para lo siguiente:

21. Conexión del conjunto de preventores al cabezal.
22. Conexión del árbol al cabezal.
23. Conexión del sistema de riser marino al conjunto de preventores.
24. Conexión del ensamble de riser de producción al múltiple submarino.
25. Conexión del múltiple submarino a la plantilla de producción.
26. Terminaciones tipo Caisson y perforación en islas artificiales.
27. Conexión de anclaje de un sólo punto a la base del ancla.

Los conectores H-4 de Vetco tienen trinquetes de cierre para lograr un ajuste mecánico radial de más del 95% de las cuatro ranuras de cierre del cabezal para

distribuir uniformemente las cargas de flexión y de tensión sobre una mayor área del cabezal. La presión máxima de actuación es de 3,000 psi. La capacidad de presión de trabajo es de 15,000 psi. La carga de compresión positiva del anillo de sello dentro de las ranuras del perfil del cabezal crean un sello confiable de alta presión. El daño al anillo de cierre durante la conexión se previene mediante una alineación previa del conector y la capacidad de flotación del sello. El sistema de operación hidráulico doble proporciona una capacidad de abertura redundante.

Por otro lado, los conectores H-4 de Vetco están disponibles en los modelos de liberación de alto ángulo HAR, el estándar (estilo E o ExF) y el de servicio pesado HD.



A. CONECTOR TIPO COLLAR MODELO 70

B. CONECTOR TIPO COLLAR MODELO HC

FIGURA 3.4 CONECTORES PARA RISER MARINO DE COOPER CAMERON

El conector hidráulico H-4 de liberación de alto ángulo HAR se utiliza para conectar el paquete inferior del riser marino con el conjunto de preventores en un sistema de perforación de aguas profundas. Mantiene su capacidad de liberación con más de 10 ° de deflexión del riser.

El conector hidráulico H-4 estándar (estilo E ó E x F) está especialmente diseñado para conectar el conjunto de preventores al cabezal y el sistema de riser marino al conjunto de preventores.

El conector hidráulico H-4 para uso pesado HD está diseñado para soportar cargas de flexión y de tensión extremas. La precarga axial excede los seis millones de libras (a una presión de cierre de 3,000 psi), dando una conexión rígida al cabezal. Es una conexión segura aún a cargas de tensión de más de siete millones de libras. La Figura 3.5 muestra los conectores H-4 HAR, H-4 Estándar (estilo E ó E x F) y H-4 HD de ABB Vetco Gray.

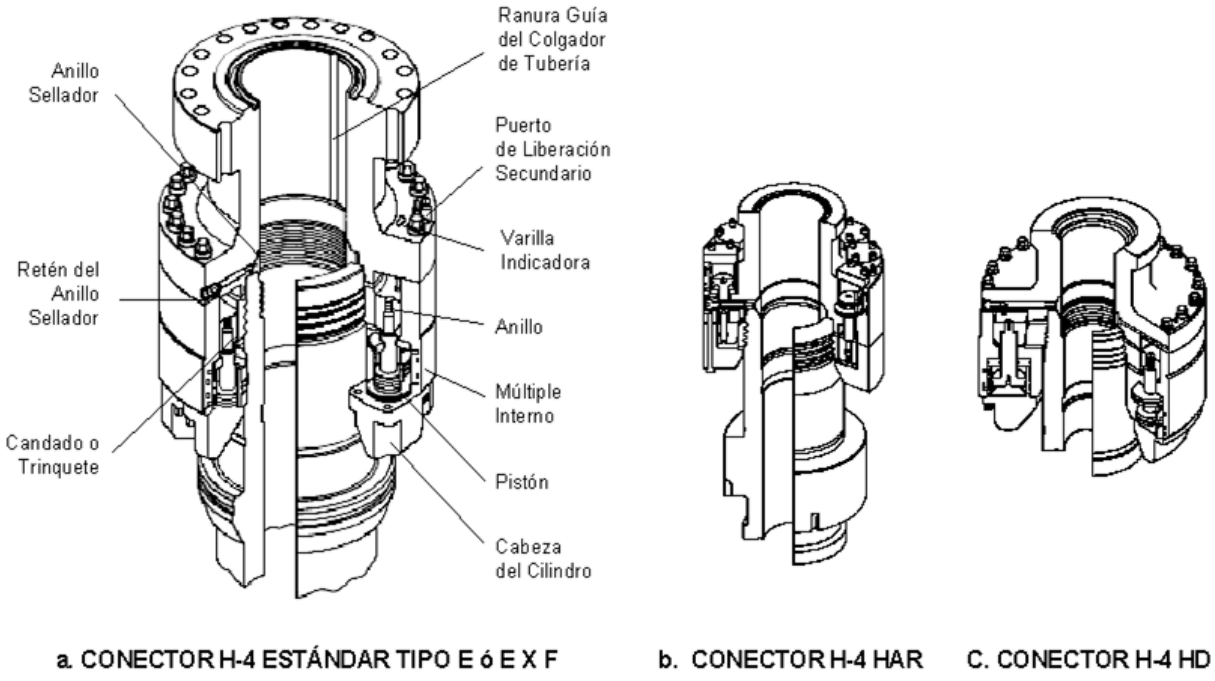


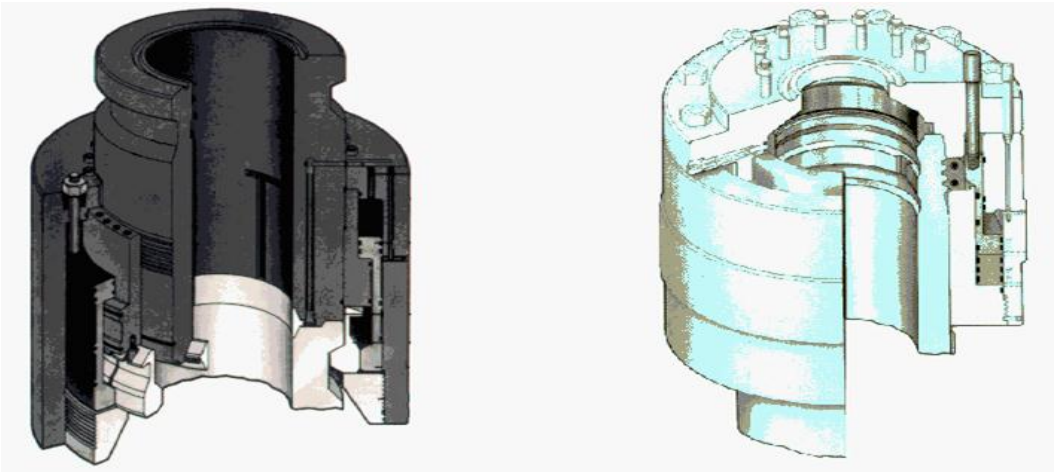
FIGURA 3.5 CONECTORES PARA RISER MARINO (ABB Vetco Gray)

El rango de variación de la presión de operación hidráulica es de 650 a 3,000 psi. En casos de emergencia puede soportar hasta 5,000 psi, aunque la presión de operación normal es de 1,500 psi. Los conectores Torus II y Torus IV están clasificados para 5,000 y 10,000 psi en diámetros de 11 a 18 $^{3}/_{4}$". El diseño de cara

plana a cara plana entre los trinquetes y el anillo de retención no se ve afectado por vibraciones externas. El área grande del pistón, junto con la gran ventaja mecánica, se combinan para producir una precarga alta a presiones de operaciones estándar. El anillo de reacción en la parte baja del conector se puede ajustar a la precarga requerida.

El pistón anular genera una carga uniforme sobre todos los trinquetes y además se utilizan sellos de primera clase en todas las superficies móviles. El sello AX se retiene mediante cuatro retenes manuales operados desde la parte superior del conector. El sello puede reemplazarse sin trabajar debajo del conjunto de preventores o del árbol.

El sello del conector a cabezal es un anillo de sellado metal a metal. El conector Torus IV tiene las mismas características que el conector Torus II, excepto que el mecanismo de repliegue de los trinquetes es mediante un resorte y no de un pistón. Además, la retención del sello es por medio de tres pasadores de retén que se activan desde un lado del conector.



A) Conector de Cabezal de Pozo Torus II

B) Conector Hidráulico Torus IV

FIGURA 3-6 CONECTORES HIDRÁULICOS DE FMC

SISTEMA TENSIONADOR DEL RISER

El sistema tensionador del riser consiste de un conjunto de líneas de acero o cables que mantienen en tensión el riser marino con el fin de evitar que la totalidad de su

peso se recargue sobre sí mismo y sobre el conjunto de preventores o sobre el cabezal. Este peso crearía cargas adicionales de flexión y de pandeo que podrían fatigar alguno de los componentes del sistema de perforación submarino.

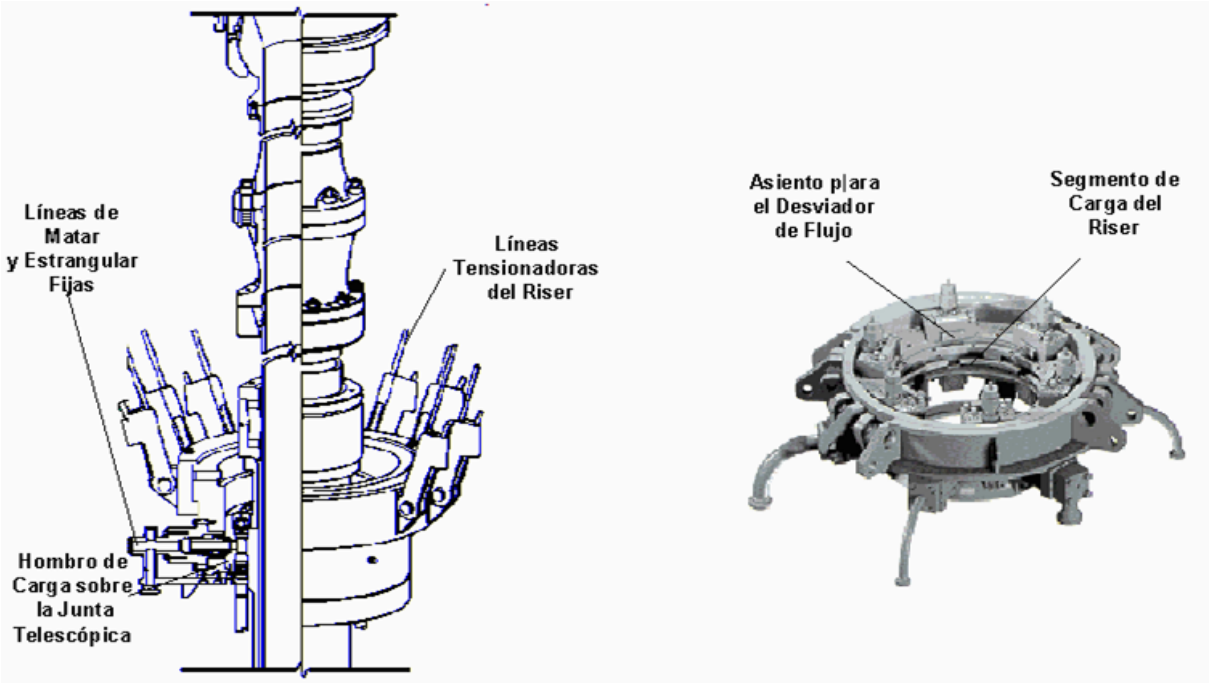
Existen básicamente dos diseños de sistemas tensionadores. El primero y de menos uso, aunque más económico, es el sistema tensionador de cables fijo. Consiste de un cuerpo tubular colocado debajo del desviador de flujo y sobre el barril interior de la junta telescópica con soportes para las líneas de acero o tensionadoras.

El segundo es el anillo tensionador del riser que consiste de un cuerpo tubular instalado entre el desviador de flujo y el barril interior de la junta telescópica. El anillo tensionador está diseñado para permitir el movimiento giratorio alrededor del riser y por lo tanto permite el movimiento de rotación de la unidad flotante que se esté utilizando. El movimiento de rotación de la unidad flotante puede deberse al oleaje marino, a los vientos de diferentes direcciones, o bien, al posicionamiento dirigido de la unidad.

El anillo tensionador del riser RST de Cameron permite una conexión rápida de los cuellos de ganso y, como anillos tensionadores estándar, permite rotar el equipo con respecto a la junta telescópica.

El anillo RST tiene seis o más bayonetas de cuellos de ganso actuadas hidráulicamente, que se alinean mediante pernos instalados en el piso del equipo. A medida que la junta telescópica se instala en el anillo RST, estos los pernos se acoplan en las ranuras que se encuentran en la junta, para alinear la conexión. La presión hidráulica extiende los pistones hidráulicos de las bayonetas y conecta los cuellos de ganso.

Los insertos de sello y los pistones sobre las bayonetas de los cuellos de ganso son reemplazables para asegurar la facilidad en el mantenimiento. El anillo tensionador RST tiene una capacidad de carga a la tensión de 2 millones de libras. Cuando el riser marino tiene que ser extraído, el anillo RST se guarda debajo del nido del desviador de flujo. Cameron también proporciona anillos tensionadores estándar y anillos tensionadores estacionarios o fijos.



A. ANILLO TENSIONADOR DEL RISER
(Cortesía de ABB Vetco Gray)

B. ANILLO TENSIONADOR DEL RISER
(Cortesia de Cooper Cameron)

FIGURA 3.7 ANILLOS TENSIONADORES DEL RISER

Por otro lado, el anillo tensionador del riser marino tipo KT o tipo SDL de ABB Vetco Gray, cuando se utiliza con el conjunto desviador de flujo, forma un sistema de terminación para el riser marino, el cual tiene las siguientes características.

28. Las líneas tensionadoras del riser permanecen conectadas y espaciadas apropiadamente todo el tiempo.

29. Todas las líneas hidráulicas para el cierre y retracción de los trinquetes permanecen conectadas todo el tiempo.

30. El anillo tensionador se instala en el nido del soporte del desviador, proporcionando una localización de depósito conveniente, sin estorbar.

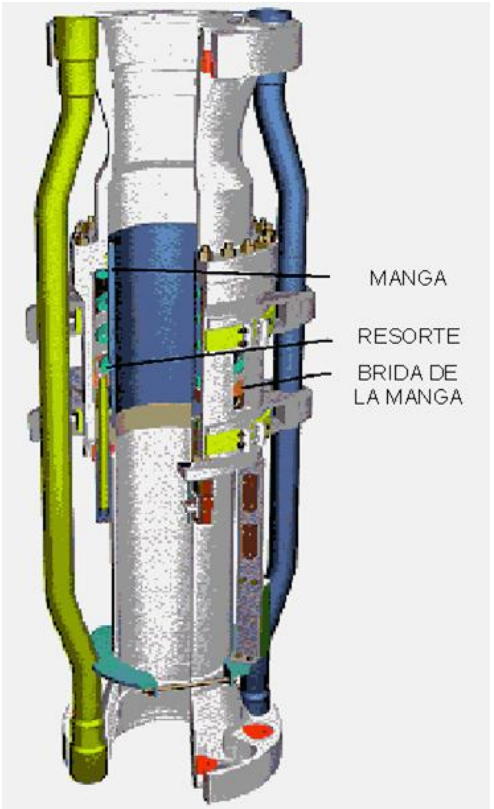
Además de las anteriores, el modelo KT tiene ciertas características específicas.

31. Las terminaciones de las líneas de matar, estrangular y auxiliar están conectadas permanentemente.

32. El armado y desarmado de la junta telescópica se realiza a través de bayonetas hidráulicas.

G. VÁLVULA DE LLENADO DEL RISER

La válvula de llenado del riser se coloca en cualquier lugar de la sarta del riser para prevenir el colapso, en caso de que se abata el nivel del fluido de perforación en el interior.



VÁLVULA DE AUTOLLENADO DEL RISER

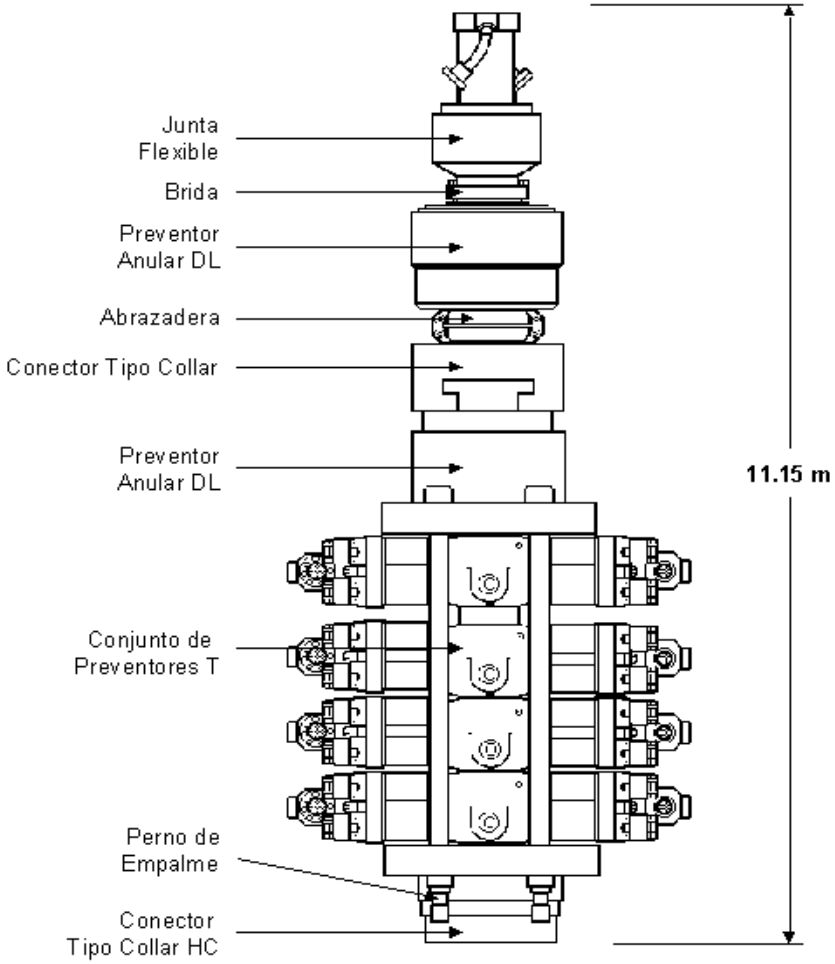
Durante las operaciones normales de perforación, la manga interna de la válvula se mantiene cerrada mediante un resorte. Cuando la presión del riser disminuye, la presión del océano presiona la manga y vence la fuerza del resorte. Esto provoca que la válvula se abra y permita la entrada del agua del mar hacia el interior del riser para igualar la presión y prevenir el colapso.

La válvula de llenado del riser se activa mediante la manga sensorial de presión cuando la presión interna del riser se encuentra a 250-350 psi por debajo de la presión del ambiente marino. Cuando se activa, la válvula se abre totalmente para llenar rápidamente el riser. Luego, la válvula debe ser cerrada desde la superficie mediante una señal hidráulica. La válvula de llenado del riser también puede ser abierta manualmente a través de líneas de control a la superficie. La Figura 3.7C ilustra una válvula de autollenado del riser de Cooper Cameron.

H. CONJUNTO INFERIOR DEL RISER

En realidad, el conjunto inferior del riser de perforación, está integrado por algunos componentes descritos anteriormente, pero que se denomina como una subsección de todo el sistema de riser. El conjunto inferior del riser está formado típicamente por un conector (riser/junta flexible), la junta flexible, uno, dos o ningún preventor anular, pods de control submarino y un conector hidráulico que une el sistema inferior del riser con el resto del conjunto de preventores.

La Figura 3.8 muestra un arreglo convencional para un conjunto inferior del riser así como el conjunto de preventores respectivo. Las líneas flexibles de estrangular y de matar, así como las líneas umbilicales y el pod de control, no están ilustradas, por simplicidad. Nótese el orden del arreglo, de arriba hacia abajo, primero está la junta flexible o unión bola, luego una brida que conecta con el preventor anular, después de éste, una abrazadera que se une a un conector hidráulico tipo collar.



LÍNEAS DE ESTRANGULAR, DE MATAR Y AUXILIARES

Las líneas de matar y de estrangular son utilizadas para proporcionar un flujo controlado de aceite, gas, o de fluido de perforación desde el pozo perforado hasta la superficie cuando el conjunto de preventores esta cerrado.

Estas líneas van desde la plataforma, a lo largo del riser, hasta el cabezal. En la junta flexible inferior hay varios esquemas de conexión, como tubería flexible o en lazo, para permitir la flexibilidad requerida en la instalación de un arreglo de alguna línea de unión desde la parte inferior de la sarta del riser (parte superior de la junta flexible), alrededor de la junta flexible, hasta el conjunto de preventores. Las líneas de estrangular y de matar se utilizan en el control de brotes a fin de prevenir que lleguen a ser reventones.

Cuando se detecta un brote, se bombea fluido de perforación por la línea de matar hasta el conjunto de preventores para restaurar el balance de presión en el pozo. Cuando ocurre un brote de gas, se cierran los preventores de arietes alrededor de la sarta de perforación. El gas de invasión se libera en el múltiple de estrangulación mediante el manejo adecuado de la línea de estrangular sobre el riser.

En general, las líneas de estrangular, de matar y auxiliares, transportan fluidos a través del riser. En la mayoría de los casos, estas líneas son una parte integral de cada una de los tramos del riser y están afianzadas sobre un extremo lateral del tubo principal del riser, en las uniones.

Adicionalmente, las líneas auxiliares transportan diversos fluidos desde la superficie, hasta los sistemas de control de los preventores o sistemas submarinos, o bien, tienen algún otro propósito específico.

La línea de arranque del lodo, una línea auxiliar, se utiliza como conducto para el fluido de perforación cuando éste se bombea hacia el interior del riser para incrementar la velocidad de circulación anular.

Otro tipo de línea auxiliar es la línea de inyección de aire a presión. Las líneas de inyección de aire se utilizan para suministrar el aire que permite incrementar la flotación del riser.

Otro tipo de líneas auxiliares son los umbilicales para los sistemas de control. Las líneas de suministro hidráulico se utilizan para transportar el fluido hidráulico de operación hacia el sistema de control submarino del preventor. La mayoría de los sistemas preventores incorpora una línea flexible de suministro de fluido hidráulico en el interior de la línea de control.

ACCESORIOS DEL SISTEMA DE RISER

Algunos accesorios diversos que forman parte del sistema de riser marino de perforación son los que se listan a continuación.

33. Desviador de Flujo
34. Araña del Riser y Gimbal
35. Conector de las Líneas de Matar y de Estrangular
36. Sistema Tensionador de las Líneas Guía
37. Sistema Compensador de Movimiento
38. Líneas Flexibles de Estrangular y de Matar
39. Equipo de Flotación
40. Sistema de Colgamiento del Riser

DESVIADOR DE FLUJO

El desviador de flujo es en sí un sistema muy similar al de preventores, el cual está diseñado para cerrar la superficie del pozo y una o más líneas de descarga de gran diámetro para conducir el flujo lejos del piso de perforación. El sistema de desviación también incluye un medio de cierre del desviador y de apertura de la línea de descarga. Generalmente los desviadores de flujo no están diseñados para soportar altas presiones.

Los sistemas de desviación tipo KFDS de ABB Vetco Gray tienen gran aplicación en las unidades flotantes de perforación, mientras que los tipo KFDJ (también de Vetco) encuentran su aplicación en plataformas fijas y autoelevables.

Los sistemas de desviación de flujo de Vetco están diseñados para protección confiable con un mínimo de manejo de equipo. Las características más relevantes son las siguientes:

41. La caja de soporte se encuentra fija permanentemente al piso de la rotaria y no restringe el paso de equipo o herramientas a través del agujero. Todo el sistema de riser se puede instalar a través de la caja de soporte del desviador.
42. La caja de soporte permite la instalación de las líneas de venteo y de flujo en cualquier configuración de más de 20 “.
43. Todas las líneas de fluido de perforación, de control hidráulico y otras conductoras de fluidos permanecen conectadas a la caja de soporte durante todo el programa de perforación.

En el caso del Sistema Desviador Tipo KFDJ de Vetco, este tiene las siguientes características especiales de diseño.

44. El desviador, el carrete espaciador y el carrete empacador de enchufe se pueden instalar o extraer sin tener que conectar o desconectar líneas de flujo o de llenado.

45. Se pueden instalar colgadores para sistemas de suspensión Mudline y barrenas de diámetros hasta de 26”, para rotarias de 36”, o hasta de 36”, para rotarias de 49 ½ ” sin desconectar el desviador.
46. El desviador, el carrete espaciador y el carrete empacador de enchufe se empatan a través de una mesa rotatoria de 37 ½ ”. El agujero mínimo a través de la caja de apoyo estándar es de 36 ½ de diámetro interno, para la instalación de la rotaria de 37 ½“.
47. El carrete empacador de enchufe que está en la parte inferior del cuerpo del carrete espaciador del desviador permite la reducción del tiempo de conexión que normalmente se requiere con bridas soldadas o tubos.
48. Se proporciona una protección completa mientras se corren las sartas de tuberías de revestimiento o mientras se perfora, mediante un rango completo de tamaños de empacadores del desviador. Todos los empacadores de desviador utilizan la misma herramienta instaladora tipo J.
49. Se tiene disponible en capacidades de 500, 1,000 y 2,000 psi.
50. Se tiene también disponible con un inserto rotatorio que proporciona un mecanismo de empacamiento de baja presión sobre la flecha o la TP durante operaciones de perforación.

Por su parte el Sistema Desviador Tipo KFDS-CSO, también de Vetco, tiene las siguientes características.

51. Presión de trabajo de 1,000 psi para cierre con mandril de 5 “ (500 psi para cierre con agujero descubierto).
52. Tiempo de cierre de diez segundos en tubería o agujero descubierto.
53. Máximo 31 galones de fluido de control hidráulico para el cierre; 15 galones para apertura.
54. Diseño de caja estándar que permite salidas múltiples de hasta 20 “.
55. Diámetro del soporte de la caja de 49 ½ “.
56. Presión de operación máxima del sistema de control de 1,500 psi.
57. Instalación simplificada con la herramienta instaladora actuada con pernos HT-3 de Vetco.

58. Se adapta a la herramienta estándar de prueba del desviador.
59. Diseño de peso mínimo.
60. La conexión del cuerpo del desviador contiene funciones de operación hidráulicas para ser conectado o desconectado rápidamente.

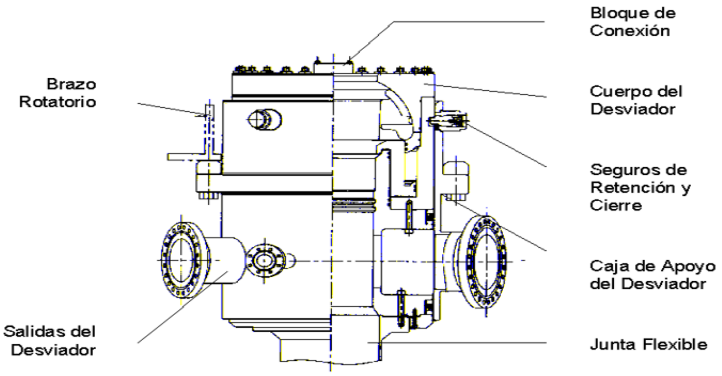


FIGURA 3.9 DESVIADOR DE FLUJO TIPO KFDS-1000 CSO DE ABB VETCO GRAY

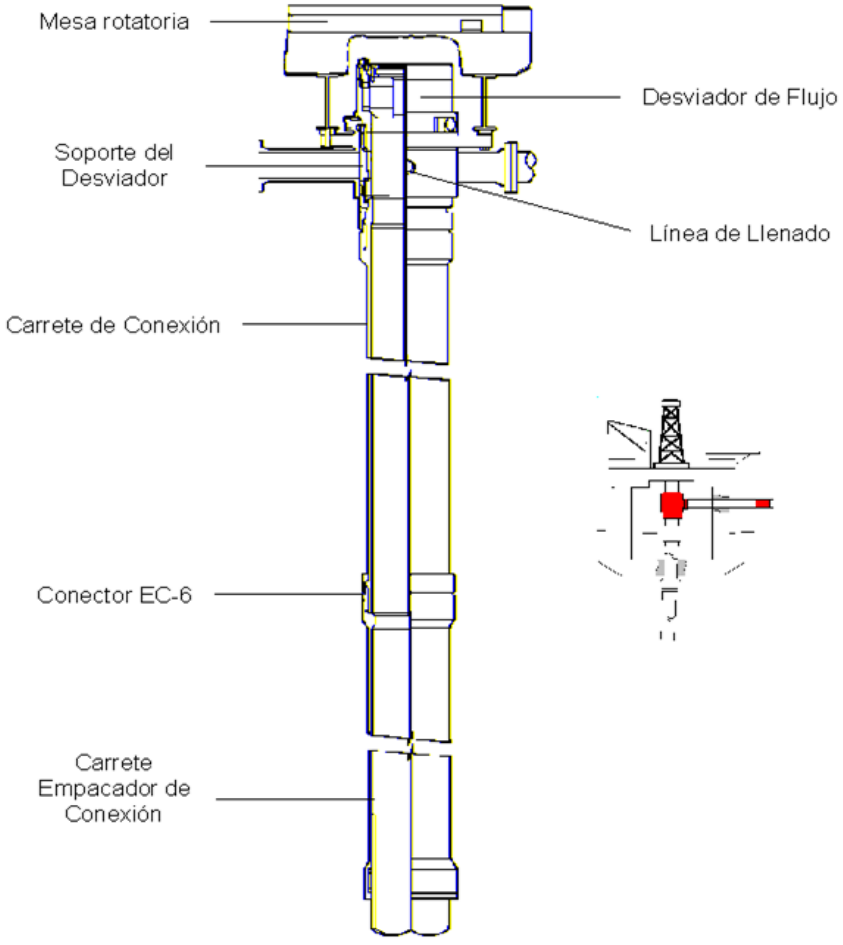


FIGURA 3-10A SISTEMA DE DESVIACIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO TIPO KFDJ DE ABB VETCO GRAY

ARAÑA DEL RISER Y GIMBAL

La araña HX del Riser se localiza sobre el piso del equipo de perforación y se utiliza para instalar las secciones del riser a través de la mesa rotatoria. Los cilindros hidráulicos mueven seis dispositivos de trinquetes que soportan el peso del riser durante las conexiones de las secciones.

El Gimbal se instala debajo de la araña HX para reducir los impulsos y para distribuir las cargas sobre la araña y las secciones del riser cuando se instala.

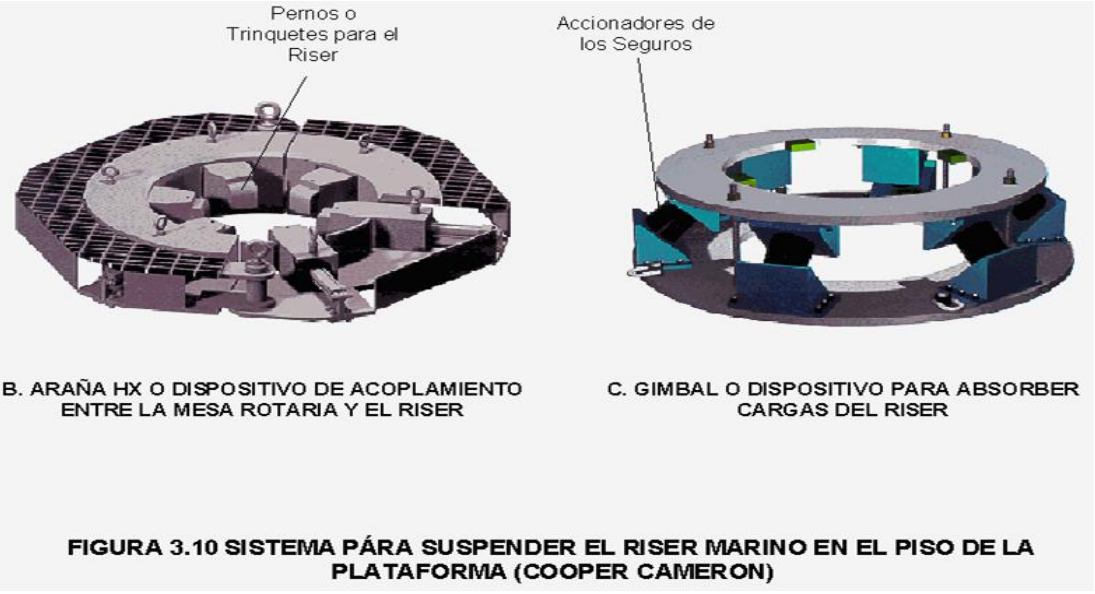
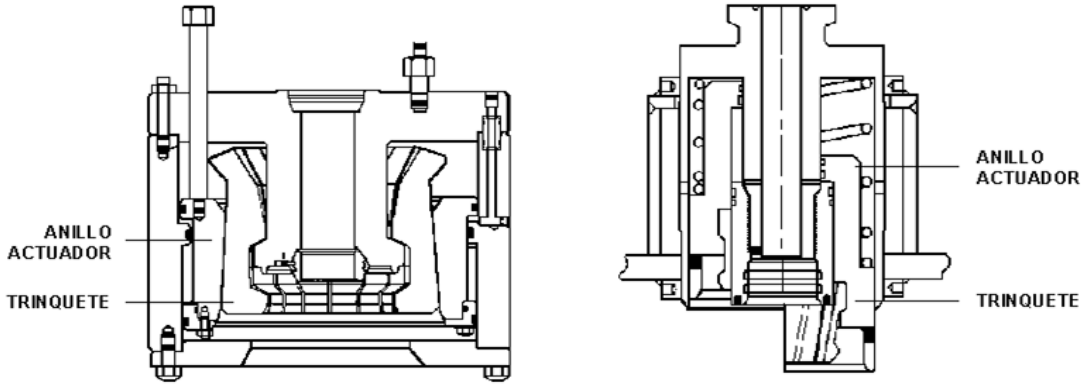


FIGURA 3.10 SISTEMA PÁRA SUSPENDER EL RISER MARINO EN EL PISO DE LA PLATAFORMA (COOPER CAMERON)

CONECTOR DE LAS LÍNEAS DE MATAR Y DE ESTRANGULAR

Los conectores tipo collar para las líneas de estrangular y de matar permiten la conexión entre la parte superior del conjunto de preventores submarinos y la parte inferior del sistema de riser marino. El conector tipo collar de Cameron utiliza conjunto de sellos tipo AX y puede soportar las grandes fuerzas de separación causadas por presiones internas en las líneas de estrangular y de matar. El sistema de operación hidráulica del conector esta diseñado para asegurar una desconexión rápida después de un largo periodo de conexión.

El conjunto del conector de las líneas de estrangular y de matar instalado por peso es un acoplamiento de presión balanceada que permite una unión rápida y de sello confiable. El balance de la presión asegura que la línea de presión no se separará de su receptáculo de unión. Se requiere una fuerza axial externa para separar esos componentes.



A. CONECTOR HIDRÁULICO TIPO COLLAR

B. CONECTOR MECÁNICO INSTALADO CON PESO

FIGURA 3.11 CONECTORES PARA LAS LÍNEAS DE ESTRANGULAR Y DE MATAR DE COOPER CAMERON

SISTEMA TENSIONADOR DE LAS LÍNEAS GUÍA

Las líneas guía del cabezal submarino deben tener cierta tensión para ser efectivas. A fin de mantener las líneas guía a un nivel de tensión previo, se aplican tensionadores hidroneumáticos a cada una de las cuatro líneas guía del cabezal y normalmente a las líneas de control del conjunto de preventores. Los tensionadores de las líneas guía operan exactamente igual a los tensionadores del riser y están diseñados igual, excepto que estos son más pequeños.

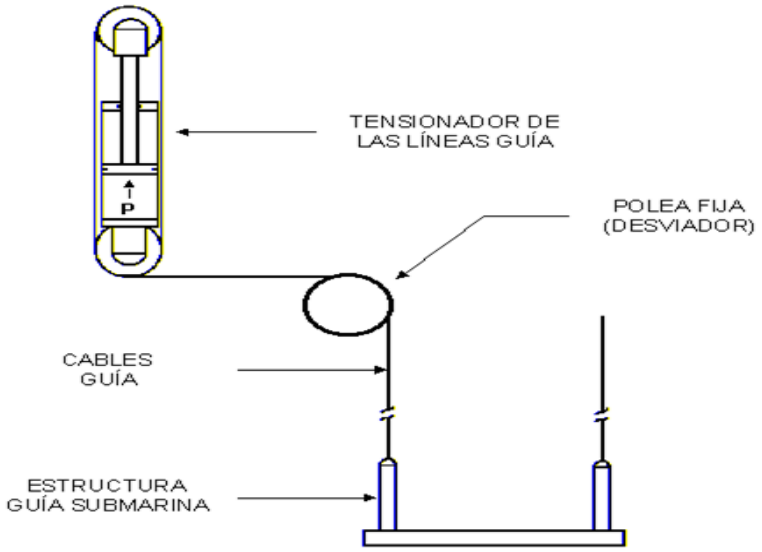


FIGURA 3.12 TENSIONADOR PARA LAS LÍNEAS GUÍA

SISTEMA COMPENSADOR DE MOVIMIENTO

El sistema compensador de movimiento se utiliza para nulificar el movimiento ascendente y descendente de la unidad flotante en operaciones con línea de acero, especialmente en operaciones de registros de pozo. Este mecanismo compensador cuelga debajo del gancho y utiliza una línea de acero de trabajo, la cual va desde la parte superior del tubo del riser, alrededor de la polea de trabajo del compensador de movimiento y llega hasta el piso de perforación. Las poleas de trabajo y de registro están conectadas al mismo yugo, el cual esta suspendido del compensador de movimiento por un resorte neumático (tensionador especial).

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba o hacia abajo, la polea de trabajo y la línea de registro permanecen en una posición relativamente fija, controlada por el resorte neumático. Este movimiento compensado tiene el efecto de nulificar el movimiento relativo entre el sistema flotante y el fondo marino generado por el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante. Esto elimina el movimiento del sistema flotante que de otra manera permitiría una superposición de la lectura de datos de la sonda de registro.

Cuando se instala un compensador de la sarta de perforación (DSC), no se requiere este mecanismo compensador. En el subtema 3.6 se discutirá más a detalle estos dos mecanismos compensadores.

LÍNEAS FLEXIBLES DE ESTRANGULAR Y DE MATAR

Las líneas flexibles de estrangular y de matar permiten movimiento relativo en la junta telescópica y en las juntas flexible/bola del sistema de riser.

Normalmente se utilizan tres tipos de diseño básicos. Estos son: tubería flexible, mangueras revestidas de acero o lazos de flujo con extremos roscados, bridados o con abrazaderas. En caso de que se utilicen extremos roscados, éstos deben contener un compuesto sellante.

Las líneas flexibles deben ser compatibles con el resto de del sistema de tuberías de estrangular y de matar y con el conjunto de preventores, así como con el múltiple de estrangulación. La selección de las líneas flexibles debe incluir lo siguiente:

61. Requerimientos de longitud y tolerancia
62. Compatibilidad de las conexiones
63. Capacidad a las presiones (gas y líquido)
64. Capacidad de resistencia al colapso
65. Capacidad de resistencia a las temperaturas mínima, máxima y ambiental
66. Radio de pandeo mínimo
67. Compatibilidad con los fluidos
68. Resistencia al desgaste por fluidos abrasivos
69. Resistencia a la corrosión
70. Resistencia a la fatiga por pandeo y ciclos de presión

EQUIPO DE FLOTACIÓN

El equipo de flotación puede estar sujeto a los tramos del riser para reducir los requerimientos de tensión en la parte superior mediante la disminución del peso sumergido de los tramos.
Existen varios diseños típicos, entre los que se encuentran los siguientes.

Módulos de espuma

La espuma sintética es un material compuesto de esferas huecas en una matriz. Las formas más comunes de los módulos de espuma son microesferas delgadas de vidrio en una matriz de resina plástica colocada térmicamente.
El diámetro de los módulos de espuma sintética depende principalmente de los requerimientos de flotación y de la densidad de la espuma. La densidad de la espuma depende del tirante de agua de diseño. Normalmente se utiliza material más denso para aguas más profundas y soportar presiones de colapso mayores.
El máximo diámetro permisible se determina por el agujero del desviador de flujo y/o otras restricciones a través de las cuales pasan los tramos del riser.
Generalmente, los flotadores se instalan en pares alrededor de los tramos del riser, varios pares por tramo y tienen cortes para las líneas de estrangular, de matar y auxiliares.
El empuje vertical del módulo de espuma se transmite al riser mediante un collar afianzado al tubo del riser justo debajo de la unión superior de cada tramo.

Cámaras de aire abiertas del fondo

Las cámaras de aire abiertas del fondo se instalan en la unión del riser y proporcionan un espacio anular alrededor de él. Las líneas piloto y de inyección de aire proporcionan los medios para inyectar aire a la presión hidrostática ambiental. El aire desplaza el agua de mar del espacio anular para dar flotación. Con una válvula en la línea de inyección, cerca del fondo de la cámara, mantiene el agua al nivel

preestablecido. El aire se puede purgar del sistema a través de una válvula de descarga actuada mediante la línea piloto. Las válvulas se pueden arreglar y ajustar para proporcionar el nivel de flotación deseada. Los compresores que se encuentran en la unidad flotante se utilizan para proporcionar aire a través de la línea de inyección hacia las cámaras.

SISTEMA DE COLGAMIENTO DEL RISER

Cuando las condiciones ambientales exceden los límites para una operación segura con el riser conectado, éste y el paquete inferior del riser marino se desconectan desde el conjunto de preventores y se pueden colgar hasta que mejoren las condiciones del tiempo. El riser desconectado se puede colgar desde el gancho, la araña, el nido del desviador o desde estructuras diseñadas especialmente. Las cargas dinámicas del riser en movimiento ascendente y descendente se deben considerar para asegurar que los componentes del sistema de colgamiento proporcionen la resistencia adecuada para soportar las cargas transversales y axiales impartidas por el riser suspendido sin ocasionar daño ya sea al riser o al sistema flotante.

ANÁLISIS DE ÁRBOLES SUBMARINOS

TIPOS DE ÁRBOLES SUBMARINOS

Existen algunas formas de clasificar los árboles submarinos. Una clasificación válida es aquella que considera a los árboles mojados en convencionales (verticales) y horizontales. Esta clasificación se refiere al arreglo de las válvulas de control del árbol en al bloque de válvulas.

Otra forma de clasificarlos es por el rango de profundidad del tirante de agua para el cual están diseñados. De esta manera se tienen: árboles simples, cuyo rango de profundidad llega a los 100 m; árboles asistidos por buzos, para profundidades de 60 a 215 m; árboles sin asistencia de buzos, para rangos de 180 a 920 m; y árboles sin líneas guía y sin asistencia de buzos, para profundidades de 550 m. en adelante.

Clasificación de los Árboles Submarinos	Por el Arreglo del Bloque de Válvulas	Convencionales	
		Horizontales	
	Por la Profundidad de Aplicación	Simples (S)	Hasta 100 m.
		Asistidos por buzos (DA)	60 - 215 m.
		Sin asistencia de buzos (DL)	180 - 920 m.
		Sin líneas guía (GLL)	550 y más m.

UNA CLASIFICACIÓN GENÉRICA DE LOS ÁRBOLES MOJADOS

Finalmente, los árboles mojados se pueden clasificar de acuerdo con diversas características en conjunto, como son: la profundidad del tirante de agua, el tipo de instalación de la línea de flujo (TFL y no-TFL), el equipo de reparación utilizado, las válvulas y el sistema de control.

Los árboles convencionales se localizan arriba del fondo marino, se colocan sobre el cabezal submarino y utilizan un colgador convencional de tubería de producción.

Este tipo de árboles son los más ampliamente utilizados, ya sea en pozos satélite o en plantillas de pozos múltiples.

Los árboles de paso completo, o árboles horizontales, son similares a los convencionales, según esta clasificación. La principal diferencia es que el agujero del árbol es lo suficientemente grande como para pasar a través de él al colgador de la tubería y a la tubería misma.

Éstos árboles utilizan válvulas más grandes y un mayor número de sellos, a fin de permitir el paso de la tubería y del colgador. Se han utilizado en campos donde las intervenciones a los pozos son de intensa actividad y la frecuencia de falla de las sartas aumenta.

Sin embargo, se ha observado una desventaja en este tipo de árboles: cuando se tiene que remover el árbol hacia la superficie para su mantenimiento, se tiene también que extraer la tubería de producción.

Los árboles Caisson se localizan debajo del fondo marino, dentro de un conductor superficial de revestimiento de gran diámetro, con el colgador de tubería ubicado en el interior del pozo.

Los árboles Caisson tienen conectores especiales y válvulas, mientras que los horizontales utilizan válvulas y sellos similares a los de los convencionales. La aplicación de los árboles Caisson es mayor en aguas someras, donde se tiene un alto potencial de daño por impacto, arrastre o deslizamiento de objetos, tales como embarcaciones o icebergs, por lo que todo el equipo de fondo árbol/cabezal se localiza dentro de una estructura llamada silo.

Así mismo, el sistema Silo de la Compañía Vetco Gray ofrece un sistema que proporciona una protección adicional de los peligros del fondo marino de tal manera que el sistema de árbol/cabezal está contenido dentro de una estructura en forma de silo, localizado, por completo, debajo del fondo oceánico.

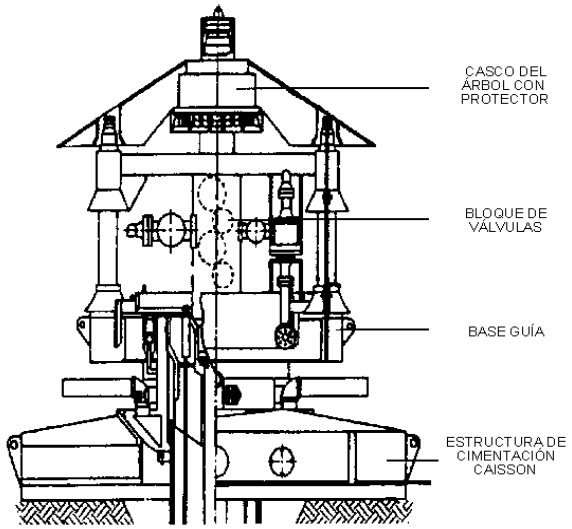


FIGURA 4.2 ÁRBOL TIPO CAISSON

La Figura muestra el diagrama esquemático de un árbol tipo Caisson desarrollado por ABB Vetco Gray.

La compañía Vetco Gray clasifica a los árboles submarinos de acuerdo a la profundidad, de la siguiente manera.

Árboles Simples

Los árboles simples, colocados al nivel del fondo marino, se utilizan en aguas poco profundas, generalmente a menos de 100 metros (300 pies) y requieren de la intervención de buzos para la conexión de la línea de flujo y los controles umbilicales de reparación y/o de producción.

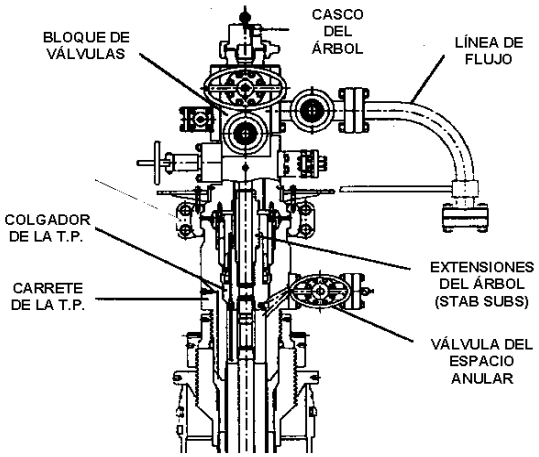


FIGURA 4.3 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN ÁRBOL TIPO SIMPLE

Árboles Asistidos por Buzos

Los árboles asistidos por buzos se utilizan para profundidades de agua moderada, de entre 60 y 215 metros (200 - 700 pies). Este rango de profundidad es bastante aceptable para su aplicación en la Región Marina de Campeche considerando los tirantes de agua de esa área. Aún cuando en otras áreas como las de Brasil, el Mar Mediterráneo, el Mar del Norte o la parte norte del Golfo de México, se utilizan como árboles básicos, es decir, los tirantes de agua rebasan los 200 metros de profundidad.

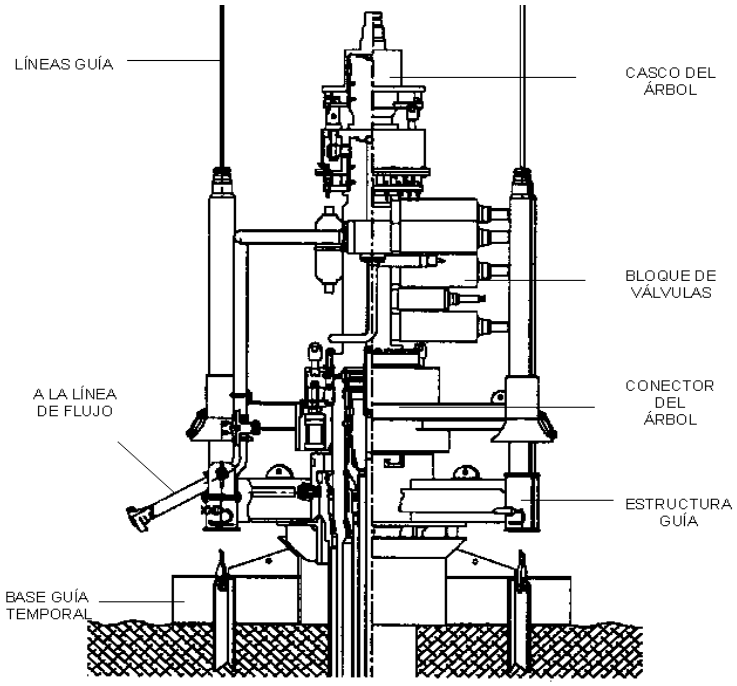


FIGURA 2.4 ÁRBOL ASISTIDO POR BUZOS

Estos árboles tienen algunas características que permiten ser instalados sin asistencia de buzos, pero dependen de ellos para instalar el sistema de control o la línea de flujo.

Por otro lado, las válvulas se encuentran en un bloque sólido llamado bloque de válvulas y se utilizan conectores hidráulicos o mecánicos para el cabezal. Este tipo de árboles representa el mayor número de los árboles submarinos existentes en el mundo. La Figura 4.4 muestra un diagrama esquemático de un árbol asistido por buzos, diseñado por ABB Vetco Gray.

Árboles sin Asistencia de Buzos

Los árboles sin asistencia de buzos se instalan desde unidades flotantes con el auxilio de líneas guía sobre plantillas básicas y no requieren de la asistencia de buzos para su instalación o intervención. Esto es debido a que están diseñados para un rango de profundidad del tirante de agua mayor. Es decir, desde 180 hasta 915 metros (600 - 3000 pies).

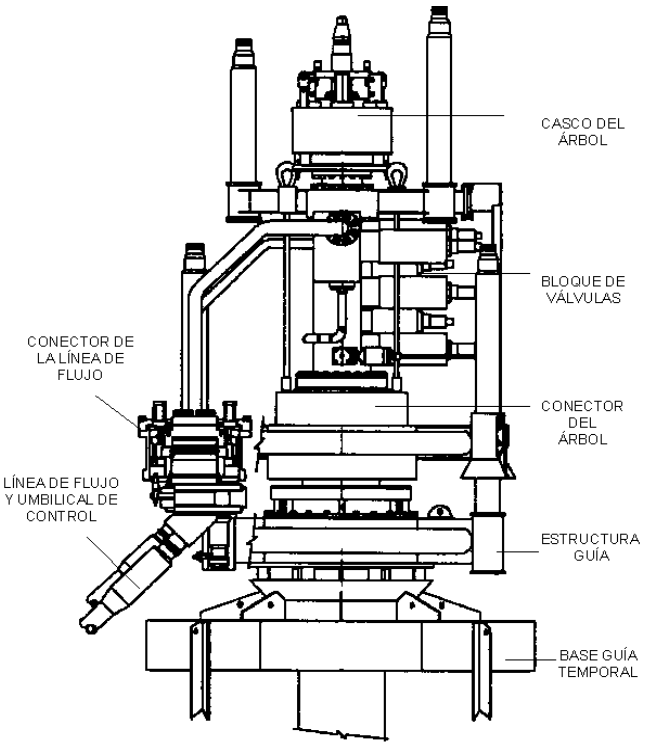


FIGURA 4.5 ÁRBOL SIN ASISTENCIA DE BUZOS

La conexión de la línea de flujo y el umbilical del sistema de control se hace mediante los sistemas Layaway o Pull-in, con asistencia de vehículos operados remotamente (ROV's).

El sistema Layaway es un sistema articulado de conexión de la línea de flujo y/o de líneas de control umbilicales que consiste de un dispositivo colocado en un costado del árbol. Representa uno de los mayores desarrollos de Petrobrás para la tecnología de árboles submarinos y resuelve en gran medida el problema de los tirantes de agua muy profundos.

Por otro lado, el sistema Pull-in es un sistema de conexión de la línea de flujo y de líneas de control utilizando un ROV (vehículo de operación remota).

En Brasil se diseñó un árbol sin líneas guía y sin asistencia de buzos, con sistema de conexión de la línea de flujo tipo Layaway, para 1800 m de tirante de agua. Sin

embargo, el pozo continua esperando ser terminado y el árbol no se ha construido todavía.

Árboles sin Líneas Guía

Los árboles sin líneas guía también son muy utilizados en la explotación de campos submarinos. Son punta de lanza en la tecnología de árboles submarinos a la fecha. Estos árboles son para aguas muy profundas, su rango de profundidad es abierto desde los 550 metros en adelante. Pueden ser instalados desde unidades flotantes posicionadas dinámicamente. Todas las funciones de instalación, operación e intervenciones se realizan con vehículos operados remotamente.

FIGURA 4.6 ÁRBOL SIN LÍNEAS GUÍA, DE FMC

La mayoría de los árboles submarinos tienen un sistema de reconexión que permite intervenciones e instalación de equipos auxiliares como el conjunto de preventores, colgadores, cabezales, plantillas temporales de perforación interfases, etc. En el caso de la reconexión de este tipo de árboles, se utiliza la técnica sin líneas guía. Los sistemas sin líneas guía pueden utilizar la configuración funnel-up o funnel-down. Estas configuraciones se usan para hacer la reconexión y consisten de un conector en forma de embudo hacia arriba o hacia abajo, respectivamente.

Árboles Horizontales

Representan una alternativa a todos los demás tipos de árboles y su principal característica y ventaja es que no se requiere retirar el árbol para intervenir el pozo. Esto incluye desde la corrida de herramientas diversas al interior del pozo, hasta la extracción de la tubería y/o el colgador.

La tecnología de los pozos horizontales, al igual que los árboles sin asistencia de buzos y/o sin líneas guía, también es punta de lanza en la tecnología de árboles submarinos.

Las principales características y beneficios de los árboles horizontales son:

- ✓ Permite un acceso vertical completo e intervenciones sin necesidad de remover el árbol, dejando intactas las conexiones de la línea de flujo.
- ✓ Reduce el tamaño del árbol y el costo de fabricación.
- ✓ Elimina la necesidad de utilizar risers costosos de terminación y reparación, así como el manejo asociado y las herramientas de pruebas.
- ✓ Reduce el número total de válvulas sin sacrificar el control del pozo.
- ✓ Simplifica el sistema de colgador de la T.P. y herramientas de instalación asociadas.
- ✓ El tamaño del árbol es independiente de la geometría de la sarta de producción.
- ✓ Elimina el costoso equipo de orientación y las modificaciones del conjunto de preventores requeridas para orientar un equipo de terminación convencional, es decir, reduce la cantidad de equipo requerido durante la instalación.
- ✓ La instalación se realiza con procedimientos y equipo convencionales.
- ✓ Tiene interfases para equipo de intervención con vehículo operado remotamente.
- ✓ Simplifica el sistema de control de la terminación y los umbilicales.
- ✓ Proporciona la capacidad de terminar el pozo con la protección del conjunto de preventores en todo tiempo.

- ✓ Aloja más fácilmente aparejos de terminación más grandes, puesto que el conducto para el espacio anular está por debajo del colgador de TP y no ocupa espacio en él.
- ✓ Puede alojar un mayor volumen de conductos eléctricos e hidráulicos pozo abajo, comparado con el árbol convencional, puesto que el conducto del espacio anular no pasa a través del colgador de TP.
- ✓ Se puede operar la(s) línea(s) de flujo y umbilical(es) con menos riesgo de tener que desconectarlas.
- ✓ Aloja más fácilmente las aplicaciones para bombeo electrocentrífugo, ya que tiene un agujero más grande, facilita las reparaciones más frecuentes, etc.).
- ✓ El colgador de TP y su herramienta instaladora son más simples puesto que el acceso al espacio anular está por debajo del colgador.
- ✓ La interfase entre el cabezal y el aparejo están simplificados puesto que el colgador está alojado en el árbol y no en el cabezal.
- ✓ Las interfases de cierre y sello del colgador de TP están expuestas a daño por operaciones de perforación por menos tiempo que en el caso de los árboles convencionales (el árbol horizontal, como un carrete de tubería, se instala después de la perforación).
    - Puesto que el conducto del espacio anular está aislado mediante válvulas de compuerta, no se requiere la instalación de tapones, generalmente problemáticos, operados con línea de acero, asociados típicamente con el cierre del espacio anular en los árboles convencionales (ahorro de viajes, etc.).
        - ✓ Se requiere potencialmente menos equipo y herramientas, lo cual significa menores costos de mantenimiento y almacenaje. Por lo tanto, el instrumental puede requerir menos espacio comparado con los sistemas convencionales (dependiendo de la complejidad del árbol, de sus pruebas submarinas y/o del tipo de riser de terminación para árbol convencional, etc.).

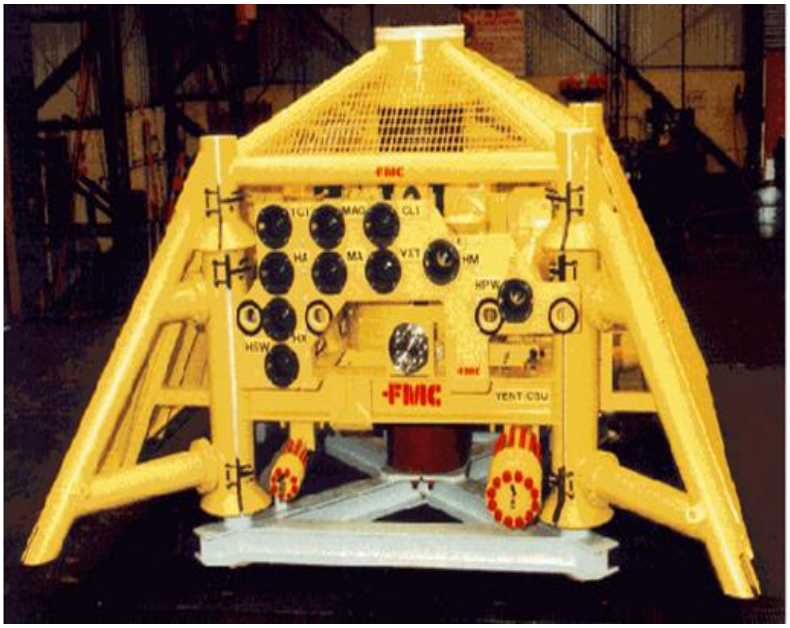
Por otro lado, las desventajas de los árboles horizontales son:

- ✓ Se utilizan tapones de línea de acero como barreras críticas verticales al ambiente.
- ✓ Mientras que en el colgador de TP del árbol convencional se utiliza un conjunto de sellos en el colgador de la tubería de revestimiento para aislar el espacio anular y proporcionar un sello redundante al empacador, en el árbol horizontal el colgador de la TP debe tener al menos dos conjuntos de sellos y estos se encuentran expuestos a los fluidos producidos.
- ✓ El potencial más grande para que los sellos del cuerpo del colgador del árbol se dañen, corresponde a su diámetro relativamente grande y al requerimiento operacional a ser instalado a través del agujero del árbol.
- ✓ Existe una sensibilidad mayor al daño por erosión debido al flujo en el colgador, contra el tapón de línea de acero, en el área de sellos del colgador.
- ✓ Existe una carga mayor en el sistema de cabezal y conductor correspondiente a la necesidad de colocar el conjunto de preventores sobre el árbol horizontal. Esto resultará en cabezales más costosos para algunas aplicaciones (conductores más pesados, nidos de cabezal precargados, etc.). “Se debe tener cuidado al analizar sistemas de cabezales instalados debajo de todo árbol horizontal, especialmente si los pozos se perforaron sin el conocimiento de que finalmente serían terminados utilizando árboles horizontales”.

- ✓ Cualquier falla que requiera retirar el árbol resultará en una costosa terminación o reparación y también en un daño potencial al yacimiento.
- ✓ Puesto que los árboles horizontales pueden no requerir servicio cada vez que se retire el aparejo de fondo (ya que el árbol no requiere ser retirado), la posibilidad de falla del árbol puede aumentar comparada con los árboles convencionales.
- ✓ La instalación del colgador de tubería incluye una prueba submarina del árbol, lo cual agrega complejidad y costo sustancial (renta) a todo el sistema (equipo, controles, logística, mantenimiento, etc.).
- ✓ Al menos se requieren dos carretes de umbilicales (por el interior y exterior del riser marino, suponiendo que se tiene monitoreo sobre el control eléctrico y/o hidráulico durante la instalación). Se pueden requerir más umbilicales, dependiendo del diámetro externo del equipo a utilizar dentro del riser, de los costos, de su manejo, del espacio en el equipo, del mantenimiento, etc.
- ✓ Los árboles horizontales son más grandes y más pesados, resultando en dificultades de manejo, especialmente para diseños sin líneas guía instalados desde unidades flotantes para aguas profundas.
- ✓ Hay un mayor potencial para ensuciar los conductos eléctricos e hidráulicos puesto que están expuestos durante la instalación o recuperación del aparejo a través del árbol (aunque se instala un protector de agujero durante las operaciones de perforación/reparación.

- ✓ Es más difícil acomodar un gran volumen de conductos eléctricos e hidráulicos.
- ✓ Puesto que se requieren un conjunto de preventores y un riser marino, aún para intervenciones con línea de acero y tubería flexible, los equipos deben estar acondicionados para manejar un mayor volumen de fluidos de terminación.

Aunque tal vez la única desventaja de este sistema es que si se tiene que retirar el árbol para efectuar mantenimiento, se tiene que retirar el colgador y la sarta de producción. Aún así, este sistema es toda un promesa para la aplicación en campos petroleros mexicanos.



árbol horizontal

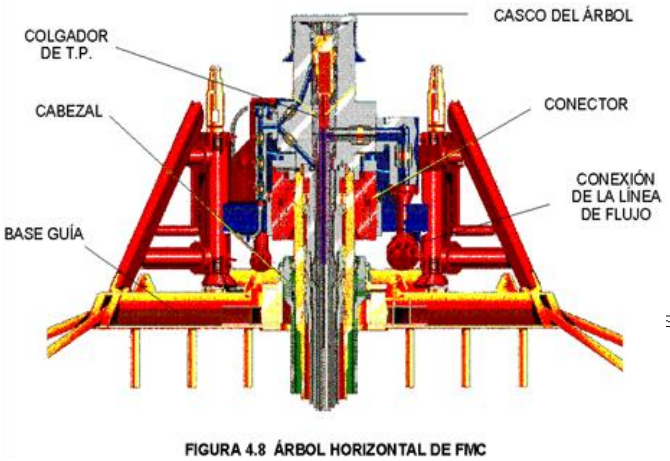
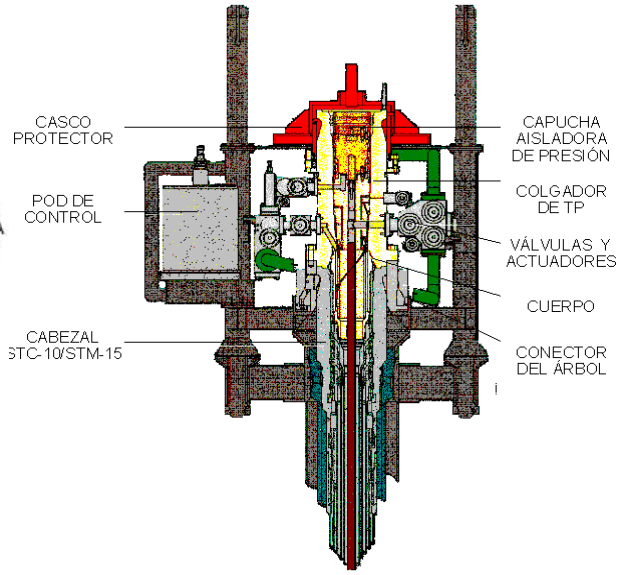


FIGURA 4.8 ÁRBOL HORIZONTAL DE FMC



Derecha: diagrama esquemático del árbol horizontal de Cooper Oil Tools, conocido como SpoolTreeTM.

COMPONENTES DE LOS ÁRBOLES SUBMARINOS

Existen diferentes componentes de un árbol submarino y de acuerdo a las necesidades operativas, se hace el arreglo necesario. En cualquier caso, los componentes pueden ser tanto para árboles verticales como para horizontales.

- ✓ Conector del Árbol
- ✓ Extremos Inferiores del Árbol (Stab Subs)
- ✓ Bloque de Válvulas
- ✓ Válvulas de Compuerta
- ✓ Actuadores Submarinos
- ✓ Estrangulador Submarino
- ✓ Sistema de Conexión de la Línea de Flujo

- ✓ Tapa del Árbol (Tree Cap)
- ✓ Carrete de Reconexión
- ✓ Bastidor/Estructura Protectora del Árbol
- ✓ Tuberías del Árbol
- ✓ Conexión del Árbol al Múltiple de Pozos
- ✓ Lanzador de Diablos Submarino

Conector del árbol

La principal función del conector del árbol es la de cerrar y sellar el árbol al cabezal. El conector se opera generalmente en forma hidráulica desde la superficie, aunque también se utilizan ampliamente los conectores operados mecánicamente. La operación del mecanismo de cierre del conector sella el nido del cabezal al árbol y se ajusta a los conductos de comunicación de los fluidos; éstos a su vez sellan con las extensiones inferiores del árbol llamadas stab subs (descritas más adelante) y que a veces sirven de guía para instalar el árbol sobre el cabezal.

Los conectores hidráulicos se desarrollaron a partir de los conectores hidráulicos de preventores. Sin embargo, los diseños actuales tienen sus propios conectores desarrollados específicamente para aplicaciones de árboles submarinos. Los conectores hidráulicos son los más comunes de conectores de árboles y se pueden utilizar en todos los tipos de árboles.

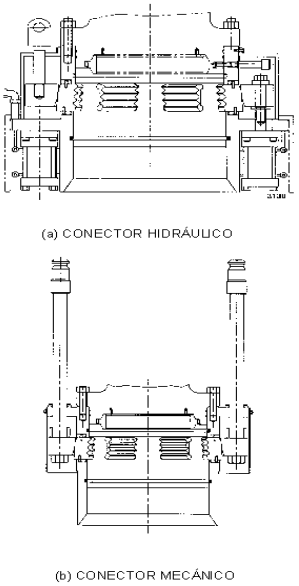


FIGURA 4.10 CONECTORES DE ÁRBOL SUBMARINO

Los conectores hidráulicos se operan desde la superficie a través del riser de terminación.

Por otro lado, los conectores mecánicos requieren la asistencia de buzos o de vehículos operados remotamente (ROV) durante la instalación del árbol, o bien, utilizan una herramienta instaladora especial que opera el conector hidráulicamente. Estos conectores son más económicos que los

hidráulicos, pero son más tardados para instalar o retirar y por lo tanto deberá compararse el costo de instalación entre ambos conectores a fin de hacer la selección.

Los conectores mecánicos pueden ser relativamente sencillos y depender mucho de la asistencia de buzos, o bien pueden ser complejos y de operación remota. Este siempre es un compromiso que se debe conciliar y considerar cuando se va a seleccionar un conector. Generalmente los conectores utilizan una serie de tornillos para activar el mecanismo de cierre.

También es posible tener una conexión bridada sin control remoto. Estas se utilizan cuando las cargas soportadas por el árbol no son grandes. Los conectores de este tipo se utilizan en árboles simples y en árboles asistidos por buzos operados desde unidades autoelevables.

Extremos Inferiores del Árbol (Stab Subs)

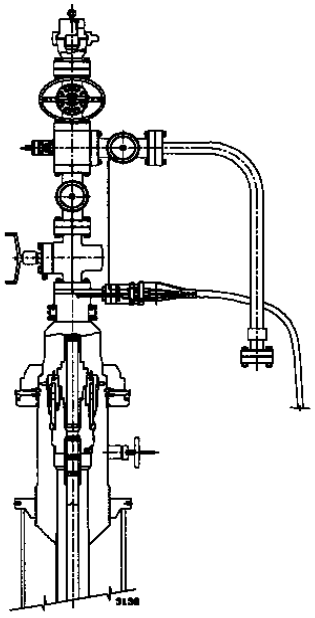
Los extremos inferiores del árbol, conocidos también como stab subs o bayonetas, son el conducto o vía de comunicación entre los agujeros de producción y del espacio anular y el puerto de control de la válvula de seguridad subsuperficial controlada desde la superficie (SCSSV), o válvula de tormenta, del árbol submarino y el colgador de la tubería. Como se dijo antes, también sirven para proporcionar una guía o alineamiento entre el árbol y el colgador de la TP.

Dichos extremos pueden utilizar sellos metal a metal, o bien, sellos elastoméricos entre el árbol y el colgador de la TP. Normalmente los sellos elastoméricos se utilizan en aplicaciones de baja presión y temperatura. Por otro lado, los sellos metal a metal se aplican para condiciones de mayor presión y son más costosos. Los stab subs entre el árbol y el colgador de la TP llevan sellos elastoméricos en la parte stab subs/colgador y sellos metal a metal en la parte stab subs/árbol.

Bloque de Válvulas

El bloque de válvulas contiene todas aquellas válvulas que proporcionan el primer control de los fluidos del pozo a medida que éstos fluyen. Normalmente se utilizan válvulas de compuerta para dicho control.

La designación estándar de las válvulas de un árbol submarino denota que la primera válvula de abajo hacia arriba es la válvula maestra inferior de producción. A continuación va la válvula maestra inferior del espacio anular (la cual es opcional). Arriba de éstas van las válvulas superiores maestras de producción y del espacio anular.



4.11 BLOQUE DE VÁLVULAS APILADAS PARA POZOS EN AGUAS POCO PROFUNDAS

Luego, la válvula de ala va montada en la rama que va a la línea de flujo. Las válvulas de contrapresión se localizan arriba de las salidas de la ala. También se pueden conectar válvulas de cruz a los agujeros de producción y del espacio anular.

En cuanto al montaje y configuración del arreglo de válvulas se puede decir que existen dos tipos de arreglos: (1) válvulas apiladas, las cuales son bridadas y están atornilladas, y (2) las que están integradas en un solo cuerpo sólido. La configuración de válvulas apiladas se utiliza en pozos de baja presión y están limitadas a pozos en aguas poco profundas con terminaciones en árboles submarinos sencillos y de bajo costo, mientras que los árboles con bloques de válvula sólido se utiliza en terminaciones más complejas donde las presiones pueden ser mayores, o bien, donde la posibilidad de daño externo por condiciones de flexión, carga o mal posicionamiento del equipo de intervención es mayor.

El bloque de válvulas debe llevar una conexión superior y una conexión inferior. El conector superior puede ser de tipo integral, bridado o de otro tipo de conexión. El conector inferior debe estar diseñado para resistir cargas externas aplicadas al árbol, debe conservar la integridad en la presión de los extremos inferiores del árbol (stab subs) y constituir una interfase con la parte superior del conector del árbol. También puede ser integral o bridado.

El material utilizado en la fabricación de los bloques de válvulas puede ser de alguna aleación de acero o incluso de acero inoxidable. Además, se pueden utilizar recubrimientos especiales contra la corrosión por CO2 o H2S. Adicionalmente, se puede requerir una protección catódica que debe especificarse al hacerse la selección del árbol y sus características.

En cuanto a las conexiones diversas, se tienen diferentes perforaciones en el cuerpo del bloque de válvulas, las cuales cumplen ciertas funciones. Así, se tienen los siguientes agujeros:

- ✓ Acceso(s) a la tubería de producción
- ✓ Acceso(s) al espacio anular
- ✓ Inyección de productos químicos
- ✓ Acceso(s) a la(s) Válvula(s) SCSSV o de tormenta
- ✓ Conectores varios
- ✓ Acceso al colgador de la TP y al cabezal
- ✓ Válvula de bloqueo

El extremo inferior del agujero de producción sella los extremos inferiores de producción del árbol (stab subs). El agujero de producción continúa hacia arriba del bloque de válvulas para luego salir en forma horizontal por la válvula de ala hacia la línea de flujo.

El extremo inferior del conducto del agujero del espacio anular sella los extremos inferiores del espacio anular (stab subs). El conducto continúa hacia arriba del bloque de válvulas para salir horizontalmente hacia la línea de flujo.

Por su parte la inyección de productos químicos se lleva a cabo a través de uno o varios conductos del bloque de válvulas. Si la inyección se requiere en el fondo del pozo, entonces la línea de inyección se debe pasar por el colgador de la TP mediante una extensión stab sub. Se acostumbra tener una válvula de compuerta en la línea de inyección y una válvula check, para un mayor control.

Debe notarse como muy importante que, por razones de control del pozo, en ningún caso deberá instalarse la línea de inyección por debajo de la válvula maestra inferior.

Por otro lado, las válvulas SCSSV (válvulas de seguridad subsuperficiales controladas desde la superficie o de tormenta) requieren conductos de control en el bloque de válvulas para conectarse con el colgador de la T.P. Esto se logra con extensiones stab sub para las válvulas de tormenta. El número de líneas, tamaño, y rangos de presión de trabajo se determinan en función de las condiciones del árbol seleccionado.

El tamaño de una válvula de compuerta se determina por el mínimo diámetro del conducto del flujo. Los tamaños estándar son 2 1/16", 2 9/16", 3 1/8", 3 1/16", 4 1/16", 5 1/8" y 7 1/16". Las válvulas de 1/2" no son estándar pero se usan en líneas de inyección, líneas de control y líneas para las válvulas de tormenta.

Actuadores Submarinos

La operación de las válvulas del árbol puede ser hidráulica o manual. En general se colocan actuadores hidráulicos en al menos una de las válvulas maestras y la válvula de ala. Pero la decisión final se toma al seleccionar el tipo de terminación submarina y el tipo de árbol.

Los actuadores hidráulicos se utilizan cuando se requiere operar las válvulas de compuerta a control remoto. Se accionan con fluido de control base agua o base aceite. Algunos diseños permiten que el actuador sea removido sin quitar el bonete de conexión. La mayoría permite reemplazar el conjunto del vástago sin retirar el bonete de la válvula.

Al igual que en las válvulas de compuerta vistas anteriormente, se tienen actuadores lineales y actuadores rotatorios. Los lineales pueden ser de una o de varias piezas. Los actuadores de una sola pieza tienen el resorte y el pistón hidráulico en el mismo contenedor. Estos son los más comunes.

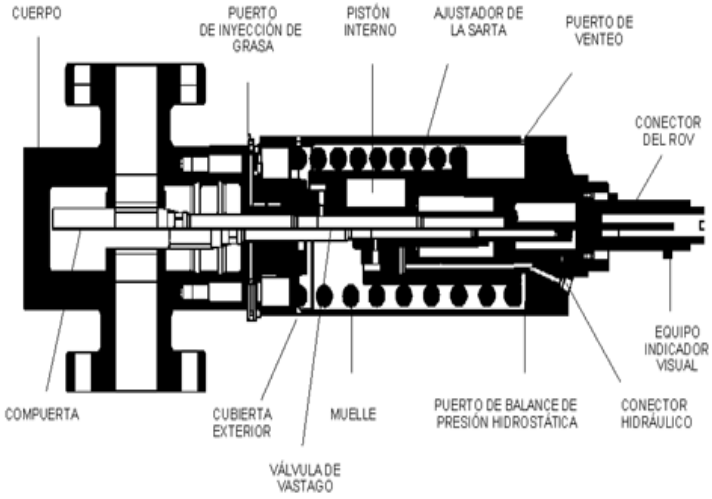


FIGURA 4.14 ACTUADOR HIDRÁULICO SUBMARINO

Los actuadores de varias pieza tienen el resorte en un lado del cuerpo de la válvula y el pistón en el otro lado. Este arreglo permite balancear el peso del actuador. Sin embargo, tiene la desventaja de requerir más componentes y ser más costosos.

Por otro lado, los actuadores rotatorios se fabrican y utilizan en otras aplicaciones distintas a las de los pozos submarinos y no se reporta como una alternativa.

En cuanto a la profundidad de aplicación, se puede decir que la relación es que a medida que aumenta la profundidad del agua, se requiere aumentar la fuerza del resorte de cierre de la válvula a prueba de falla, o bien instalar un acumulador hidráulico para aumentar la fuerza de cierre del pistón, o bien, se requiere de ambas cosas. Otra alternativa sería instalar una línea hidráulica hasta la superficie, pero esto aumentaría el costo considerablemente.

Por otro lado, la presión de operación de los actuadores hidráulicos oscila alrededor de 1,500 a 3,000 psi.

Adicionalmente al control del resorte y el pistón, se puede tener un control manual operado por buzos, por ROV's o por ambos.

Los actuadores hidráulicos pueden tener características especiales de diseño definidas por las condiciones de servicio, tales como graseras externas, orificios de inyección al empaque e inyección de fluido de control.

Otra característica importante son los indicadores de posición, los cuales muestran la posición relativa de la válvula (abierta o cerrada). Existen indicadores visuales (vistos por buzos o por ROV's) e indicadores eléctricos.

Los indicadores visuales son mucho más económicos y simples que los eléctricos, pero se llegan a obstruir con el fango o la turbidez del aguamarina. Los indicadores eléctricos son independientes de la visibilidad y de la intervención remota. Utilizan transductores eléctricos conectados al actuador de la válvula. Son más complicados y costosos.

Los actuadores manuales operan mecánicamente ya sea con asistencia de buzos o con ROV's. Los actuadores manuales son mucho más simples y menos costosos que los hidráulicos. De hecho, se utilizan como válvulas de apoyo o de límites redundantes en líneas de flujo y las interfases con buzos y ROV's son similares a los de los actuadores hidráulicos.

Estrangulador Submarino

Algunos de los parámetros principales de diseño y operación para estranguladores submarinos son:

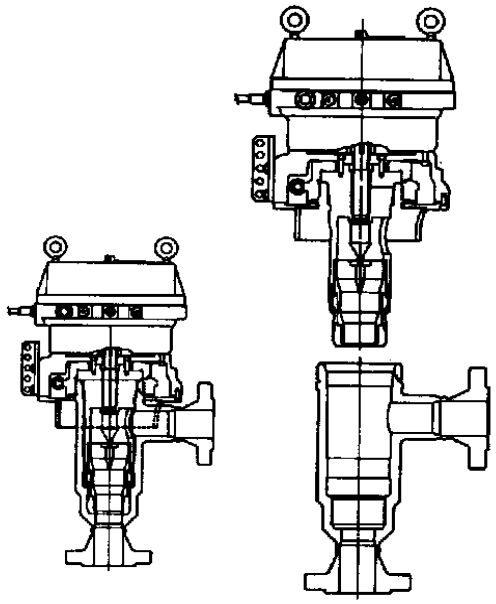


FIGURA 4.15 ESTRANGULADOR SUBMARINO CON ACTUADOR HIDRÁULICO

- ✓ Capacidad de presión
- ✓ Código API
- ✓ Máximo tamaño de orificio
- ✓ Tipo de estrangulador (fijo, ajustable, manual o hidráulico)
- ✓ Máximo gasto de flujo
- ✓ Profundidad de agua
- ✓ Capacidad de temperatura
- ✓ Tipo de operación (remota, por buzos, con ROV)

Existen diferentes tipos de estranguladores, entre ellos, están los estranguladores positivos o fijos, ajustables, manuales e hidráulicos.

Los estranguladores fijos o positivos tienen un tamaño de orificio fijo predeterminado llamado estrangulador de flujo y para cambiar este orificio se necesita cambiar el estrangulador de flujo por otro del tamaño deseado.
Los estranguladores ajustables tienen un área de orificio controlado externamente y pueden estar adaptados con un mismo mecanismo que indique el área del orificio. Estos pueden ser manuales o hidráulicos.
También debe considerarse el torque y el número de vueltas para operar el estrangulador. El movimiento para su operación puede ser lineal o rotatorio. En este caso los indicadores son sólo visibles y no eléctricos.
La presión corriente arriba del estrangulador se utiliza para ajustar el estrangulador y optimizar el comportamiento del yacimiento. Las lecturas de la presión corriente arriba se toman con la instrumentación integral del estrangulador o bien con aquella instalada en el ROV de operación.

Sistema de Conexión de la Línea de Flujo

Por la forma de hacer la conexión de la línea de flujo, se tienen en general tres sistemas de conexión:

- ✓ Conexiones Bridadas
- ✓ Conexión Pull-In
- ✓ Conexión Layaway

Los dos últimos son sistemas muy sofisticados y representan grandes avances en ingeniería de instalaciones submarinas, es decir, el equipo y métodos para instalar líneas de flujo submarinas para transportar los fluidos producidos se llama genéricamente Sistema de Conexión de la Línea de Flujo.

La selección del tipo de conexión depende de varios factores tales como:

- ✓ La profundidad del agua

- ✓ La ubicación del campo
- ✓ Complejidad
- ✓ Experiencia de operación
- ✓ Diseño de instalaciones de producción

Conexión del Árbol al Múltiple de Pozos

La conexión del árbol al múltiple o plantilla de pozos incluye las líneas de producción, del espacio anular y de inyección de productos químicos. Para lograr una buena operación de conexión de las líneas del árbol al múltiple de pozos, el alineamiento de la interfase debe manejarse adecuadamente.

Una consideración particularmente importante durante la fabricación de la plantilla o múltiple consiste en asegurarse que los receptáculos diversos y las preparaciones sobre la plantilla estén arreglados adecuadamente o empaten con el resto del equipo, por ejemplo, la posición de los cabezales, las conexiones de tuberías, las interfases de control, etc. Las posiciones deben ser lo suficientemente precisas para acoplarse con sus respectivos empates submarinos después de que se ha instalado el múltiple y de que se han construido las otras partes.

Lanzador de Diablos Submarino

Generalmente se utiliza para líneas tanto de líquidos como de gas en alguna etapa de producción. El colgamiento de condensados en la línea de flujo puede llegar a ser tal que se necesite la limpieza con diablo para purgar la línea y empujar el fluido hacia afuera del sistema. La limpieza puede no ser necesaria en las primeras etapas de la vida productiva del pozo. Sin embargo, las condiciones subsecuentes pueden crear una situación en la que se necesite correr un diablo.

Los sistemas de limpieza con diablo se han desarrollado para introducir el diablo a través de un lanzador submarino. En este caso se fabrica y se coloca sobre las instalaciones submarinas. Se han utilizado varios lanzadores de diablos submarinos en todo el mundo. La principal razón de utilizar esta técnica es la de ahorrar el costo de una línea de flujo extra que se pudiera requerir si la operación se realizara desde

la superficie. Otra consideración importante en la selección de un lanzador de diablos submarino es la frecuencia de limpieza con diablo. Si esta es requerida muy frecuentemente, entonces la opción de instalar un lanzador de diablos no es muy atractiva. Esto se debe a que se tiene que cargar el diablo en el lanzador y para esto se puede requerir de la asistencia de buzos o de vehículos operados remotamente.

OPERACIÓN DE LOS ÁRBOLES SUBMARINOS

Instalación del Cabezal

Los procedimientos para la instalación de los cabezales submarinos y del equipo guía son bien conocidos. Los procedimientos usados durante la perforación pudieran ser en esencia los mismos que los usados en los trabajos de terminación y reparación.

Existe un número considerable de herramientas y accesorios que son utilizados en conjunto con los cabezales submarinos. La instalación, recuperación y pruebas con presión de varios de los componentes se realizan con cierto tipo de herramientas, entre las cuales están:

- ✓ Herramienta instaladora del nido del cabezal
- ✓ Herramienta instaladora del colgador de la T.R. y del conjunto de sellos
- ✓ Herramienta instaladora del conjunto de sellos externo y su recuperador
- ✓ Herramienta recuperadora de la base guía permanente
- ✓ Protector del calibre y herramienta instaladora
- ✓ Herramienta de prueba del conjunto de preventores
- ✓ Cerrojo hidráulico de 30"
- ✓ Estructura guía de apoyo
- ✓ Herramienta Instaladora y recuperadora de las líneas guías

La herramienta instaladora del nido del cabezal se utiliza con rosca izquierda. Una vez que el cabezal ha sido colocado, la herramienta se libera con un giro a la derecha.

Las agencias reglamentarias requieren que los conjuntos de preventores almacenados sean probados a intervalos regulares de tiempo. Para facilitar esta prueba, se requiere de una herramienta que aísle la sarta de T.R. más grande. Esta es la herramienta de prueba del conjunto de preventores.

Una de las principales funciones del conjunto de preventores submarinos, es el de mantener el control sobre un posible brote del pozo al estar perforando. Por esto, el sistema de cabezal y el conjunto de preventores generalmente tienen el mismo diámetro nominal y el mismo rango de presión.

Generalmente el conjunto de preventores consta de los siguientes componentes:

- ✓ Conector al cabezal
- ✓ Arietes ciego, para tubería, etc.
- ✓ Preventor anular
- ✓ Líneas para estrangular/matar
- ✓ Válvulas asociadas

Además del equipo de control hidráulico requerido para operar las funciones de cada uno de los componentes.

Si durante la perforación del conductor de 30" se detecta alguna manifestación de gas, se usará un cerrojo hidráulico para contener la presión. Este asegura el nido del cabezal y el riser marino.

La estructura guía de apoyo se utiliza para centrar la sarta y el equipo guía dentro del cabezal, con la finalidad de proteger a este contra daños mecánicos.

Típicamente la estructura guía se puede acomodar en varios diámetros, desde tubería de perforación hasta T.R. de 20".

Además se cuenta con una herramienta recuperadora, esta herramienta puede instalar remotamente la línea guía y la herramienta puede ser usada para recuperar la línea guía y su conector.

Instalación del Colgador de la Tubería

El colgador de la T.P. tiene tres herramientas de instalación principales. Estas incluyen la herramienta instaladora del colgador de la T.P., un carrete de orientación y un carrete obturador del conjunto de preventores.

La función de la herramienta instaladora del colgador de la T.P. es la de transportarlo al cabezal submarino para ser instalado en el asiento del cabezal, el cual está provisto de un seguro de retención que sella el colgador de la T.P. en el cabezal. El colgador de la T.P. permite la comunicación del agujero de producción y del espacio anular por medio del riser de terminación o por la sarta. También se tiene un medio de comunicación entre las válvulas de seguridad de la superficie y las líneas de control, a través de la herramienta colgadora de la T.P.
El seguro de retención del colgador de la T.P. puede ser mecánico (peso y rotación) o hidráulico, activado desde la superficie. Debido a los problemas de pandeo que se pueden encontrar al rotar la sarta, se coloca un mecanismo en el colgador de la T.P. para poder obtener fuerza y activar el seguro de retención, el cual normalmente se utiliza en tirantes de aguas menores a 300 m.

El anclaje hidráulico del colgador de la T.P. ofrece la ventaja de que requiere sólo un viaje de la sarta o el riser de terminación para completar la instalación del colgador de la T.P. y los trabajos de perforación o de prueba.

Sistema Mecánico

Por un lado, el método de anclaje mecánico utiliza una herramienta instaladora. Esta se coloca en la tubería de perforación y en la herramienta de conexión. La

herramienta instaladora opera orientándola (si se requiere), asegurando y probando al colgador de la T.P. con rotación en ambos sentidos, así como con bombeo por la sarta al ser bajada.

La herramienta instaladora proporciona un acceso de circulación sólo entre el espacio anular y la T.P. La herramienta conectora, si se requiere, se instala en el colgador de la T.P., después de que la herramienta instaladora se libera y se proporciona así, un completo acceso vertical hacia la sarta y a los controles hidráulicos de la válvula de tormenta.

El sistema mecánico de anclaje se destina principalmente para obtener un sello elastomérico de 5,000 psi en un tirante de agua de 300 m.

Sistema Hidráulico

Por otro lado, el método de anclaje hidráulico utiliza una herramienta colgadora de la T.P., la cual se instala sobre la sarta o sobre el riser de terminación indistintamente. Esta herramienta proporciona un acceso completamente vertical hacia el espacio anular y la sarta. Para ejecutar todas las funciones en un sólo viaje, se requiere de controles hidráulicos individuales multifuncionales. El costo de la herramienta hidráulica es mayor que el de una herramienta instaladora mecánica. Sin embargo, es posible obtener un considerable ahorro debido a la reducción en el número de viajes requeridos.

El sistema de anclaje hidráulico es más utilizado en aplicaciones de pozos múltiples donde se puede requerir un riser de terminación para altas presiones y un sellado metal-metal.

El carrete orientador, orienta al colgador de la T.P. a la posición en la que será instalado. Éste orienta también a la herramienta instaladora de la T.P.

El piñón que se localiza en el conjunto de preventores, representa el método de orientación más popular en los últimos años. El piñón se extiende hidráulicamente dentro del pozo conectándose con la funda del vástago montado arriba de la herramienta instaladora del colgador. La funda del vástago en el carrete orientador puede tener forma de embudo hacia arriba o hacia abajo. Cuando se utiliza el arreglo

de embudo hacia arriba, se requiere del colgador de la T.P. para colocarlo en el cabezal/colgador. Después se mueve el piñón jalando la herramienta instaladora de la sarta hacia arriba, permitiendo rotar al colgador de la T.P.
La ventaja de este método es que no se requiere la localización exacta de la posición de los hombros. La desventaja es que el sello del colgador de la T.P. se debe colocar en la parte final sellando el área y luego ser removido. Cuando esto ocurre, se daña el área de sellado.

Instalación del Árbol Submarino

El árbol submarino tiene tres herramientas principales de instalación. Estas son:

1. Herramienta instaladora del árbol.
2. Conjunto de riser para reparaciones menores.
3. Herramienta instaladora de la tapa del árbol.

Dependiendo del tipo de árbol submarino, pueden o no requerirse alguna de las tres herramientas. Por ejemplo, el conjunto de riser para reparación menor se utiliza normalmente en aplicaciones críticas, como en áreas de aguas turbulentas similares a las del Mar del Norte. También existen varias herramientas auxiliares asociadas con el sistema de árboles submarinos.
La herramienta instaladora del árbol es un dispositivo hidráulico o mecánico el cual va en la parte superior del árbol. Estos forman la parte inferior del riser de terminación o reparación el cual sirve también para introducir la sarta en el árbol. Se pueden utilizar la tubería de perforación y/o la T.P. para instalar el árbol. Comúnmente la herramienta instaladora del árbol incluye los medios de control hidráulicos para el conector del cabezal del árbol y otros actuadores.

El costo de la herramienta instaladora puede ser alto, así que se debe considerar como un artículo costoso cuando se contemplen las posibilidades de aplicación de los sistemas submarinos. Esta herramienta instaladora puede comprarse

normalmente. Sin embargo, algunas veces se puede rentar y de esta manera se disminuirá el costo de la inversión.

Por otro lado, el riser inferior de reparación es parte del conjunto de preventores de terminación submarina. Este realiza las mismas funciones que el conjunto de preventores y está localizado en la parte más baja del riser de terminación/reparación.

El riser inferior puede cortar el cable de acero o la tubería flexible, quedando sellado el agujero del pozo. El riser inferior puede tener arietes de corte del cable de acero o preventores de línea para prevenir el descontrol del pozo. Estos proporcionan una barrera adicional al control del pozo durante las operaciones de reparación.

El riser inferior puede tener un conector en el extremo (normalmente activado hidráulicamente) para conectarse con el mandril de reconexión del árbol. El típico riser inferior incluye una línea entre el riser de terminación y el de reparación que permite la purga previa al desconectar la línea submarina.

Esta herramienta está provista de conexiones con la parte superior del árbol, la cual se utiliza para la instalación/recuperación del extremo superior del árbol (tree cap). La herramienta instaladora del extremo superior del árbol tiene las siguientes funciones:

- ✓ Actúa como un conector del extremo superior del árbol (tree cap).
- ✓ Sella el extremo superior del árbol en pruebas de presión.
- ✓ Alivia la presión por debajo del extremo superior del árbol.
- ✓ Inyecta fluido inhibidor de corrosión.

La herramienta instaladora del extremo superior del árbol puede actuar tanto mecánica como hidráulicamente. Para el árbol tipo simple se utiliza una unión tipo martillo en el extremo superior del árbol y la herramienta instaladora del extremo superior del árbol no es necesaria.

Existe gran variedad de sistemas convencionales para la instalación de los árboles horizontales. Por simplicidad se supone que un sistema convencional consiste de un agujero doble de 4" x 2". Ambos sistemas pueden o no llevar el carrete de la T.R.

entre el cabezal y el árbol. En particular, los métodos de conexión de las líneas de flujo, la interfase con los ROV's y el diseño de las válvulas pueden ser los mismos independientemente del tipo de árbol.

En un árbol horizontal el colgador de la T.R. se asienta en el cuerpo del carrete y en la dirección del flujo. Este colgador está equipado con un perfil para la línea de acero, una vez en su lugar, tiene el mismo propósito que el de una válvula de contrapresión en un árbol convencional.

El árbol puede ser instalado con tubería de perforación o conectado al conjunto de preventores del riser marino. Una vez anclado y asegurado al cabezal, el sistema se prueba a presión.

Con respecto a la instalación, existen dos ventajas principales del árbol horizontal en comparación con el convencional. Primero, el colgador de la T.R. se instala después de que el árbol se encuentra en su lugar. Para los trabajos de reparación, es posible que la T.P. necesite ser extraída sin quitar el árbol. Segundo, el árbol se puede instalar con tubería de perforación o mediante conexión con el conjunto de preventores inferiores del riser.

Instalación de los Umbilicales del Árbol

Árboles asistidos por buzos. Para el caso de los pozos satélites a profundidades donde se puede trabajar con buzos, los umbilicales de control se pueden conectar al pod de control del árbol.

Las líneas individuales de los umbilicales pueden ser conectadas a su línea correspondiente en el pod de control. Cada línea de los umbilicales puede estar equipada con un desconector hidráulico rápido en cada pod de control.

Si se utiliza un sistema de control de multiplexor electrohidráulico, el módulo de control deberá estar localizado en el árbol. Para este caso, los umbilicales deben terminar en el pod de control llevando los dos conectores, los hidráulicos y los eléctricos; ahora, si son instaladas ambas líneas (hidráulica y eléctrica), entonces serán necesarios dos pods de control por separado, los cuales pueden ser instalados con asistencia de buzos.

Árboles sin asistencia de buzos. A una profundidad donde no se puede trabajar con buzos, el control de los umbilicales puede estar conectado directamente en el árbol e instalarse en forma similar al árbol. Como una alternativa, el árbol puede estar equipado con un pod de control. De otra forma el control de los umbilicales puede también estar puesto y conectado a la línea de flujo.

El pod de control de los árboles se puede conectar con asistencia de buzos o por ROV's, instalando líneas flexibles hacia la caja de unión sobre el pod de control.

Los umbilicales se acoplan a las juntas del riser de terminación y reparación. También se pueden sujetar al equipo auxiliar a lo largo del riser.

Operación del Árbol

Las válvulas son los componentes más críticos en la terminación submarina y también los que más fallas han tenido antes y después de la instalación. Las fallas significan el no poder cumplir con las especificaciones necesarias para operar el sistema de control satisfactoriamente.

Existen válvulas de compuerta, las cuales tienen la característica de proveer un sello metal-metal contra la compuerta y el cuerpo de la válvula. Un resorte de carga sella el protector superficial mejorando así el sello de baja presión.

Las válvulas de bola están provistas de una máxima resistencia a la presión, con requerimientos especiales que benefician las aplicaciones submarinas.

El bloque de válvulas aloja a las válvulas las cuales nos dan el primer control del pozo sobre los fluidos. Generalmente se utilizan las válvulas de compuerta para controlar el flujo de fluidos del pozo. Estas válvulas están dispuestas como actuadores hidráulicos submarinos, según se vio en subtemas anteriores.

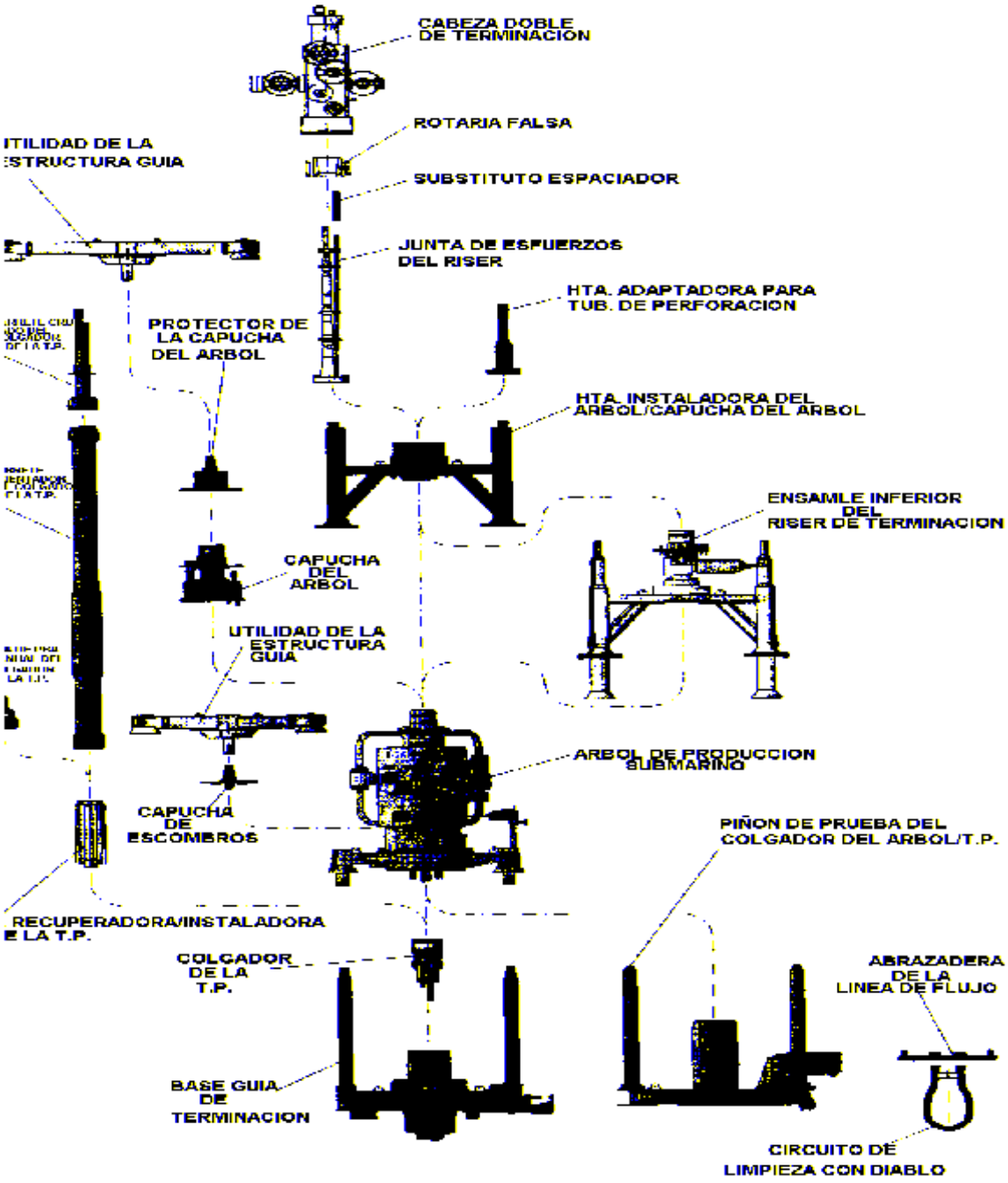


FIGURA 4.19 DIAGRAMA DE INSTALACIÓN DE UN ÁRBOL SUBMARINO

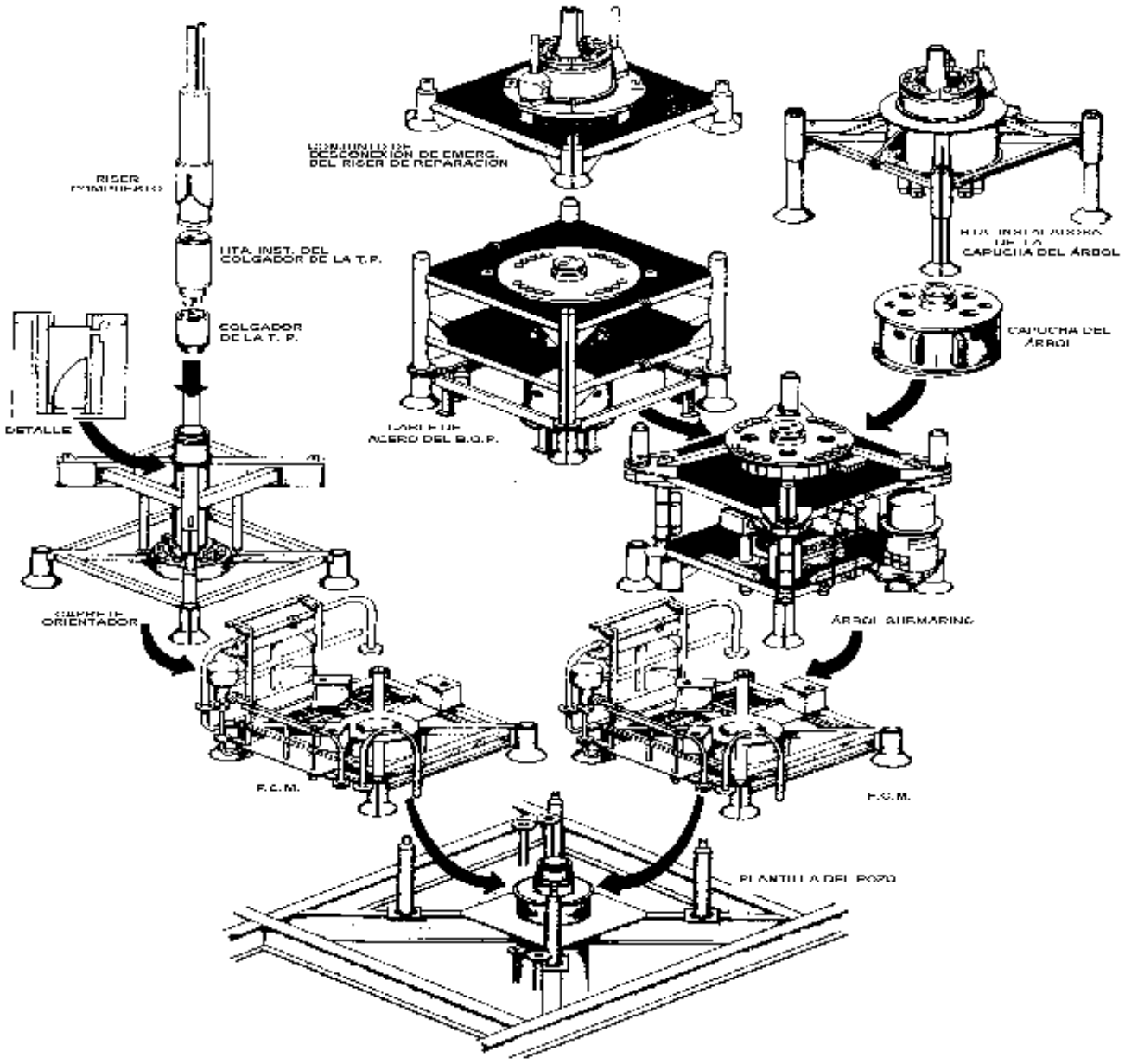


FIGURA 4.20 SECUENCIA DE UNA TERMINACIÓN SUBMARINA

CAPITULO 18

CONTROL DE POZOS.

Sistema submarino.

Existen varios tipos de conectores, tales como los conectores tipo Collet que se usan para conectar la columna del conjunto de BOP al cabezal del pozo. Este conector de alta presión de trabajo (Ch) debe proveer una presión de trabajo mínima clasificada que sea igual o mayor a la presión de trabajo para la cual está clasificado el conjunto de BOP

El conjunto de BOP debe proveer una solución total para el programa de perforación. Este es un problema complejo que no tiene una solución ideal. Se pueden usar más grupos de esclusas o esclusas de doble propósito. Sin embargo, al agregar más componentes, esto incrementa la altura general del conjunto y las preocupaciones sobre su manejo en la superficie podrían excluir esta opción.

Dado que podría tomar varios días para desconectar y maniobrar el conjunto para hacer cambios o reparaciones en los componentes, es común usar esclusas ciegas / de corte y de diámetro variable (VBR). Un ejemplo de las concesiones que se deben tomar en cuenta es el entorno de Posicionamiento Dinámico (DP) del equipo de perforación. Algunos operadores optan por el uso de dos juegos de esclusas ciegas / de corte para proveer un sello de soporte en caso de una desconexión no programada. Esto reduce el número restante de esclusas y puede limitar las opciones de colgar dado que algunos VBR [esclusas de diámetro variable] podrían tener límites en cuanto a la cantidad de peso que pueden soportar.

En la parte superior de la columna del conjunto de BOP hay otro conector para el LMRP. Por lo general, este conector es un conector clasificado para una presión más baja (Cl) que el conector de la parte inferior y limita el uso del preventor de reventones anular superior a la presión para la cual fuera clasificada.

Dentro de los retos que enfrenta el Ingeniero Petrolero para lograr el control de un pozo en aguas profundas se encuentran:

- ✓ Bajos gradientes de fractura
- ✓ Flujos someros de agua
- ✓ Inestabilidad mecánica y fisicoquímica del pozo
- ✓ Nuevos diseños de tuberías de revestimiento
- ✓ Nuevas técnicas de control de pozos
- ✓ Rápida detección de brotes
- ✓ Procedimientos especiales para matar el pozo
- ✓ Gas acumulado en el riser
- ✓ Bolsas de gas entrampadas en los preventores
- ✓ Hidratación de la formación, entre otros

De ahí la importancia de seleccionar un sistema de control adecuado a las necesidades de seguridad y operación del equipo utilizado al realizar diversos trabajos en aguas profundas.

Por lo tanto, la función principal de un sistema de control es monitorear y manejar las variadas operaciones de los componentes del sistema. Estos componentes son operados hidráulica ó eléctricamente a través de una señal enviada desde la superficie hasta el equipo a controlar.

La localización de los dispositivos de control en el templete submarino, es extremadamente importante. Realizando consideraciones cuidadosas pueden resultar en una disminución de longitud de tubería y cables, así como del número de conexiones para realizar la unión y recuperación del equipo.

En instalaciones recientes se ha demostrado que el sistema de control puede ser altamente sofisticado, tener alta confiabilidad y suministrar control al equipo submarino a distancias considerables de una manera sencilla y confiable.

Un sistema de control submarino puede ser tan simple como un sistema hidráulico o tan complicado como lo es un sistema electrohidráulico multiplexado. Pero en ambos casos, un sistema de control se define simplemente como un sistema que activa componentes del sistema.

Estos sistemas también pueden asistir a la Ingeniería de Yacimientos en el monitoreo del estado de la producción mediante indicadores de temperatura, presión, detección de arena, etc. La producción también puede ser optimizada mediante el control de inyección de agua a través del cierre y apertura de válvulas de estrangulación operadas remotamente.

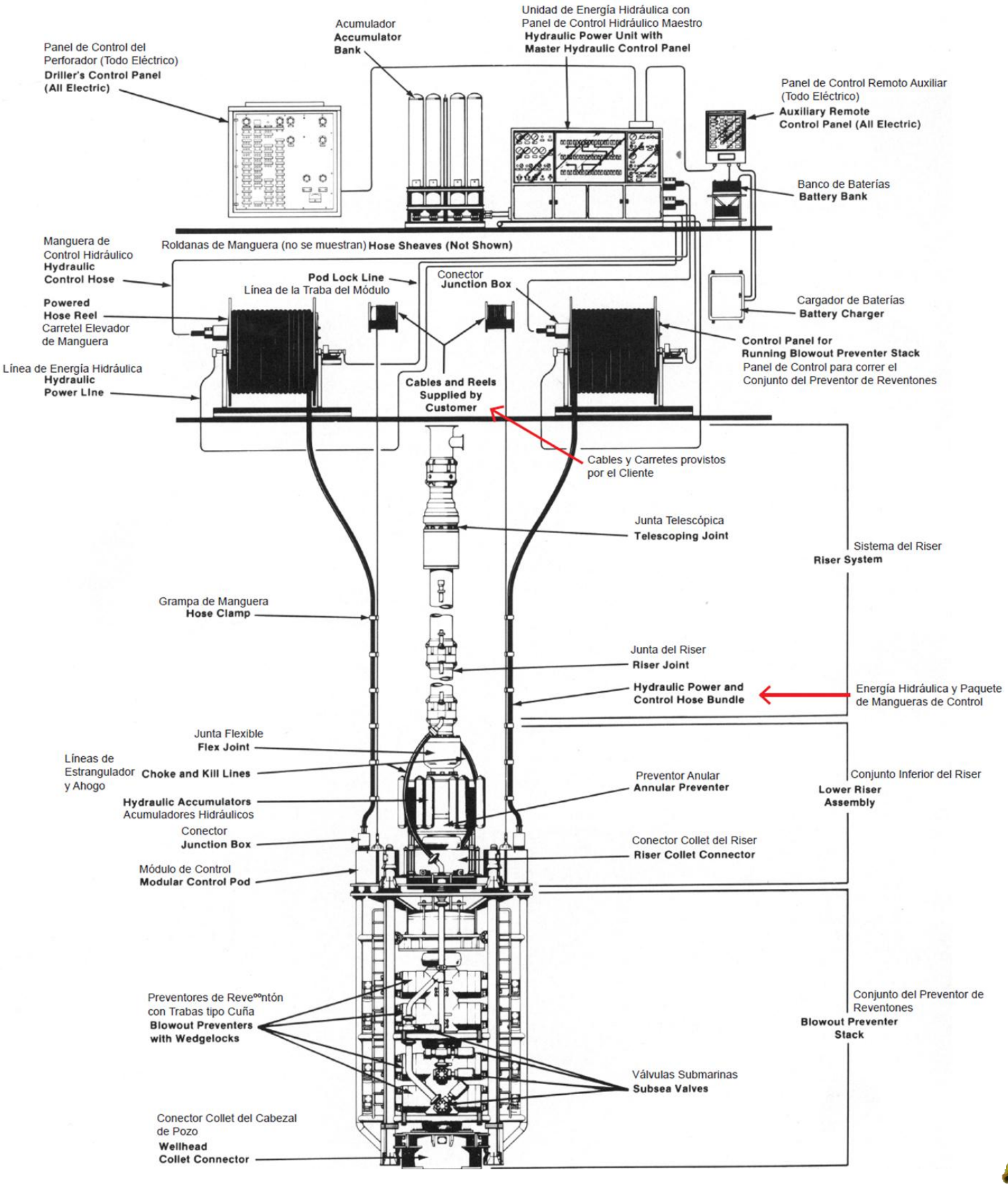
SISTEMA HIDRÁULICO

Los sistemas de control hidráulico son los más simples y más confiables en comparación con los otros, aunque utilizan menos componentes, para realizar cada una de las funciones submarinas, estas funciones requieren de una línea de flujo hidráulico bombeado desde la superficie directo a cada una de las funciones en el árbol. Por lo que el accionamiento de un dispositivo en el panel superficial genera la presurización de un fluido que trasmitirá la presión a través de líneas de flujo accionando el impulsor hidráulico submarino.

COMPONENTES DE UN SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO

Los sistemas de control hidráulico (directo, piloteado y secuencial) se pueden dividir en tres partes, las cuales comprenden:

- Equipo superficial localizado en la plataforma.
- Equipo intermedio o subsuperficial compuesto por un paquete de mangueras, las cuales conectan al equipo superficial con el equipo submarino.
- Los componentes submarinos formados por el pod de control, válvulas, reguladores de presión, actuadores y el conjunto de preventores, en su caso.


Panel de Control del Perforador (Todo Eléctrico)
Driller's Control Panel (All Electric)
Acumulador
Accumulator Bank
Unidad de Energía Hidráulica con Panel de Control Hidráulico Maestro
Hydraulic Power Unit with Master Hydraulic Control Panel
Panel de Control Remoto Auxiliar (Todo Eléctrico)
Auxiliary Remote Control Panel (All Electric)
Banco de Baterías
Battery Bank
Manguera de Control Hidráulico
Hydraulic Control Hose
Roldanas de Manguera (no se muestran)
Hose Sheaves (Not Shown)
Pod Lock Line
Línea de la Traba del Módulo
Conector
Junction Box
Powered Hose Reel
Carretel Elevador de Manguera
Cargador de Baterías
Battery Charger
Control Panel for Running Blowout Preventer Stack
Panel de Control para correr el Conjunto del Preventor de Reventones
Línea de Energía Hidráulica
Hydraulic Power Line
Cables and Reels Supplied by Customer
Cables y Carretes provistos por el Cliente
Junta Telescópica
Telescoping Joint
Sistema del Riser
Riser System
Grampa de Manguera
Hose Clamp
Junta del Riser
Riser Joint
Hydraulic Power and Control Hose Bundle
Energía Hidráulica y Paquete de Mangueras de Control
Junta Flexible
Flex Joint
Líneas de Estrangulador y Ahogo
Choke and Kill Lines
Preventor Anular
Annular Preventer
Conjunto Inferior del Riser
Lower Riser Assembly
Hydraulic Accumulators
Acumuladores Hidráulicos
Conector
Junction Box
Conector Collet del Riser
Riser Collet Connector
Módulo de Control
Modular Control Pod
Preventores de Reventón con Trabas tipo Cuña
Blowout Preventers with Wedgelocks
Conjunto del Preventor de Reventones
Blowout Preventer Stack
Válvulas Submarinas
Subsea Valves
Conector Collet del Cabezal de Pozo
Wellhead Collet Connector

Equipo superficial.

- Unidad de Potencia Hidráulica
- Tablero de Control
- Banco de Baterías
- Acumuladores
- Carretes de Mangueras

Unidad de Potencia Hidráulica

La unidad de potencia hidráulica es la encargada de suministrar fluido hidráulico a alta presión para los componentes del sistema, esto es, para las válvulas, actuadores, arietes, etc. La unidad de potencia requiere de agua, aire comprimido y energía eléctrica para operar. Generalmente cuenta con dos tanques de diferente tamaño y un sistema de bombas. El tanque mayor contiene fluido hidráulico, for mado por una mezcla de agua, lubricantes para agua y glicol de etileno. El tanque menor contiene fluidos lubricantes usados durante la mezcla del fluido hidráulico.

Las bombas toman el fluido de los tanques para almacenarlo a alta presión en los acumuladores y posteriormente usarlo en el sistema de control.

El sistema de bombas consta de un conjunto de bombas eléctricas triplex y un conjunto de bombas neumáticas.

En operación normal, las bombas triplex abastecen a los acumuladores. Sin embargo, cuando no pueden operar o no tienen la capacidad de abastecimiento al ritmo necesario. Las bombas operadas por aire entran en acción como ayuda para las bombas eléctricas.

TABLERO DE CONTROL

El tablero controla directamente los componentes del sistema. Está compuesto por controles manuales para regular el paso del fluido y dispone de palancas que al operarlas indican la función que se llevará a cabo en los componentes del sistema. Tiene varios equipos de medición, tales como manómetros, medidores de flujo, etc. Todos los controles, sistemas de medición y luces de señalización tienen letreros que los identifican e indican la función o medición que realizan. Por otra parte, se cuenta con luces para indicar el estado actual de los componentes del sistema, las cuales siguen un código similar al de los semáforos, es decir:

71. Luz verde para indicar que están abiertos
72. Luz roja significa la posición de cierre
73. Luz amarilla equivale a la posición de purga

Banco de Baterías

El banco de baterías suministra corriente eléctrica de emergencia para el minitablero de control remoto y para el tablero de control del perforador cuando el suministro de corriente eléctrica falla. El banco de baterías se localiza en un compartimento ventilado, mismo que se localiza cerca del cargador de baterías.

Acumuladores

Los acumuladores son una serie de cilindros que almacenan fluido hidráulico a alta presión. El sistema de control usa fluido para realizar todas las operaciones de los componentes del sistema. Después de que el sistema utiliza el fluido almacenado, las bombas triplex en la unidad de potencia hidráulica vuelven a llenar los acumuladores. Los acumuladores se encuentran por lo general cerca de la unidad de potencia hidráulica.

Carretes de Mangueras

Los carretes de mangueras guardan las mangueras cuando éstas no se encuentran en uso, además sirven para permitir el movimiento de las mangueras durante la recuperación e instalación.

EQUIPO INTERMEDIO O SUBSUPERFICIAL

El equipo intermedio o subsuperficial está formado por:

- ✓ Conjunto de Mangueras Submarinas
- ✓ Grapas de Fijación

Conjunto de Mangueras Submarinas

El conjunto de mangueras submarinas de control se compone de una manguera principal, generalmente de 1 pg de diámetro, rodeada por otras secundarias, de 3/16 pg de diámetro aproximadamente y recubiertas todas para formar la estructura umbilical.
Por el conducto principal se maneja el fluido a alta presión y por los secundarios se manejan señales hidráulicas que controlan las válvulas que dirigen el flujo al lugar correcto en los componentes del sistema.

Grapas de Fijación

Las grapas de fijación son herramientas que fijan al conjunto de mangueras con el cable guía, mismo que parte de la superficie y termina en los componentes submarinos.

- ✓ Pod de Control
- ✓ Acumuladores Submarinos

Pod de Control

Es la unión entre las líneas de control las cuales suministran energía hidráulica y/o eléctrica y señales desde las instalaciones superficiales y las instalaciones submarinas que serán controladas, es decir, distribuye la energía a cada componente para su operación.

El pod de control contiene el sistema que distribuye el flujo de fluido hidráulico a los diversos componentes del sistema de control. El pod tiene reguladores de presión y válvulas de paso de tres salidas.

Acumuladores Submarinos

Los acumuladores submarinos almacenan fluido hidráulico bajo presión. Están montados en la parte inferior del riser. Suministran gastos elevados a alta presión para acelerar la operación de los componentes.

Se determina como brote a la entrada de un fluido no deseado al interior del pozo tales como aceite, gas o agua salada.

Los brotes ocurren como resultados de que la presion de formacion es mayor que la ejercida por la presion hidrostatica del lodo lo cual causa que los fluidos fluyan hacia el pozo.

Normalmente en las operaciones se logra determinar la presencia de un brote mediante los siguientes parámetros o indicadores, los cuales pueden ser afirmativos o de advertencia.

Indicadores de brotes definidos

1. aumento de volumen en presas
2. aumento en el gasto de salida
3. flujo sin circulación
4. el pozo acepta menos lodo o desplaza mas en los viajes

Indicadores de brotes indefinidos al estar perforando

1. aumento en la velocidad de perforación
2. disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas
3. lodo contaminado con gas
4. lodo contaminado con cloruros
5. cambio en las propiedades reologicas del lodo
6. aumento en el peso de la sarta

Una vez verificados todos los datos previos a un control, se procede a efectuar el metodo de control well cap, el cual consiste en:

a).-aplicar de inmediato el metodo del perforador, haciendo dos circuladas completas con el mismo lodo que se tenia cuando entro el brote, con el fin de evacuarlo a la superficie.

Con esto, el brot e quedara desalojado del pozo, pero por lo regular, el pozo no quedara controlado.

b).-aplicar enseguida el metodo del ingeniero, circulando lodo con la densidad necesaria para controlarlo.
Con esto, se desalojara el segundo brote que haya entrado al pozo, que sera de mucho menor volumen que el primero, y se controlara totalmente el pozo.

c).-una vez que se compruebe que el pozo esta totalmente comprobado, se abrira, y se reanudaran los trabajows normales de perforacion.

Hay que tener siempre presente que el brote, constituye el maximo riesgo que se presenta al perforar un pozo, por lo que se debera actuar con precision, coordinacion y determinacion total para controlarlo.

Los cálculos necesarios para realizar un control serán:

1. volúmenes del pozo.
2. Gasto de la bomba.
3. Gasto reducido de circulación.
4. Longitud de la burbuja.
5. Tipo de fluido invasor.
6. Calcular la densidad de control.
7. Las emboladas para desplazar el fluido.
8. Presion inicial de circulación.
9. Presion final de circulación.

Datos que se deven tener previo al control.

1. Gasto y presion reducida de bombeo.
2. Volumen total de fluido en el pozo.
3. Especificaciones de la tubería y barrena dentro del pozo.
4. Densidad del lodo.
5. Presion máxima permisible.

6. Presion hidrostática.
7. Presion de formación.
8. Densidad máxima a utilizar (DLE).
9. Galonaje de la barrena
10. Gasto de la bomba tomando en cuenta su eficiencia.
11. Profundidad del pozo

PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE POZO NORMALIZADOS.

El procedimiento de cierre duro pocas veces es aplicable para la región golfo de mexico debido a las altas presiones manejadas en la superficie, lo cual si se llevaran acabo rápidamente se provocaría el efecto golpe de ariete.

PROCEDIMIENTOS DE CIERRE AL ESTAR PERFORANDO (CIERRE SUAVE).

- Detección del brote.
- Voz de alarma.
- Colocación del equipo de respiración a autónomo (si existe presencia de H2S).
- Parar rotación.
- posicionar la sarta a la primera junta de quiebre.
- Parar bomba de lodos.
- Colgar la sarta.
- Abrir válvula hidráulica de estrangular.
- Cerrar preventor asignado.
- Cerrar el estrangulador.
- Monitorear las presiones de cierre en TP y TR minuto a minuto durante 10 minutos cuidando no rebasar la máxima presión permisible.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL ESTAR VIAJANDO CON TUBERÍA DE PERFORACION (TP).

- Detección del brote.
- Voz de alarma.
- Colocación del equipo de respiración autónomo (si existe la presencia de H2S)
- Posicionar la sarta a la primera junta de quiebre.
- Colocar cuñas.
- Abrir elevador y levantar de 3 a 5 metros.
- Colocar válvula de seguridad abierta.
- Enroscar, torquear y cerrar la válvula.
- Colocar elevador.
- Retirar cuñas y colgar sarta.
- Abrir válvula hidráulica de estrangular.
- Cerrar preventor asignado.
- Cerrar el estrangulador.
- Monitorear las presiones de cierre en TR minuto a minuto durante 10 minutos cuidando no rebasar la máxima presión permisible.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL ESTAR VIAJANDO CO HERRAMIENTAS (HW O DRILL COLLAR).

30 Detección del brote.
31 Voz de alarma.
32 Colocación del equipo de respiración autónomo (si existe la presencia de H2S).
33 Posicionar l sarta a la primera junta de quiebre.
34 Colocar cuñas de herramienta.
35 Colocar collarín.
36 Abrir elevador y levantar de 3 a 5 metros.
37 Quitar madrina.
38 Instalar una combinación caja-piñón si se están utilizando diferentes diámetros de tubería..

39 Colocar lingada de TP.

40 Retirar collarín y cuñas.

41 Bajar la sarta a la primera junta de quiebre de la tubería.

- Colocar cuñas.
- Abrir elevador y levantar de 3 a 5 metros.
- Colocar válvula de seguridad abierta.
- Enroscar, torquear y cerrar la válvula.
- Colocar elevador.
- Retirar cuñas y colgar sarta.
- Abrir válvula hidráulica de estrangular.
- Cerrar preventor asignado.
- Cerrar el estrangulador.
- Monitorear las presiones de cierre en TR minuto a minuto durante 10 minutos cuidando no rebasar la máxima presión permisible.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL NO TENER TUBERÍA DENTRO DEL POZO.

- Detección del brote.
- Voz de alarma.
- Colocación del equipo de respiración a autónomo (si existe presencia de H2S).
- Cerrar preventor asignado.
- Cerrar el estrangulador.
- Monitorear las presiones de cierre en TR minuto a minuto durante 10 minutos cuidando no rebasar la máxima presión permisible.

CAPITULO 20

SISTEMA TOP DRIVE.

En generaciones pasadas, actuales y futuras, siempre a sido necesario contar con un sistema de potencia, que tenga como objetivos principales, el rotar una sarta de perforación, desde tiempos muy anteriores, para mexico se ha vuelto muy común el uso de el sistema flecha-rotaria, pero debido a los problemas y grandes tiempos que este componente de potencia generaba al efectuar algún trabaj, se tuvo la necesidad de contar con un sistema que fuera mas eficiente en cuanto a tiempo de operación y seguridad, y fue por ello que se descubrió que la aplicación del sistema top drive, resultaba factible para las operaciones, y fue entonces que se ha estado aplicando este sistema en equipos de perforación tanto terrestres como marinos, no sin antes recalcar que no desplaza por completo el equipo rotario convencional.

He aquí algunas razones favorables.

7. **Operaciones mas seguras**
    a. Se eliminan situaciones intrínsecamente inseguras
    b. Menor requerimiento de trabajo manual
    c. Operaciones controladas remotamente.
    d. El Top drive aprieta y afloja las conexiones de la tubería de perforación.
    e. Se elimina la llave de ajuste
    f. Se requiere menos personal en el piso del equipo durante las conexiones
    g. El control de pozo se facilita, se puede enroscar la sarta de perforación a cualquier altura del mástil durante los viajes
    h. Se puede cerrar el pozo por directa en cualquier momento con la válvula de seguridad de control remoto mientras está conectada a la sarta de perforación
    i. La válvula de seguridad, trabaja además como economizadora de lodo durante las conexiones.

j. Menos operaciones manuales reducen el riesgo de accidentes para el personal

8. **Se incrementa la eficiencia de la perforación**
   a. Mejor control de eventos inesperados (Reventones, ¨reaming and back reaming¨, Pega de tubería, formaciones desmoronables, etc.)
   b. Mas tiempo perforando (solución de eventos inesperados más rápida, conexiones en menos tiempo, menor fatiga del personal, etc.)
   c. **Reducción de costos**
   d. Menos Accidentes + ahorro de tiempo = Reducción de costos
   e. Se perfora con conjuntos de Drill Pipe de 60'- 90'
   f. - La barrena permanece mas tiempo perforando
   g. Las conexiones se hacen con la barrena en el fondo
   h. - Re-orientación más rápida en perforación direccional luego de las conexiones
      - Menor daño de la barrena luego de las conexiones.
   i. Elimina pérdidas de tiempo para cambiar de perforación a viaje
   j. Las operaciones de re-perforado o repaso de pozo son mucho más rápidas al hacerlo con conjuntos de Drill Pipe.
9. **Repaso de pozo entrando o saliendo**
   a. Se enrosca la sarta en cualquier altura del mástil
   b. Se repasa el pozo saliendo o bajando con Conjuntos de Drill Pipe
   c. Se puede rotar y circular mientras se repasa el pozo sacando tubería
   d. Menor posibilidad de que se pegue la sarta
   e. Operaciones más seguras
10. **Perforación en bajo balance**
   a. Al perforar con conjuntos de Drill Pipe, la presión se mantiene el doble o triple de tiempo
   b. Mejora el control de pozo
      - Como se hacen las conexiones con la barrena en el fondo del pozo, no se requiere realizar los ciclos a través de la BOP rotativa.

- Se prolonga la vida de la goma de sello de la BOP por menor cantidad de movimientos ascendentes y descendentes, y sello en superficie redonda en lugar de cuadrada o hexagonal.

Operaciones de "pesca"

Se aplica torque y tensión simultáneamente durante operaciones de "punto libre" y "desenrosque"

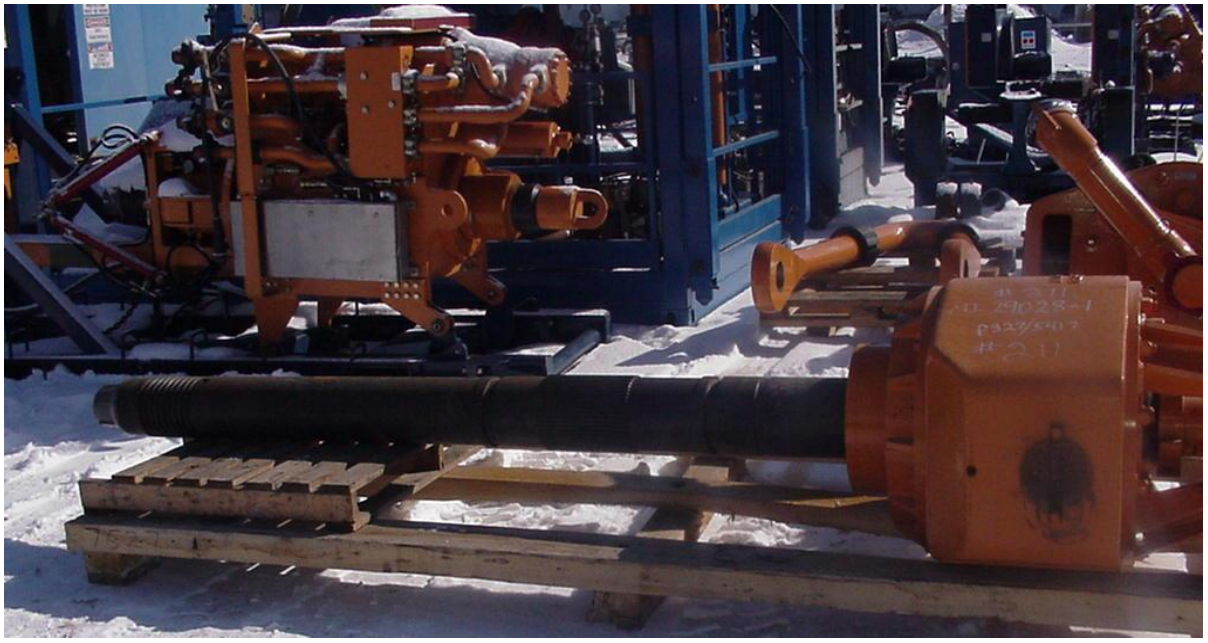
Se elimina la necesidad de sacar o levantar el kelly durante la pesca

Control preciso de rotación y torque tanto para la derecha como para la izquierda

Por su diseño, algunos top drives vienen con swivel integrado, otros hay que integrarles el swivel en el equipo de perforación.

Las siguientes fotografías, nos muestran cada una de las partes principales que componen el sistema top drive.

Swivel

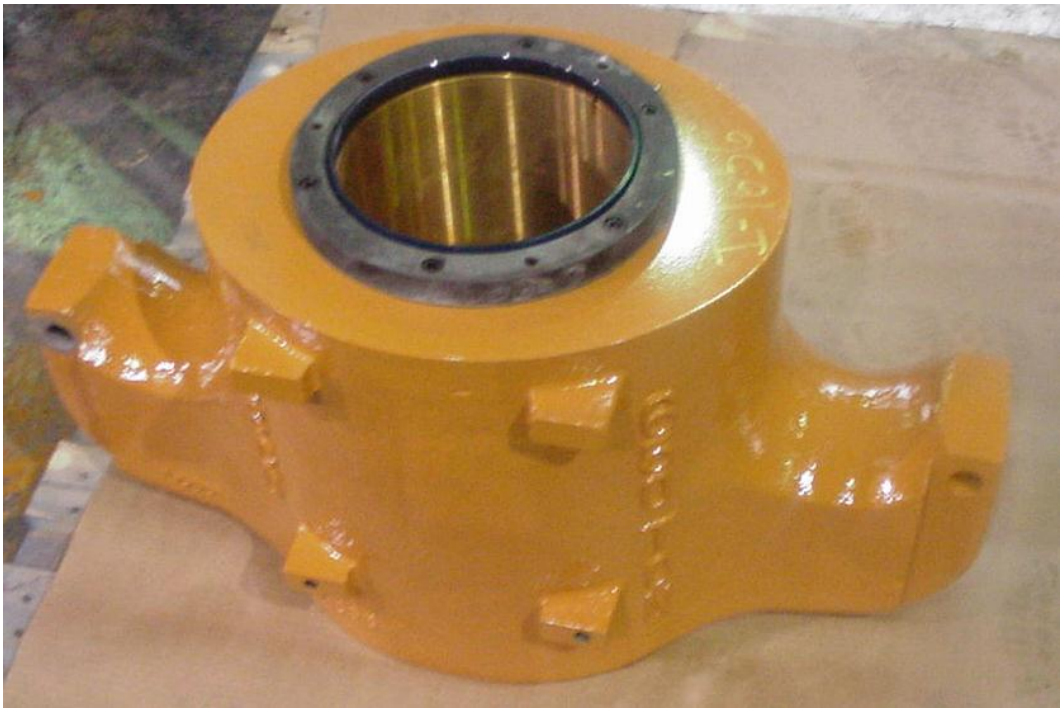


Punto de conexión entre la senda de carga y la linea inyectora de fluido de Perforación, permite que la senda de carga pueda girar mientras la linea de inyeccion este estatica.

Eje Centra(Quill) Integrado

A través del Quill se transmite el movimiento de Rotación desde la caja de engranajes y a su ves es transmitido a la sarta de Perforación. Además a el va conectada la doble válvula que sirve como ahorradora de lodo y válvula de seguridad

Collar de carga.

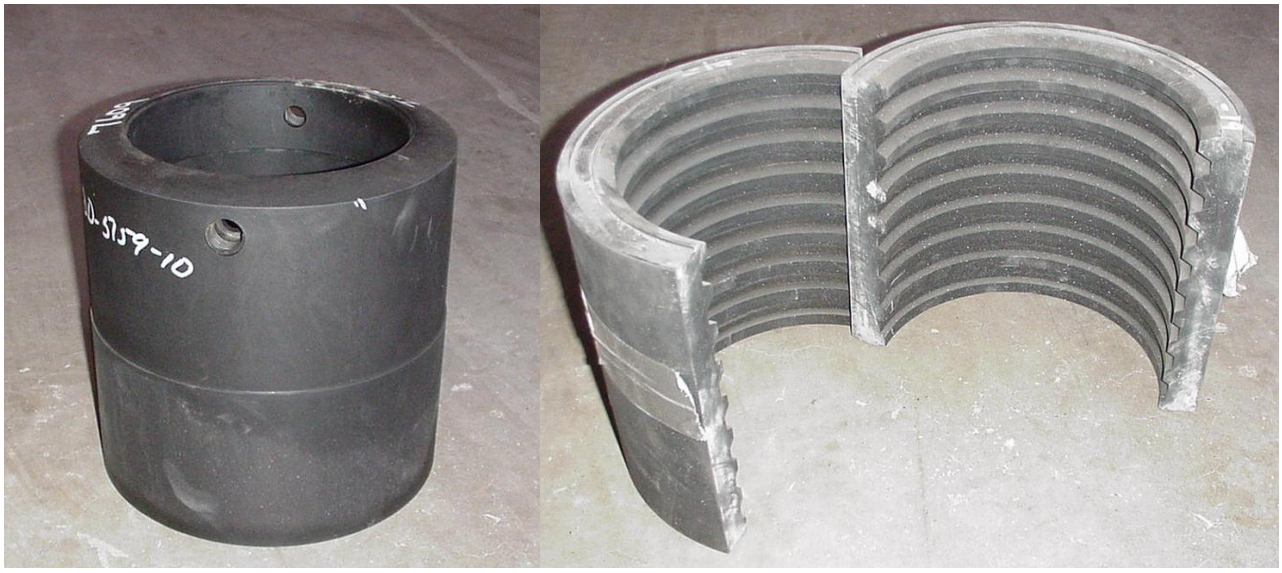


Soporta alrededor de 500/600 T El Collar de carga es de donde estan pendiendo los Links y a su véz el elevador.

Tuerca de carga

La Tuerca de carga es donde se apolla el Collar de Carga y de esta manera transmite a la senda de carga el peso de las herramientas de perforación.

Load nut.



Retainer (i) y Split collar (d)

Gafas (Links/Bails)

Son las encargadas de soportar el conjunto del elevador, asi como el peso transmitido por la sarta de perforación y cualquier herramienta dentro del pozo, son el apoyo principal para disminuir la riesgosa maniobra realizada por el chango en la torre o mástil.

Doble Valvula ahoradora de Lodo y Valvual de Segruridad.

La Doble valvula es usada como preventora la válvula inferior que es manipulada en forma manual y como ahoradora de lodo la superior que es activada en forma robotica por medio de un actuador hidráulico

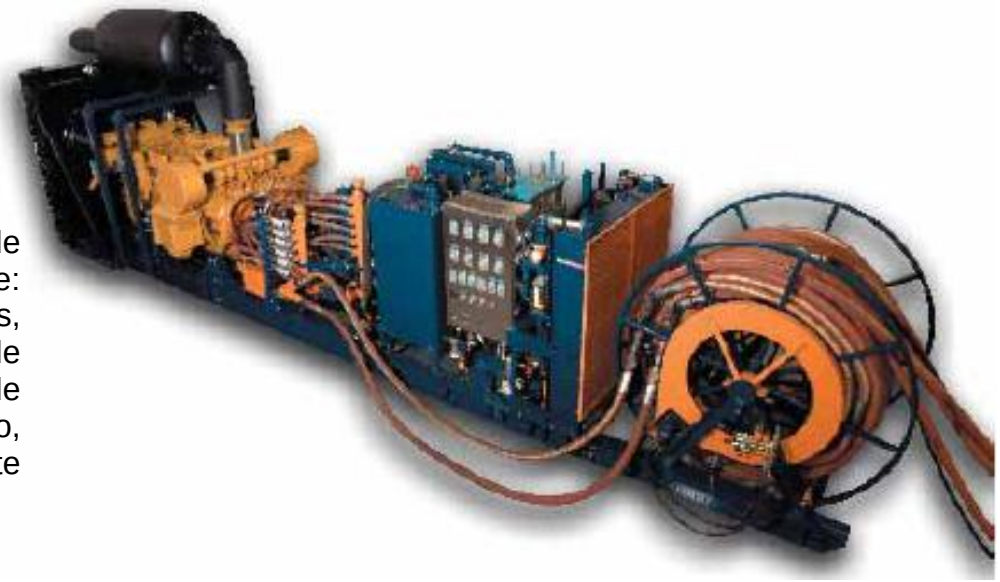
Sustituto de desgaste.

Es el punto de conexión entre la senda de carga y la sarta de perforación. El mismo puede ser usado con todos los tipos de roscas y puede ser intercambiable para cada diámetro de tubería en uso.

Elevador.

El elevador es para manipular los drill pipe.Es operado en forma robotica desde el Panel de Control y tiene insertos cambiables para diferentes medidad de Drill Pipe.

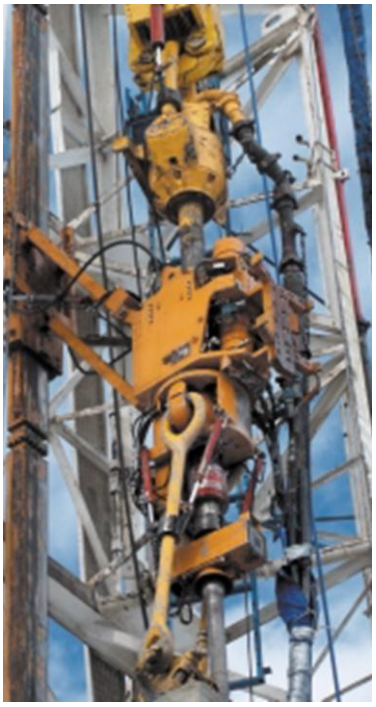
Para que un top drive pueda realizar las diversas funciones, tiene que tener una unidad de potencia, ya sea para los top drives eléctricos o hidráulicos.



Unidad de potencia incluye: motores, bmbas, tanque de fluido,panel de control eléctrico, radiador y carrete de servicio

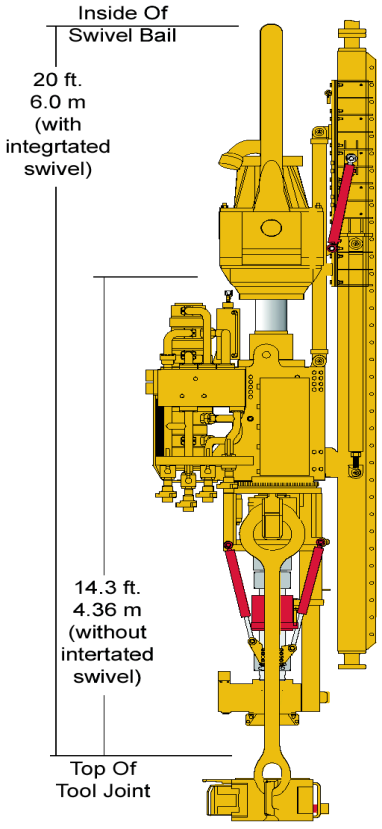
Ejemplos de top drives.

Hidraulico



HCI 1205
500/650 ton

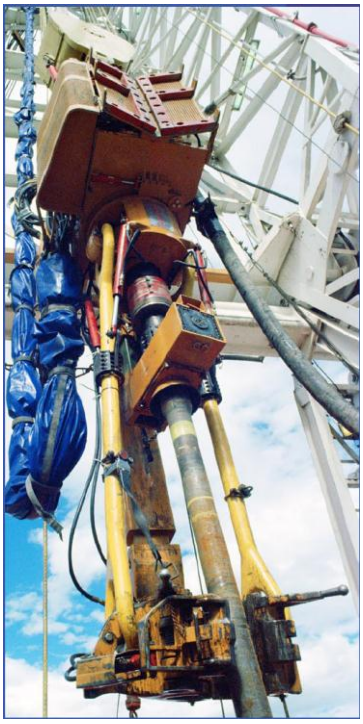
(Integrated Quill)
H- Hidraulico
C- Compacto
I- Quill Integrado
1250- HP



HCI 1205 (with optional integrated swivel)

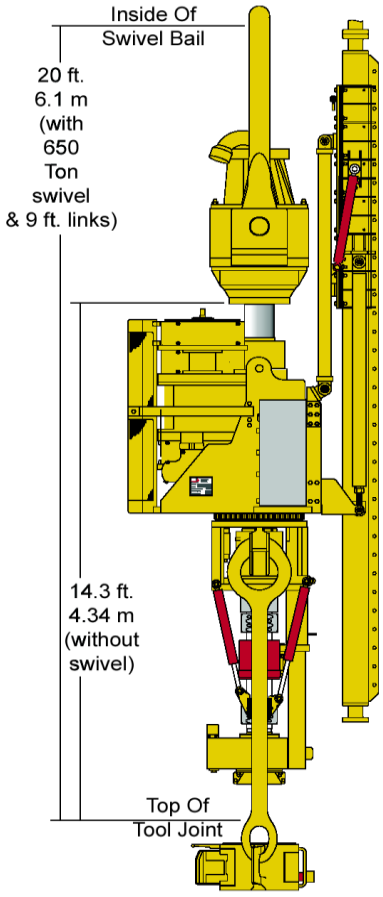
Rated Capacity	500 /650	ton
Rated Power	1205	hp
Weight (with integrated swivel)	19,300	lbs.
Weight (without swivel)	12,300	lbs.
Operating Length (incl.9' links & elevators & with integrated swivel)	20	ft.
Operating Length (including 9' links & elevators & without swivel)	14.3	ft.
Width	47.25	in.
Max. Drill Torque (2.76:1 gear ratio)	52,800	ft-lb
Make-up Torque (2.76:1 gear ratio)	52,800	ft-lb
Breakout Torque (2.76:1 gear ratio)	59,400	ft-lb
Max Speed (2.76:1 gear ratio)	210	rpm

Electrico



ECI 1350
500/650 ton

E- Electrico
C- Compacto
I- Quill Integrado
1350- HP



ECI 1350 HP 500 / 650 TON (without swivel)

Rated Capacity	500/650 ton
Rated Power	1350 hp
Weight	13,800 lbs.
Operating Length (including 9' links & elevators)	14.3 ft.
Width	62 in.
Max. Drill Torque	58,000 ft-lb.
Make-up Torque	68,000 ft-lb.
Breakout Torque	84,000 ft-lb.
Max Speed	193 rpm

Durante mucho tiempo se han tenido que visitar profundidades increibles, tan solo para cumplir un objetivo, extraer el crudo, pero pocos son los que saben que detrás de una gota de petroleo estan millones de gotas de sudor y lagrimas de muchos hombres que han dado toda su dedicación, y sentise satisfechos de formar parte de la comunidad petrolera mundial, pero otros se han quedado a la mitad del camino, en busca de ese sueño tan grande de ver como salen las primeras gotas de aceite, esos que han entregado la vida para que otros corrijan esos erores, a todas estas personas se les puede llamar HEROES de verdad, sin necesidad de tener capas o superpoderes, con solo contar con un trozo de acero y la inteligencia de estos mismos es lo verdaderamente increible.

A heart missing.

GLOSARIO

- ✓ HALLIBURTON drilling fluids BAROID
- ✓ HALLIBURTON Sperry drilling services, rotating control device.RCD 5000.
- ✓ HALLIBURTON packer´s and safety valves primavera 2009.
- ✓ TENARIS Tamsa casing´s and drill pipe specifications T BLUE.2010.
- ✓ WEATHERFORD fishing line services.2000.wfd
- ✓ A.S.T.M.- Sociedad Americana de Pruebas de Materiales.
- ✓ Manual del Ingeniero Químico, Perry. Sexta edición. Tomo I, II, III,
- ✓ FMC Technologies SUB SEA systems.
- ✓ VETCOGRAY systems of sub sea instalations.
- ✓ CAMERON manual de conexiones superficiales de control.2003.
- ✓ SMITH BITS manual de servicio de barrenas.2002
- ✓ SCHLUMBERGER engineering cementing edition primavera del 2000.
- ✓ SCHLUMBERGER OILFIELD REVIEW edicion primavera del 2000.
- ✓ COOPER CAMERON prontuary of riser´s system 1ra edition september 2000.
- ✓ VALLEN provedora de seguridade. Manual de atencion a emergências H_2S.
- ✓ TESCO CORPORATION, Bussines line *The Drilling Innovation Company™.*

La informacion contenida en este manual-guia a sido integrada en base a las aportaciones de las diversas empresas petroleras que operan en la region marina del golfo de mexico, al servicio de PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION, la cortesia de cada una queda bajo estricta reproducción, los derechos de autoria de cada aportante queda reservados ante cualquier alteración o cambio de esta información después del realizante de esta ultima recopilación informática.

28-08-2012,

MEJI910420-3G5-0005

- *Algunos datos y fotografías ilustradas fueron proporcionados y tomadas en los siguientes equipos de perforación operando actualmente en la región marina noreste del golfo de mexico al servicio de PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION.*
  - *Equipos:*

- *Plataforma Semisumergible ocean voyager III 3000.*
- *Plataforma autoelevable ensco drilling mexico equipo 90.*
- *Plataforma fija octapodo equipo Pemex-4039.*
- *Plataforma fija ixtal-B Pemex 4042.*
- *Equipo Pemex-3007 ex plataforma akal-I.*

T.S.U.M.A.P ISRAEL MENDOZA JIMENEZ.

DEDICADO A:

BUFETE CORPORATIVO DE CAPACITACION Y SERVICIOS PROFESIONALES DEL SURESTE, S.C.

NOMBRE DEL PROGRAMA:

DIPLOMADO:

"PLANEACION, PERFORACIÓN Y CONTROL DE POZOS PETROLEROS"