

7
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

EQUIPO Y DISEÑO DE LA PERFORACION DE POZOS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
NORMA ARACELI GARCIA MUÑOZ

Dirección: Dr. Daniel García Gavito

México, D. F.

Febrero de 1999

270887

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

EQUIPO Y DISEÑO
DE LA
PERFORACIÓN DE POZOS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

NORMA ARACELI GARCÍA MUÑOZ

DIRECCIÓN: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

MÉXICO D.F.

FEBRERO, 1999



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-001

SRITA. NORMA ARACELI GARCIA MUÑOZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Daniel García Gavito y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EQUIPO Y DISEÑO DE LA PERFORACION DE POZOS

- I INTRODUCCION**
- II BREVE HISTORIA DE LA PERFORACION**
- III SISTEMAS PRINCIPALES DE PERFORACION DE POZOS**
- IV EQUIPO PARA LA PERFORACION MARINA**
- V DISEÑO DE LA PERFORACION DE POZOS**
- VI CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, a 21 de enero de 1999

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“EQUIPO Y DISEÑO DE PERFORACIÓN DE POZOS”

Tesis presentada por:

Norma Araceli García Muñoz

Dirigida por:

Dr. Daniel García Gavito

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING. IGNACIO ALONSO CARDENAS

VOCAL: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

SECRETARIO: ING. HERON GACHUZ MURO

1ER. SUPLENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

2DO. SUPLENTE: ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

México, D.F. Febrero de 1999.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Yolanda Muñoz Vargas, quien gracias a su apoyo, amor, motivación y comprensión soy lo que siempre he querido ser.

A mi hermano Oscar quien siempre será un apoyo y un ejemplo a seguir, porque siempre estará conmigo en mis logros pero sobre todo en mi corazón.

Al Dr. Daniel García Gavito por haber creído en mi y brindarme su apoyo tiempo y conocimientos.

Al Ingeniero Elíseo Alvarez Ortiz por su amistad y por su orientación en este trabajo

A Roberto Ortega por su amor y apoyo.

A la familia Muñoz García por siempre estar conmigo.

A mis alumnas por su comprensión y cariño.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (Facultad de Ingeniería), por haberme dado los conocimientos y de la cual estoy orgullosa de ser egresada.

A mis compañeros de la Línea de perforación de Pozos, por sus consejos, por su amistad y ayuda a la presente.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por haberme dado la oportunidad de colaborar en él.

Muchas Gracias

¡Mahalo Nui Loa!

EQUIPO Y DISEÑO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS

CONTENIDO

PÁGINA

Capítulo I

INTRODUCCIÓN

1

Capítulo II

BREVE HISTORIA DE LA PERFORACIÓN.

4

Capítulo III

SISTEMAS PRINCIPALES DE PERFORACIÓN DE POZOS.

8

- 3. 1. PERFORACIÓN POR PERCUSIÓN *8*
 - 3. 1. 1. Características generales *8*
 - 3. 1. 2. Clasificación del equipo de perforación normal
con cable americano *12*

- 3. 2. PERFORACIÓN CONVENCIONAL *37*
 - 3. 2. 1. El subsistema de izaje *38*
 - 3. 2. 2. El subsistema rotatorio *52*
 - 3. 2. 3. El subsistema de circulación del lodo *65*
 - 3. 2. 4. El subsistema de energía *105*
 - 3. 2. 5. El subsistema para control del pozo *109*

3. 3.	PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL (TUBERÍA FLEXIBLE)	125
3. 3. 1.	Descripción del equipo	125
3. 3. 2.	Herramientas de fondo	140
3. 3. 3.	Aplicación de la tubería flexible en perforación	172

Capítulo IV

EQUIPO PARA LA PERFORACIÓN MARINA. 189

4. 1.	UNIDADES FIJAS DE PERFORACIÓN	189
4. 2.	UNIDADES MÓVILES DE PERFORACIÓN	189
4. 3.	PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES CON SISTEMAS DE ANCLAJE	208
4. 4.	PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO	218
4. 5.	SISTEMAS DE CABEZALES SUBMARINOS	220
4. 6.	TIPOS DE PLATAFORMAS MARINAS	225
4. 7.	EQUIPO DISPONIBLE	227
4. 8.	EQUIPO ESPECIAL USADO EN LA PLATAFORMA MARINA	228

Capítulo V

DISEÑO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS 240

5. 1.	ANTECEDENTES	240
5. 1. 1.	Perforación profunda en el ámbito mundial	241
5. 1. 2.	Diseño de la perforación de pozos profundos	248
5. 1. 3.	Recopilación, selección y empleo de la información disponible.	252

5. 2.	MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y FRACTURA	255
5. 2. 1.	Definiciones	255
5. 2. 2.	Orígenes de la presión de formación anormal	263
5. 2. 3.	Métodos de predicción y evaluación de la presión de formación.	267
5. 2. 4.	Predicción de presión de fracturamiento	280
5. 2. 5.	Gráfico de densidad equivalente de presión de formación y fractura	287
5. 3.	GEOMETRÍA DEL POZO	289
5. 3. 1.	Procedimiento para determinar el asentamiento de tuberías de revestimiento.	291
5. 3. 2.	Selección de diámetros de tubería de revestimiento y barrena para cada intervalo.	300
5. 4.	DISEÑO DE SARTAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN	311
5. 4. 1.	Diseño de sartas de revestimiento	311
5. 4. 2.	Propiedades mecánicas	318
5. 4. 3.	Diseño de la cementación	351
5. 5.	SELECCIÓN DE BARRENAS DE PERFORACIÓN	375
5. 5. 1.	Clasificación de las barrenas de perforación	375
5. 5. 2.	Selección de barrenas de perforación	384
5. 5. 3.	Optimización del empleo de barrenas	390
5. 5. 4.	Empleo de turbinas y motores de fondo para perforar	391
5. 6.	DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN Y APAREJOS DE FONDO	394
5. 6. 1.	Componentes y funciones	394

5. 6. 2.	Diseño del aparejo de fondo para el control de la desviación	404
5. 6. 3.	Procedimiento de diseño	407
5. 7.	PROGRAMA HIDRÁULICO	411
5. 7. 1.	Caídas de presión por fricción	412
5. 7. 2.	Transporte de recortes	415
5. 7. 3.	Hidráulica de motores de fondo	416
5. 7. 4.	Hidráulica de barrenas	418
5. 7. 5.	Determinación de la velocidad máxima de viaje	420
5. 8.	ESTIMACIÓN DEL TIEMPO Y COSTO DE LA PERFORACIÓN	421
 Capítulo VI		
	CONCLUSIONES	435
	 BIBLIOGRAFÍA	 439

CAPITULO I
INTRODUCCIÓN

Este documento recopila, analiza y sistematiza la información técnica relacionada con el equipo empleado y las metodologías básicas para la planificación y el diseño en la perforación de pozos petroleros. El presente trabajo se elaboró con la finalidad de integrar material didáctico básico de fácil consulta y comprensión, que permita complementar los temas desarrollados en Perforación de Pozos.

En el capítulo II, se presenta retrospectivamente la perforación de los primeros pozos, resaltando los métodos y equipos que se utilizaron para perforar, así como las principales características de la inducción en la tecnología de perforación enmarcada en cuatro periodos: origen, desarrollo, científico y automatizado, el último siendo el estado actual de la tecnología.

En el capítulo III, se describen los sistemas principales de perforación de pozos, se presenta el equipo y técnicas de la perforación por percusión enfocadas a las características generales y clasificación del método con cable americano. Adicionalmente, se describe el sistema de perforación con el equipo rotatorio, el cual esta constituido por cinco subsistemas; el subsistema de izaje definido por la torre o el mástil, el malacate, las poleas y el cable de perforación; el subsistema rotatorio compuesto por la mesa rotaria, la unión giratoria, la flecha y la sarta de perforación; el subsistema de circulación integrado por los fluidos de circulación, los tanques y las bombas de lodo; el sistema de energía integrado

por las máquinas de combustión interna, los generadores y el sistema de transmisión de energía mecánica; y el subsistema para control del pozo, el cual incluye la clasificación de los brotes, sus causas, los indicadores de éstos, así como del equipo que se requerirá para su control. Por último se describe el sistema de perforación no convencional empleando tubería flexible, sus componentes principales, las herramientas de fondo y la aplicación de ésta en la perforación.

Las plataformas marinas utilizadas para la perforación mar adentro se discuten brevemente en el capítulo IV. Las unidades fijas y móviles de perforación, las características más relevantes de las sumergibles, autoelevables, las semisumergibles tanto de sistema de anclaje como de posicionamiento dinámico, así como los sistemas de cabezales marinos y el equipo especial empleado en este tipo de perforación.

La planeación y diseño de la perforación de pozos son procesos sistemáticos los cuales contemplan varios aspectos tales como: a) La selección y clasificación de la información disponible, b) la predicción correcta de los gradientes de formación y fractura, c) la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, d) programas de densidades del fluido de perforación, e) diseño de la geometría y trayectoria del pozo, f) la selección de los fluidos, g) selección y empleo óptimo de las barrenas, h) diseño de la sarta de perforación, i) diseño de cementaciones y j) predicción del tiempo y costo de la perforación, la descripción y criterios empleados en los temas mencionados para obtener un diseño óptimo de la perforación se discuten en el capítulo V.

El dominio técnico de los tópicos que se presentan en este documento representan un reto tecnológico al ingeniero en perforación, a los técnicos y al personal de apoyo involucrados en el diseño y las operaciones necesarias para la perforación del mismo. Este reto consiste de un mayor esfuerzo durante la planeación, el diseño y perforación del pozo, el cual requiere de la integración del estado del arte de la tecnología, de los principios de ingeniería y de factores basados en la experiencia operativa. El resultado de este esfuerzo será indudablemente la perforación de un pozo útil y rentable mediante: a) El empleo de técnicas de diseño novedosas, b) Selección y operación de herramientas especiales, c) Selección óptima de materiales.

La tecnología empleada para perforar pozos es el resultado del desarrollo de innovaciones para contrarrestar los efectos de altas presiones y temperaturas, dureza extrema de la roca, comportamientos mecánicos y físico-químicos inesperados de las formaciones, etc. Lo anterior ocasiona que las actividades operativas sean complejas y tardadas, por ejemplo, tiempo de viaje, colocación y cementación de tuberías de revestimiento, toma de registros, obtención de núcleos de formación, etc. Por lo anterior, en el capítulo VI se presentan los conceptos de la ingeniería básica, la cual incluye implícitamente en la planeación y diseño de pozos someros.

La mayoría del material y figuras utilizadas en este documento se recopilaron y modificaron a partir de las referencias presentadas en la bibliografía. Por lo que al inicio de cada capítulo se establecen las referencias utilizadas y con esto se pretende dar el crédito a los autores del material original.

CAPITULO II

BREVE HISTORIA DE LA PERFORACIÓN

El tiempo y lugar donde se perforaron los primeros pozos no lo registra la historia, existen evidencias que los chinos fueron los primeros que hicieron a nivel industrial la perforación de pozos por medios mecánicos. Se dice que antes del año 1700, los chinos habían perforado más de 10,000 pozos a profundidades mayores a 500 m para la producción de sal. Los perforadores chinos emplearon el método de perforación por percusión y prácticamente todo el equipo utilizado como el cable, la tubería de revestimiento y la torre estaban hechas de madera, siendo muy usado el bambú elástico. La fuerza humana se utilizaba para operar el equipo. Las herramientas para la perforación se suspendían del extremo de una pértiga elástica (balancín) y el movimiento de percusión se aplicaba a las herramientas por los obreros que corrían por una pendiente corta y saltaban, uno tras otro, en una pequeña plataforma fija al extremo de la pértiga elástica.

El método de pértiga flexible, con algunas variaciones en la forma que es aplicada la fuerza, fue también utilizado en otras partes del mundo para perforar pozos con diversos propósitos, principalmente para salmuera y posteriormente la aplicación en la industria petrolera. Los antecedentes que se tienen en los registros de perforación de pozos en Estados Unidos empezaron en 1806, cuando se perforó el primer pozo americano para salmuera, cerca de Charleston, Virginia Occidental. Los artículos empleados para perforar este primer pozo fueron muy sencillos. Una pértiga flexible de 6.5m. de largo se montó en una horqueta de madera y se sujetó al suelo en un extremo, fijo al otro extremo de la pértiga se colocó el cable de perforación y cuyo extremo inferior se colocó la herramienta de corte de metal de 7.5cm. de diámetro y muy primitiva en su construcción. Unos estribos, también colocados en el extremo libre de la pértiga eran utilizados por dos o tres hombres para dar el necesario movimiento de percusión, cuyo peso jalaba el cable hacia abajo mientras que la elasticidad de la pértiga servía para regresarla a su posición original con fuerza suficiente para levantar las herramientas unos cuantos centímetros. El revestimiento consistía de dos largas tiras de madera, en forma de media caña.

En Tarentum sobre el río Allegheny se perforaron pozos para obtener sal en 1810 brotando petróleo en cantidades considerables, siendo el Coronel Ferris y Samuel M. Kier los iniciadores en la utilización del petróleo. El primer pozo que produjo aceite, fue perforado casualmente en 1818 en la boca del arroyo Troublesome, por Martín Beath, quien buscaba sal.

Conforme se requirió fue abanzando la tecnología, el primer desarrollo de equipo para la perforación de pozos fue la primera patente cubierta por el método de perforación rotatoria, para perforar pozos, usada por Robert Bear en Inglaterra en 1844. Fauvelle, un ingeniero francés, en el año de 1845, el cual reportó el uso de agua continuamente para remover los recortes del fondo del pozo, en el método de perforación rotatoria. Por primera vez en 1850 se uso la barrena de tipo aleta.

En 1859, Edwing L. Drake, realizó el primer pozo perforado, ex profeso para la extracción de hidrocarburos, encontrándolo a una profundidad de 69.5 ft. Este pozo se perforó en Titusville, Penn. EE.UU.

En 1866 Sweeney, mencionó el posible uso de aire como fluido de perforación en el método de perforación rotatoria, también describió una barrena de perforación con cortadores rodantes.

PERIODO DE ORIGEN

(1888 - 1928)

Muchos de los pozos someros que se perforaron en la misma región que se descubrió petróleo, fueron perforados con la ayuda de métodos manuales. Como era de esperarse, las primeras operaciones de estos equipos fueron laboriosas y lentas puesto que se operaron a mano, pronto empezaron a idear medios mecánicos para aplicar la fuerza generada por algún medio. La fuente de energía más utilizada en esta época fue la máquina de vapor, los primeros equipos de perforación fueron manipulados mecánicamente con las primeras máquinas de vapor, que fueron del tipo más simple. La máquina era usada para dar un movimiento recíproco al cable de perforación mediante una rueda grande llamada rueda motora y su flecha de metal estaba conectada a un extremo de un balancín por medio de una manivela y una biela. El cable de perforación conectado al otro extremo del balancín recibía el movimiento de percusión con cada revolución de la rueda motora.

Los primeros equipos fueron ligeros y pequeños porque los pozos eran someros y el trabajo no muy severo. Para elevar o sacar herramientas, fue suficiente un tripie que se enlazaba con tres troncos de madera atados en la parte superior y que sostenía una polea de hierro o de madera. El cable de perforación se pasaba sobre la polea y se aplicaba fuerza sobre el extremo libre, con un malacate operado a mano o con un tambor elevador operado mecánicamente. Esos equipos perforaban bastante bien en áreas poco profundas, que se exploraban primero en busca de petróleo, pero no se utilizaban para una perforación más profunda, o cuando se encontraban condiciones más difíciles. Se efectuaron cambios y mejoras a los equipos, agregando partes nuevas al incrementarse los nuevos trabajos, hasta que finalmente se perfeccionó, convirtiéndose en el equipo moderno de perforación por percusión con herramientas de cable.

Conforme se requería perforar a mayor profundidad y con ello los retos para superar los problemas a encontrar, se desarrolló hasta su evolución, el sistema rotatorio de origen comparativamente reciente en relación con los métodos de percusión. Para 1890, hubo un número importante de contratistas de perforación rotatoria, para pozos en Texas. El capitán Antony Lucas, perforó un pozo en Spindletone con el método de percusión y lo abandonó cuando la formación se derrumbó. Después utilizó la perforación rotatoria y los primeros lodos de circulación a través de los primeros conductores de tubería se utilizaron para evitar derrumbes. Por muchos años se creyó que el sistema rotatorio hidráulico solo se podría aplicar en campos donde se fueran a perforar formaciones relativamente suaves, pero en años posteriores surgió el desarrollo de las barrenas para cortar roca dura y usarse con el equipo rotatorio, se ha ampliado la técnica en este campo hasta que actualmente casi no hay tipo de roca que no se pueda perforar satisfactoriamente por el sistema rotatorio.

La primera barrena de corte rotatoria para roca, con dos cortadoras fue introducida por Sharp y Hughes en 1901. Obviamente con la creación de las barrenas, en esa época se tuvo la necesidad de circular los fluidos por lo que se desarrollaron las primeras bombas de lodo en 1910, e implícitamente el empleo de materiales densificantes como el óxido de fierro y la barita, en los lodos de perforación.

Para entonces se producen barrenas neumáticas de tipo comercial en Cleveland, como algunas compañías fabricantes en Chicago Pneumatic, Haydy - Pick, Holman Bros, Ingersoll - Rand y otras. Se ponen en uso barrenas rotatorias de carbono. Para aquella época, ocurre en nuestro país la primera perforación del pozo en México y fue terminado en el año de 1904, llamado el pozo La Pez no. 1.

PERIODO DE DESARROLLO (1928 - 1948)

Para 1930, se practicaron y mejoraron las pruebas de lodo, los patrones de medición siguen siendo en la actualidad la viscosidad y densidad valuadas en lo profundo del pozo, como en California. En 1935, una de estas mejoras técnicas el Sr. Hart introdujo el uso de bentonita en los fluidos de perforación. En este período fue el auge de las industrias de manufactura de equipos de perforación; para formaciones medio-duras, duras y se utilizaron barrenas con dientes cuyo objeto era de moledores de roca. En Alemania se comienza a usar carburo tungsteno en la fabricación de barrenas.

PERIODO CIENTÍFICO (1948 - 1968)

El más significativo desarrollo en la perforación rotatoria, es el incremento de la profundidad en la perforación. Los registros en los EE.UU., indican un incremento de 17,832 ft en 1947 a más de 31,000 ft en 1974. Se procede al perfeccionamiento de las barrenas en tungsteno, además se hacen estudios sobre el uso de turbinas en la perforación.

PERIODO AUTOMATIZADO (1968 -)

En este período ocurre un gran proceso en el desarrollo de equipos de perforación rotatoria y también en los fluidos de perforación. Se incrementa en gran medida la profundidad de perforación y se incrementa la velocidad de penetración. Así mismo, se introduce el motor de fondo en la perforación. La manufactura de materiales necesarios para la perforación y equipo complementario es manejado actualmente por una amplia gama de industrias. Lo más reciente en los fluidos fue la incorporación de los polímeros, además de nuevos químicos y muchos otros aditivos, para mejorar los fluidos de perforación. En la actualidad existe tanto equipo, como diseños en las actividades de perforación en la aplicación de la tecnología por computadoras.

CAPITULO III

SISTEMAS PRINCIPALES DE PERFORACIÓN DE POZOS

En este capítulo se presentan los sistemas de perforación por percusión con cable americano, el sistema rotatorio y la perforación con tubería flexible, dándole mayor énfasis a la descripción del equipo que compone a dichos sistemas.

3.1 PERFORACIÓN POR PERCUSIÓN

(REF. 3, 5)

En este segmento se presentará lo correspondiente al equipo de perforación por percusión y nos enfocaremos más a la descripción del sistema con cable americano, por haber sido el más utilizado.

3.1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

El equipo de perforación con cable típico, ésta alojado y soportado por una estructura que se integra de dos partes principales:

- La torre, la cual es una estructura elaborada de madera a principios del desarrollo de esta técnica posteriormente dicha estructura se hizo de acero, de forma piramidal cuadrada aproximadamente de 28 m. de altura, levantada directamente sobre el sitio seleccionado para la perforación del pozo.
- La estructura es larga, angosta y comparativamente baja que aloja la máquina o motor, también contiene la banda y una rueda de banda grande, además de otros mecanismos dispuestos para la aplicación y control de la fuerza.

Estas estructuras se asientan en bases adecuadas de madera gruesa (9), que junto con otros soportes para las ruedas y otras partes móviles, se conocen como arnazones o el maderamen de la torre. Se

coloca un piso firme bajo la torre (11) y dentro de la casa de máquinas, se construye una plataforma a un lado del techo de la banda (21) al mismo nivel que conecta el piso de la torre y la caseta (fig. 1)

La fuerza motriz es transmitida de la polea de la máquina (20) a una gran rueda de madera (22) denominado también tambor por medio de una banda principal (21). El tambor está montado, con un eje, a una flecha de acero montada en chumaceras metálicas soportadas por dos postes maestros. Sobresaliendo de la chumacera en un extremo del eje de la rueda motora (22), se acuña un brazo; éste se conecta por medio de un eje de articulación al extremo inferior de una biela (24), cuyo extremo superior está unido por medio de un estribo al extremo de un balancín (25). El balancín es un madero de gran tamaño y muy resistente, el cual está soportado por su parte central a un eje y una chumacera, que le permite oscilar al girar la biela (24). Al extremo opuesto al que está conectada la biela y sobresaliendo del pozo está el cable de perforación del cual está suspendida la barrena (tipo cincel, de las cuales se hablara más adelante), este es conectado a la palanca (36) con un tornillo de temple ajustable. Por medio de este sencillo mecanismo, se levanta y se baja la barrena una cantidad controlada por la carrera del balancín (25) con cada revolución de la rueda motora (22). El recorrido de del balancín se ajusta cambiando la posición del pasador de articulación en la manivela (23), en éste hay seis agujeros, cada uno a diferentes distancias del centro de rotación del eje de la rueda motora. Con herrajes del aparejo de 15 cm, el movimiento en el extremo de la palanca varía de 60 a 188 cm y cada agujero sucesivo en la manivela aumenta 25 cm en el desplazamiento de la palanca.

Al lado de la rueda motora se monta una polea de madera que suministra una forma de operar una transmisión de cable sinfin (el cable del cabrestante de herramientas) a un par de ruedas llamadas cabrestantes de herramientas (27). Estas ruedas están montadas en los extremos opuestos de un eje de madera o metal en el que se enreda el cable de perforación y el extremo libre del cable se coloca hacia arriba por la torre a una roldana de la polea de la corona (17) y, luego, hacia abajo verticalmente hasta las herramientas de perforación en el pozo. El cabrestante de herramientas (27) se utiliza para aplicar la fuerza en la elevación de las herramientas fuera del pozo. El descenso de las herramientas cuando se están introduciendo al pozo y para tenerlas suspendidas cuando sea necesario se cuenta con un freno de banda que actúa sobre la cara de una de las dos ruedas. En el extremo opuesto del eje de la rueda motora (22) del que tiene colocada la biela, está montada una rueda dentada controlada por un embrague. Una cadena sinfin de este engrane mueve otra rueda más grande llamada malacate de tubería

(30), en cuyo eje se enrolla el cable del malacate de tuberías. Este es un cable fuerte, generalmente de acero, que pasa hacia arriba y por dentro de la torre hasta la corona (16) donde pasan las vueltas entre cuatro roldanas estacionarias (de la polea de la corona 17) y tres roldanas viajeras montadas en un sólido marco al que está sujeta la línea muerta o extremo final del cable, la cual se llama polea viajera, que se usa para bajar, levantar y soportar las pesadas columnas de tubería de revestimiento utilizadas en el pozo. Para poder suspender de la polea elevadora la tubería se utiliza un gancho grande y abrazaderas especiales para tuberías llamadas elevadores de tuberías, para controlar el descenso de la tubería de revestimiento o para tenerla suspendida cuando se desconecta el embrague del malacate de tubería, se cuenta con un freno de banda en el borde del malacate de tuberías.

El material desprendido por la barrena se extrae del pozo por medio de una cubeta que esta suspendida a un cable de acero ligero o cable para desarenar, éste pasa sobre un monopasto en la corona de la torre y luego hacia abajo por fuera de la torre pasa al malacate de cuchara, de un pequeño tambor metálico montado en una flecha de acero horizontal. El malacate de cuchara, su flecha y sus chumaceras, están montados en una cama movable y permite que una polea de fricción acuñada al mismo eje roce contra la cara de la rueda motora, haciendo así que gire el malacate de la cuchara, enrollando la línea del mismo, y subiendo la cubeta. La cubeta se baja por gravedad, con un freno de poste friccionado en la polea del malacate de la cuchara (31), para controlar la velocidad.

El mecanismo descrito anteriormente tiene las siguientes funciones:

- ❖ Agitar las herramientas con movimiento hacia arriba y hacia abajo en el pozo, logrando así la abrasión del material en el fondo.
- ❖ Bajar las herramientas de perforación al pozo y sacarlas enrollando o desenrollando el cable de perforación en el eje del (cabrestante de herramientas)
- ❖ Levantar, bajar y sostener la tubería metálica de revestimiento con la ayuda del cable del malacate de tuberías o con (cable para camisas) y el mismo malacate.
- ❖ Subir y bajar la cubeta usada para sacar el material suelto desprendido por la barrena.

Además de estas características existen los frenos necesarios y las palancas para controlar la máquina y las distintas ruedas y una gran variedad de herramientas e implementos útiles para el desarrollo del trabajo.

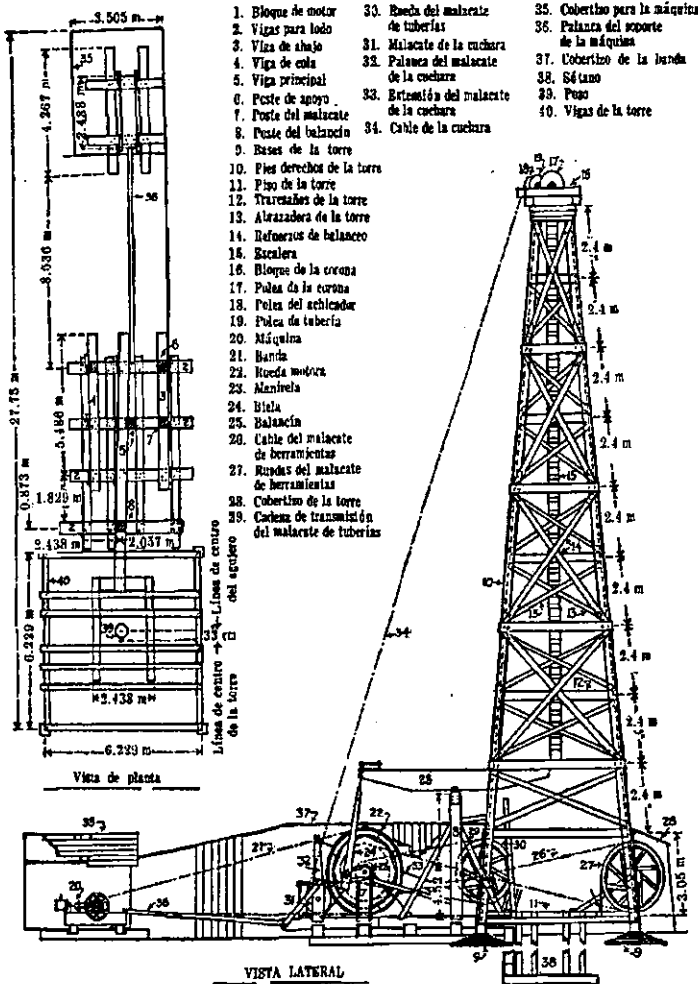


Fig. 1. Planta y elevación de un equipo normal de cable de 25 m.

3. 1. 2. EQUIPO DE PERFORACIÓN NORMAL CON CABLE AMERICANO.

Clasificación del equipo de perforación con cable.

1. Torres
2. Planta de fuerza
3. Las ruedas del equipo
4. Cables
5. Herramientas

LAS TORRES

Es una estructura de cuatro lados, en forma piramidal, truncada, de sección cuadrada, consiste de cuatro soportes verticales que forman las esquinas de la estructura, unidas entre sí por una serie de travesaños horizontales y abrazaderas o refuerzos de balanceo. La estructura debe poseer rigidez y no deformarse cuando este soportando la carga máxima a la que estará sujeta durante el trabajo, también no vibrará excesivamente cuando el equipo este operando. La torre está montada en una subestructura compuesta de una serie de soleras soportadas en postes pequeños que descansan, a su vez, sobre bases de madera o acero, o paredes de concreto o entrepaños. El piso de trabajo de la torre es de tabloncillos grandes y esta sujeto a las vigas de la torre. Las partes más grandes y pesadas del equipo están colocadas en soportes especiales unidos a la subestructura, además parte del equipo de perforación se encuentra bajo tejados u otras estructuras separadas temporalmente agrupadas alrededor de la base de la torre.

Las torres se construyen de acero o de madera, siendo la madera más usada el pino o abeto del Canadá, las maderas más duras como el encino, la haya o el maple se utilizan algunas veces para postes, vigas y ruedas. Las torres de acero se construyen de ángulos, canales, vigas en I o de formas tubulares. Para

proteger al personal y al equipo contra el intemperismo, se usan láminas galvanizadas corrugadas o cubiertas de madera.

Las ventajas de las torres de acero con respecto a las de madera, es que ésta es para un peso dado, más fuerte y más confiable bajo esfuerzos severos, debido a un diseño más preciso en las diferentes partes de acero, es más ligero, se cree que el desplome de una torre de acero correctamente armada, aun en condiciones de trabajo muy drástica es poco probable, ya que puede doblarse o encorvarse pero no se desploma fácilmente de modo que ponga en peligro al personal. La presión del viento en una torre de madera es tres veces mayor que una torre de acero, debido a la mayor superficie de exposición que presenta la primera, en caso de que la torre de madera sea armada incorrectamente o se use madera de otra calidad, la torre puede fallar bajo el esfuerzo, el acero es más uniforme en sus propiedades y tiene más vida útil que en el caso de la madera, ya que ésta se deteriora con el intemperismo dependiendo del clima; en el caso de que se requiera cambiar de lugar el equipo de acero, es muy fácil de mover, pero en el caso de las torres de madera se deterioran cada vez que se le sacan los clavos a la misma, en el caso de un incendio el acero resiste más que la madera que es más flamable, la torre de acero permite una distribución más uniforme de la carga. Una de las ventajas de la madera es que su costo es menor y se consigue más fácilmente, ya que no requiere de un fabricante específico como en el caso del acero Si una torre de madera se construye correctamente con material seleccionado en bases firmes puede ser suficientemente fuerte para todo fin, debido a su mayor elasticidad y resistencia específica bajo esfuerzo, se dice que una torre de madera trabaja como un amortiguador por lo tanto hay menor desgaste del equipo que en el de acero, ya que hay menor vibración en la madera, además responde mejor al movimiento de percusión y giro de las herramientas (fig. 2).

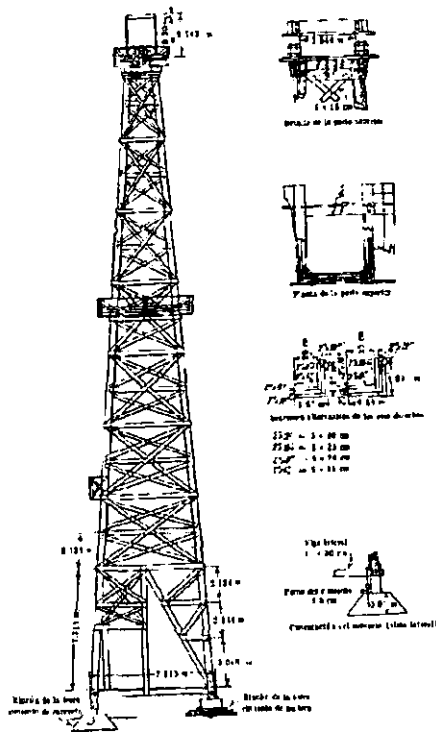


Fig. 2. Torre de madera

PLANTA DE FUERZA PARA PERFORAR CON CABLE

La mayoría de los que perforan con cable prefieren usar una máquina de vapor como fuente de energía por su flexibilidad superior y además se puede generar a bajo costo. en un equipo de perforación es común tener dos calderas de 30 a 70 hp de capacidad. La planta de calderas generalmente se coloca cerca del pozo para que pueda estar bajo control inmediato del perforador y su asistente durante todo el

tiempo. El tipo de caldera tubular de retorno, es la más usada, aun cuando el tipo locomotora es muy portátil y popular.

El consumo de vapor de un equipo normal de perforación con cable, que trabaja a una profundidad de 824m con herramienta de 203 mm varía de 55 a 140 hp, alcanzándose esta última cifra sólo ocasionalmente por cortos periodos de tiempo cuando se está sacando las herramientas. La perforación con el balancín consume una cantidad mínima de fuerza y las operaciones de achique requieren aproximadamente 75 hp.

Las máquinas de vapor que se usan para perforar con cable, son por lo general del tipo de cilindro con válvulas reversibles de corredera o de estrangulación con potencia de 15 a 20 hp. Estas máquinas son simples, flexibles y accesibles en sus reparaciones, estas tienen generalmente un cilindro de 30.5 cm de diámetro, con carrera del pistón de 30.5 cm y cuando se trabaja con vapor de 7.05 kg/cm^2 desarrollando cerca de 30 hp, también para equipos más ligeros para pozos poco profundos se pueden utilizar máquinas de 27.94 cm por 30.5 cm y 25 hp ó de 22.86 cm por 30.5 y 15 hp como en la fig. 3.

El suministro de vapor a la máquina se regula con un acelerador controlado desde el poste de apoyo con un cordón de telégrafo y una manivela. Un eslabón reversible operado por una palanca y una varilla desde el poste de apoyo permite al perforador controlar la dirección de rotación de la polea motriz, se cuenta con un volante pesado al que se le puede engrapar peso adicional en forma de ruedas para mejorar el balanceo, el cual sirve para igualar las cargas en la máquina. También se requiere de dispositivos especiales de lubricación, bombas de alimentación para calderas y calentadores.

Los motores eléctricos se han adaptado al trabajo de perforación con cable, Para la perforación con cable da mejores resultados un motor de inducción de velocidad variable, reversible, de anillo colector y rotor devanado.

En la perforación con cable la viga debe marchar con velocidad excesiva en la carrera descendente, permitiendo una caída libre de las herramientas de perforación para lograr un golpe más efectivo.

El instalar un amperímetro en el circuito del motor nos servirá para indicarnos el consumo de corriente durante diferentes fases de trabajo, la magnitud del esfuerzo que se exige al motor y al equipo de la torre.

También, se cuenta con máquinas de combustión interna en donde exista gas natural disponible, utilizándose la máquina de tipo horizontal de un solo cilindro, se encontró que se adaptaba poco a las necesidades de perforación por su falta de flexibilidad en la velocidad y salida de fuerza. Pruebas más recientes con máquinas de 4 cilindros, indican que son capaces de operar equipo de perforación con cable de manera satisfactoria y aun costo inferior de lo que es posible con la menos eficiente máquina de vapor. Las máquinas Diesel aun cuando se adaptan a la perforación rotatoria, no sirven tanto para la perforación con cable debido a su falta de flexibilidad. Siendo la máquina de combustión interna la que se ha encontrado más satisfactoria en las operaciones del equipo de herramientas de cable.

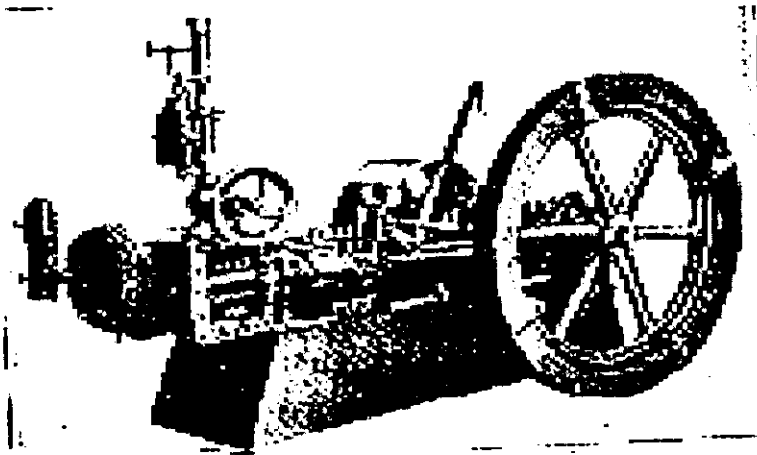


Fig. 3 Máquina de vapor para perforación

LAS RUEDAS DEL EQUIPO

Son ruedas grandes que suministran superficies para freno y un medio para aplicar la fuerza en las diversas operaciones de elevación e introducción de las herramientas, tubería de revestimiento y achicadores, son construidas de segmentos de madera, tablas y brazos rígidamente clavados o

atornillados para unirlos. Están atornillados en muñones de hierro fundido que sirven para sujetarlos a los ejes de metal o de madera en los que giran. Dentro de las ruedas podemos encontrar:

- La rueda motora.- Rueda sólida de madera que varía de 2.75 a 3.66 m de diámetro, construida de segmentos de madera unidos por tornillos, la rueda tiene una cara lisa de 36 cm de ancho sobre las que actúan las bandas de la polea de la máquina y la fricción del carrete del malacate de cuchara, esta atornillada en su centro a dos cubos de ruedas de hierro fundido, uno de cada lado, el cual permite acuanar la rueda al eje en el que gira. A un lado de la rueda motora esta una polea de madera que tiene 17.5 cm de diámetro y en su borde tiene uno o dos surcos cortados que sirven para recibir la cuerda o cuerdas que mueven las ruedas del malacate de herramientas, el eje de acero esta soportado por chumaceras metálicas, una a cada lado de la rueda, montadas en dos postes verticales especiales llamados postes de rueda motora (fig. 4).

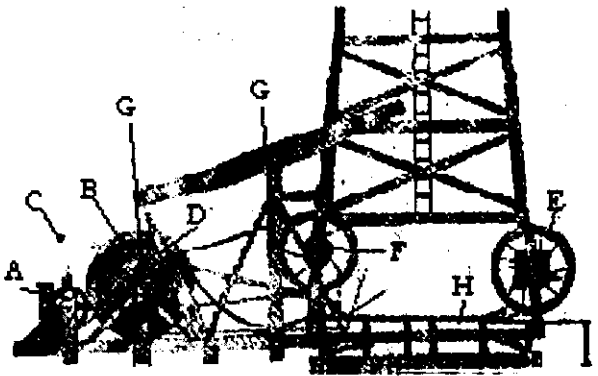


Fig. 4A. Vista lateral del equipo de cable normal muestra el malacate de la cuchara (A), ruedas Motoras (B), Palanca del malacate de la cuchara (C), Biela (D), Ruedas de los malacates de herramientas (E) y tubería (F) y varios postes (G) y vigas de la torre (H).

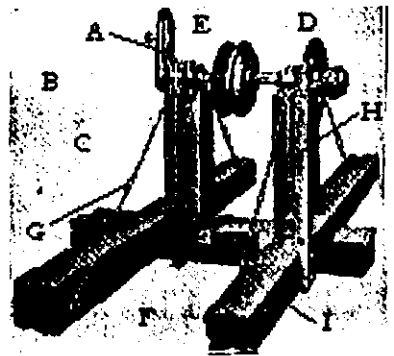


Fig. 4B Conjunto de palanca (A), Que Perno de articulación (B), cigüeñal (C) , Cuellos de eje (D), Ruedas dentadas (E) , embrague (F), refuerzos (G), y postes de soporte (H) y vigas (I).

- Ruedas del malacate de herramientas.- Son dos, montadas en cada extremo de un eje de encino de 4.27 a 4.58 m de largo y de 40 a 45 cm de diámetro, las ruedas son de 2.29 ó 2.44 m de diámetro, construidas de tablas y polines de encino, siendo de 23 a 30 cm de ancho, una es pulida (A) (fig. 5) para dar una superficie de freno con una banda metálica que roza sobre ella y la otra es ranurada (B) (fig. 5) para recibir el impulso del o los cables del malacate de herramientas, el cual es cilíndrico en el centro pero por lo general octagonal en los extremos con el fin de que sea una fijación positiva la de los cuello de eje que sirven como cubos de rueda a los que están atornillados los brazos o rayos de la rueda (fig. 5) Los cuellos de eje o muñones en los extremos del eje del malacate de herramientas están soportados en cajas metálicas montadas en sólidos postes de soporte reforzados entre las soleras de la torre y el primer travesaño. Alrededor y por un lado de la rueda del malacate de herramientas se insertan 16 manivelas de madera, las cuales son útiles para dar vueltas a las ruedas con la mano cuando se están atirantando el cable de perforación, también están montadas dos bridas de guía que evitan que el cable de perforación se resbale en el eje y limitan la porción del cable que se están usando a la sección central.

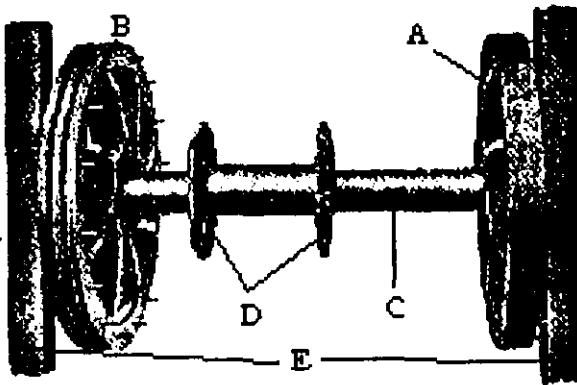


Fig. 5. Malacate de herramientas, que muestra eje (C), bridas de guía (D) y postes de soporte (E).

- Cabrestante de tuberías.- Esta construido con mayor solidez que el cabrestante de herramientas ya que se le somete a esfuerzos más grandes, pero está igualmente fabricado con tablas y polines de encino, las ruedas son grandes, tienen doble cantidad de rayos reforzados en pares en direcciones opuestas (fig. 6), es similar en su construcción y equipo al del cabrestante de herramientas excepto que es más corto. Está soportado por un par de postes fuertes verticales y gira en cuellos de eje de acero que se fijan en cajas metálicas, montado a un lado de la rueda del malacate de tuberías, está la rueda dentada que recibe el impulso de la cadena del engrane del eje de la máquina. Normalmente la superficie de acero del eje del malacate de tubería está revestida con cable de manila para evitar desgaste de la línea de tubería de revestimiento que se enrolla en él. También cuenta con un freno de banda de acero operado por una palanca, apoyado sobre la cara de madera de la rueda del cabrestante de tuberías y evita que gire cuando se requiere que soporte cargas pesadas.

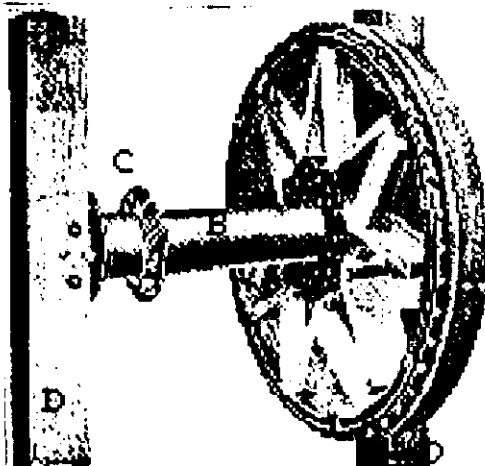


Fig. 6. Rueda del malacate de tuberías (A),
Eje (B), ruedas dentadas (C) y postes (D).

- Malacate de la cuchara.- Es un tambor metálico, unido a un eje de acero al que también está fija una polea de fricción (fig. 4A), la línea de la cuchara se enrolla en el tambor. La polea de fricción puede hacerse rozar con la cara de la rueda de transmisión, haciendo que den vuelta al eje y al tambor del malacate de la cuchara. El tambor es por lo general de 0.9 m. De largo y varía de 15 cm a 50 cm de diámetro. Las bridas del tambor son frecuentemente de 0.9 m y la polea de fricción de 1.00 m de diámetro. El eje del malacate de cuchara está soportado por chumaceras metálicas montadas en un marco movable de madera que gira sobre un pivote en su parte inferior en dos postes fuertes de soporte del malacate de la cuchara. Este marco puede moverse hacia delante con la palanca del malacate de la cuchara hasta que la polea de fricción se apoya en la rueda motora o puede forzarse hacia atrás, contra un poste de madera que se apoya sobre la polea de fricción, sirviendo de freno para regular el descenso del achicador. Un tipo mejorado es impulsado por una cadena desde una rueda dentada en el eje de la máquina, un malacate de cuchara movido por cadena, constituye una conexión de fuerza más positiva para la operación del achicador, que es muy conveniente especialmente en la perforación profunda en donde las cargas que se deben manejar son en ocasiones excesivas para el tipo de movimiento por fricción.
- La polea de la corona.- Esta contiene seis o siete poleas de hierro fundido que tienen 60 a 75 cm de diámetro, soportadas por cajas metálicas atornilladas a fuertes soportes de encino o de acero (fig. 7), estas roldanas deben ser de gran diámetro para evitar que los cables que pasen por ellas sufran dobleces pronunciados. La polea más grande, con frecuencia de 91.4 cm de diámetro es la polea de la corona, sobre la que pasa el cable de perforación, la línea de desarenar es de tamaño mediano, a veces de 76 cm de diámetro, las otras cuatro poleas son más pequeñas y son colocadas para la línea de la tubería de revestimiento que se pasa por entre ellas y las garruchas de la polea viajera. El número de poleas para el cable de la tubería de revestimiento depende de la carga que se le va a imponer.

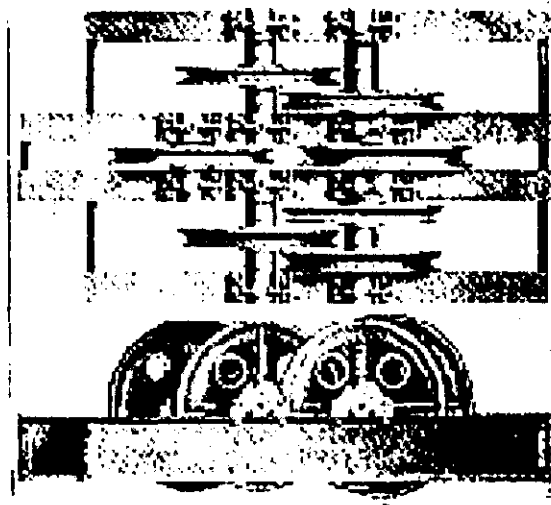


Fig. 7 Polea de la corona de siete roldanas para un equipo de combinación.

- Los hierros del aparejo.- Todas las partes de metal usadas en la construcción del equipo normal de cable, con la excepción de los clavos, tornillos, malacate de cuchara y alambres de tirantes, se conocen en conjunto como los hierros del aparejo, incluyen cosas como los cuellos de ejes, ejes, cajas de las ruedas, los pasadores de articulación y de las bielas, las ruedas dentadas, cadena y embrague, un estribo metálico para el brazo, el hierro central o las chumaceras metálicas en las que oscila el balancín, junto con muchos tornillos y ligaduras. Estos se suministran en juegos completos por los fabricantes, variando en tamaño y peso con el tamaño del equipo para el que se destinan. El tamaño depende del diámetro del cigüeñal que puede variar de 10 a 18 cm. Los hierros del aparejo de 10 a 13 cm de tamaño se usan sólo para pozos someros y trabajo ligero, el de 15 cm de tamaño se usa para trabajos más pesados.

CABLES (MANILA Y ACERO)

La selección del material, en los cables de manila y acero, usados para impulsar las ruedas, para operar las herramientas de perforación y el achicador, así como soportar la tubería de revestimiento, deben recibir cuidadosa atención. Ya sea de manila, o cable de acero, que se usan en la construcción de estos cables y se han inventado diversas formas para adaptarlos mejor a los propósitos a que se destinan.

- El cable de perforación.- El más importante de los cables usados en el equipo normal es el de perforación y sirve para conectar las herramientas en el pozo aplicando la fuerza desde la superficie. Cuando la perforación se está ejecutando, el cable de perforación está suspendido del balancín al que esta atado con el tornillo de temple. El cable sobrante se conduce hacia arriba de la torre sobre la polea central de mayor tamaño y luego hacia abajo al eje del malacate de herramientas en el que se enrolla, cuando las herramientas de perforación se están bajando, elevando o suspendidas en la torre, la tensión en el cable de perforación se transmite directamente a las ruedas del malacate de herramientas y a la polea de la corona. El trabajo impuesto al cable de perforación es severo ya que no sólo tiene que soportar el peso de las herramientas sino que también el peso muerto del cable mismo, puede ser tanto como el de las herramientas, cuando se esta operando a una profundidad de 660 ó 915 m, el esfuerzo impuesto por la aplicación alternativa y la relevación de tensión con cada golpe de las herramientas y cuya resultante es el desgaste del roce de los torones exteriores del cable en la roca áspera de las paredes del pozo y la tubería metálica de revestimiento, que tienden a debilitarlo y a reducir su vida útil.
- El cable de perforación.- Puede ser tanto la fibra de Manila como de alambre de acero, se han usado mucho en la construcción de cables para perforación, pero el primero es preferido generalmente, cuando su resistencia es adecuada, debido a su mayor elasticidad. El cable de manila impone menor esfuerzo en la torre por que tiene menor peso y a su vez menor fricción y hace el agujero más rápidamente de lo que lo hace el cable de acero, a mayores profundidades un cable de manila se requiere de tamaño más grande y es muy caro, poco práctico y debe sustituirse por uno de acero, también se debe de cuidar que las herramientas caigan rápidamente en la carrera descendente del balancín, para obtener los mejores resultados. Los cables de Manila están hechos con una selección de henequen de fibras largas, torcidas especialmente duras para resistir el severo esfuerzo a que se

sujetan como se muestra en la figura 8. La resistencia de un cable de manila depende directamente de la resistencia de cada fibra por separado y de los diámetros que se apliquen para evitar que se separen, pueden fallar por rotura de las fibras o por separación de varias de las fibras que forman el torón.

- Cables de perforación de acero.- La elasticidad del cable de manila no la tiene el de acero hasta que se llega a una profundidad de 330 m y en algunas regiones se acostumbra usar el cable de acero sólo después de que se ha alcanzado esa profundidad con cable de manila. Siendo el cable de acero más fuerte, tiene más larga vida y para pozos profundos es más barato. Para obtener la mayor flexibilidad, el cable de acero está hecho con un gran número de alambres, que equivalen a la fibra de henequen que, generalmente son de 114, distribuidos en seis torones de 19 alambres cada uno, están torcidos alrededor de una cuerda de manila que es un amortiguador para los torones de alambre y evita que rocen unos con otros. El acero del que están fabricados los alambres que conforman el cable es de un acero de alto grado al crisol o de acero para arados, que se utiliza para la fabricación de cables que sufren mucho desgaste, además para la determinación del esfuerzo de trabajo permisible en un cable de acero que se usa en el servicio de un pozo petrolero, es costumbre adoptar un factor de seguridad de 5. Se debe tener cuidado al seleccionar el tamaño de las poleas sobre las que tiene que pasarse el cable, o el tamaño de tambores o ejes en los que se enrolla, para que el diámetro de la polea no sea de menos de 30 a 40 veces el diámetro del cable y de preferencia mayor.
- Cable para tuberías de revestimiento de pozos (cable del malacate de tuberías). Aun cuando el cable del malacate de tubería no está sujeto a las violentas sacudidas destructoras, ni a la rápida variación en intensidad de esfuerzos que son características de las operaciones de perforación, la carga que debe soportar es ocasionalmente mayor que la que se aplica a cualquier otro cable del equipo. El peso muerto de una larga columna de tubería de revestimiento pesada suspendido de éste, es suficiente para ponerlo en considerable tensión y puesto que ésta puede excederse de la resistencia a la fricción de la formación al levantar la tubería de revestimiento, es posible que a veces el material se fatigue a un grado que exceda su límite elástico, está generalmente construida de alambre de acero estando diseñada especialmente para soportar esfuerzos de tensión muy severos.

- Cable para desarenar.- El esfuerzo que tendrá que soportar es comparativamente pequeño ya que el peso muerto de la cuchara y su contenido rara vez excede dos toneladas, aún en los tamaños más grandes de achicador , sin embargo está sujeto a desgaste fuerte, como resultado del contacto con las paredes del pozo y de la tubería de revestimiento durante la operación del achicador, además debe ser bastante flexible para doblarse fácilmente sobre la polea de la cuchara en la corona y para enredarse sin esfuerzo anormal en el tambor del malacate del achicador.
- Alambres para tirantes.- Para atirantar las torres de perforación es común usar un torón de siete alambres galvanizados, los diámetros que se pueden obtener del toron van de 7 a 15 mm.
- Cable del malacate de herramientas.- El cable de transmisión que conecta la polea lateral de la rueda motora con el borde de la rueda izquierda del malacate de herramientas, consiste de una o dos cuerdas de Manila de 5 a 7.5 cm de diámetro, construidas con gran número de pequeños torones torcidos juntos y flojos, formando una cuerda fuerte y excepcionalmente flexible (fig. 8), la vida de éste está limitada principalmente por el esfuerzo que se impone, que resulta en la rotura de los torones y a su vez en la separación de las fibras.
- Otros cables usados en la torre son de menor importancia, consistiendo, en su mayor parte, de cuerdas de manila o torones ligeros de alambre de acero que se usan para sostener las pesadas llaves de tubería de revestimiento, conectar el tornillo de temple con su contrapeso, conectar la rueda del telégrafo con un acelerador de la máquina y para otros fines similares.

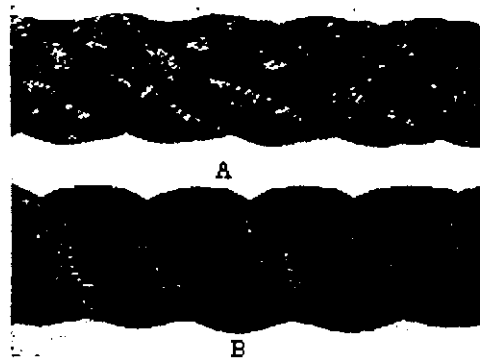


Figura 8 Tipos de cables usados
en la perforación

- A. Cable de manila para perforación de 6.3 cm.
B. Cuerda de manila de 7.5 cm para herramientas.

HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN CON CABLE.

El conjunto de herramientas para perforación con cable consiste de varias partes (fig. 9) ligadas entre sí fuertemente unas a otras con juntas de tornillos telescópicos (juntas de espiga). El casquillo del cable que conecta las herramientas con el cable de perforación está atornillado a la parte superior mediante un par de eslabones metálicos pesados en forma telescópica llamados percusores, a su vez están conectados de su extremo inferior con un vástago de perforación cilíndrico, largo y de acero, y este último está atornillado al extremo superior de la barrena de perforación. Ocasionalmente, una barra perforadora que es una barra de acero corta y cilíndrica, se inserta entre el eslabón superior de los percusores y el casquillo del cable. La longitud total del conjunto de herramientas de cable, conectadas así es generalmente de 12 m. El peso del conjunto depende del tamaño del agujero que se va a perforar, para un agujero de 25 cm tiene un promedio de 1634 kg.

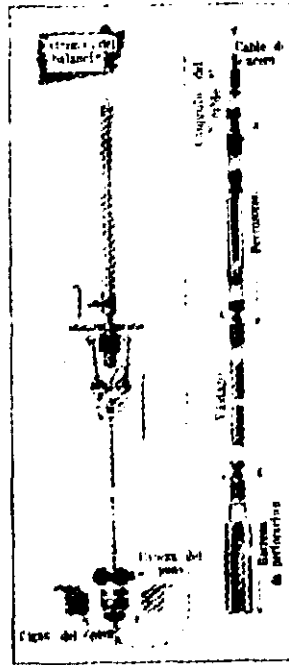


Fig. 9 Conjunto de herramientas de cable para la perforación, Se muestra a la izquierda, el cable suspendido del balancín por el tornillo de temple y, a la derecha el conjunto de herramientas que entra al pozo.

- ❖ **Barrenas para perforar con cable.-** Estas son de varios tipos y difieren ligeramente entre ellas en forma y objetivos como se muestra en la figura 10). Las barrenas están hechas de una pesada barra de acero o hierro, de 1.2 a 3.3 m de largo y a su vez ancha que gruesa, disminuyendo su grosor como un cincel, esta devastada en un extremo a un filo y en el otro termina en una unión cónica para herramienta, el mango superior de la barrena, que es algo más pequeño que el canto afilado, está aplastado precisamente debajo de la unión para facilitar la aplicación de una llave de tuercas al atornillarla al vástago de perforación, tiene cortada, a cada lado de la herramienta, una ancha ranura o canal de agua para permitir el desplazamiento fácil del fluido en el pozo, al subir y bajar la

herramienta. La forma del canto afilado varía dependiendo de las características de la formación rocosa que se va a perforar, por ejemplo: para rocas duras se utiliza un filo de cincel bastante afilado, para rocas suaves se utiliza una barrena casi plana en el fondo con sólo un canto obtuso en el centro. Al ir perforando la barrena se debe tener cuidado de irle dando una forma adecuada a los cantos y a las esquinas ya que el tamaño del agujero perforado y espacio libre de la barrena en el agujero dependen, en gran parte, de esto.

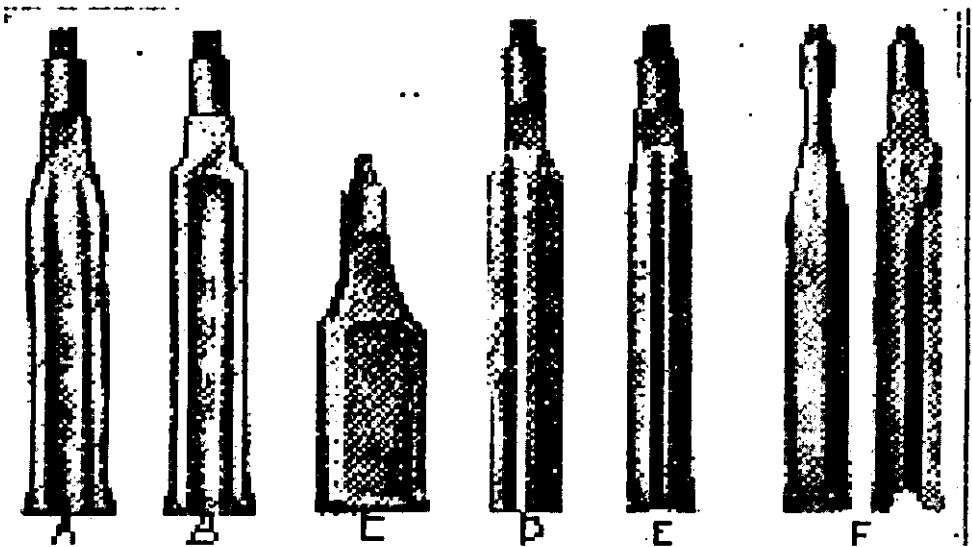


Figura 10 Tipos de barrenas para perforación por percusión. (A) Modelo California. (B) Modelo Madre Hubbard, (C) Barrena para iniciación. (D) barrena Estrella, (E) rima redonda y (F) barrena Overman.

- ❖ Uniones de herramientas.- Las juntas que se usan para conectar las distintas partes del conjunto de herramientas para perforación con cable, están equipadas con rosca de tornillo cónico para facilitar el acoplamiento y desacoplamiento de las partes (fig. 11), están hechas de acero recocido suave y dotadas con rebordes de 2.5 cm. De ancho entre las rocas y la circunferencia exterior de la caja, cuando los rebordes en las partes de la unión topan, la fricción desarrollada evita que se

desconecten a consecuencia de la vibración en el pozo, cuando las uniones están en buenas condiciones, se pueden atornillar con la mano hasta que quedan cerca de 1.5 mm del tope, después es necesario aplicar una llave de tuercas operada por un gato circular que está atornillado al piso de la torre (figs. 12 y13), el tamaño de la llave debe ser proporcional al tamaño y peso de las herramientas, para evitar que se desprendan en una unión o junta durante una operación en el pozo.

- ❖ El vástago de perforación.- (Se conoce como lastrabarrenas). Es una barra cilíndrica de acero dulce o hierro equipada con una unión de herramientas y cuadro para llave de tuercas en cada extremo, siendo la función del vástago sólo proporcionar peso a la barrena de perforación y su tamaño varia con el diámetro del agujero que se va a perforar, también puede tener forma espiral para darle un movimiento de rotación al subir y bajar la herramienta.

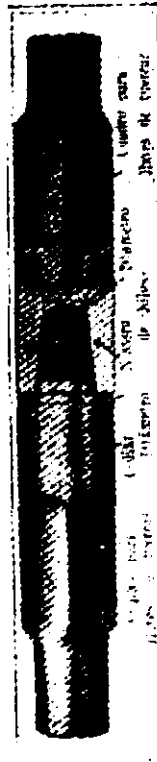


Figura 11. Detalle de Unión de herramientas

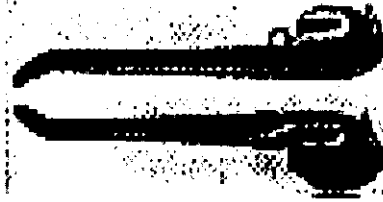


Fig. 12 Llaves de tuercas para herramientas



Fig. 13. Gato circular en posición para armar la unión de tubería.

- ❖ Percusores de perforación.- Parecen dos grandes eslabones de una cadena y están contruidos para poder deslizarse, uno con otro, o telescopiarse (fig. 14), su objetivo es permitir al perforador descargar un golpe seco ascendente en la barrena de perforación, para poder liberarla del barro o esquisto en el que tiende a atascarse, son capaces de aflojar las herramientas cuando con un jalón del cable de perforación sería completamente imposible, estos no se incluyen en el conjunto de herramientas cuando se perforan rocas duras.



Fig. 14 Percusores para perforación

- ❖ La barrena perforadora.- Es similar al vástago de perforación en su forma, excepto que es más corta, se usa solamente para aumentar masa al peso del eslabón superior de los percutores, haciendo a éstos más efectivos para liberar las herramientas en su carrera ascendente.
- ❖ El casquillo sujeta-cable.- Sirve para conectar al conjunto de herramientas con el cable de perforación y puede ser de varios tipos. Los que se van a usar con cable de manila difieren, necesariamente, en su forma de los que se usan con cable de acero. La forma del casquillo debe ser tal que no se tenga que sujetar el cable a dobleces pronunciados en los que sea fácil que se rompa y deberá proveer un agarre positivo, suficientemente fuerte para resistir cualquier tirón cercano al necesario para romper el cable. Además debe ser su construcción robusta para resistir al desgaste y el roce al que está sujeto y el cual debe construirse convenientemente para efectuar la conexión con las herramientas de perforación. Para cables de perforación de manila, el casquillo Nueva Era y el de ala con unión remachada, han sido muy usados (fig. 15). Existe una gran variedad de formas de sustitutos para conectar el casquillo sujeta-cables a la tubería de producción o a las diversas clases de herramientas de pesca, así como grapas, pinzas y guarda-cabos usados para formar y soportar gasas o lazos que se hacen en el extremo del cable.
- ❖ El tornillo de temple.- Por medio de éste el cable de perforación y las herramientas están suspendidas del balancín, también permite que bajen gradualmente para continuar pegando en el fondo del agujero al ser profundizado, (fig. 16).
- ❖ Gato circular o de media luna. Por medio de éste las distintas partes que forman el conjunto de herramientas de cable se atornillan unas a otras, consiste de una cremallera semicircular que está fija al piso de la torre alrededor de la boca del pozo. (fig. 13), con una llave de tuercas de gran tamaño a un extremo de la cremallera.

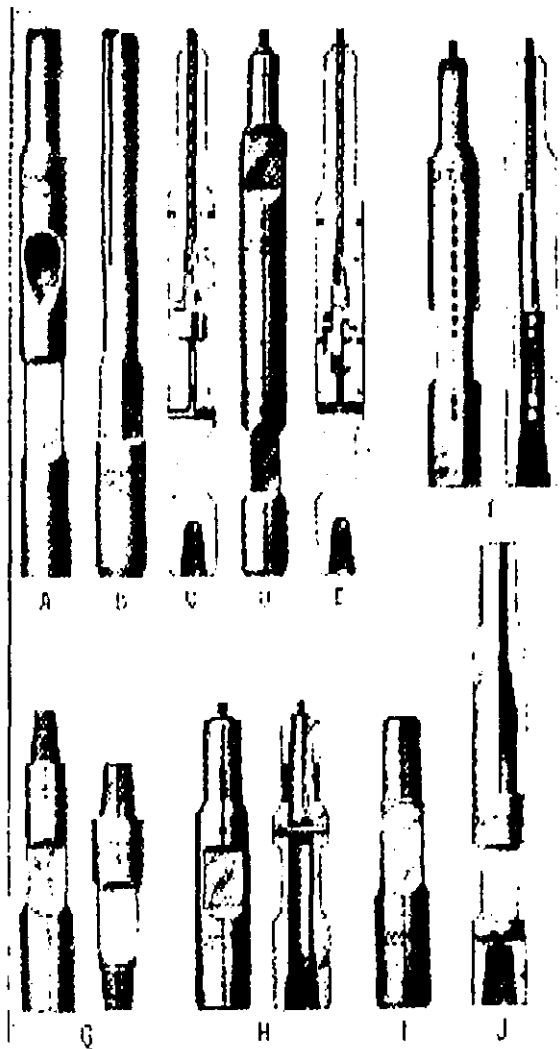


Fig. 15 Tipos de casquillos sujeta-cables. A, Casquillo Nueva Era. B, casquillo con ala, C, tipo trinquete. D, casquillo de cable Unión. E, Tipo de trinquete de rodillos. F, casquillo Prosser. G, Tipos de sustitutos. H casquillos de doble unión giratoria. I, casquillos Babcock y J, casquillo Babcock para cable de manila.

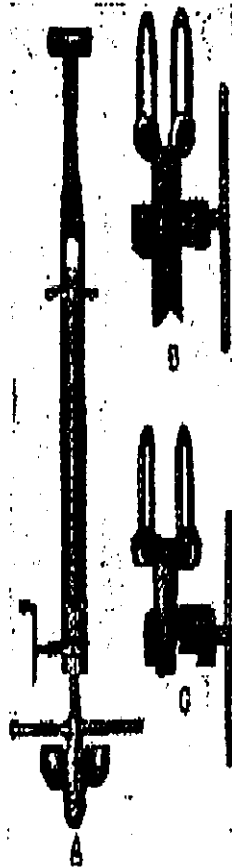


Fig. 16. Tornillo de temple A con abrazaderas para cable de perforación de acero B, y para cable de manila C.

- ❖ Escariadores de Fondo.- Con frecuencia sucede que al perforar rocas duras, las herramientas al perforar no conservan suficiente espacio libre para permitir el paso de la tubería de revestimiento, por lo que se baja un escariador para ensanchar ese espacio, o también se pueden bajar para rimar agujeros en puntos donde se desea espacio libre, alrededor de la tubería de revestimiento para

introducir cemento en la exclusión de agua, hay varios tipos de escareadores de fondo, el más usado es el tipo Wilson. (fig. 17)

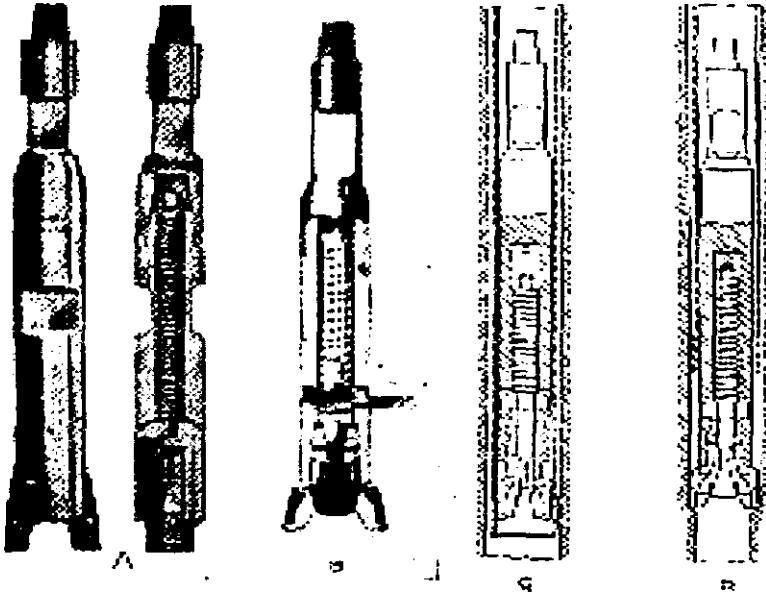


Fig. 17. Escariador de cable tipo Wilson A. Vista de lado y de canto; B método de soltar los salientes; C escariador descendente a través de tubería de revestimiento con los salientes retraídos; D escariador operado con los salientes extendidos, abajo de la zapata de la tubería de revestimiento

- ❖ Achicadores (o cuchara).- Se usan para sacar del pozo las rocas que se van triturando por la barrena durante el proceso de perforación, se construyen con tubería de tamaño apropiado y en la parte inferior se le coloca una zapata de refuerzo y una válvula, en la parte superior tienen un asa para atarla a la cuerda del malacate.

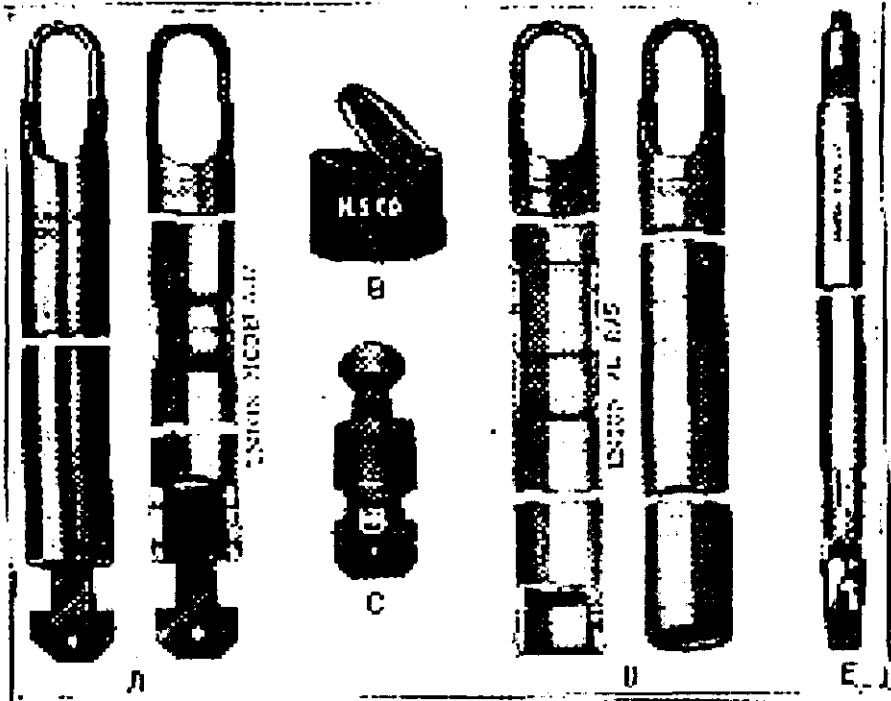


Fig. 18. Tipos de cucharas. A, achicador con válvula de dardo; B, válvula de disco, C, válvula de dardo; D, achicador con válvula de disco y E, combinación de barrena y de casquillo para lodo.

Las válvulas del achicador son de dos tipos, La válvula de disco la cual está fijo a un lado con una bisagra y se abre hacia arriba, y la válvula de dardo es esférica o de forma ovoide y tiene adherido en su parte inferior un vástago de metal o dardo que pasa a través del asiento circular de la válvula y sobresale del extremo inferior de la zapata que la soporta.

- ❖ Bomba para desarenar.- Cuando se encuentran condiciones de fragmentos de roca muy grandes y que se asientan rápidamente en el fondo, es difícil meter el achicador ordinario por lo tanto se utiliza una bomba para desarenar, es muy similar al achicador ordinario excepto que está provista

de un pistón o émbolo que puede moverse hacia arriba y hacia abajo dentro de la cubierta cilíndrica para formar una succión que pueda ayudar a hacer pasar el material pesado por la válvula, el cable esta sujeto a la parte superior de un émbolo cilíndrico en vez del asa.

- ❖ Achicadores de lodo.- Cuando el pozo debe penetrar por barro suave o lodo, o cuando esos materiales han tenido tiempo para asentarse formando una masa sólida en el fondo del pozo, el achicador no siempre es efectivo para sacarlos, pueden fácilmente penetrar con la barrena pero se asientan rápidamente antes de retirar la herramienta y bajar el achicador, en esos casos un achicador de lodo o cuchara limpia-pozos (fig. 18), puede sustituir a la barrena de perforación en el extremo del conjunto de herramientas de cable. Este dispositivo consiste de un tubo metálico pesado equipado con una zapata de refuerzo biselada y una válvula de disco inclinada dentro del extremo inferior, se percute subiendo y bajando en el fondo del pozo hasta que se llena de lodo o barro y luego se saca del pozo para limpiarlo. Para trabajar con lodos o barros muy duros, el casquillo se equipa con una barrena de filo de cincel colocada en la zapata de manera que no intervenga con el paso del material a través de la válvula.

3.2 EQUIPO ROTATORIO

(REF. 4, 6, 7)

El equipo que compone al sistema rotatorio se integra de cinco subsistemas los cuales son:

- 3.2.1. El subsistema de izaje
 - ❖ La Torre o el Mástil
 - ❖ El malacate
 - ❖ Los bloques y el cable de perforación

- 3.2.2. El subsistema Rotatorio
 - ❖ La mesa rotaria
 - ❖ La unión giratoria o swivel
 - ❖ Flecha o Kelly
 - ❖ Sarta de Perforación
 - ❖ Barrena

- 3.2.3. El subsistema de circulación del lodo
 - ❖ El fluido de circulación
 - ❖ Tanques y bombas de lodo
 - ❖ El ciclo del lodo

- 3.2.4. El subsistema de energía
 - ❖ La Fuente de poder
 - ❖ La transmisión de energía

- 3.2.5. El subsistema para control del pozo

3. 2. 1. COMPONENTES DEL SUBSISTEMA DE IZAJE:

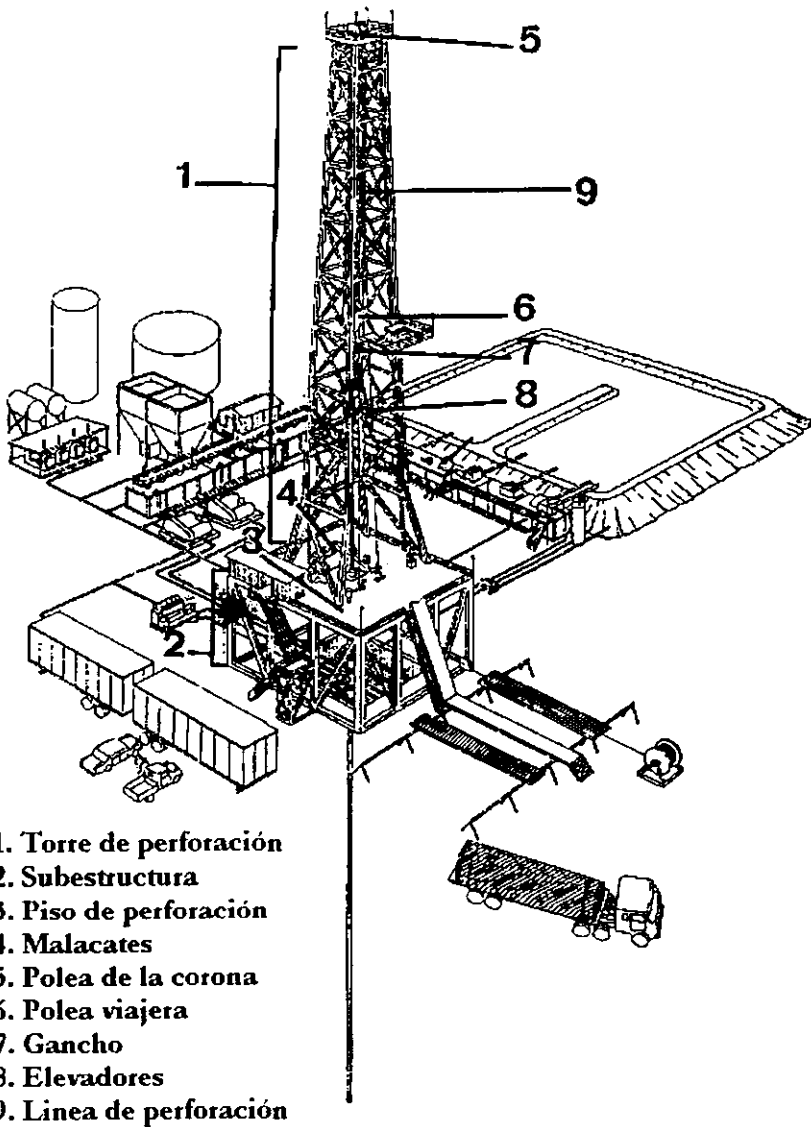


Figura 1

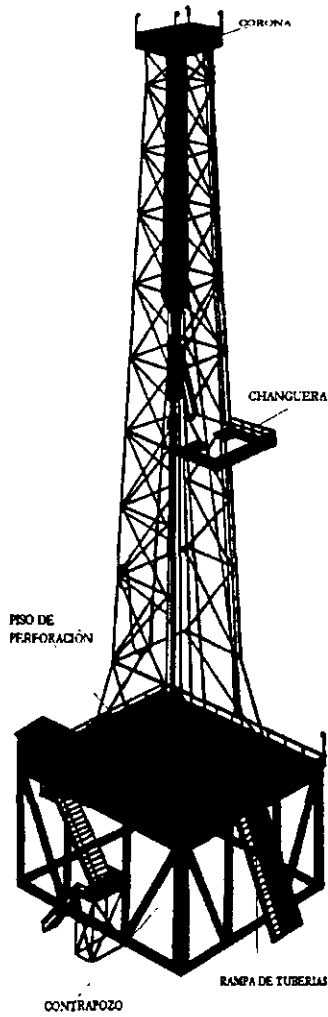


Figura 2. Equipo que debe de ser soportado por la torre o el mástil.

❖ LA TORRE O EL MÁSTIL

El soporte de la estructura (aparejo) es una torre con una estructura arriba de la perforación situada para soportar el ensamble de las herramientas y el equipo usado en el proceso de perforación rotatoria (ver fig. 1). La estructura soportadora consiste de:

1. La subestructura
2. Un lugar revestido sobre la subestructura callado el piso del equipo.
3. Una torre de perforación

Existen 2 tipos básicos de torres de perforación:

1. La Torre
2. El Mástil



Figura 3 Torre

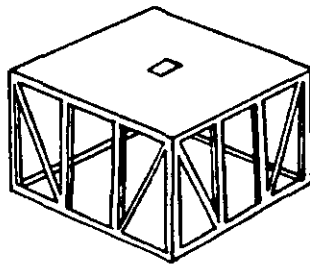


Figura 5. Subestructura



Figura 4. El Mástil

Una consideración importante que hay que tomar en cuenta cuando se va a comenzar una perforación, es la utilización de la torre o mástil, la cual es una estructura de acero que soporta muchos metros de tubería de perforación que a menudo pesa varias toneladas.

Una torre estándar es una estructura con cuatro patas de apoyo que descansan sobre una base cuadrada (ver fig. 3). Estas son usadas en pozos de tierra, pero ahora es más común usarlas en localizaciones mar adentro. El mástil es ensamblado una sola vez cuando es fabricado (fig. 4). Luego de ser fabricado, el mástil se mantiene como una sola unidad y se eleva y se baja como una sola unidad cada vez que se perfora un pozo, también podemos encontrar mástiles telescópicos.

El mástil o torre se levantan sobre una infraestructura que sirve para dos propósitos principales:

- Soportar el piso de la instalación, así también proveer del espacio para el equipo y empleados.
- Proveer del espacio debajo del piso para enormes válvulas especiales llamadas preventores.

La subestructura es una estructura de trabajo larga de acero, la cual es ensamblada directamente sobre el sitio de perforación. La subestructura provee el espacio de trabajo para el equipo y el personal, y un espacio abajo del piso de perforación (fig. 5). No solo soporta el peso de la mesa rotaria, sino el peso completo de la torre o el mástil, el equipo de izaje, la mesa rotatoria, la sarta de perforación (incluyendo la tubería de perforación, los lastrabarrenas, etc.), cuando la sarta está suspendida en el agujero por las cuñas. También soporta una sarta de tubería de revestimiento cuando la tubería se está instalando en el agujero utilizando las cuñas que van asentadas dentro de la mesa rotaria o cuando se está almacenando a la tubería temporalmente en la subestructura. El piso de la instalación también sostiene al malacate, los controles del perforador y otro equipo relacionado con la perforación rotatoria.

Las torres o mástiles se clasifican de acuerdo a su capacidad para soportar cargas verticales, así como la velocidad del viento que puede soportar de lado. Otra consideración que hay que tomar en cuenta en el diseño de la instalación es la altura. La torre o mástil y su subestructura deben soportar el peso de la sarta de perforación en todo momento, mientras la sarta está suspendida del bloque de la corona y cuando está descansando en la mesa rotaria. La altura de éstas no influye en la capacidad de carga del

mismo, pero sí influye en la altura de las secciones de tubos (lingadas) que se puedan sacar del agujero sin tener que desconectarlas. Esto se debe a que el bloque de la corona debe tener la suficiente altura de la sección para permitir sacar la sarta del agujero y almacenarla temporalmente en el peine de la changuera, cuando se le saca para cambiar la barrena o para alguna otra operación.

Cuando la sarta de perforación se extrae del agujero, se le saca en secciones de 3 tubos, estas secciones de tres tubos se llaman lingadas, las cuales miden aproximadamente 30 pies ó 27 metros y se pueden acomodar en una instalación que mida 136 pies (42 m). Su altura es un indicador de la habilidad de maniobrar las secciones de tubería.

El equipo que debe de ser soportado por la torre o el mástil es (ver fig. 2):

1. La corona. Es una plataforma localizada en la parte superior de la torre o el mástil, donde está también el lugar para el bloque de la corona.
2. La changuera. Es una plataforma de trabajo localizada arriba del piso de perforación de la torre o el mástil, el cual soporta al personal que trabaja en ella para poner de pie la tubería de perforación y los lastrabarras durante las operaciones de perforación.
3. Rampa de tuberías. La rampa en la parte frontal de la torre o el mástil donde la tubería es elevada y puesta en el piso de perforación, cuando se adhieren secciones de tuberías.
4. Contrapozo. El hoyo en el suelo está localizado debajo del piso de perforación el cual provee una altura adicional entre el piso de perforación y del cabezal de la TR para poder acomodar los preventores.
5. El piso de perforación. Es un sitio cubierto sobre la subestructura, el cual provee una plataforma de trabajo para las operaciones de perforación. Esta plataforma tiene dos funciones:
 - Soporta el equipo y las herramientas
 - Provee del espacio suficiente para los trabajos de perforación.

El equipo y las herramientas que tiene que soportar la subestructura son (ver fig. 6):

- La mesa rotatoria. Provee la rotación y puede mantener suspendidas las tuberías (tubería de perforación, lastrabarreras, etc), las cuales hacen girar a la barrena en el fondo del pozo.
- Los malacates. Es el mecanismo de izaje del ensamble de perforación.
- Sistema de transmisión de la rotaria. Transmite el poder del malacate a la mesa rotaria
- Consola del perforador. Centro de instrumentación de la perforación rotaria.
- Las llaves de apriete y el agujero de ratón . Usadas para el apriete de las tuberías de perforación, lastrabarreras, TR, etc, para su conexión o desconexión.
- La casa del perro. Es un cobertizo chico usado como oficina del perforador y donde se guardan las herramientas pequeñas.

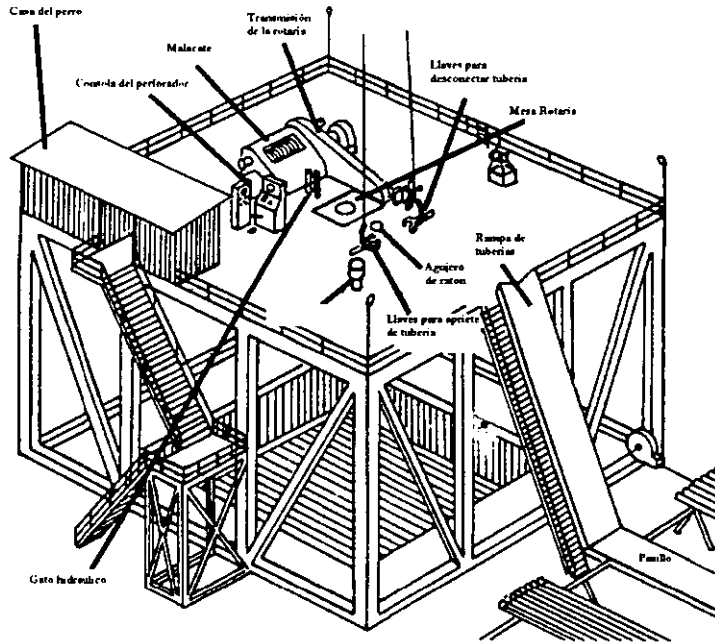


Figura 6

❖ EL MALACATE

El malacate es la pieza principal del equipo grande y pesada que consiste de un tambor que gira sobre un eje alrededor del cual se enrolla un cable de acero, llamado cable de perforación. También tiene un eje que atraviesa el malacate y que tiene 2 tambores que gira en cada extremo de este eje. Varios ejes, embragues, transmisiones de cadena que facilitan los cambios de dirección y velocidad. Los propósitos principales del malacate son los de izar e introducir la tubería al agujero. El cable de acero es enrollado en el carrete del malacate y cuando funciona el carrete gira. Dependiendo en qué dirección gire el carrete, el bloque del aparejo o polea viajera que lleva conectada la sarta de perforación sube o baja a medida que el carrete enrolla o desenrolla el cable.

Una de las características sobresalientes del malacate, es el sistema de frenos que hace posible que el perforador controle fácilmente las cargas de tubería de perforación o de revestimiento. La mayoría de las instalaciones tienen por lo menos dos sistemas de frenos. Un freno mecánico que puede parar la carga inmediatamente. El otro freno, generalmente hidráulico (hidromático) o eléctrico, controla la velocidad de descenso de una carga que a su vez ayuda a no gastar las pastas del freno mecánico en el bloque del aparejo, pero no para el descenso completamente.

Una parte integral del malacate es una transmisión que provee un sistema de cambios de velocidad. Este sistema de transmisión le da al perforador una gran variedad de velocidades que pueden utilizar para levantar la tubería. Por lo tanto, el carrete del malacate puede tener un mínimo de cuatro hasta ocho velocidades.

Otra característica del malacate es el eje con sus dos tambores especiales. El carrete de enrollar que está localizado en el lado del malacate que le queda más cerca al perforador y se usa para apretar las herramientas y la tubería. El otro tambor está localizado al otro extremo del malacate se usa para desconectar la tubería cuando se sacan del agujero (ver fig. 7).

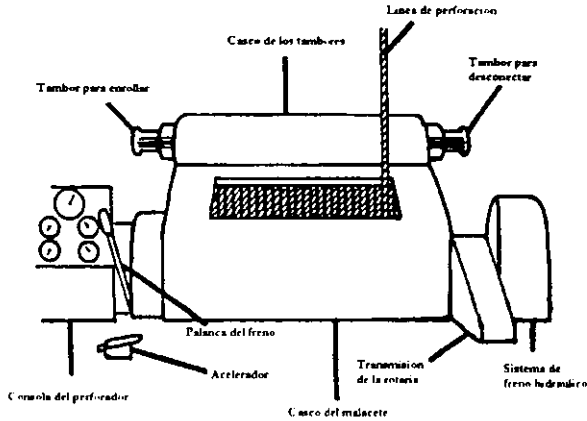


Figura 7

❖ LAS POLEAS Y EL CABLE DE PERFORACIÓN

La polea viajera (1) y el gancho (2), el bloque de la corona (3), los elevadores (4) y el cable de perforación (5) constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre o mástil, mientras se introduce o se extrae del agujero (ver fig. 8). Durante las operaciones de perforación esta carga al gancho, consiste en la unión giratoria, la flecha o kelly, la tubería de perforación, los lastrarrenas y la barrena. Durante las operaciones de cementación, también tiene que soportar el peso de una sarta de tubería especial llamada tubería de revestimiento, muchas veces una carga más pesada que toda la sarta, tiene que ser introducida dentro del agujero y cementada.

Como sucede con casi todas las partes de la instalación de perforación rotatoria, los bloques y el cable de perforación deben ser sumamente fuertes para poder soportar pesos tan grandes. También debe eliminarse la fricción en los bloques hasta donde sea posible mientras que se mantiene la fuerza deseada. Por esto buenos cojinetes y buena lubricación son tan importantes.

El cable de perforación generalmente está construido de cable de acero de 1 1/8 a 1 1/2 pulgadas (2.86 a 3.81 cm) en diámetro (ver fig. 11). El cable de acero se fabrica de alambres de acero, este también

requiere lubricación debido al movimiento constante de los alambres dentro del cable de acero, unos rozando contra otros mientras el cable viaja a través de las poleas en el bloque de la corona y de la polea viajera. Ya que es un artículo que se desgasta y se tiene que reponer, puede ser un gasto apreciable en cualquier instalación. El cable debe ser seleccionado de acuerdo con el peso que tendrá que soportar y el diseño de las roldanas del bloque de la corona y el bloque del aparejo a través de las cuales el cable tendrá que pasar. El cable debe ser inspeccionado con frecuencia para asegurar que esté en buenas condiciones. El cable debe ser movido periódicamente para que se desgaste igualmente por todos lados, el procedimiento para cortar el cable desgastado debe tomar en cuenta el uso o trabajo rendido por el cable, éste desgaste es determinado por el peso, distancia y movimiento de un cable viajando sobre un punto dado.

Para poder utilizar el cable de acero como cable de perforación, debe ser enhebrado, ya que llega a la instalación enrollado sobre un tambor alimentador de madera (ver fig. 12). El primer paso que se lleva a cabo para enhebrar el cable es tomar el extremo del cable y subirlo hasta la cima del mástil o la torre en la corona. El cable de perforación se enhebra por una de las poleas y se baja hasta el piso de la instalación. Temporalmente descansando sobre el piso de la instalación se encuentra otro juego enorme de poleas llamado el bloque viajero o polea viajera. El extremo del cable se enhebra por una de las poleas de éste y se sube nuevamente hacia el bloque de la corona. Ahí el cable se enhebra nuevamente por otra polea de la corona, se vuelve a bajar y se le desliza nuevamente hasta la polea viajera donde se vuelve a enhebrar. Esta operación se lleva a cabo varias veces hasta que se logra el número correcto de enhebradas o líneas de cable (ver fig. 13). La operación de enhebrar casi siempre se lleva a cabo antes de elevar el mástil.

El número de cables es solamente uno pero como el cable de perforación sube y baja tantas veces, da el efecto de muchos cables. El número de líneas de cable depende del peso que se va a soportar con los bloques. Mientras más peso se va a soportar con los bloques., más enhebradas son necesarias y viceversa.

Una vez que la última enhebrada se ha llevado a cabo, el extremo del cable se baja hasta el piso de la instalación y se conecta al tambor del malacate. La parte del cable que sale del malacate hacia el bloque de la corona se llama línea viva, porque se mueve mientras se sube o se baja el bloque del aparejo en la

instalación. El extremo del cable que corre del bloque de la corona al tambor alimentador también se asegura, esta parte del cable se llama línea muerta, porque no se mueve una vez que se ha asegurado. Montado sobre la subestructura de la instalación se encuentra un aparato que se llama el ancla de cable muerto, la cual sostiene al cable fijo, por lo que el bloque del aparejo puede ser elevado del piso de la instalación hacia arriba enrollando el cable con el tambor del malacate, para bajar el bloque el cable se suelta (ver fig. 14).

Los bloques de corona y bloques del aparejo usualmente se ven más pequeños de lo que realmente son, porque son vistos desde la distancia. Las poleas alrededor de las cuales se enhebra el cable miden 1.5 m (5 ft) o más en diámetros y los pasadores sobre los cuales las poleas giran pueden medir 31 cm. (1 ft) o más en diámetro. El número de poleas necesarias en el bloque de la corona siempre es uno más que las necesidades en el bloque del aparejo. Por ejemplo, un cable de diez líneas requiere seis poleas en el bloque de corona y cinco en el bloque del aparejo, la polea adicional en el bloque de la corona es necesaria para enhebrar la línea muerta.

También requerimos en la polea viajera un muelle que actúa como un cojín para absorber choques y un gancho al cual se le une el equipo para soportar la sarta de perforación. El gancho (ver fig. 9) se conecta a una barra cilíndrica de acero en forma de asa que soporta la unión giratoria o swivel, además de esta asa para la unión giratoria existen dos más que se utilizan para conectar los elevadores de tubería al gancho. Los elevadores (ver fig. 10) son un juego de eslabones que sujetan la sarta de perforación para permitir al perforador bajar o subir la sarta de perforación en el pozo. El perforador baja el bloque del aparejo y los elevadores hasta un punto donde la cuadrilla puede conectar los elevadores a la tubería.

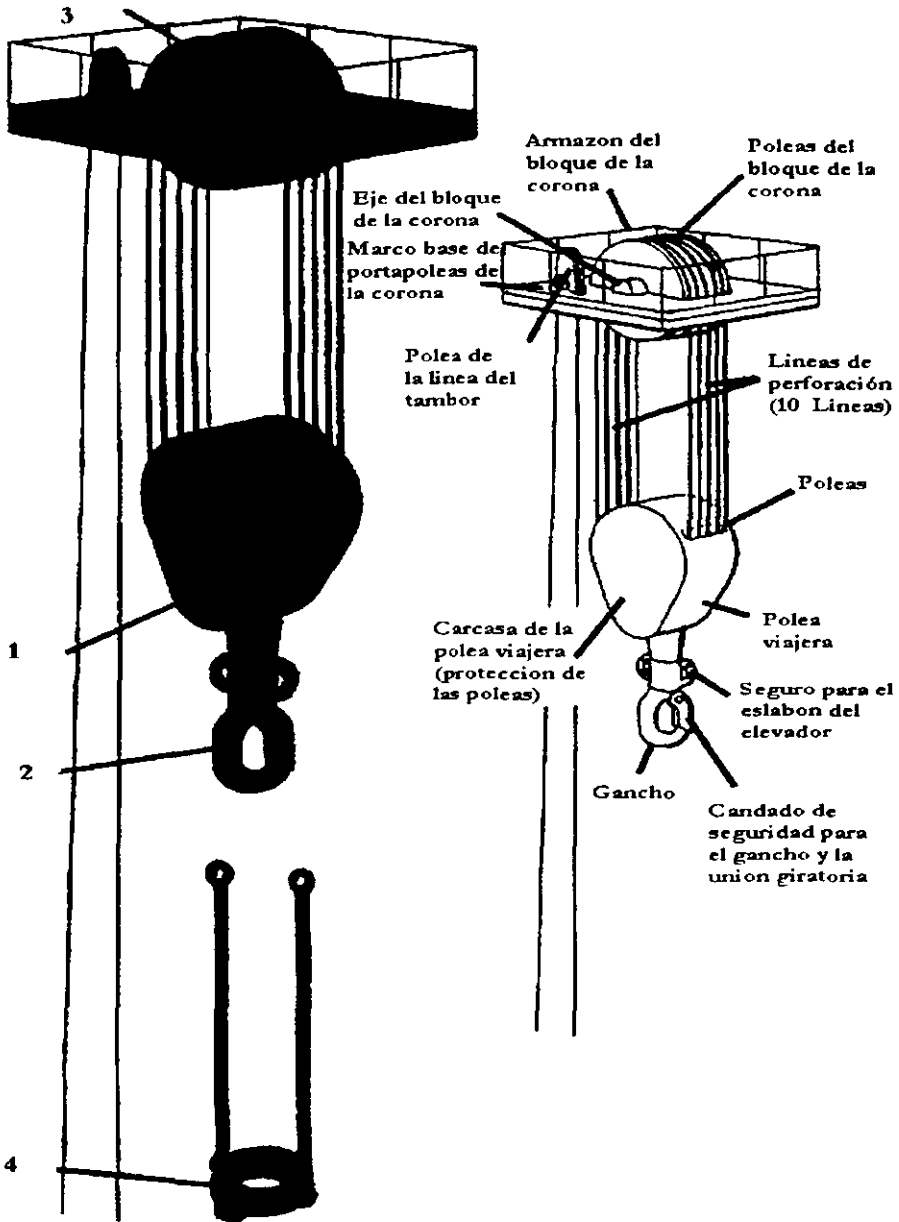


Figura 8

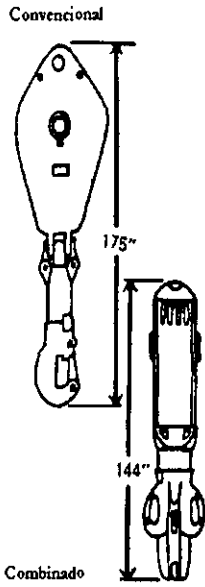


Figura 9



Figura 10

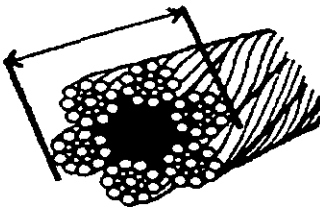


Figura 11

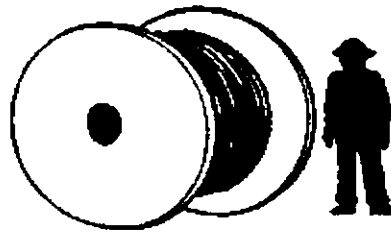


Figura 12



Figura 13

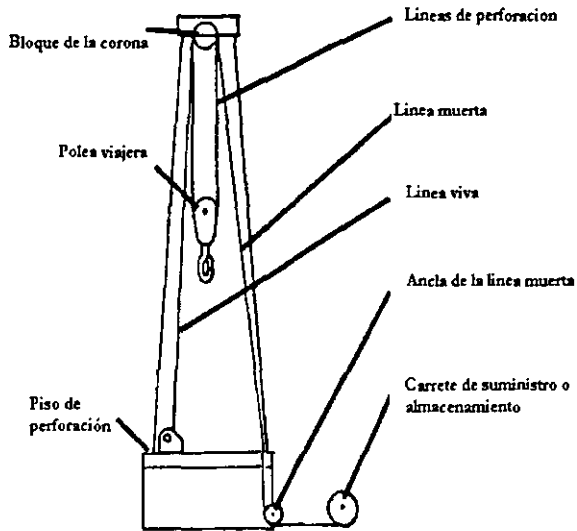


Figura 14

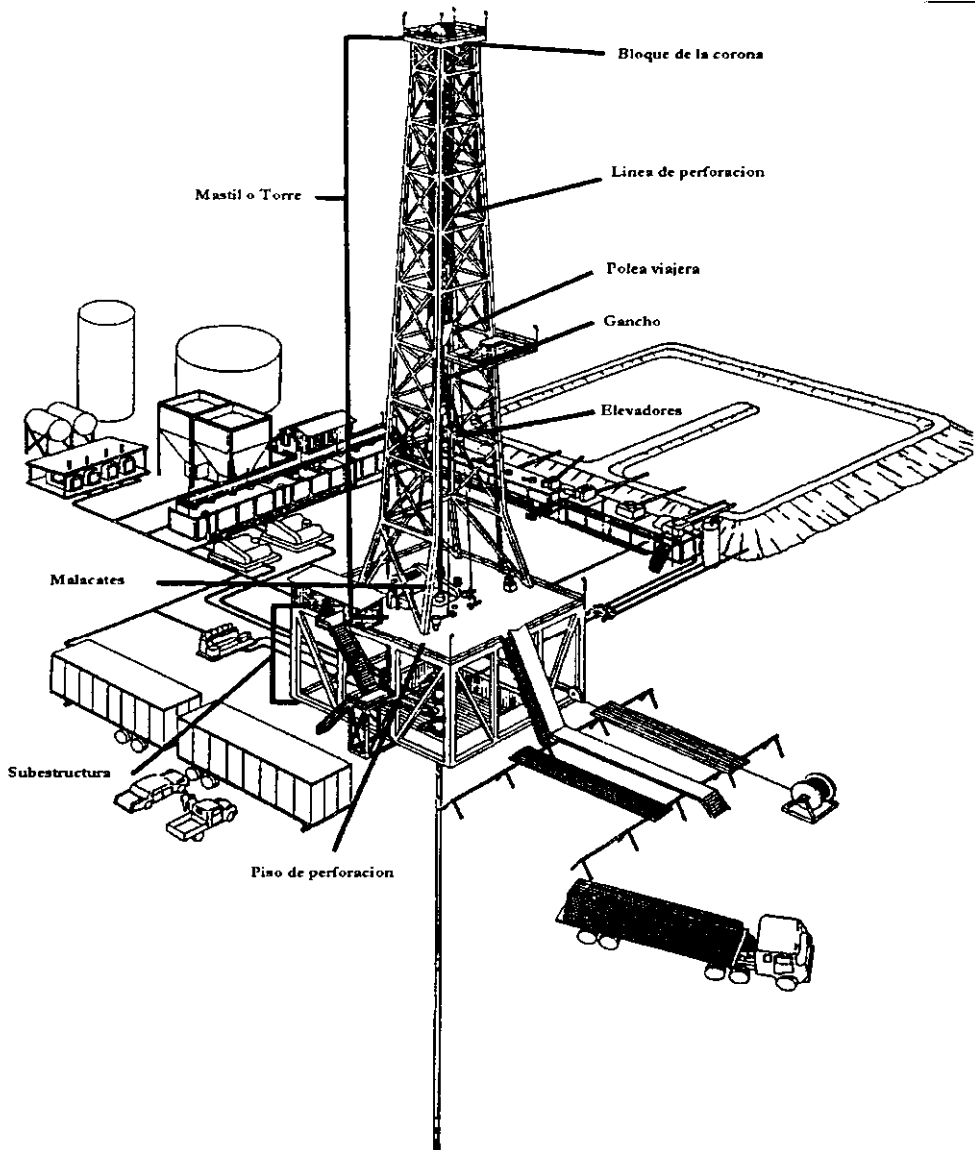


Figura 15. Componentes del subsistema de izaje

3. 2. 2. COMPONENTES DEL SUBSISTEMA ROTATORIO:

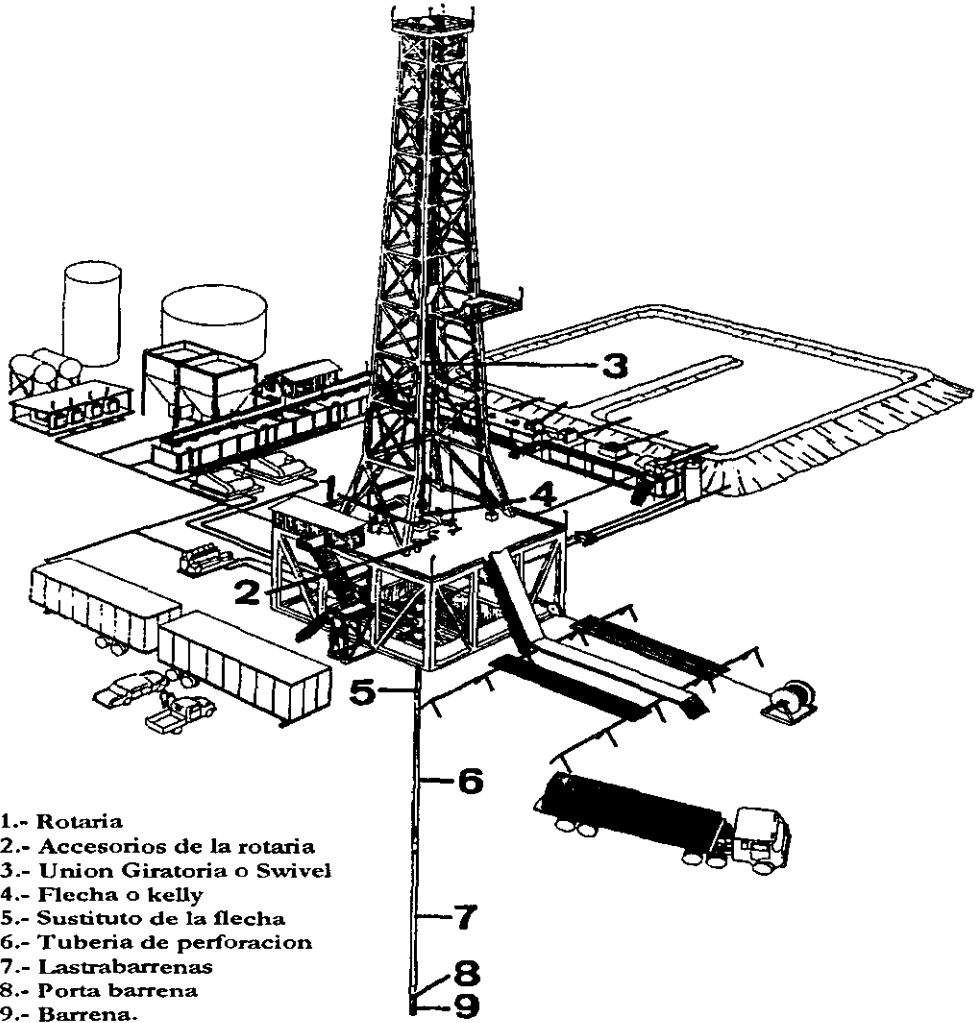


Figura 16

El equipo rotatorio, de arriba hacia abajo, consiste:

- La mesa rotatoria,
- La unión giratoria,
- La flecha o el kelly,
- Los accesorios de la rotaria,
- El sustituto de la flecha,
- La tubería de perforación,
- Los lastrabarrenas,
- El portabarrena y
- La barrena.

La sarta de perforación es el ensamble de equipo entre la unión giratoria y la barrena, incluyendo a la flecha, la tubería de perforación y a los lastrabarrenas. El término sarta de perforación se refiere sencillamente a la tubería de perforación y a los lastrabarrenas; sin embargo en el campo petrolero, la sarta de perforación a menudo se utiliza refiriéndose a todo el ensamble.

❖ LA MESA ROTARIA.

La rotaria es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión de la rotaria. Esta es un ensamble que nos provee de rotación, esta localizada directamente en el piso de perforación abajo del bloque de la corona y arriba de hoyo donde se va a perforar, consiste de la mesa rotatoria, el buje maestro, y 2 importantes accesorios que son el buje de la flecha o bushing kelly el cual es usado durante la perforación y las cuñas que son usadas para suspender la perforación momentáneamente. La mesa rotatoria también acomoda a las cuñas, que son aparatos que disminuyen gradualmente en diámetro y que está forrado de elementos de agarre parecidos a dientes. Estos aguantan a la tubería suspendida dentro del pozo cuando se desconecta la flecha (ver fig. 17).

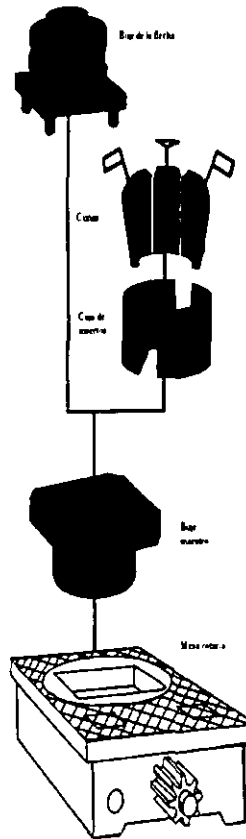


Figura 17

❖ LA UNIÓN GIRATORIA O SWIVEL

Es un aparato mecánico que va conectado al bloque del aparato por unas enormes asas (fig. 18). La unión giratoria tiene tres funciones básicas:

1. Soportar el peso de la sarta de perforación.

2. Permitir que la sarta de perforación gire libremente.
3. Proveer de un sello hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la sarta (ver fig. 19).

El fluido de perforación estará bajo alta presión a veces de 3000 libras por pie cuadrado o psi (21 Mpa). El fluido entra por el cuello de cisne, o cuello de ganso, el cual es un tubo curvado que conecta a la unión giratoria con una manguera que transporta el fluido de perforación desde la bomba del lodo. El fluido pasa a través del tubo lavador, que es un tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria y hasta el kelly y la sarta de perforación (ver fig. 20).

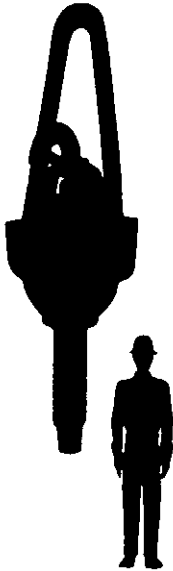


Figura 18

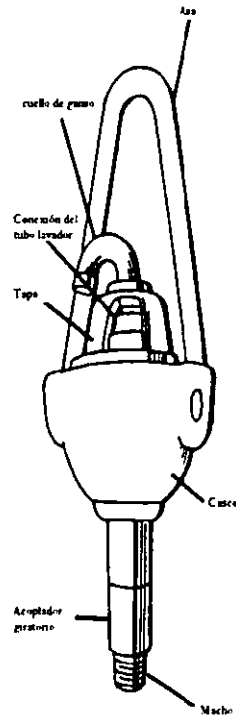


Figura 19

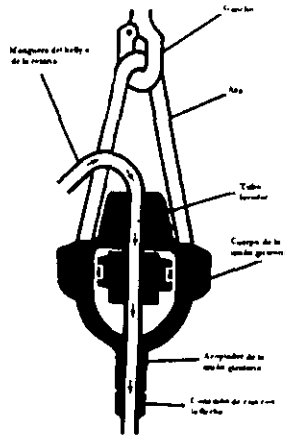


Figura 20

❖ LA FLECHA O KELLY.

La flecha es una pieza de tubo cuadrada o hexagonal de un metal pesado que mide aproximadamente 40 pies (12 m) y que forma el extremo superior de la sarta (fig. 21). El kelly también sirve como un pasadizo para que el fluido de perforación baje hacia el pozo y además transmite la rotación a la sarta de perforación y a la barrena.

La válvula de seguridad de la flecha o válvula de tapón del kelly, es una válvula especial que aparece como un bulto en la parte superior del kelly (ver fig. 22). La válvula de tapón se puede cerrar para aislar la presión que sale por la sarta de perforación, la mayoría de las válvulas de tapón requieren de una llave especial para cerrarse, por lo tanto, el perforador debe asegurarse que la llave para la válvula siempre se guarde en el mismo sitio y que todos los miembros de la cuadrilla sepan donde la pueden encontrar.

Otra válvula de seguridad generalmente se conecta entre el extremo inferior del kelly y el extremo superior de la tubería de perforación, esto se hace ya que cuando la flecha está elevada en la instalación, como cuando se está haciendo una conexión, la válvula de tapón es difícil de cerrar, y en

caso de que ocurra una emergencia, la válvula de seguridad adicional proporciona un medio accesible para poder cerrar la sarta.

El extremo superior de la flecha va conectada a la unión giratoria y su extremo inferior a la tubería de perforación. La tubería de perforación va enroscada a la unión sustituta de la flecha o unión sustituta (ver fig. 23). La cual es un acople corto que va enroscado a la parte inferior de la flecha. Las roscas inferiores de la unión sustituta son enroscadas temporalmente con cada junta de tubería de perforación que va añadiéndose a la sarta. La unión sustituta evita desgaste en las roscas de la flecha y cuando se desgastan las roscas de la unión, ésta es reemplazada o se le cortan nuevas roscas (fig. 24).

La flecha va sentada dentro de una apertura cuadrada o hexagonal dependiendo de ésta, El buje de transmisión o buje de la flecha va sentado dentro de una parte de la mesa rotatoria llamada el buje maestro o buje de rotación. A medida que el buje maestro gira, la flecha gira y a medida que la flecha gira, la sarta de perforación y la barrena giran.

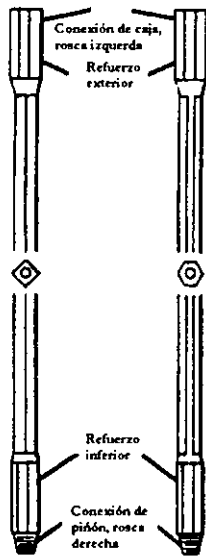


Figura 21



Figura 22

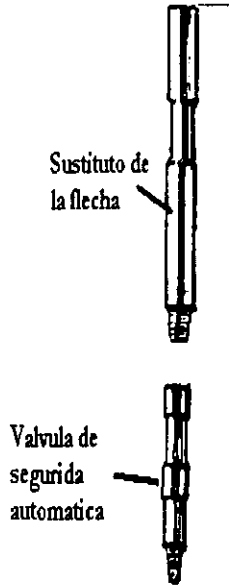


Figura 23

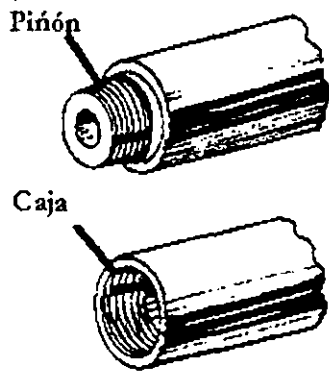


Figura 24

❖ LA SARTA DE PERFORACIÓN.

Está compuesta de la tubería de perforación (fig.25) y la tubería de paredes gruesas llamada lastrabarrenas. Cada junta de tubería de perforación mide 30 ft (9 m) (fig. 26). Cada extremo de la junta contiene roscas. El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el extremo con las roscas exteriores se conoce como piñón (fig. 27). Cuando se conecta la tubería, el piñón se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta, los extremos enroscados de la tubería se conoce como las uniones de tubería o uniones de maniobra y realmente son piezas separadas que el fabricante solda a la parte exterior de la junta del tubo. Luego, el fabricante corta roscas en estas piezas a medidas especificadas por la industria.

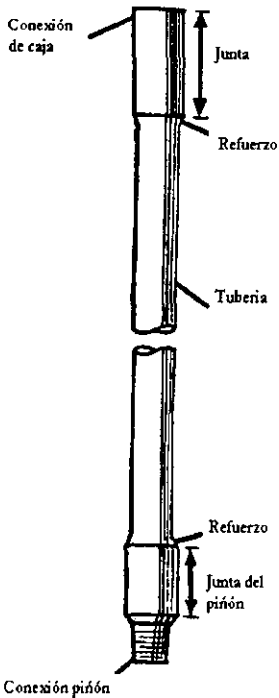


Figura 25



Figura 26

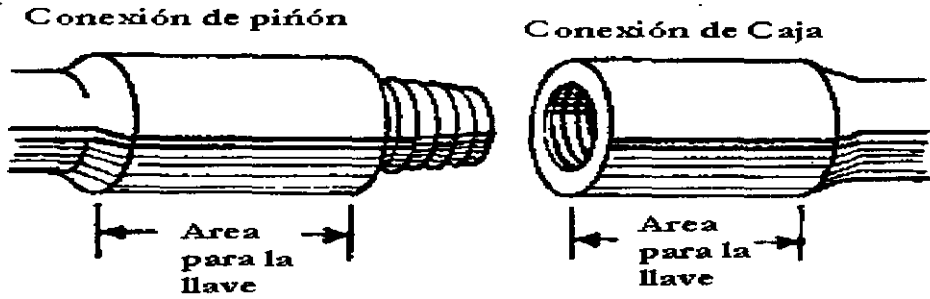


Figura 27

Dos llaves pesadas son empleadas para hacer las conexiones cuando la tubería está entrando al pozo y para desenroscar la tubería cuando ésta está saliendo del pozo. Estas dos llaves son suspendidas de la torre o del mástil de modo que pueden ser manejadas en el piso de ésta, más o menos a la altura de la cintura de un hombre. Las llaves llevan un contrapeso en el extremo de un cable de suspensión, que permite que un empleado en el piso las suba o baje según sea necesario. Estas tienen varios juegos de mandíbulas para acomodar a los diversos tamaños de tuberías, ya que diferentes tamaños de tubería también requieren cuñas de diferentes tamaños. Tanto las tenazas como las cuñas requieren de elementos de agarre que sujeten la superficie exterior de la tubería. Los dientes de las cuñas y de las tenazas se embotan con el uso pero ambos pueden ser afilados o reemplazados. Las mandíbulas de las tenazas se utilizan para agarrar a la unión de tubería y luego apretarla cuando se jala el extremo del mango de las tenazas. Las primeras tenazas de desenrosque, van conectadas al carrete de desenrosque del malacate. Las tenazas de contrafuerza son operadas con una cadena o cable del carrete situado cerca del perforador. Ambas tenazas son equipadas con líneas de seguridad hechas de cable de acero fuerte para evitar que éstas ocasionen heridas a los trabajadores mientras están en uso.

Los lastrabarrenas, como la tubería de perforación, son tubos de acero a través de los cuales se puede bombear lodo (ver fig. 28). Los lastrabarrenas son más pesados que la tubería de perforación (ver fig. 29) y se utilizan en el extremo inferior de la sarta para poner peso sobre la barrena. Este peso es lo que le permite a la barrena perforar. Los lastrabarrenas miden aproximadamente 30ft (9m) de largo y a diferencia de la tubería de perforación que tiene uniones de tubería soldadas, las roscas son cortadas directamente en los lastrabarrenas (ver fig. 30). Existen diferentes tipos de lastrabarrenas como son los lastrabarrenas estándar, en espiral y Zipped.

**Tubería de perforación****Lastrabarrenas**

Figura 28

Figura 29

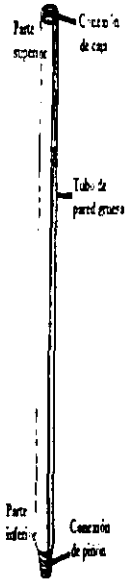


Figura 30

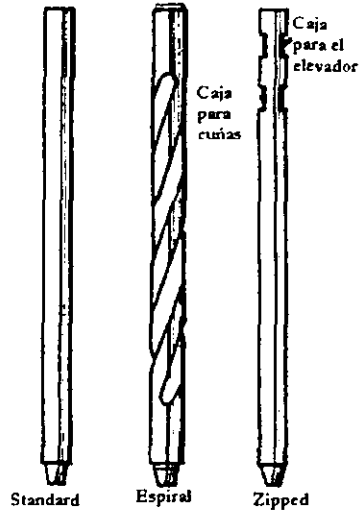


Figura 31

❖ **BARRENA**

Las barrenas existen de diferentes tipos como las tricónicas de acero, las de insertos de carburo de tungsteno y las de diamantes, han sido desarrolladas para lograr una perforación más efectiva. Las barrenas de rodillos tienen dispositivos coniformes de acero llamados conos que ruedan libremente a medida que la barrena gira, la mayoría de las barrenas tienen tres conos, también pueden encontrarse barrenas de dos o cuatro conos, los fabricantes pueden cortar los dientes de los mismos conos o insertarles de carburo de tungsteno dentro de los conos, el cual es un material muy duro, también cuentan con aberturas llamadas toberas que han sido taladradas en ellas para permitir que el fluido de perforación pueda circular, muchas barrenas tienen boquillas que dirigen un chorro a alta velocidad

hacia los lados y fondo de cada cono para que los recortes puedan ser barridos hacia fuera a medida que la barrena va perforando.

Las barrenas de diamantes no tienen conos ni dientes, ya que cuentan con incrustaciones de diamantes en el fondo y lados de la barrena, como los diamantes son muy duros, estas barrenas son especialmente efectivas para perforar formaciones duras, pero también pueden ser usadas en formaciones blandas. De este tema se hablara más ampliamente en el capítulo V Diseño de la perforación de pozos.

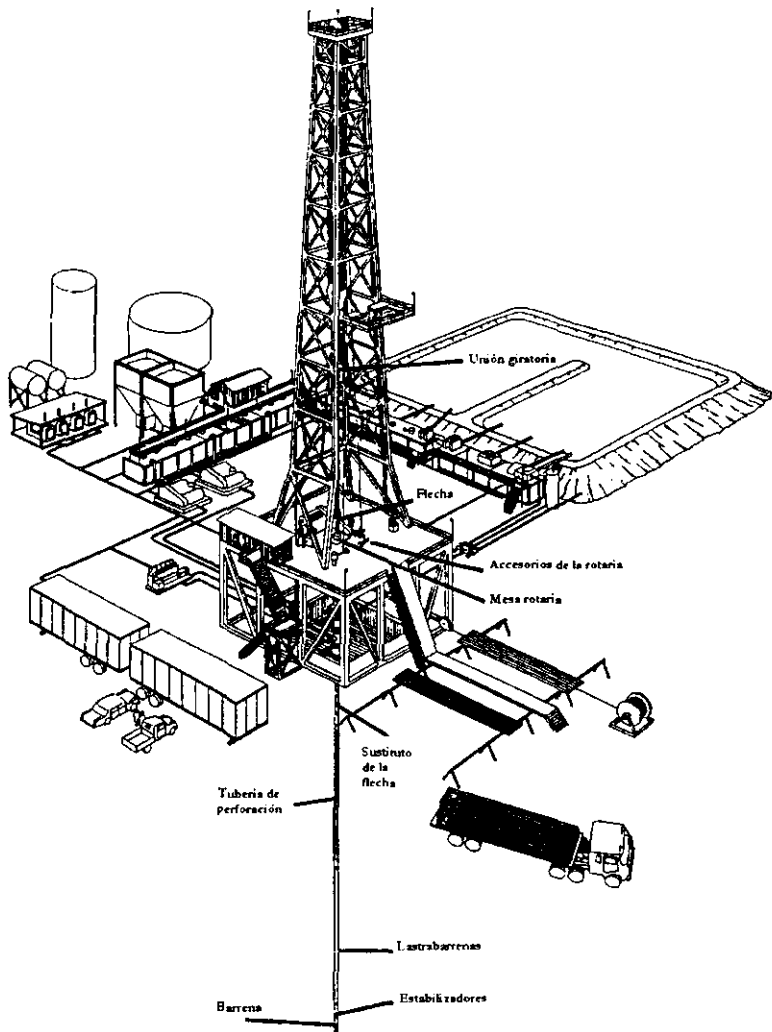


Figura 32. Componentes del subsistema rotatorio.

3. 2. 3. COMPONENTES DEL SUBSISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL LODO:

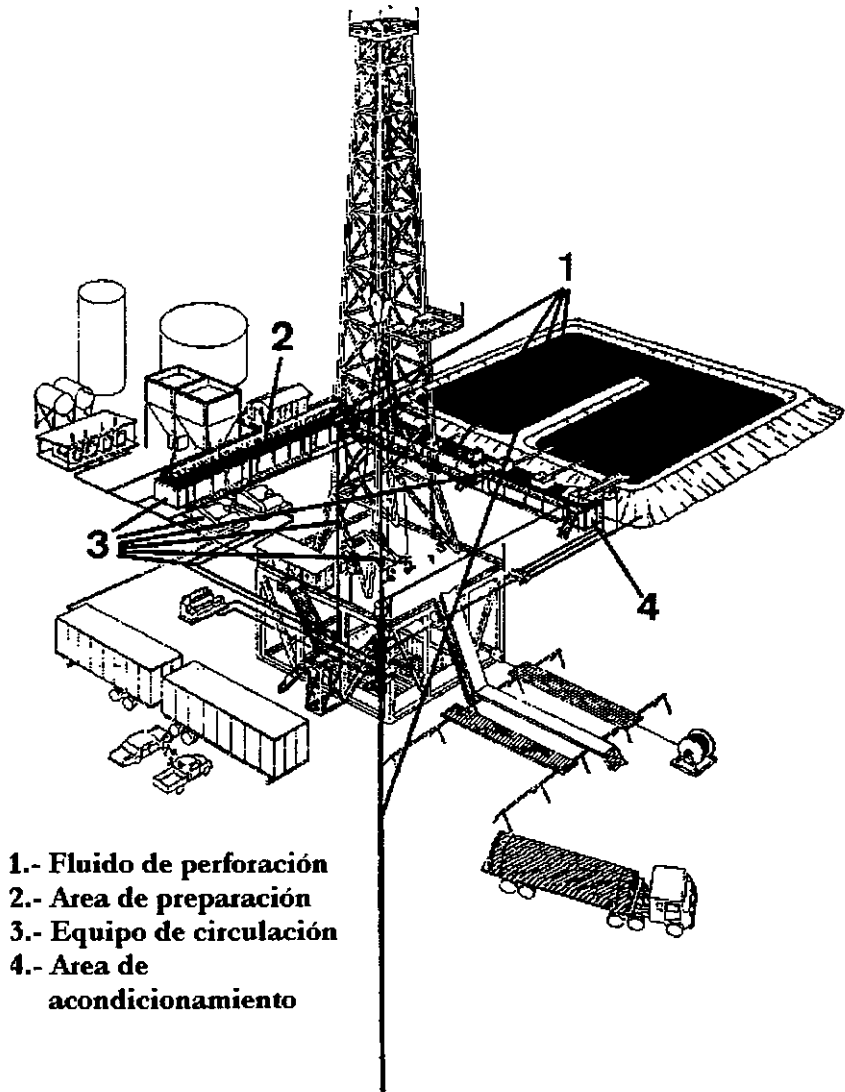


Figura 33

❖ FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación son sustancias capaces de fluir y se deforman continuamente bajo un esfuerzo de corte (un esfuerzo de corte es la componente tangencial a la superficie sobre la que actúa la fuerza), pueden ser líquidas o gaseosa. Entendiendo por sustancia líquida una sustancia incompresible la cual toma la forma del recipiente, y presenta una superficie libre, y una sustancia gaseosa es una sustancia compresible la cual presenta la forma del recipiente, pero no presenta una superficie libre.

Por lo tanto un fluido de perforación (según API), es un fluido empleado en la perforación la cual ejecuta una, varias o todas las funciones requeridas en la operación de perforación.

Un Fluido De Perforación Tiene Las Sigüientes Funciones:

1. **Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes a la superficie**, el quitar del agujero los recortes es una de las más importantes funciones del fluido de perforación, el fluido cuando sale de las toberas de la barrena ejerce una acción de chorro que mantiene la superficie del agujero y los filos de la barrena limpios de recortes. Esto permite mantener una larga vida a ésta y tener una mayor eficiencia en la perforación. La adecuada circulación del fluido eleva del fondo del pozo los recortes hacia la superficie. Bajo la influencia de la gravedad, los recortes tienen a sumergirse a través del fluido ascendente, pero, circulando un volumen suficiente de fluido con la óptima velocidad para vencer estas fuerzas, los recortes son llevados a la superficie. Para llevar los recortes a la superficie la velocidad anular juega un papel muy importante, la cual depende de la capacidad de la bomba, la velocidad de bombeo, el tamaño del agujero y el diámetro de la tubería de perforación. Los cálculos para la velocidad anular se hacen de la siguiente manera:

$$\text{Velocidad Anular} = \frac{\text{Gasto de la bomba}}{\text{Volumen anular}}$$

2. **Mantener los recortes y material densificante en suspensión, cuando se interrumpa la circulación y permitir el asentamiento de los recortes en las presas.** Un buen fluido de perforación debe tener propiedades que le permitan acarrear los recortes durante la perforación y soportarlos durante el tiempo que este suspendida la misma, ya que si caen causarán problemas al meter tubería nuevamente. Para lograr esta suspensión son útiles el punto de cedencia y la gelatinosidad, estas propiedades al igual que el resto, deben controlarse con el fin de lograr el punto óptimo de trabajo de cada una de ellas. Casi todos los fluidos caen en la clasificación de los plásticos de Bingham, los cuales tienen como principal propiedad la tixotropía, cuando éstos se encuentran en circulación son fluidos ligeros y cuando se quedan en reposo tienden a formar una estructura gelatinosa debida a las cargas electroquímicas de las fases reactivas, la gelatinosidad depende de la magnitud de dichas fuerzas.

El fluido debe permitir que una vez que los recortes lleguen a la superficie se puedan eliminar fácilmente, bien sea por medios mecánicos como los desarenadores, desarcilladores, etc., o por medios físicos como la precipitación.

3. **Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.** Al estar la sarta en contacto con la pared del agujero y la barrena con el fondo, se generan altas temperaturas debido a las fricciones. El fluido debe estar preparado con el fin de poder proporcionar la vida máxima a todos estos elementos cuando se someten a operaciones normales, en el mercado se cuenta con lubricantes clasificados como de presión extrema, con los cuales la barrena puede trabajar a elevadas cargas y revoluciones, en la mayoría de los casos han demostrado ser muy eficientes.

El fluido, además de lubricar, debe limpiar el área de las barrenas que van a estar en contacto con la formación para que ésta trabaje normalmente. Se genera una gran cantidad de calor por fricción el cual deberá dispersarse al salir el lodo a la superficie.

4. **Transmitir la potencia hidráulica a la formación.** El uso de la potencia hidráulica en la barrena o el impartido hidráulico se justifica porque la remoción de los recortes depende de la cantidad de energía del fluido gastada en la barrena y del efecto de erosión del fluido en el fondo del pozo.

5. **Controlar las presiones subsuperficiales.** Durante la perforación se presentan las presiones normales y anormales. Las normales son aquellas que nos vamos encontrando conforme se va perforando dependiendo de su profundidad. Las presiones anormales son causadas por efectos diagenéticos, asentamientos estructurales como plegamientos, afallamientos, levantamientos, inclinación de estratos o intrusiones diapíricas, o una combinación de éstos. La diagénesis se refiere a los cambios postdeposicionales que ocurren dentro de un sedimento, como son la compactación, la cementación, la transformación mineralógica y los fenómenos osmóticos.

Se ha determinado que la presión normal en zonas continentales es igual a 1.00 gr/cm³ (0.4335 psi/pie), y en zonas costeras y marinas es de 1.07 gr/cm³ (0.465 psi/pie).

La presión hidrostática que ejerce el fluido sobre la formación, puede llegar a fracturar ésta, en caso de tener baja presión hidrostática deberá aumentarse la densidad al fluido.

$$PH = H D (0.052) \qquad \text{Presión Hidrostática}$$

$$PH = \frac{h \delta}{10} \qquad \text{en donde:}$$

- H = Profundidad, en pies.
- h = Profundidad, en metros.
- D = Densidad, en lb/gal.
- δ = Densidad, g/cc

AUMENTAR DENSIDAD:

$$WBar = \frac{Vi (\delta_f - \delta_i)}{1 - \delta_f / \delta_{Bar}} \qquad \text{en donde:}$$

- WBar = Peso del material densificante por agregar
- Vi = Volumen inicial del fluido
- δf = Densidad final

δ_i = Densidad inicial

δ_{Bar} = Densidad del material densificante

Las presiones anormales pueden ser:

- **Anormalmente Bajas.** Son aquellas presiones de formación menores que la normal, esto es cuando por movimientos tectónicos una capa litológica pasa de una posición original a otra posición más alta. Las capas superficiales que cubren a la capa de interés pueden ser erosionadas ocasionando que dicha capa se encuentre libre de esfuerzos de sobrecarga y por lo tanto tiende a expandirse, aumentando el volumen de sus poros, esto da como resultado que los fluidos contenidos en los poros se encuentren sometidos a una presión menor que la normal. Cuando por movimientos tectónicos existen capas litológicas contenidas entre formaciones de muy baja permeabilidad que son sometidas a efectos de compresión horizontal, una de las capas se expande y otra sufre una compresión; las capas que se expanden tendrán una presión menor que la normal y las presiones de formación anormalmente bajas pueden resultar de un modo artificial cuando se efectúa la explotación de un yacimiento.
 - **Anormalmente Altas.** Estas ocurren cuando el fluido en el espacio poroso comienza a soportar más sobrecarga que la normal. Como es al efectuarse la depositación normal de los sedimentos, quedan los fluidos atrapados en algunas formaciones. Posteriormente a esta depositación se inicia un proceso en el que se depositan algunos materiales, los cuales tienen la particularidad de sellar la capa inferior, sin permitir que el fluido que quedó atrapado tenga la facilidad de escapar. Al seguir el fenómeno de la depositación, las siguientes capas de sedimento ejercerán una compresión sobre la capa de interés, ocasionando que el fluido atrapado soporte una carga mayor que la normal. Otro caso es cuando las capas litológicas que se comprimen, tendrán fluidos que soportarán una presión de formación mayor que la normal.
6. **Efecto de flotación de la sarta y TR.** El fluido de perforación tiene, entre otras funciones la de sustentar la sarta de perforación y de revestimiento. Esto se realiza por medio de un empuje ascendente que actúa en la tubería al estar sumergida en el fluido de perforación. Este empuje dependerá de la profundidad a la que se encuentre la tubería y de la densidad del fluido sustentante,

un aumento en la densidad del fluido, aumentará el empuje y reducirá el peso total soportado por el equipo.

7. **Permitir la adquisición de información de la zona perforada (toma de registros).** Los fluidos de perforación se modificaron con el propósito de mejorar el aspecto de evaluación de la formación. Con mayores viscosidades se tienen mejores recortes, con menor filtración se minimiza la invasión del fluido a la formación y con fluidos especiales para mejorar las características de los registros y las pruebas de formación. Los fluidos base aceite dificultan la evaluación de los horizontes potencialmente productores y los fluidos base agua salada limitan el uso del registro de potencial espontáneo para reconocer zonas permeables, la invasión de agua o aceite afectan la resistividad.

8. **Formación de un enjarre impermeable en la pared del agujero.** Cuando se perfora una formación con aberturas de los poros demasiado pequeñas para permitir el paso de los sólidos del fluido, la parte líquida del fluido (filtrado) penetra a la formación y los sólidos del fluido (enjarre) se depositan sobre la pared de la formación, el enjarre depositado entonces, gobierna el grado de filtración a la formación. Si el enjarre es grueso provocará fricciones al sacar la tubería del pozo, o alguna otra herramienta, se encontrarán resistencias y provocará además cambios bruscos de presión, a su vez un reventón y pérdidas en el agujero. Un volumen grande de filtrado daña a la formación o causa a la formación cavernas en el agujero.

9. **Evitar daño a formaciones productoras.** Casi cualquier fluido de perforación alterará las características originales de la formación con la cual entra en contacto, si bien algunas formaciones son más sensibles que otras; algunos fluidos causan más daño que otros. El daño a las formaciones puede aparecer en dos formas diferentes:

- Reducción en la capacidad de una formación para producir hidrocarburos.
- Reducción de la estabilidad de las paredes del pozo.

El daño a las formaciones productoras puede ser el resultado del taponamiento físico por sólidos inertes o de una reacción química entre los componentes del fluido y los de la formación, causando inestabilidad de las paredes del pozo.

Factores De Influencia De Un Fluido De Perforación:

1. **Velocidad de perforación o ritmo de perforación.** Depende principalmente de la selección y mantenimiento apropiados del fluido de perforación. El fluido debe tener propiedades que permitan la mayor velocidad de penetración; por ejemplo, la menor densidad posible, el mínimo contenido de sólidos y óptimas propiedades de flujo.
2. **Limpieza del agujero.** La velocidad anula, el punto de cedencia y la gelatinosidad del fluido de perforación, deben ser mantenidos en los valores apropiados.
3. **Estabilidad del agujero.** Se afecta principalmente por 3 factores externos:
 - Erosión mecánica debido a la barrena y al aparejo de perforación.
 - Composición química del fluido de perforación.
 - El tiempo que el agujero permanece descubierto.
4. **Programa de revestimiento.** Aunque el programa de revestimiento está principalmente determinado por la profundidad del pozo y la presión de la formación, queda también supeditado al fluido de perforación en zonas donde se encuentren formaciones inestables, debe de ser acondicionado para estabilizar el agujero, de manera que pueda introducirse el revestimiento a mayores profundidades.
5. **Evaluación de la formación.** El fluido de perforación se debe diseñar de manera que tenga el mínimo efecto sobre la formación productora.
6. **Tiempo de perforación total y costos de terminación.** La elección de los fluidos de perforación se debe hacer tomando en cuenta el mayor valor de penetración con un agujero estable y el mínimo daño a la formación productora. Los costos diarios y finales del lodo no son el factor más

importante en la elección del fluido. El objetivo es reducir el número de días en el pozo, a través de una apropiada elección y mantenimiento del fluido.

7. **Selección del equipo.** Con el fin de contar con dispositivos para eliminar sólidos y que proporcionen una adecuada circulación.

Criterios Para Seleccionar Un Programa De Fluidos De Perforación.

1. Tipo de pozo.

- a) Pozo exploratorio.- Debe permitir la obtención de información geológica con facilidad y seguridad. Debe proporcionar estabilidad en las paredes del pozo, así como permitir la toma de muestras y controlar las operaciones en el fondo del pozo.
- b) Pozos de desarrollo.- Los sistemas de lodo experimentales u otros no probados aún, se usan una vez que se conoce la litología básica y la selección depende del mínimo tiempo y el menor costo posible.
- c) Reparación y terminación de pozos.- Escoger para que se produzca el mínimo daño a la formación productora. Usualmente estos fluidos se elaboran con la mínima cantidad de sólidos, solubles en ácidos y se densifican con sales disueltas para evitar daño a la formación.

2. Tipo de formaciones a perforar.

- a) Lutitas deleznable.- usualmente el enjarre controla la lutita y sino se debe elaborar el fluido de perforación específico.
- b) Anhidrita.- La contaminación cálcica de la formación de anhidrita limita seriamente la hidratación de la bentonita y flocculará la bentonita hidratada, ocasionando aumento en la pérdida de fluido y en las propiedades viscosas del fluido de perforación.
- c) Sal.- si es posible, se debe hacer un análisis del contenido de calcio y magnesio, para determinar si estos contaminantes se pueden eliminar económicamente. Si sólo son unos

cuantos metros de estrato se puede usar un lodo de agua dulce y si su sección es masiva, se tendrá que usar un lodo saturado de sal o un lodo inerte.

- d) Formaciones con alta temperatura.- Las altas temperaturas, reducen la efectividad de los aditivos químicos, aumentan la pérdida de agua y la gelatinosidad de los lodos.
- e) Formaciones con pérdida de circulación.- El tipo de fluido de perforación en uso no tenga un comportamiento directo con la pérdida de circulación, otras complicaciones y costos asociados con las pérdidas de lodo, en una zona en particular, tienen influencia directa en la selección del fluido de perforación.

3. Abastecimiento de agua.

- a) Composición.- se debe analizar el contenido de calcio y magnesio y dependiendo de esto se escoja un sistema de lodo conveniente a la composición química del agua.
- b) Disponibilidad.- si el agua tiene que ser acarreada en camiones u otros medios, debe reducirse su consumo al mínimo y dependiendo del tipo de agua es lo que se tiene que usar como base.

4. **Naturaleza de las formaciones productoras.** El tipo de lodo usado para perforar la formación productora dependerá de las características de la roca de ese yacimiento.

Propiedades Importantes Del Lodo Para Una Óptima Perforación.

- **Contenido de sólidos coloidales.** Para obtener un beneficio completo de las técnicas de optimización es esencial conocer y controlar el tipo, concentración y distribución del tamaño de las partículas de los sólidos en los fluidos de perforación.
- **Filtrado y fragmentos atrapados en el fondo.** Cuando se quedan fragmentos atrapados en el fondo del agujero se crea en el fondo una presión diferencial contraria, entre el frente hidrostático del lodo y la de la formación. Estos fragmentos no se pueden levantar inmediatamente del fondo, a menos que la presión diferencial que los retiene se elimine. El primer filtrado, es el filtrado que se encuentra anteriormente al enjarre, este filtrado, iguala la presión que se forma entre los fragmentos

y la formación y por lo tanto elimina la presión diferencial, haciendo que los fragmentos se levanten inmediatamente del fondo. Los fluidos de perforación cargados con partículas coloidales no muestran el primer filtrado y por lo tanto retardan el desplazamiento de los fragmentos de la formación hacia la superficie.

- **Limpieza del fondo del agujero y desplazamiento de los cortes.** La limpieza del fondo del agujero depende principalmente del flujo turbulento a través de la barrena. El transporte o desplazamiento efectivo de los cortes del agujero depende del perfil del flujo anular.
- **Densidad.** La densidad del lodo se debe mantener en la mínima requerida para anular las presiones de la formación, considerando además un pequeño factor de seguridad por los viajes de la tubería.

Tipos De Fluidos De Perforación.

Los fluidos de perforación convencionales, pueden clasificarse de acuerdo a su constituyente principal en: fluidos base aire, base agua, base aceite y ecológicos. La composición y características de estos fluidos se describen a continuación.

a) Gases

- a) Aire seco o gas (nitrógeno). - Es el medio ideal para obtener altos valores de velocidad de penetración, la capacidad de acarreo de los recortes depende de la velocidad anular. Su aplicación queda restringida por agujeros inestables, formaciones productoras de agua y factores económicos, también la perforación con aire puede continuar en la presencia de flujo de gas, la posibilidad de explosiones en el agujero siempre son una amenaza por la mezcla gas-metano.
- b) Niebla.- Esta compuesto por aire y agua o fluido, se obtienen altas velocidades anulares y recortes ligeramente mayores.

b) Líquidos

- **Lodos base agua:** El agua fue el primer fluido de perforación empleado y sigue siendo el componente principal de la mayoría de los fluidos de perforación. El agua puede contener varias sustancias disueltas o en suspensión como, sales, surfactantes, polímeros orgánicos, gotas de aceite dispersas, barita, cal, yeso, etc.

- **Lodos base agua fresca,** se emplean para perforar lutitas, requieren de un mantenimiento simple, son estables a temperaturas de 325 °F (165°C), no le afecta la contaminación con anhídrita, cemento y cantidades moderadas de sal, su PH es de 9-10.
- **Agua salada.-** Se compone de agua de mar, se utiliza en perforaciones iniciales en pozos costafuera y esta limitado a rocas de baja permeabilidad.
- **Fluidos naturales.-** esta compuesta por agua, y sólidos de la formación, se emplea generalmente para el inicio de la perforación, no requieren de algún tratamiento.
- **Fluidos de agua dulce.-** están compuestos por agua, un viscosificante, un reductor de filtrado, un dispersante, un surfactante, un densificante, o sosa cáustica, su mantenimiento es simple, es estable hasta temperaturas de 200°C, tiene cierta tolerancia a las contaminaciones y su PH es de 9-10.
- **Fluidos Salados.-** se componen de agua de mar o salmueras, con viscosificantes, reductores de filtrado y densificantes, se emplean para perforar donde se espera contaminación con sal, para perforar costa afuera, para perforar lutitas deleznable o para reparación y terminación de pozos.
- **Lodos fluidos a base de cal.-** Se componen de agua, viscosificantes, cal, dispersantes, surfactantes, densificantes y sosa cáustica, se pueden emplear para la perforación de lutitas, son estables a temperaturas de 150°C, toleran la contaminación con sal, no le afecta la contaminación con anhídrita y cemento su PH es de 11 a 12.
- **Lodos de yeso.-** La composición es la misma que para fluidos base cal, únicamente sustituyendo la cal por yeso, se pueden emplear para perforar lutitas, su mantenimiento es simple, son estables a temperaturas de 165°C, no le afecta la contaminación con anhídrita, cemento y cantidades moderadas de sal, su PH es de 9-10.

- Fluidos a base de potasio.- Esta compuesto por KCl_2 , un viscosificante (XC-Polymer), un reductor de filtrado como (Poliacrilato de sodio). , se utiliza para perforaciones con lutitas, se requiere de equipo para eliminar los sólidos, tiene un efecto mínimo con la contaminación de sales y su PH es 7-8.
- Lodos iniciales. Se usan en la perforación del agujero del tubo conductor. Usualmente consiste en una mezcla viscosa de bentonita o atapulgita, que proveen al lodo de una buena capacidad de acarreo para limpiar los agujeros de gran diámetro. Los lodos iniciales se desechan después de haber perforado el agujero del tubo conductor, debido a que no se tiene instalado el equipo de recuperación del fluido.
- Lodo bentonítico. Son fluidos de perforación simples que se pueden utilizar en la perforación de pozos someros en áreas no problemáticas. La bentonita mejora la capacidad de acarreo (Arcilla Sódica).
- Lodos tratados con fosfato. Los fosfatos son productos inorgánicos (dispersantes) usados para reducir la viscosidad de los lodos bentoníticos que han sido contaminados con sólidos de la formación o cemento. No controlan el filtrado y son inestables a temperaturas mayores a 150 F. Son los dispersantes químicos más eficientes.
- Lodos gel-químicos. Consiste de bentonita y pequeñas concentraciones de un adelgazante o reductor de viscosidad, como el quebracho o un lignosulfonato. Su aplicación es similar a los de fosfatos pero se utilizan a mayores profundidades.
- Lodos tratados con lignitos y lignosulfonatos. A medida que la concentración de sólidos aumenta, se hace necesario añadir mayores cantidades de lignosulfonatos para controlar el valor de cedencia y la consistencia gel dl lodo, son más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en el contenido de cloruros, se usan para preparar lodos de densidad elevada y son estables a temperaturas hasta de 400 F. Su combinación se debe a que los lignitos son efectivos para controlar el filtrado y los lignosulfonatos son adelgazantes más efectivos.
- Lodos cálcicos. Son aplicables en la perforación de capas de poco espesor de anhídrita y en zonas con lutitas deleznable y los flujos de agua salada son comunes, en este tipo de lodo la arcilla sódica o bentonita cambia a una arcilla cálcica a través de la adición de cal y yeso.
- Lodos de polímeros de bajo contenido de sólidos no dispersos. El objetivo de este tipo de lodos, es que en lugar de dispersar los sólidos en el lodo, los recubre y los flocula para

facilitar su desplazamiento y así mejorar la estabilidad y las características de perforación del fluido de perforación. Estos se elaboran con la adición de bentonita con polímeros floculantes o polímeros reductores poco recubridores y floculantes bentoníticos, ayuda a obtener altas velocidades de perforación.

➤ Lodos salados. Se clasifican en:

- a) Baja salinidad (1% de NaCl ó < 10,000 ppm). Exhiben altas velocidades de filtración y enjarres gruesos. Para su control se utilizan reactivos orgánicos. Su PH generalmente es mayor de 8.0, estos fluidos se usan constafuera o en donde se esperan contaminaciones con sal, pueden formularse con polímeros tales como la carboximetil celulosa de sodio (CMC), Hidroxietil celulosa (HEC), Goma Xántica (XC-Polymer), etc., y las salmueras pueden ser a base de agua de mar, de NaCl, de KCl, de CaCl₂ etc. Cuando estos fluidos no llevan arcillas ni densificantes insolubles, pueden usarse en la terminación y reparación de pozos.
- b) Lodos salados saturados, se utilizan para perforar domos salinos.

□ Lodos base aceite.- Los fluidos base aceite tiene un aceite como fase continua, el aceite más empleado es el diesel, sin embargo se emplean otros compuestos como el aceite crudo, kerosina, etc. Algunas sustancias tienen agua emulsionada, a estos fluidos se les llama emulsiones inversas y requieren de un emulsionante. Estos fluidos comúnmente emplean viscosificantes gelantes, reductores de filtrado, densificantes, etc., el agua emulsionada por lo general son salmueras de diferentes sales.

1. Lodos de aceite (menos de 5% de agua). Son usados para evitar contaminaciones de agua de las formaciones productoras y para muestreo de formación en estado nativo, se emplean para la terminación y reparación de pozos depresionados ya que no dañan la formación. Son inertes a la contaminación de H₂S, sal y anhidrita. Se elaboran con crudo previamente desgasificado, aceite diesel, kerosina, aceite estabilizado puro o mezclado.

2. Emulsión inversa . Las emulsiones de agua en aceite, contienen al agua como fase dispersa y al aceite (usualmente diesel) como fase continua, hasta un 40% de agua se puede dispersar y emulsificar en aceite, son estables a altas temperaturas (315°C), están compuestos de diesel, agua o salmuera, emulsionante, viscosificante, reductor de filtrado, gelante, surfactante, densificante son inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite agua, no lo afectan las contaminaciones de anhídrita, sal y cemento, inhiben la hidratación de las lutitas, es altamente lubricante, su costo inicial es elevado pero el costo de tratamiento es bajo, reduce el daño a la formación y requieren medidas de seguridad para la protección del medio ambiente.
3. Lodos ecológicos. Son aquellos lodos que sus componentes no dañan al medio ambiente, como es el caso de los cromos se dejan de usar por ser contaminantes.

□ Mezclas de gas-líquido

1. Espumas. Se elaboran inyectando agua y surfactantes espumosos, en una corriente de aire, creando una espuma viscosa. La capacidad de acerreo depende de la viscosidad del fluido que de la velocidad anular, se utilizan cuando existen flujos débiles de las formaciones atravesadas.
2. Lodos aereados. Se elaboran inyectando aire y una mezcla gelatinosa, son usados para perforar formaciones de baja presión, se emplean para reducir la presión hidrostática del fluido en zonas depresionadas, donde el equipo superficial y de profundidad impiden el uso de aire o espuma y en ocasiones en zonas de pérdida de circulación.

□ Lodos Ecológicos.- Son aquellos lodos que sus componentes protegen al medio ambiente.

PRUEBAS DE LAS PROPIEDADES EN EL CAMPO

1) Densidad del lodo.

$$\delta = \frac{m}{V}$$

Idealmente se pretende que el lodo tenga una densidad tan baja como la del agua, para lograr óptimas velocidades de penetración y disminuir las pérdidas de penetración y disminuir las pérdidas de circulación o un lodo con densidad dos veces y media mayor que la del agua podrá ser necesaria para prevenir o controlar un derrumbe ocasionado por formaciones deleznales.

En el campo la densidad del fluido se determina por medio de una balanza convencional (fig. 34).

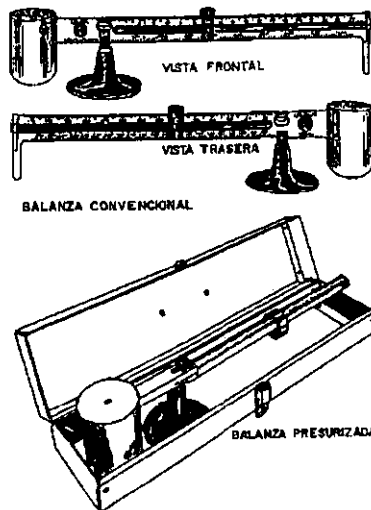


Figura 34

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

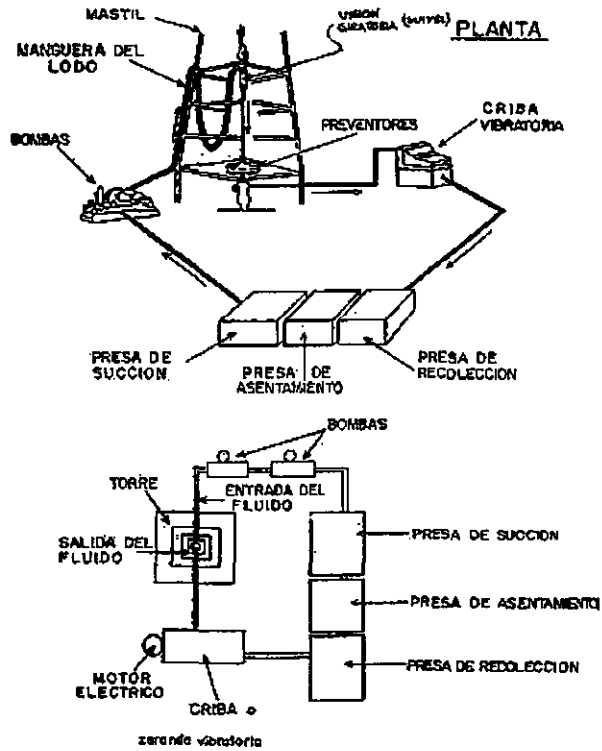
Se puede leer la densidad directamente en lg/gal, lb/ft³, gr/cm³ ó sea densidad específica.

Se ha desarrollado una nueva balanza presurizada (tru-watecup) aprobada por el API y determina la densidad real, es efectiva ya que elimina el efecto de las burbujas de gas atrapadas (fig. 34).

CONTROL DE LA DENSIDAD

El primer paso para la eliminación de sólidos en el fluido de perforación es hacerlo pasar por vibradores que eliminan los recortes grandes. Las mallas de 80 a 100, eliminan las partículas finas, además del equipo para remover sólidos se debe contar con dispositivos para la adición de sustancias floculantes que auxilien a remover las partículas micrométricas y a controlar la densidad del lodo o de otra manera es la adición de agua.

1. El equipo efectivo para remover los sólidos.
 - ✓ Vibradores de alta velocidad, con mallas finas.
 - ✓ Desarenadores con suficiente capacidad.
 - ✓ Limpiadores de lodo.
 - ✓ Centrifugas
2. Floculantes químicos en el flujo, experimentando en mejor.
3. Controlar el valor de la velocidad de perforación.
4. Dilución por agua y nueva mezcla de lodos.



EQUIPO DE FLUIDOS DE PERFORACION

Figura 35

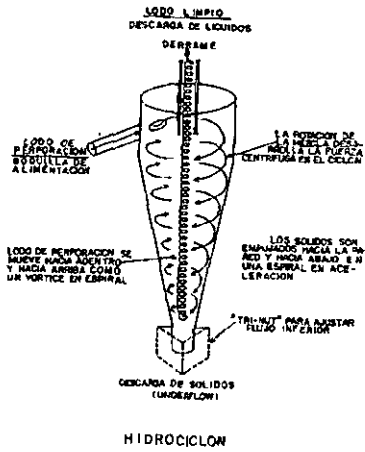


Figura 36

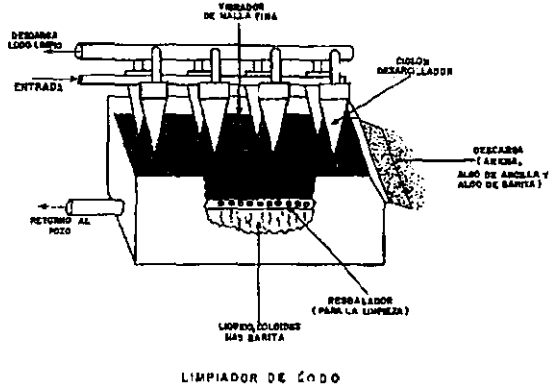
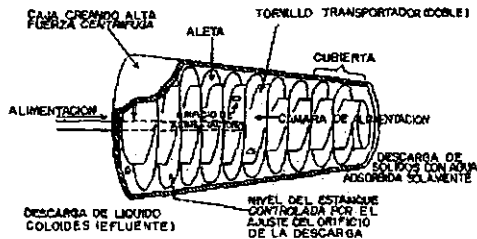


Figura 37



CENTRIFUGA DECANTADORA

Figura 38

2) Viscosidad del lodo.

La viscosidad se define como la resistencia interna de un fluido a fluir, los fluidos Newtonianos como el agua, tienen una viscosidad verdadera. Los fluidos no-newtonianos incluyendo a los lodos de perforación, tienen características de flujo no lineal y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso, se pueden expresar en medidas relativas como son la viscosidad del embudo o viscosidad aparente y las medidas absolutas son valores de las características no newtonianas, como la viscosidad plástica, el valor de cedencia y el esfuerzo de corte

La velocidad de corte se define como un gradiente a través de las capas adyacentes cuando el flujo es laminar.

La viscosidad disminuye al aumentar la temperatura.

La viscosidad aumenta al aumentar la presión

La viscosidad aumenta por lo tanto disminuir la velocidad de perforación.

Tipos de Fluidos

- a) Newtonianos
- b) No Newtonianos
 - 1. De Tiempo Independiente
 - Plástico de Bingham
 - Pseudo plástico
 - Dilatantes.
 - 2. De Tiempo Dependiente
 - Tixotrópico
 - Reopécticos
 - Viscoelásticos
 - Fluidos complejos

3) Fluidos Newtonianos.- Estos fluidos manifiestan una relación lineal, son aquellos cuyo comportamiento de flujo esta descrito por la ley de resistencia de viscosidad de Newton. Esta ley establece que a una temperatura y presión dadas, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte.

$$\text{Esfuerzo de corte } (\tau) = (\text{Viscosidad } (\mu)) (\text{Velocidad de corte } (\delta))$$

$$\text{En Poise} = \frac{\text{dina}}{\text{Cm}^2} = \frac{\text{cm/seg}}{\text{cm}}$$

4) Fluidos No Newtonianos.- Estos no manifiestan una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo d corte y no pueden representarse por la ecuación de la viscosidad, las cuales se comportan de acuerdo a la reología de cada uno y por lo tanto son clasificados como no newtonianos.

Reología.- Es la rama de la ciencia que estudia el flujo y deformación de la materia, particularmente el flujo plástico de los sólidos y el flujo de los líquidos no newtonianos.

1. De Tiempo Independiente. Son aquellos cuyo valor de corte y esfuerzo de corte no cambian con el tiempo.

➤ Fluidos Plásticos de Bingham, Su característica es que la relación velocidad de corte- esfuerzo cortante, es representado por una línea recta, que no pasa por el origen.

$$(\tau) = (\gamma_p) + (\mu_p) (\sigma)$$

Esfuerzo de corte = Punto de cedencia + viscosidad plástica (velocidad de corte)

- Fluidos Pseudoplásticos y dilatantes.- Se caracterizan por las relaciones de velocidad de corte y esfuerzo de corte, se puede expresar por la ley de Potencias.

$$\text{Esfuerzo de corte } (\sigma) = (K) \text{ velocidad de corte } (\delta)^n$$

Don de:

K es la medida de la viscosidad del fluido

N es el factor de potencia que es una medida del grado de desviación del comportamiento de un flujo newtoniano y se determina por la pendiente de una recta.

Si $n = 1$ es un fluido newtoniano .

Si $n > 1$ es un fluido dilatante.

Si $n < 1$ es un fluido pseudoplástico.

2. De Tiempo Dependiente. Tienen un comportamiento no lineal dependiendo del tiempo de reposo con un valor constante del esfuerzo cortante y puede ser tixotrópico y reopéctico.

- Los Fluidos Tixotrópicos. Es el fenómeno que presentan algunos geles que se hacen fluidos con el movimiento, siendo este cambio reversible, aumenta su resistencia a la gelatinosidad mientras se encuentran en reposo, en estos se encuentran los lodos de perforación.
- Los Reopécticos. Estos aumentan los esfuerzos estructurados (arriba de un límite) bajo un valor de velocidad de corte; incrementan el esfuerzo cortante con respecto al tiempo, a una velocidad de corte constante.

- Los viscoelásticos. Son aquellos cuyas propiedades viscosas muestran cierto grado de elasticidad, tienden a producir elongaciones cuando están sujetas a altos valores de velocidad de corte y a regresar a su condición inicial cuando dichos valores descienden a su nivel normal.
- Complejos. Son fluidos que muestran en su comportamiento más de un tipo de los demás fluidos, es decir fluidos que bajo condiciones variables de valor de velocidad de corte, temperatura, presión y tiempo muestran propiedades tixotrópicas, viscoelásticas y también de los fluidos plásticos de bingham y pseudoplásticos.

MEDIDAS EN EL CAMPO:

- a) Cualitativa.- con el propósito de detectar una variación apreciable en las propiedades de flujo o viscosidad de embudo (ver fig. 39) .
- b) Cuantitativa.- para la determinación de las propiedades del flujo con el propósito de diagnosticar y aplicar un tratamiento de diagnosticar y aplicar un tratamiento correctivo, mediante el viscosímetro, el cual da el valor de la viscosidad plástica, el valor del punto de cedencia y el esfuerzo gel (a 10 seg). y 10 min.) (ver fig. 40)
- ◆ Embudo Marsh.- Se efectúa comparando el tiempo de escurrimiento del lodo con el del agua, es un instrumento calibrado con una capacidad de 1500 cc con una perforación en la parte inferior para la descarga. La viscosidad obtenida con el embudo, depende de las propiedades d flujo de ese lodo. (ver fig. 39)
- ◆ Viscosímetro Rotacional.- o de velocidad variable como el viscosímetro Fann V-G o el Reómetro Baroid de 2 velocidades. (ver fig. 40)

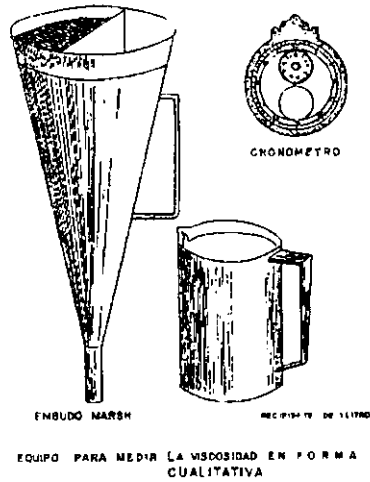
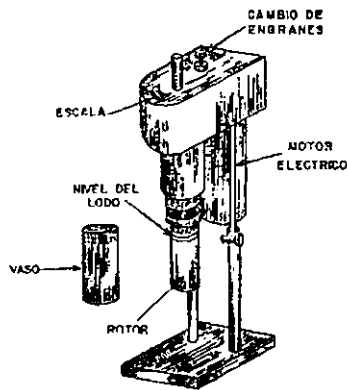


Figura 39



VISCOSIMETRO FANN PARA MEDIR LA VISCOSIDAD EN FORMA CUANTITATIVA

Figura 40

- ◆ Viscosímetro tubular.- mide la caída de presión a través de una longitud dada de tubería a ciertas velocidades de flujo.
- ◆ Viscosímetro Capilar.- mide la caída de presión cuando se hace fluir un líquido newtoniano o no newtoniano a través de un tubo capilar.

3) Filtrado (pérdida de agua)

Entre las propiedades principales del fluido de perforación tenemos el mantenimiento de la permeabilidad en el enjarre, así como del filtrado lo más bajo posible para tener una buena estabilidad del agujero y disminuir la invasión del filtrado y el daño en los horizontes potencialmente productores.

Para la formación del enjarre, el lodo debe contener algunas partículas de un tamaño pequeño, para el cierre de los poros de la formación.

Tipos de filtración

}	- Estática.- Es la de menor filtrado
	- Dinámica.- Depende de la velocidad de erosión del enjarre o la velocidad de generar esto durante la perforación.

Factores que afectan la pérdida de agua:

1. La temperatura.- al aumentar la temperatura aumenta la pérdida de agua y por lo tanto disminuye la viscosidad.
2. Tipo y tamaño de las partículas.- al aumentar el número de partículas coloidales por lo tanto disminuye la permeabilidad del enjarre y lo que se necesitan son enjarres con mayor permeabilidad.
3. El tiempo expresado en

$$Q = C T + \text{Pérdida inicial}$$

Donde:

Q = Volumen del filtrado

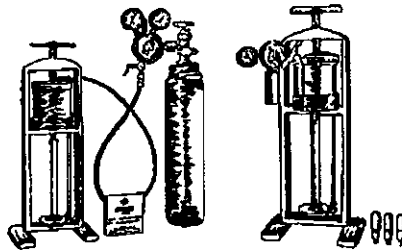
T = Tiempo

C = Constante (que depende de las unidades usadas)

4. Presión.- depende de la compresibilidad del enjarre.

- Enjarres compresibles.- Se volverán compactos a medida que la presión diferencial aumenta, ocasionando una reducción de la permeabilidad del enjarre y a su vez disminuye el valor de la filtración a través del enjarre.
- Enjarres incompresibles.- Pasan por insignificante reducción de la permeabilidad con incrementos de la presión diferencial, por lo tanto la pérdida de fluido se incrementará con el incremento de la presión diferencial.

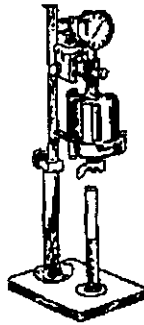
Los equipos para medir las pérdidas de agua y el enjarre son el modelo Baroid, filtro prensa API baja temperatura y el modelo FANN filtro prensa API baja temperatura (fig. 41 y 42).



Modelo (Baroid)

FILTRO PRENSA API BAJA TEMPERATURA

Figura 41



Modelo (Fona)

FILTRO PRENSA API BAJA TEMPERATURA

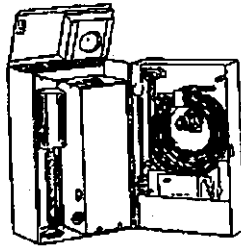
Figura 42

4) Contenido de Sólidos

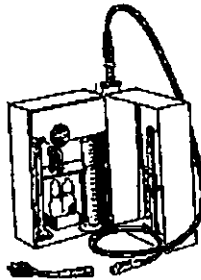
Los Sólidos deben de ser controlados y pueden encontrarse de dos diferentes maneras:

- Sólidos agregados desde la superficie, son los que se le agregan al fluido controlados ya que de estos dependerán todas las propiedades del fluido.
- Sólidos agregados por la formación, son los sólidos generados por el trabajo de la barrena y retenidos en el lodo, son indeseables ya que afectan las propiedades del fluido.

Los cuales se pueden medir mediante la retorta Baroid o Fann para contenido de líquidos y sólidos (ver fig 43). Otra prueba es la de azul de metileno para determinar la cantidad de sólidos reactivos. También se puede hacer una separación mecánica de éstos en los vibradores, desarenadores y centrífugas.



RETORTA BAROID
PARA CONTENIDO DE LÍQUIDOS Y SÓLIDOS



RETORTA FANN
PARA CONTENIDO DE LÍQUIDOS Y SÓLIDOS

Figura 43

Análisis Químicos de los Fluidos de Perforación.

Se hacen para determinar la presencia y concentración de varios iones, para detectar el nivel de electrolitos que afectan los sólidos reactivos (bentonita) en los fluidos y también las propiedades del fluido.

1. P.H. es la medida de la acidez o la alcalinidad de una solución electrolítica, puede variar de 1 a 14.
 - Ácida cuando el valor de PH se encuentra entre $1 < 7$
 - Neutra como el agua destilada tiene un valor de $PH = 7$
 - Alcalina cuando el valor de PH se encuentra entre $7 < 14$

En el campo se mide con el papel PH mediante la variación del color y con electrodos de vidrio (potenciómetro).

2. Dureza total.- es la suma total de los iones de calcio (Ca^{++}) y Magnesio (Mg^{++}) en una solución y se reporta comunmente como contenido de calcio. Su medición se puede efectuar mediante un análisis volumétrico, usando un indicador calgamite y por titulación.
3. Cloruros.- se puede deber a sales disueltas al agregar agua ($NaCl$, $CaCl_2$ o $MgCl_2$) y por sales agregadas al lodo, estratos de sal perforados y por flujo de agua salada y se determina por titulación del filtrado.
4. Alcalinidad.- esta medida en el lodo y en el filtrado consiste de la titulación de una pequeña muestra con una solución de ácido sulfúrico o nítrico al punto final de una solución indicadora (cuando el indicador cambia de color). Las 2 soluciones indicadoras más comunes son la fenoftaleina y el anaranjado de metilo.
5. Potasio.- sirve para suprimir la hidratación de las lutitas bentoníticas.
6. Las pruebas en el campo son la resistividad mediante la toma de registros ya que la resistividad el lodo de perforación y la del filtrado es necesaria en la interpretación de registros del pozo y se mide directamente al tomar la resistividad eléctrica al momento de tomar el registro.

7. La estabilidad eléctrica para lodos de emulsión inversa esta prueba consiste en pasar un voltaje, aumentándolo a través de un electrodo sumergido en la emulsión, hasta que la corriente se establezca, debida a la separación del agua de la emulsión, entre otras.

Aditivos y Reactivos Del Fluido De Perforación.

1) Viscosificantes:

- a) Bentonita (Montmorilonita de sodio). - esta imparte viscosidad por el fenómeno de hidratación en agua dulce, también puede prehidratarse en agua dulce y agregarse al agua de mar o a lodos salados para el control de la viscosidad y control de filtración.
- b) Atapulguita (Silicato hidro magnesio-aluminio) es usado como material para dar viscosidad en lodos de agua salada, ésta obtiene viscosidad a través de un efecto de unión de sus partículas, debido a su estructura de agujas, no imparte control de la filtración como la bentonita por lo tanto un polímero reductor de pérdida de agua puede ser usado con atapulguita para el control de la filtración.
- c) Asbestos (Silicato de calcio-magnesio), se utilizan en lodos de agua dulce o salada, dan viscosidad de igual manera que lo hace la atapulguita debido a la estructura de sus fibras. Debe emplearse con cuidado ya que es conocida como un material cancerígeno.
- d) Polímeros son usados para controlar diferentes propiedades del fluido de perforación, asimismo sirve para dar viscosidad al fluido, los principales son:
 - Polímero XC es elaborado por una fermentación bacteriana produciendo viscosidad al agua de cualquier salinidad aún sin sólidos coloidales, su temperatura máxima de trabajo es de 250 °F.
 - Celulosa DISPAC, se usa como reductor de pérdida de agua para lodos de agua dulce o salada y también para impartir viscosidad su degradación es a 300°F.

- Carboxymethyl Celulosa (CMC), se usa como reductor de pérdida de agua, impartiendo viscosidad en lodos de agua dulce y agua salada arriba de 50 000 ppm de Cl-. Sé degradación es a 250 °F
- Hydroxyethyl Celulosa (HEC), se usa para dar viscosidad a fluidos de reparación de pozos, altamente soluble en ácidos y se usa en unión de otros polímeros para dar viscosidad a lodos salados, su degradación es a 250 °F

2) Densificantes

- a) Barita es un sulfato de bario ($BaSO_4$) se encuentra como un mineral natural, tiene una densidad de 4.2 a 4.6 gr/cm³ a 4.6 gr/cm³ y una dureza de 3.0, con diferentes coloraciones blanco, gris o café. Se encuentra mezclado con silicato de fierro y aluminio. Se pueden obtener lodos con densidad hasta de 2.4 gr/cm³ (20lb/gal).
- b) Oxido de Hierro.- (Fe_2O_3) tiene una densidad de 4.9 a 5.3 gr/cm³ y una dureza de 7.0, tiene coloración café, roja o negra, se usó como material densificante sin importar el espesor del enjarre, ya que tiene tendencias a incrementar la pérdida de agua y el espesor del enjarre, combinado con la decoloración de la piel y la ropa por lo que dejó de usarse como material densificante.
- c) Galena.- es un sulfuro de plomo (PbS), con densidad de 6.7 a 7.0 gr/cm³ y dureza de 2.5 con coloración que va del gris al negro, es altamente tóxico por lo que rara vez se usa como material densificante, y debido a su alta densidad se pueden fabricar lechadas de (32lb/gal) 3.84 gr/cm³.
- d) Carbonato de Calcio.- ($CaCO_3$) con densidad de 2.7 gr/cm³ y una dureza de 3.0, se usa para obtener lodos de densidad moderada base aceite en trabajos de reparación de pozos, también puede ser usado como material para controlar pérdidas de circulación en trabajos de reparación de pozos, con el se obtienen lodos de (10.8 lb/gal) 1.30 gr/cm³.
- e) Sales Disueltas:
- f) Cloruro de Sodio ($NaCl$), Se usa cuando se perforan estratos de sal o domos, se obtienen con él lodos de (10.0 lb/gal) 1.20 gr/cm³ de densidad.
- g) Cloruro de Calcio ($CaCl_2$), se usa principalmente para obtener lodos libres de sólidos para trabajos de reparación de pozos, se obtienen lodos de (11.8 lb/gal) 1.42 gr/cm³ de densidad,

Se puede usar combinado con el cloruro de sodio para obtener densidades intermedias a una misma saturación, el CaCl_2 es más corrosivo que el NaCl .

h) Cloruro de Calcio/ Bromuro de Calcio.- Estas soluciones se usan para obtener lodos de densidad (11.7 a 15.1 lb/gal) 1.40 – 1.81 gr/cm^3 , se usan para trabajos de reparación de pozos pero son altamente corrosivos.

3) Reactivos Reductores de Viscosidad.-

➤ Fosfatos.

(a) Pirofosfato de Sodio ácido (SAPP). - Peso molecular de 221.97, densidad de 1.85 gr/cm^3 en solución diluida, su PH es de 4.8, en general es un polvo blanco con algunas impurezas insolubles (sulfatos) es ligeramente corrosivo al fierro, siendo su uso común para reducir la viscosidad en el lodo, cuando éste empieza a perder efectividad es porque está sujeto a contaminaciones de sal. Su degradación es a 150°F.

(b) Fosfato Tetrasódico (TSPP). - ($\text{Na}_2\text{P}_2\text{O}_7$) tiene un peso molecular de 266.03 y densidad de 2.534 gr/cm^3 , es blanco cristalino, en solución diluida el PH es de 10.2 y solución al 10%, PH de 10, degradación a 150°F.

(c) Hexametáfosfato de sodio (SHMP) ($\text{Na}_6(\text{PO}_3)_6$) peso molecular de 612.10 y densidad de 2.181 gr/cm^3 , es incoloro, y en solución de 10%, el PH es de 5.1, no es tan efectivo como el SAPP en tratamientos largos y continuos. El SHMP también elimina el calcio, su límite de temperatura es de 150°F.

➤ Tanatos

(a) Extracto de quebracho C14H10O9, tiene aproximadamente el 65% de tanio, es de apariencia de vidrio granulado y de color café, uno de los más efectivos adelgazantes químicos para lodos naturales y se usa hasta 250°F, siempre y cuando el contenido de sal y calcio del lodo no exceda de 10 000 ppm de NaCl y 240 ppm de Calcio, se le agrega lignito al quebracho para ayudar al control de la pérdida de fluido.

(b) Extracto de Abeto.- es un tanino extraído de la corteza del abeto, se usa como adelgazante en lodos que contienen arriba de 240 ppm de calcio y 10000 ppm de NaCl.

➤ Lignitos

(a) Lignitos de Mina o Ácidos Húmicos.- son materiales producto de la putrefacción de la vegetación, siendo el producto final de color café o negro, Ph de 6.8 casi neutro, se usan con cáusticos en proporción 1 parte de cáusticos y 5 de lignito, se usa como adelgazante, emulsificante de aceite, reductor en pérdidas de fluido y no es efectivo en tratamientos específicos de lodos cálcicos.

(b) Lignitos Caustizados.- Son lignitos que se les ha agregado cáusticos, generalmente 1 a 5 de lignito se premezclan y empaquetan en sacos de 50 lbs., se usa como adelgazante, como reductor de pérdida de fluido y como emulsificante de aceite.

(c) Lignitos Modificados.- Son usados con lignosulfonatos modificados para ayudar al control de la filtración particularmente a altas temperaturas, todos los lignitos son estables a temperaturas arriba de 400°F.

➤ Lignosulfonatos

(a) Lignosulfonato de calcio.- Son usados como dispersantes químicos para lodos cálcicos y no muy efectivos como adelgazantes en lodos de agua dulce.

(b) Lignosulfonatos de Sodio Modificado.- Son lignosulfonatos de metal pesado cromo, usados para reducir la viscosidad y el esfuerzo gel y también para ayudar al control de la pérdida de fluido, así también en combinación con los lignitos modificados para el control de las propiedades del fluido a altas temperaturas.

➤ Poliácridatos de Sodio.- Son usados en los lodos de bajo contenido de sólidos no dispersos (pesados y ligeros) para controlar el valor de cedencia, el esfuerzo gel y la pérdida de agua, en vez de dispersantes.

4) Reductores de pérdida de agua.

- Bentonita.- Es un material usado principalmente para dar viscosidad a lodos de agua dulce. Sin embargo debido a que tiene características de formar él enjarre en el pozo imparte cierto control en la filtración, también se usa en lodos salados para ayudar al control de la filtración en menor grado.
- Almidón.- Es un mineral que se usa para reducir la pérdida de fluido y es un dispersante en lodos de agua dulce y salada, es susceptible de fermentación, la que se puede reducir manteniendo un PH de 12.0, también se usa para ayudar a mantener la concentración de sal arriba de 230,000 ppm.
- Carboximetil celulosa de sodio (CMC). - material que se mantiene disperso en agua dulce o salada, es altamente coloidal, tiene más resistencia bacterial que el almidón y que muchas otras gomas naturales, es precipitado por el calcio y su uso se limita a lodos con menos de 50 000 ppm de sal.
- Drispac.- es derivado de la celulosa, es dispersante en lodos base agua, desde agua dulce a agua saturada, es un material nobiodegradable y se usa para controlar la pérdida de agua y la viscosidad.
- Poliacrilato de sodio.- Se usa para bajar la pérdida de agua en lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos.
- Dispersantes.- De los dispersantes químicos antes mencionados, los fosfatos y los taninos solo no impartirán control de la pérdida de agua, los lignosulfonatos son principalmente agentes para el control de la viscosidad y que también imparten control de la pérdida de agua debido a su acción sobre las partículas de bentonita. En sistemas dispersos, valores muy bajos de pérdida de agua se obtienen con la adición de lignito.

5) Emulsificantes

- I. Emulsionantes de aceite en agua.- casi siempre es perjudicial en el avance de la perforación y emulsiones arriba de 30% de aceite solo se usan en aplicaciones muy especiales.
- Lignitos.- En un sistema de lodo disperso los lignitos se usan para el control del filtrado y también para emulsionar lodos con contenido de 10% de aceite en volúmenes sin necesidad de usar ningún otro emulsificante.

➤ Emulsificante tipo jabón.- material jabonoso son tenso activos superficiales, los cuales disueltos ya sean en agua o en aceite producen emulsiones en la misma forma que lo hacen los jabones ordinarios.

II. Emulsiones agua en aceite.- Los emulsificantes usados en la composición, de las emulsiones menos comunes agua en aceite (W/O) o emulsiones inversas son:

- Invermul
- IMCO KEN X

6) Materiales para el Control de la Pérdida de circulación.

(a) Materiales fibrosos.- es usado como filtro y material obturante. Los materiales fibrosos para controlar pérdidas de circulación no son compatibles con lodos base aceite.

(b) Cascara de nuez.- es un material más comúnmente usado para combatir la pérdida de circulación por acción de taponamiento, la cascara de nuez puede usarse en lodos base aceite.

(c) Recortes de celofán.- puede usarse sólo o con cascará de nuez para restablecer circulación, el celofán es compatible con lodos base aceite.

(d) Combinación de materiales fibrosos, recortes y material granular.- Es una combinación de tres productos que vienen en una sola bolsa, no es recomendable que se usen con lodos base aceite.

(e) Diesel M. Es una tierra diatomacea usada en los trabajos de pérdida de circulación en inyecciones forzadas, este producto se puede usar con todos los sistemas de lodos incluyendo lodos base aceite.

(f) Materiales diversos para pérdida de circulación.- Cascara de semilla de algodón, mica, aserrin y papel, se encontró que estos materiales tenían efectos temporales de taponamiento, se usan en la actualidad en profundidades debajo de la tubería de revestimiento superficial.

7) Aditivos especiales

➤ Floculantes.- los polimeros floculantes son usados para flocular sólidos perforados de grandes conglomerados de manera que se pueden remover ya sea por asentamiento o por medio mecánico. La floculación es el único método para remover los sólidos de tamaño coloidal que se producen durante la perforación, los cuales son altamente perjudiciales en el avance de la perforación.

- Agentes para control de corrosión.- Los inhibidores de corrosión más comúnmente usados son compuestos a base de aminas aplicados manual o mecánicamente en el pozo para proteger el interior y exterior de la sarta de perforación.
- Desespumantes para todos los propósitos.- pueden usarse en todos los sistemas de lodos base agua. Y desespumantes para agua salada, usados en el control de la espuma en lodos de agua salada.
- Control del PH.- La sosa cáustica o hidróxido de sodio (NaOH) es el reactivo comúnmente usado para el control del PH en el fluido de perforación. La potasa cáustica o hidróxido de potasio (KOH) puede ser directamente sustituido por NaOH en todos los sistemas de lodo base agua, especialmente en áreas donde hay problemas de calizas inestables. La ceniza de sosa (Na₂CO₃) también afecta el PH en menor grado.

❖ TANQUES Y BOMBAS DE LODO

El lodo se mezcla en las presas de lodo con la ayuda de una tolva dentro de la cual se echan los ingredientes secos del lodo, estas presas contienen agitadores que mezclan al lodo, el lodo es mezclado con aceite o agua, dependiendo de las propiedades del lodo que sean necesarias.

Las bombas de lodo es el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluidos, las cuales funcionan con motores eléctricos conectados directamente a las bombas o con energía transmitida por la central de distribución, las bombas deben ser capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altas. Cuando se está circulando aire o gas, la bomba es reemplazada por compresores y las presas de lodos no son necesarias.

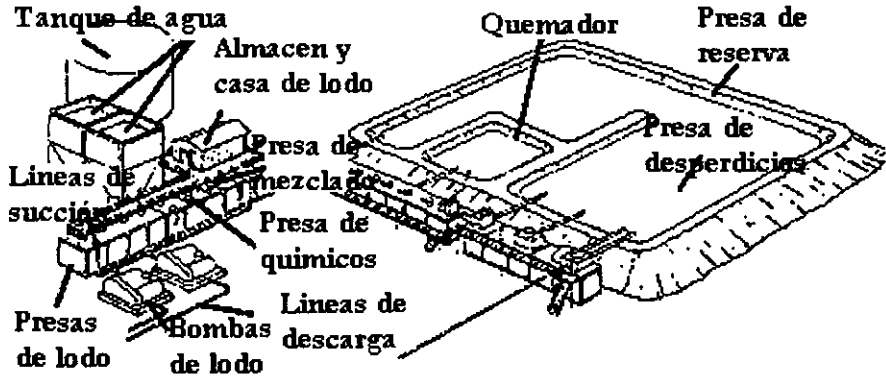


Figura 44

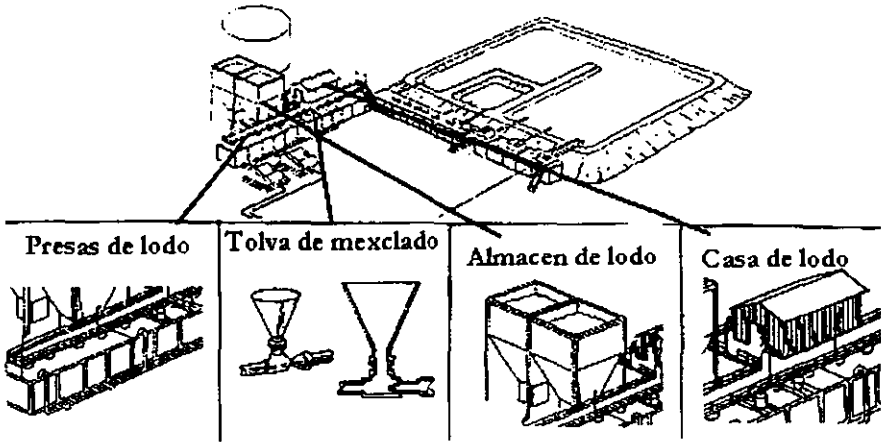


Figura 44

❖ EQUIPO DE CIRCULACIÓN

El lodo es bombeado desde la presa de succión, a través del tubo vertical, el tubo vertical es una sección de tubo de acero montado verticalmente en una pata del mástil o de la torre. El lodo es bombeado por el tubo vertical hasta una manguera de lodo o manguera del cuadrante, ésta va conectada a la unión giratoria, el cual entra a la unión giratoria, luego baja por el cuadrante o kelly, por la tubería de perforación, por el portabarrenas y sale por la barrena. Aquí vira hacia arriba por el espacio anular, que es el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo. Finalmente el lodo sale del pozo a través de un tubo de acero llamada línea de descarga y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamada la zaranda vibratoria. La zaranda separa los recortes de lodo y los echa a una presa de desechos y el lodo pasa a la presa de asentamiento, luego a la de mezcla y por fin a la presa de succión para volver a circular el lodo impulsado por la bomba.

También podemos encontrar los desalviadores y los desarenadores que se conectan a las presas para remover estas partículas pequeñas cuando el lodo trae estas de la formación ya que si el aluvión o la arena vuelve a circular por el pozo, el lodo se hace más denso que lo deseado y puede desgastar la sarta de perforación y otros componentes. En el caso que se perfore una sección de formación con pequeñas cantidades de gas, se utiliza un desgasificador para remover el gas del lodo antes de volverlo a circular, ya que si este gas no es eliminado antes de volver a circular el lodo este tiende a disminuir la densidad del lodo, lo cual podría resultar en un reventón.

Uno de los temas más complejos con el cual las cuadrillas tendrán que tratar son los descontroles de pozos, un número de variables en cualquier trabajo de perforación no solamente dictan cuales agentes químicos compondrán el lodo y el carácter físico del mismo, sino también sugieren la mejor velocidad de circulación para el lodo dentro del pozo. El fluido de perforación y los motores de la instalación ayudan a determinar el tipo de barrena que se utilizará y otras de las características que debe tener una instalación de perforación para un trabajo dado.

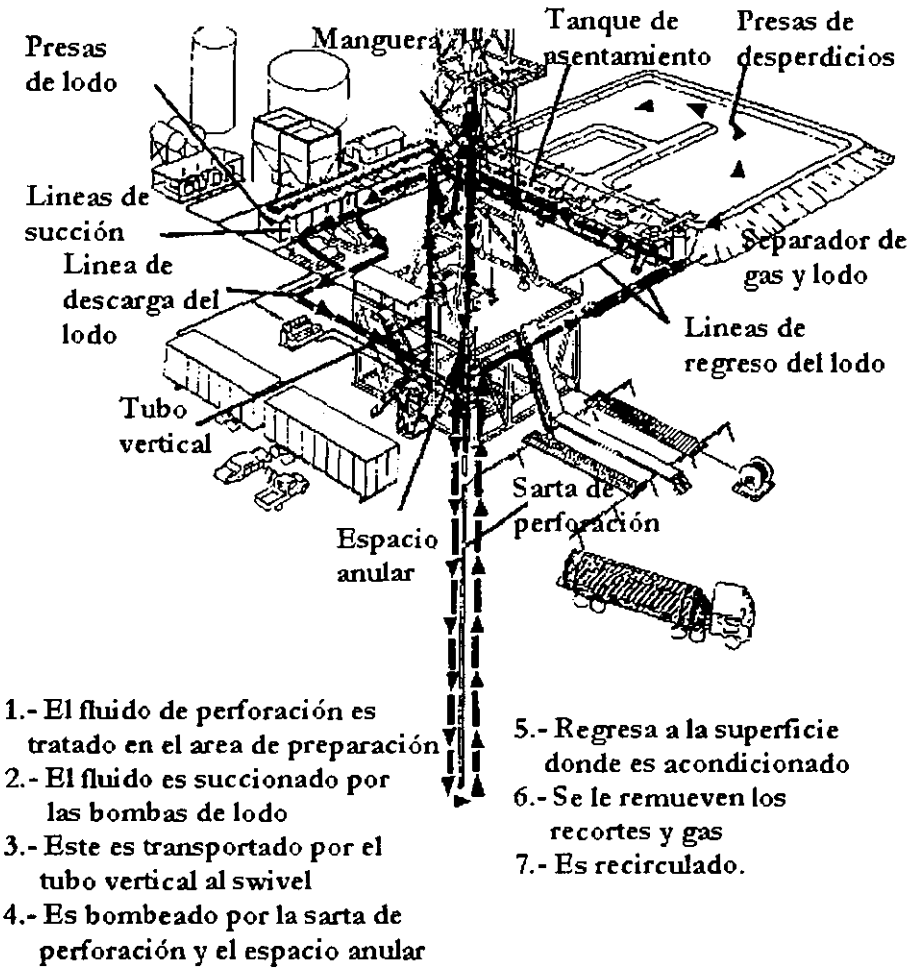


Figura 46

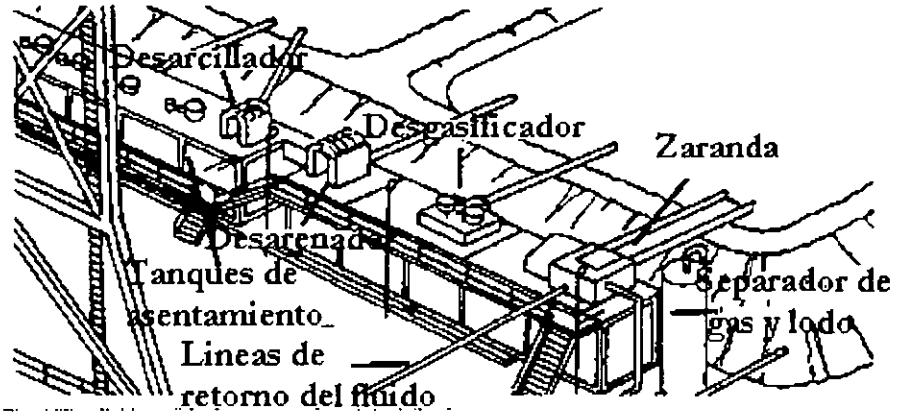


Figura 47

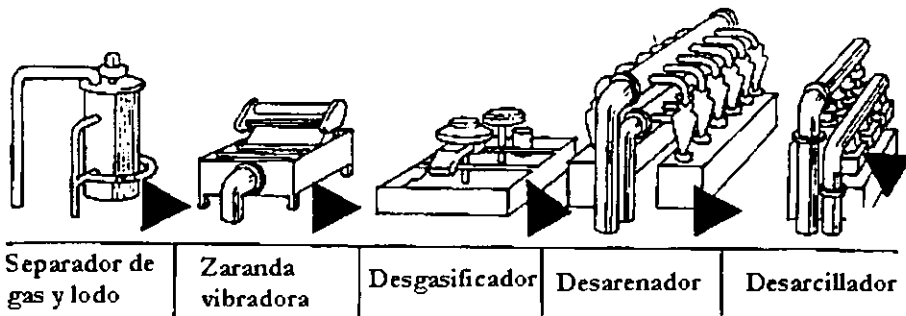


Figura 48

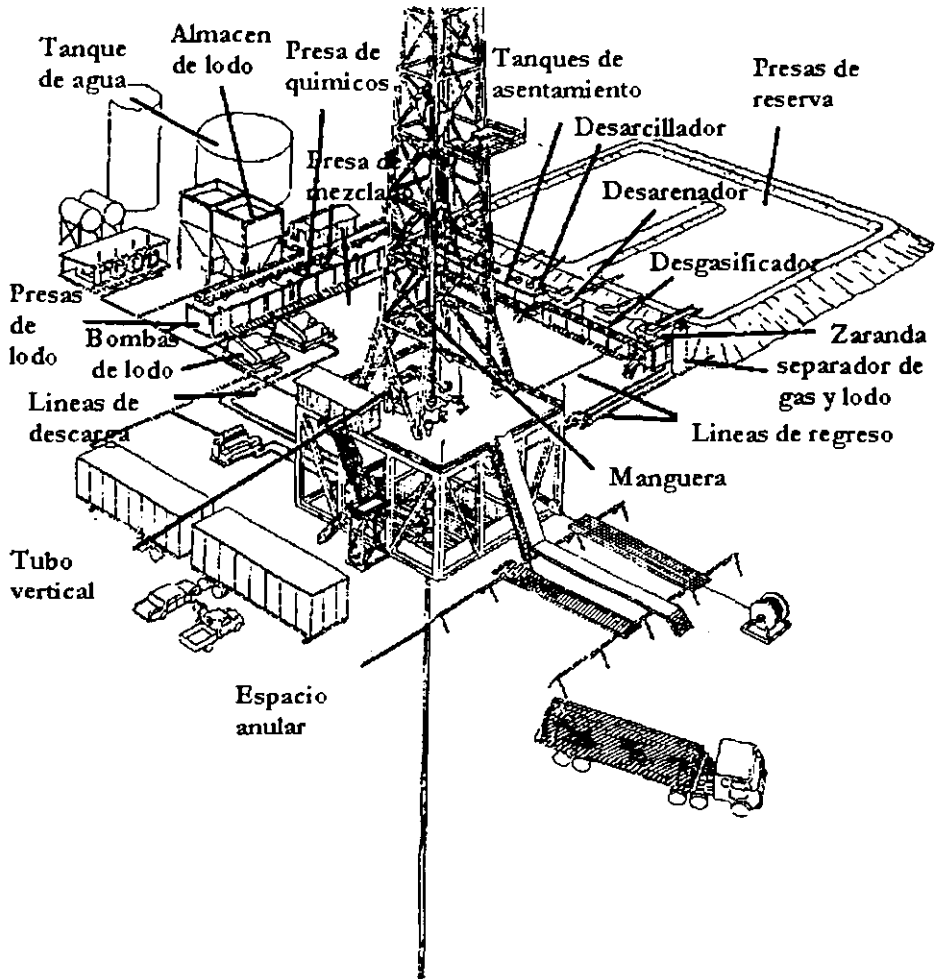


Figura 49. Componentes del subsistema de circulación del lodo.

3. 2. 4. COMPONENTES DEL SUBSISTEMA DE ENERGÍA.

❖ LA FUENTE DE PODER

El vapor ha desaparecido como una fuente de energía para las operaciones de instalación de la perforación rotatoria, por varias décadas, el vapor sirvió como la única fuente de energía. Una de las razones principales por la cual desapareció el vapor fue el costo creciente de combustible que se utilizaba para calentar las calderas, en los principios de la industria petrolera, el mercado para combustible era extremadamente limitado y el precio era bajo, hoy en día, todas las instalaciones utilizan motores de combustión interna como fuente prima de energía, la mayoría de estos motores son diesel, la potencia de los motores de una instalación puede variar de 500 a más de 5,000 caballos de vapor (373 a 3,730 KW).

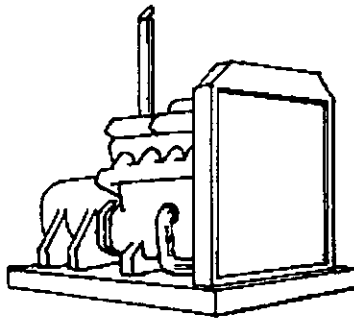


Figura 50

❖ LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

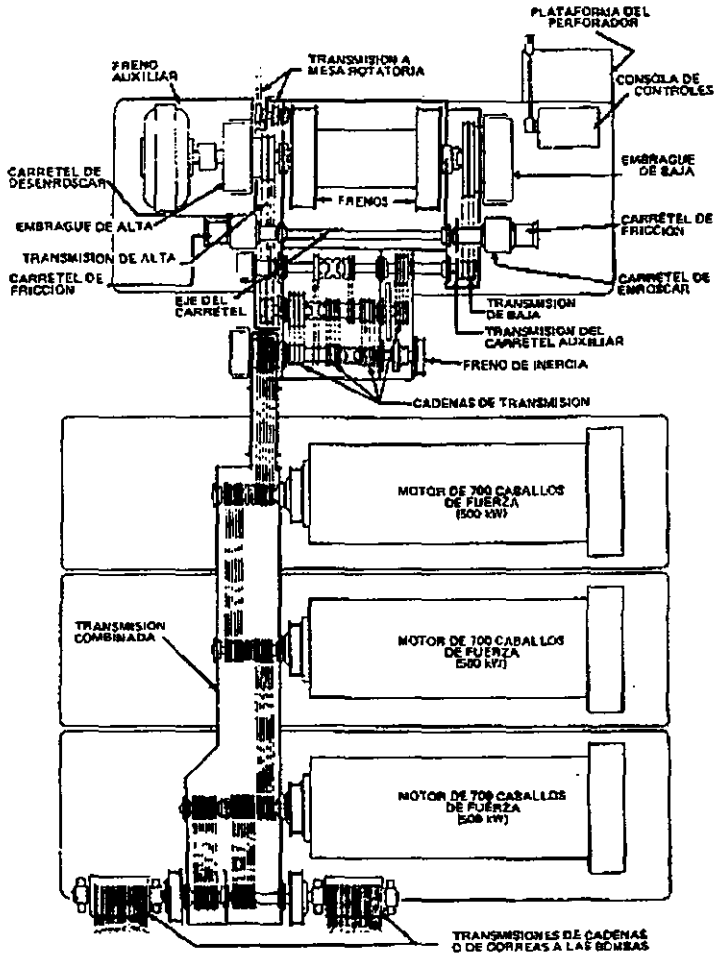


Figura 51. Transmisión compuesta por varios motores con
Transmisión de cadena para una instalación mecánica

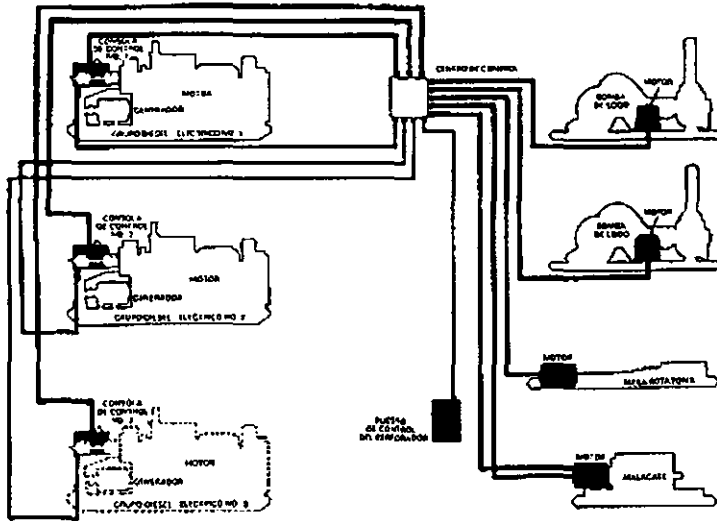


Figura 52. Sistema de transmisión diesel-eléctrico para una instalación mecánica.

Para transmitir la potencia desde la fuente prima hasta los componentes de la instalación existen dos métodos el mecánico y el eléctrico. Hasta hace poco, casi todas las instalaciones eran mecánicas, o sea, la potencia de los motores era transmitida a los componentes por medios mecánicos, actualmente, las instalaciones diesel-eléctricas reemplazaron a las mecánicas

En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución, la cual está compuesta por embragues, uniones, ruedas de cabilla, correas, poleas y ejes, todos los cuales funcionan para lograr la transmisión de energía.

Las instalaciones diesel-eléctricas utilizan motores diesel, los cuales le suplen energía a grandes generadores de electricidad de electricidad. Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución, de ahí la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, el malacate, las

bombas de lodo y la mesa rotaria. El sistema diesel-eléctrico tiene un número de ventajas sobre el sistema mecánico siendo la principal la eliminación de la transmisión pesada y complicada de la central de distribución y la transmisión de cadenas, así eliminando la necesidad de alimentar la central de distribución con los motores y el malacate, otra ventaja es que los motores se pueden colocar lejos del piso de la instalación, reduciendo el ruido de los motores.

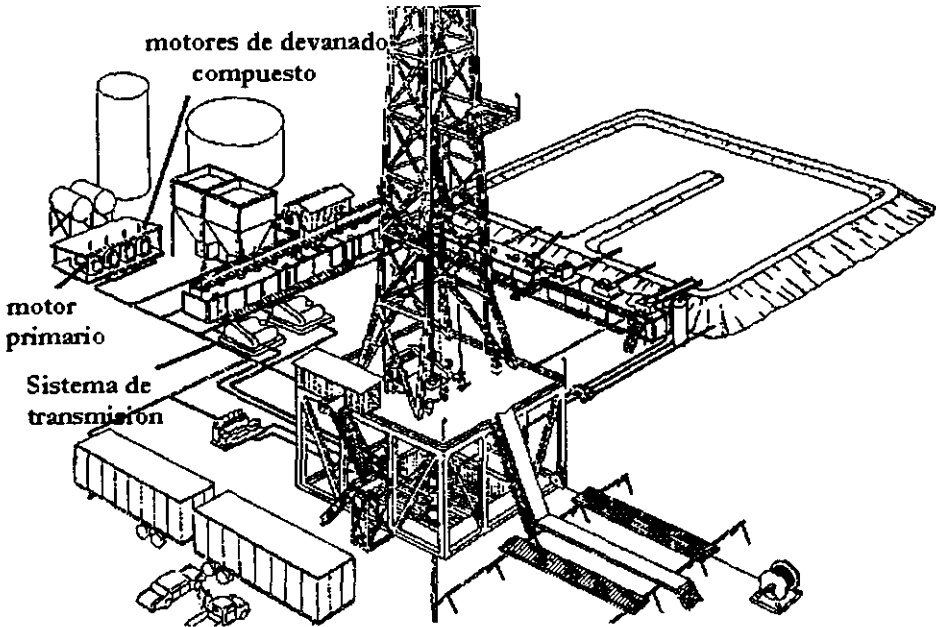


Figura 53. Componentes del subsistema de energía

3. 2. 5. COMPONENTES DEL SUBSISTEMA PARA CONTROL DEL POZO.

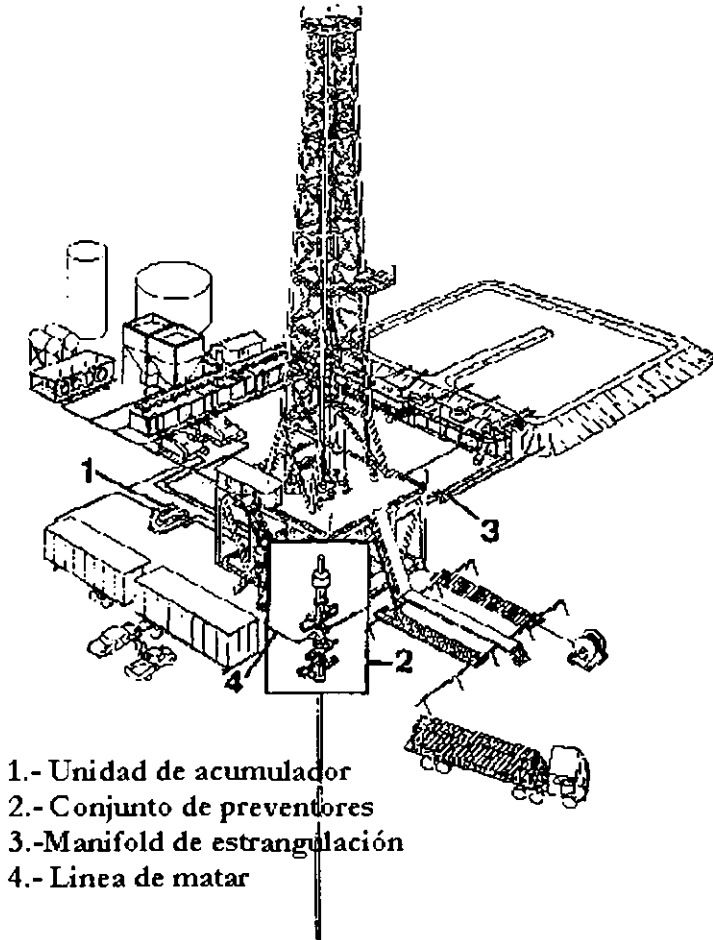


Figura 54

Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación porque pone en peligro las vidas de la cuadrilla, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares, puede desperdiciar petróleo y puede hacerle daño al ambiente, un fluido ya sea líquido o gas brota el pozo, casi siempre con una gran fuerza y muchas veces se enciende, especialmente si el fluido es gas. El problema surge cuando la presión de la formación es más alta que la del pozo, la presión dentro del pozo es mantenida por medio del tipo y cantidad del fluido de perforación que circula dentro del mismo. Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo y reviente, pero bajo ciertas condiciones el fluido puede entrar al pozo y causar dificultades. surge un cabeceo, o sea, el fluido de la formación entra al pozo y parte del lodo de circulación es empujado fuera del pozo, si la cuadrilla no se da cuenta a estos primeros indicios de un cabeceo, todo el lodo saldrá del pozo y el fluido de la formación fluirá sin control hasta la superficie terminando en un chorro incontrolable y el resultado es un reventón.

Un brote o cabeceo se define como la entrada de flujo de los fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua. Esto ocurre cuando la presión de la formación o de fondo no está equilibrada por la columna de fluidos de control utilizados. Esta manifestación se controla usando los arreglos de control superficial disponibles, aplicando adecuadamente los procedimientos de cierre establecidos.

Un descontrol o reventón se define como el flujo incontrolado de fluidos de la formación hacia fuera del pozo, el cual no se puede manejar a voluntad.

❖ CLASIFICACIÓN DE LOS DESCONTROLES:

1. Descontrol diferencial.- Este sucede cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática, invadiendo los fluidos de la formación el fondo del pozo, levantando la columna de fluido y expulsándola a la superficie cuando el equipo de control superficial no está cerrado.
2. Descontrol inducido.- Es ocasionado por el movimiento de la tubería, la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática o fracturar la formación al introducirla.

❖ CAUSAS DE LOS BROTES:

- a) Densidad de control inadecuada.- Puede originarse por la preparación incorrecta del fluido de control o por contaminación de fluidos de la formación, agua del sistema o de lluvia, para evitarlo se debe conocer con anticipación la presión del yacimiento, así como el tipo de densidad del fluido que aporta el yacimiento, con la finalidad de calcular la densidad de control requerida.
- b) Llenado inapropiado del pozo al sacar la tubería.- Al sacar la tubería el nivel del fluido de control baja una distancia equivalente al volumen que desplaza el acero de la tubería, si no se repone o se lleva un control eficiente del mismo, se ocasionará una disminución en la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de control sobre la formación, la cual puede ocasionar u originar un brote.
- c) Efecto de sondeo y pistoneo.- Se refiere al efecto de pistón y cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, cuando se mueve la sarta hacia arriba demasiado rápido, está tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena. Al introducir la sarta demasiado rápido dentro del pozo se tiene el efecto de pistón que en ocasiones fractura a la formación. Entre las variables que influyen en el efecto de sondeo son:
- Propiedades reológicas (viscosidad alta, gelatinosidad alta, enjarre grueso).
 - Velocidad de extracción de la tubería
 - Geometría del pozo

Siendo la velocidad de extracción de la tubería la única variable que se pudiera sufrir modificaciones.

- d) Contaminación del lodo con gas corte.- Al perforar demasiado rápido se puede desprender el gas contenido en los recortes, en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir ésta lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo. Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones, por lo que para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:
- Reducir el ritmo de perforación
 - Aumentar el gasto de circulación

- Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

e) Pérdidas de circulación.- Estas son uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos

- Pérdidas naturales o intrínsecas
- Pérdidas mecánicas o inducidas

Si las pérdidas de circulación se presentan durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote, eso se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento.

❖ INDICADORES DE LOS BROTES

El momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo, si el brote no es detectado o corregido a tiempo el problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón. En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98% de probabilidad de controlarlo.

Los indicadores de que el lodo está fluyendo fuera del pozo, pueden ocurrir en las siguientes etapas, durante el proceso de perforación.

1. Al estar perforando
2. Al sacar o meter tubería de perforación
3. Al sacar o meter herramienta
4. Al no tener tubería dentro del pozo

1. Indicadores de brote al estar perforando

- Aumento en la velocidad de perforación, está esta en función de varios factores como:

- ✓ El peso sobre la barrena
 - ✓ Velocidad de rotación
 - ✓ Densidad del lodo
 - ✓ Hidráulica
-
- Disminución en la presión de bombeo y aumento de emboladas.- Los fluidos debidos al brote estarán únicamente en el espacio anular. La presencia de dichos fluidos que tienen una densidad menor que la del lodo, causará que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación, la diferencia de presiones ayuda a que el lodo de la sarta fluya hacia el espacio anular más fácilmente con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo el cual se manifiesta en el aumento de emboladas.

Hay que hacer notar que una disminución de presión de bombeo también puede deberse a las siguientes causas:

- ✓ Reducción en el gasto de circulación
 - ✓ Agujero o fisura en la TP
 - ✓ Desprendimiento de una tobera en la barrena
 - ✓ Cambio en las propiedades reológicas del lodo
-
- Cambios en las propiedades reológicas del lodo.- cuando las propiedades reológicas cambian, la variación puede ser causadas por la entrada de un fluido invasor, lo cual se manifiesta en variación en la viscosidad, relación agua-aceite y la precipitación de sólidos
 - Aumento en el peso de la sarta de perforación.- Este indicador es difícil de detectar, cuando ocurre un brote y los fluidos de la formación entran en el pozo, el efecto de flotación en la sarta se reduce, ocasionando como resultado el incremento en el peso de la sarta.
 - Flujo sin circulación.- Si las bombas de lodo están paradas y el pozo se encuentra fluyendo generalmente un brote esta en camino, la acción es verificar el estado del pozo y se conoce como observar el pozo, esto significa que las bombas son detenidas y los niveles de TP y TR son

observados para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel del lodo esta aumentando o disminuyendo.

- Aumento en el gasto de salida.- Mientras sé esta circulando con gasto constante, el flujo de salida puede determinarse con gran exactitud con el dispositivo denominado indicador de flujo en la línea de flote.
- Aumento de volumen en las presas.- El volumen de lodo en las presas puede medirse mediante un dispositivo automático denominado indicador de nivel en presas, si hay una ganancia o aumento de volumen en las presas al estar perforando es indicativo de que se tiene un brote, también se puede tener un brote cuando se tiene una disminución del volumen en las presas.

2. Indicadores de brotes al estar metiendo o sacando la Tubería de perforación

- Aumento de volumen en las presas
- Flujo sin circulación
- El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes.- El volumen requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraído, si el pozo es llenado con una cantidad menor de lodo que el calculado, se tendrá un indicativo de que está ocurriendo un brote. Si la cantidad de lodo necesario para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero de la tubería extraído se tendrá la posibilidad de una pérdida de lodo con el consiguiente riesgo de que se produzca un brote.

3. Indicadores de brotes al estar metiendo o sacando herramienta

- Aumento de volumen en las presas
- Flujo sin circulación
- El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes

4. Indicadores de brotes al no tener tubería dentro del pozo

- Aumento de volumen en las presas

- Flujo sin circulación

La mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes, siendo la extracción de tubería del pozo una operación más crítica que la introducción, debido al efecto de sondeo y a la práctica incorrecta de no mantener el pozo suficientemente lleno de lodo.

❖ PREVENTORES

La función de los preventores es el de controlar el paso de fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de producción o de trabajos, ya sean gas, aceite, o agua.

Clasificación de los preventores:

1. De Interiores
2. De ariete
3. Esféricos
4. Anular mecánico

1. PREVENTORES DE INTERIORES

Su función es controlar el paso del fluido que proviene del interior de la tubería de producción o de trabajo.

Estas se clasifican en dos tipos:

- (a) De saeta o dardo (válvula de contra presión). - Es un preventor de revestimiento interno para sarta de perforación que cierra eficazmente el recinto de la tubería para sellar la presión del pozo, cuando

se introduce al pozo se abre apenas se restaura la circulación, el recinto de la sarta de perforación se cierra herméticamente y automáticamente bajo la acción de un resorte de cierre ayudado por la presión del pozo la válvula se abre automáticamente al reanudarse la circulación.

- (b) De caída o de encajar (válvula de retención automática). - La válvula de retención de encajar es una unidad pesada que permanece en el piso de la cabría hasta que se necesite, una vez puesta en la sarta de perforación actúa como válvula automática de retención, la acción cortadora del fluido de perforación circulante no la desgasta por abrasión y no requiere reemplazo frecuente, al tiempo que la válvula de retención proporciona sello hermético contra los fluidos ascendentes, la esfera retenedora cargada a resorte se abre fácilmente de lodo circulante a fin de recuperar el control del pozo.

2. DE ARIETE

Se utilizan como control superficial en un pozo, para sellar el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior o cerrarlo totalmente, cuando no se tiene funciona en pares, casi siempre hidráulicamente, para cerrar el espacio anular alrededor de la tubería en el pozo los arietes para tubería deben ajustarse alrededor del perímetro de cualquier clase o tamaño de tubería que se encuentre en el pozo.

Se usan unidades sencillas y dobles y se colocan sobre el cabezal de tubería de revestimiento o de producción, sus bridas deben tener las mismas especificaciones API que el cabezal donde se instalen, si no es de la misma medida se utilizará un carrete o brida adaptada para efectuar el enlace correspondiente.

Tipos de arietes:

- (a) De diámetro sobre medida.- Este tipo de ariete de tubería se utiliza para sellar el espacio anular comprendido entre el exterior de la tubería de producción o de trabajo y el diámetro interior del preventor cuando se tiene una señal de fluidos en el pozo. Consta de un elemento de hule, cuya función es efectuar el sello sobre la tubería en uso, además cuenta con un empaque superior, el cual efectuara el sello en la parte interna del cuerpo del preventor.

- (b) De diámetro ajustable o variable.- Este tipo se utiliza para sellar el espacio anular comprendido entre el exterior de la tubería de producción o de trabajo y el diámetro interior del preventor cuando se tiene una señal de fluidos en el pozo. La construcción del elemento de sello se hace de tal manera que proporciona una cantidad de hule para efectuar el sello, presentan la ventaja de no cambiar arietes al manejar diferentes diámetros de tubería, ya que sellan ajustándose al diámetro de la TP, las más usadas de este tipo son los que manejan el rango de diámetros de 2 7/8 a 5 pulgadas.
- (c) Ciegos.- se utilizan para cerrar totalmente el pozo, al no tener tubería en su interior y que por la manifestación del fluido que presente, no sea posible introducirla. Consta de un empaque frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior.
- (d) De corte.- Su función es la de cortar la tubería de producción o de trabajo y cerrar totalmente el pozo. Cuando al introducir o sacar tubería del pozo, surgiera una manifestación de los fluidos contenidos en él, que no permitiera sentar la tubería en las cuñas de la rotaria para colocar la válvula de seguridad, en este momento se operan los arietes de corte, cortando la tubería quedando sellado el flujo de fluidos del pozo. Esta formado por un ariete inferior y otro superior, el ariete superior aloja el empaque de las cuchillas efectuando un sello hermético al momento de cortar la tubería.

3. ESFÉRICOS

Se utilizan principalmente para sellar el espacio anular o el pozo franco, cuando se detecta una señal de arracon al momento de estar moliendo, metiendo o sacando tubería del pozo.

Es el accesorio que forma parte del conjunto de preventores y tiene la habilidad de efectuar cierres herméticos a presión, en cualquier cuerpo que esté dentro del pozo, sin importar su forma o en pozo franco, utilizan como elemento de ello una unidad de caucho de alta calidad con insertos, haciéndolos más efectivos y alargando su vida útil, la forma y tamaño de sello está regido por la marca del preventor.

Ventajas.- Proporcionan diámetros amplios de paso, el tamaño y forma de su cuerpo (esbelto y sin salientes) hace más fácil su manejo. son diseñados para rangos de presión de trabajo desde (3000 a 20000 lb/pg²), en el instante que se detecte una señal de arrancon en un pozo, el preventor esférico anular es operado a cerrar, sin importar la forma de la herramienta que está en su interior, ya que el elemento un sello hermético quedando controlado el flujo por el espacio anular o cerrado totalmente el pozo, sin no se tiene tubería dentro de él.

4. ANULAR MECÁNICO

Se utiliza en donde se operan pozos de bombeo mecánico o hay operaciones donde se hace necesario introducir tubería bajo presión, ahí en esas labores utilizamos los preventores de reventones anulares.

Los preventores anulares mecánicos Guiberson JU, son diseñados variando únicamente los hules que se colocan de acuerdo a la tubería que se maneja, así como los topes superiores, ya que éstos varían de acuerdo a su diámetro interior.

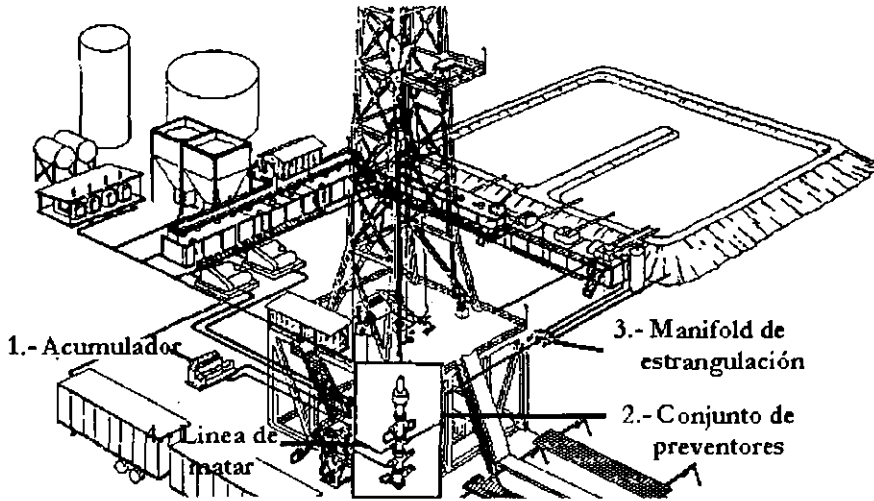


Figura 55

❖ ELEMENTOS DEL CONJUNTO DE PREVENTORES.

- ◆ Cabezal de la 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. Las salidas laterales del cabezal, pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso debe limitarse para el caso de emergencias. Cuando las líneas no están instaladas, se recomienda disponer de válvulas y un manómetro en dicha salida.
- ◆ Carrete de control.- se instala para conectar las líneas de matar y estrangular el conjunto de preventores. El API permite que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando al carrete con la ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores. Sin

embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar carrete ya que esta sujeto a la erosión lo que resulta más económico eliminar un carrete que un preventor.

- ◆ Conjunto de preventores.- Es el ensamble vertical del equipo especial en la parte superior de la tubería de revestimiento que se usa para cerrar el pozo contra el flujo, con o sin tubería de perforación en el agujero. Las operaciones de los dispositivos de cierre deberán ser rápidos y confiables aun cuando estén cubiertos de lodo.

Los criterios para seleccionar el arreglo de preventores deben de considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida.

⇒ Cuando el riesgo es pequeño y conocido como:

- Presiones de formación normales
- Áreas desérticas o montañosas alejadas de los centros de población

Se requiere de un arreglo de preventores sencillo y de bajo costo.

⇒ El riesgo es mayor cuando se tiene:

- Presiones de formación anormales
- Yacimientos de alta productividad o presión
- Áreas densamente pobladas
- Grandes concentraciones de personal y equipo como en el caso de barcos o plataformas marinas.

El arreglo debe ser más complejo y en consecuencia de mayor costo.

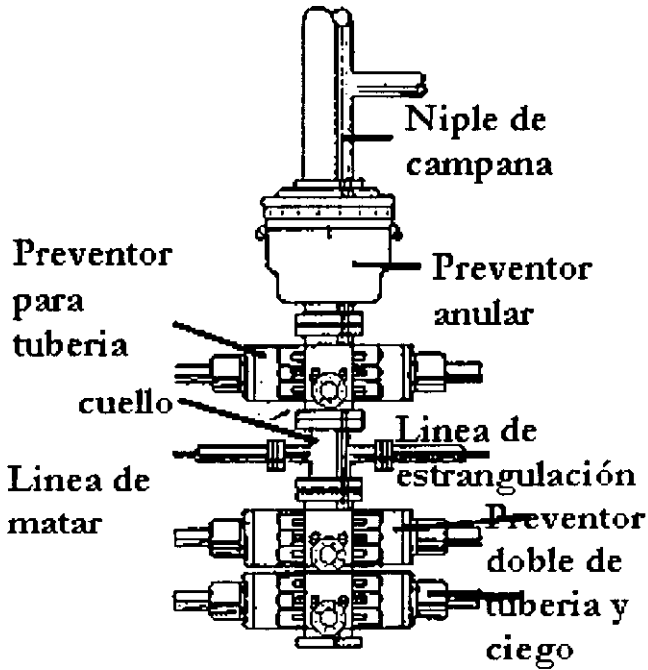


Figura 56

❖ EL ACUMULADOR

Los preventores se abren y se cierran con fluido hidráulico que va almacenado bajo presión en un aparato llamado acumulador, los cuales son recipientes en forma de botellas o esféricos que están localizados en la unidad de operaciones siendo aquí donde se guarda el fluido hidráulico, para poder

llevar el fluido hidráulico del acumulador a los preventores, se tienden fuertes líneas para soportar altas presiones y cuando las válvulas de control se activan, el fluido hace que los preventores trabajen, ya que los preventores deben de sellar rápidamente es necesario que el fluido este bajo 1500 a 3000 psi (10.34 a 20.68 Mpa) de presión utilizando gas nitrógeno contenido en los recipientes.

El acumulador casi siempre va colocado como a 30.48 m (100 ft.) de la instalación para que si ocurre un incendio o reventón, el acumulador no sea averiado y las válvulas puedan ser utilizadas para cerrar los preventores, existe un tablero de control situado en el piso de la instalación para poder operar los preventores, en zonas muy frías, los acumuladores deben de estar protegidos contra el frío teniéndolos bajo calefacción para mantener el aceite hidráulico fluyendo y para asegurar que los controles eléctricos se mantengan secos, pudiéndose agregar al fluido hidráulico un anticongelante como el glicol de etileno.

Las partes principales de los acumuladores son:

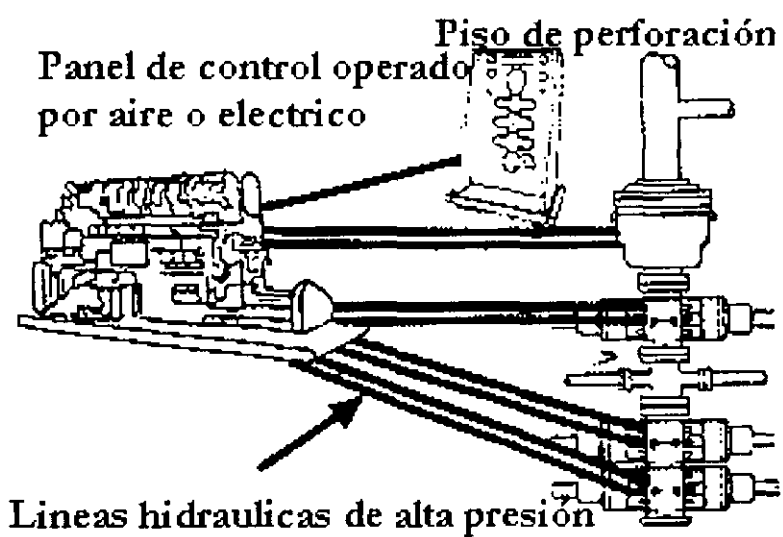


Figura 57

❖ EL ESTRANGULADOR

Cuando ocurre un cabeceo, al cerrar el pozo con uno o más de los preventores se tiene que seguir perforando por lo que hay que circular fuera el fluido invasor con fluido de peso apropiado llamado fluido de control, para tal operación se instala un juego de válvulas llamadas estranguladores (fig.58), estos van conectados a los preventores con la línea del estrangulador, o sea, cuando un pozo se ha cerrado, el lodo y fluido invasor son circulados hacia fuera por medio de la línea del estrangulador y a través del juego de conexiones del estrangulador. Los estranguladores son válvulas ajustables y fijas. Los estranguladores ajustables son operados neumáticamente o hidráulicamente y tienen una apertura capaz de ser cerrada o restringida, la cual puede variar en tamaño, desde la posición cerrada hasta completamente abierta. Un estrangulador fijo tiene un flujo restringido de tamaño permanente. Cual sea de los casos, la idea es que el pozo pueda ser circulado a través de los estranguladores y que se pueda mantener la suficiente presión dentro del pozo para evitar que entre más fluido de la formación mientras se está llevando a cabo la operación de cerrar el pozo.

Como los estranguladores son susceptibles a obstrucciones y desgaste bajo altas presiones, por esto generalmente es necesario instalar varios estranguladores para permitir el cambio de un estrangulador a otro, de aquí el nombre juego de conexiones del estrangulador. Los estranguladores ajustables generalmente son controlados desde un tablero de control remoto en el piso de la instalación.

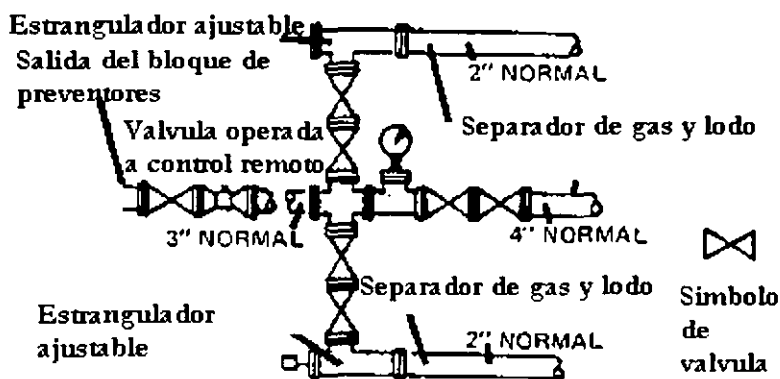


Figura 58

❖ EL SEPARADOR DE LODO Y GAS

Este es una pieza que salva el lodo utilizable que sale del pozo mientras que un reventón se está circulando hacia fuera y separa el gas inflamable para que pueda ser quemado a una distancia segura de la instalación, la mayoría de los separadores de lodo y gas son hechos de una sección de tubería de diámetro grande, se utilizan deflectores internos para hacer que el chorro de lodo y gas se muevan más despacio y un arreglo de tubos en forma de "S" en el fondo para permitir que el lodo fluya hacia el tanque de la zaranda vibratoria mientras se coloca a una altura del fluido, para mantener el gas encima del lodo, el tubo descarga en la parte de encima permitiendo que el gas se quemara sin hacer mucha presión contra el lodo.

El equipo de control requiere de especial atención por parte de la cuadrilla, ya sea inspeccionarlo y operarlo de vez en cuando para asegurar que todo esté funcione bien, así como de tener ejercicios de emergencia como si estuviese ocurriendo un reventón cuando se está perforando en territorio donde se espera que las presiones subterráneas sean extremadamente altas.

3.3 PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL (TUBERÍA FLEXIBLE) (REF. 8)

La perforación con equipo convencional frecuentemente incrementa su costo, por lo que las personas encargadas de los proyectos se ven en la necesidad de buscar otras alternativas que sean más económicas y versátiles, por lo cual se desarrolló el equipo de tubería flexible ya que esta nos permite transportar, instalar e intervenir los pozos con mayor eficiencia y seguridad.

3.3.1. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

- Unidad de potencia
- Carrete de tubería
- Cabina de control
- Cabeza inyectora
- Equipo de control del pozo
- Equipo auxiliar

➤ UNIDAD DE POTENCIA

Esta consiste de un motor de combustión interna diesel, el cual puede ser de ocho o seis cilindros en V o en línea, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible. Como son el sistema de control de presión, los motores hidráulicos de la cabeza inyectora y el carrete. También cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todos los sistemas en caso de que fallara el motor ver (fig. 1).

Su diseño le permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. Cuenta también con un compresor requerido para abastecer aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Existen varios tipos de configuraciones de las unidades de tubería flexible, los cuales están en función de las necesidades de operación. En la actualidad hay tres tipos y son los siguientes:

- ⇒ Unidad de potencia del mismo tracto-camión
- ⇒ Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.
- ⇒ Integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.

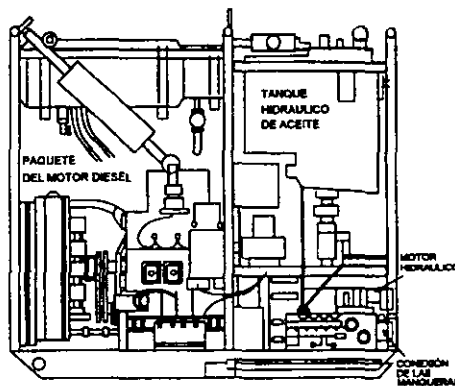


Figura 1

➤ CARRETE DE TUBERÍA

Esta compuesto de varios elementos y mecanismos, los cuales facilitan el embobinado y la operación de la tubería, en combinación proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando se enrolla en el carrete. Para imprimir la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas (sprockets) se utiliza un motor hidráulico, también cuenta con un tambor central (núcleo) con diámetros que varían según los diámetros de las tuberías a utilizar que pueden ser de 48" a 92". El carrete no suministra fuerza para poder introducir o recuperar la tubería del pozo, actualmente algunos diseños cuentan con un motor para poder girar conforme se va enrollando la tubería. (Fig. 2).

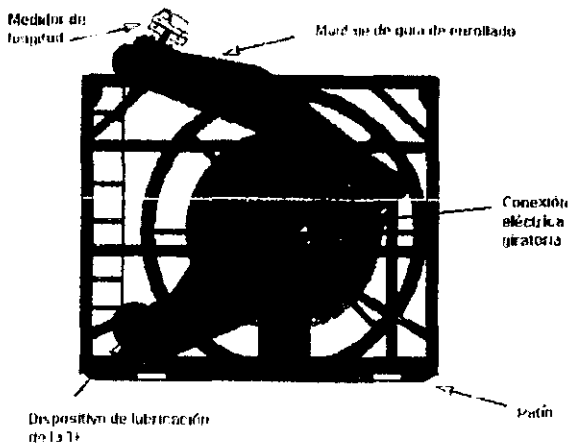


Figura 2

Los componentes principales del carrete:

- ◆ Unión giratoria.- Permite el bombeo de fluidos a la sarta de tubería flexible, mientras gira el carrete, se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques debidamente ordenados para evitar la fuga de líquidos durante las operaciones.
- ◆ Guía de enrollado.- Es una guía automática que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción (desenrollado) o extracción (enrollado) de ésta en un pozo, siendo un movimiento sincronizado con el giro del carrete y es operada desde la cabina de control (fig. 3)

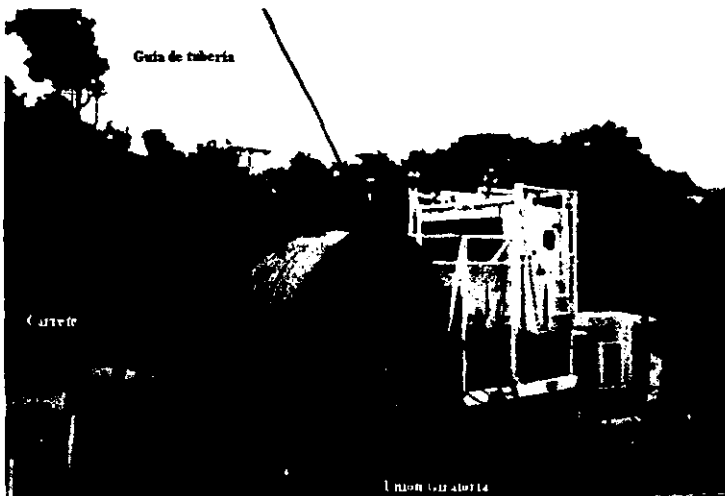


Figura 3

- ◆ Lubricador de tubería.- Es un dispositivo que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la tubería y se encuentra montado sobre el carrete de ésta.
- ◆ Medidor de profundidad.- Es un mecanismo que indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo, y se encuentra instalado frente a la barra guía del carrete junto al lubricador de tubería para poder ser observado con facilidad desde la cabina (fig. 4).

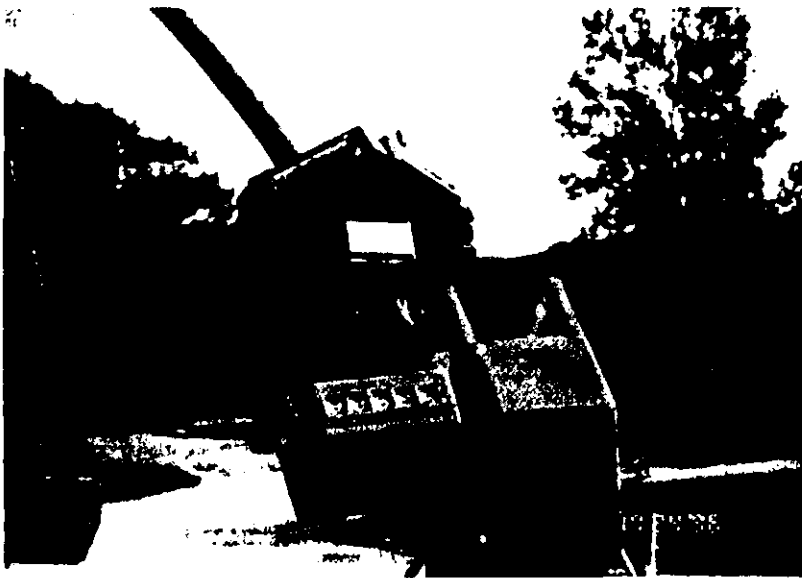


Figura 4

➤ CABINA DE CONTROL

Contiene todos los controles e instrumentos de mando de cada componente del equipo que intervienen en una operación con tubería flexible cuando es introducida al pozo. Su ubicación depende de la configuración, la unidad o de las condiciones de diseño.

Esta es elevada de su posición original por medio de un sistema de gatos neumáticos para facilitar al operador una amplia visibilidad del funcionamiento de los componentes externos de la tubería flexible como son el carrete de tubería, la cabeza inyectora y la propia operación.

Los controles principales son los manómetros, para indicar las condiciones de todos los sistemas que actúan en el equipo y el pozo los cuales son:

- ◆ La presión de circulación.
- ◆ La presión del pozo
- ◆ Las válvulas de control e indicadores de la tensión de las cadenas de la cabeza inyectora
- ◆ Indicadores de peso de la sarta de tubería dentro del pozo
- ◆ La válvula de control de la velocidad de introducción o extracción
- ◆ El freno del carrete
- ◆ Los sistemas para el control de enrollado en el carrete de tubería
- ◆ Las válvulas y los manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería
- ◆ El control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores
- ◆ Para el paro automático de emergencia
- ◆ El control de la unidad de potencia y el equipo electrónico (fig. 5 y 6)
- ◆ Así como de un trailer montado tractor, un patín para operaciones costafuera y algunos diseños especiales solicitados por el cliente.

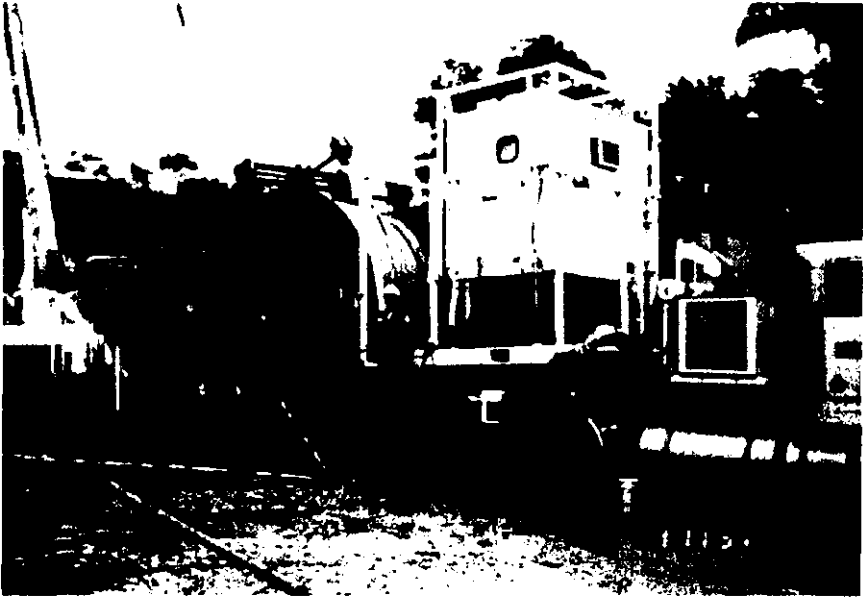
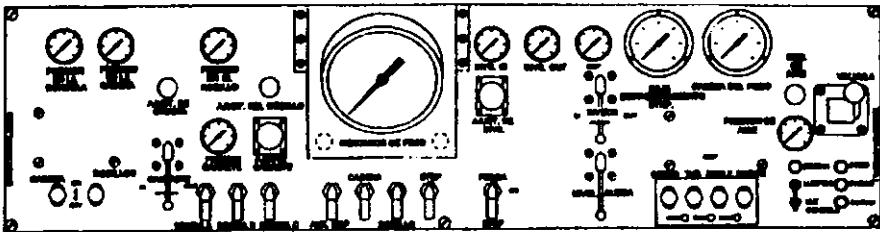


Figura 5

Figura 6



➤ CABEZA INYECTORA

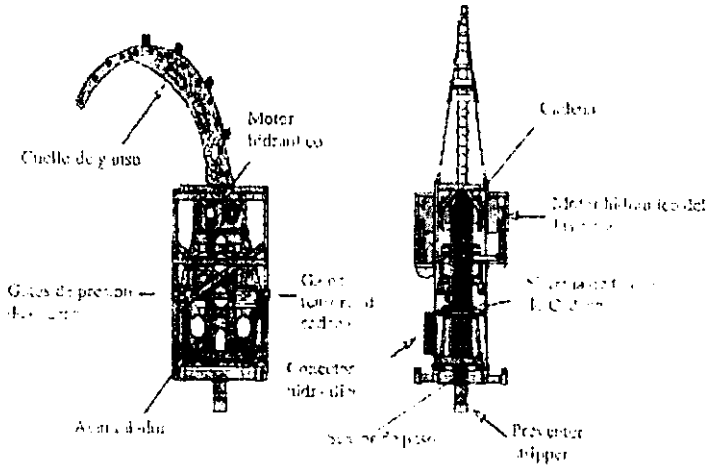
Su función es la de introducir y extraer la sarta en el pozo. Está provista de diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia necesaria para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño al equipo en general. Sus componentes son (fig.7):

- ◆ El cuello de ganso.- Es un arco de acero con roles, montados sobre la cabeza inyectora, que actúa como guía a la sarta de tubería flexible. La vida de la tubería flexible en gran medida depende de la alineación del cuello de ganso con respecto a la cabeza inyectora, ya que de no prevenirse, se acelerarán las deformaciones en la tubería.

DIMENSIONES DE LOS CUELLOS DE GANSO

Radio	Diámetro de tubería
50"	1"
72"	1 ¼" - 2"
90"	2" - 2 3/8"
120"	3 ½"

- ◆ Las cadenas.- Son una serie de eslabones, roles y blocs de acero con caras semicirculares que corresponden al diámetro de la tubería que se esté usando y transmite la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería del pozo. Cuando la tubería es introducida al pozo, la carga en las cadenas se incrementa y se requiere aumentar la fuerza de los blocs, con el fin de mantener una fricción eficiente, esto se logra por medio de un sistema de tensión de cadenas, usando presión hidráulica a través de engranes o catarinas (fig. 8 y 9)



Figuras 7



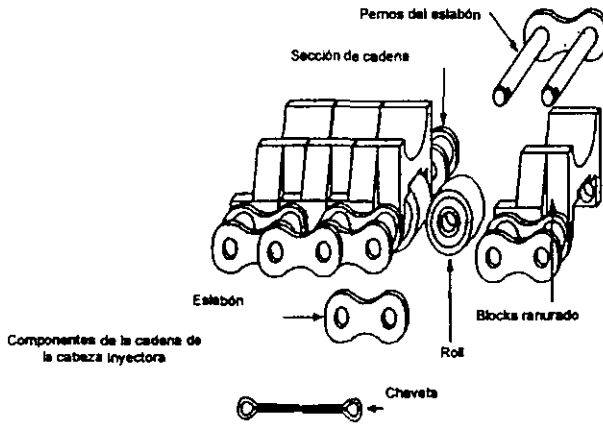


Figura 8

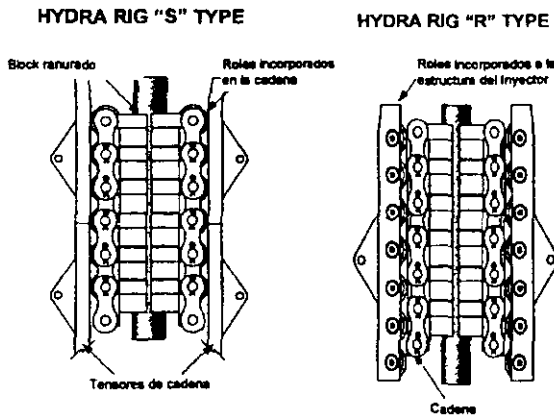


Figura 9

Existen varios tipos de cadenas, las más comunes son:

Los diseños de grapa bloc tipo "S" que tienen roles o apoyos incorporados en el ensamblaje de los eslabones de la cadena y el tipo "R", en la cual la grapa bloc se mueve con apoyos incorporados en el diseño de la cabeza inyectora (fig. 9)

- ◆ Los motores hidráulicos.- Estos suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas, una serie de catarinas (spockets) están conectadas a cada uno de los motores hidráulicos para operar dos cadenas independientes.
- ◆ E indicadores de peso.- Este proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual está en función de las características y dimensiones de la sarta, así como de las condiciones del pozo. El incremento de peso está en función de la profundidad que se está operando, por lo que una disminución observada en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo, este dispositivo opera hidráulica y/o electrónicamente (fig. 10).

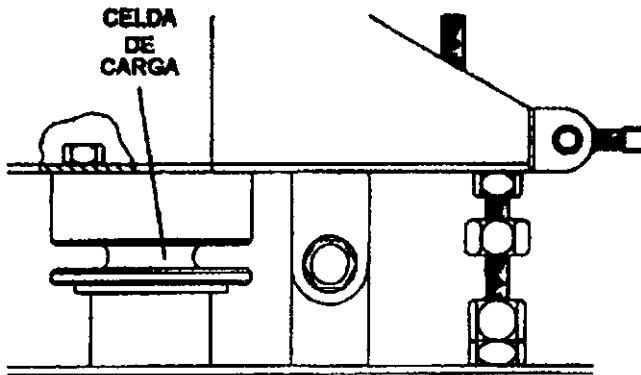


Figura 10

➤ EQUIPO DE CONTROL DEL POZO

Los Preventores.- Su función es proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. La configuración de los rams del preventor y el puerto de matar facilitan las operaciones de control en diferentes situaciones, el más común es de 3" de diámetro interior, para presiones de trabajo de 10,000 psi y resistente al ácido sulfhídrico. El conjunto de preventores está equipado con cuatro juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. Estos son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno). Para cierres de emergencia, los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams y a su vez permitir el control del pozo, o bien, pueden ser cerrados manualmente (fig. 11). Existen diferentes marcas en el mercado, la distribución de sus componentes y su funcionamiento es similar.

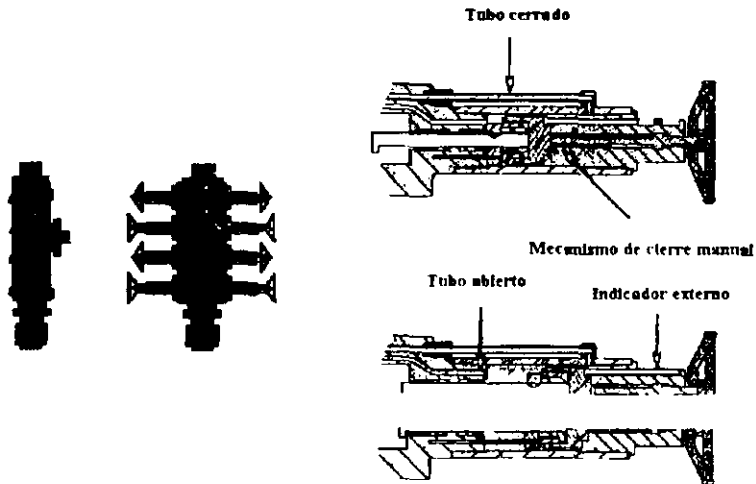


Figura 11

El preventor cuádruple tiene la siguiente configuración (fig. 12):

- (a) Rams de tubería. Cierra herméticamente el pozo alrededor de la tubería.
- (b) Rams de cuñas. Son utilizados para sujetar la tubería sin dañarla
- (c) Rams de corte. Estos cierran y cortan la tubería
- (d) Rams ciegos. Están diseñados para efectuar un sello total del pozo cuando no hay tubería dentro del preventor.
- (e) Válvula igualadora. Permite igualar la presión en el interior del preventor para abrir los rams
- (f) Puerto de matar. Se ubica en la parte media del cuerpo del preventor y permite bombear fluidos para el control del pozo.

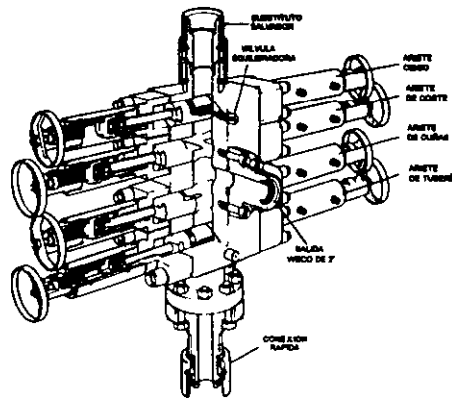


Figura 12

Preventores combi. Este tipo de preventores están equipados con dos juegos de rams, el de corte y sello, o anular y cuñas, los cuales se pueden operar en forma combinada ante cualquier descontrol del pozo, cuya distribución es la siguiente:

- (a) Rams ciego y corte.- Cierra para cortar la tubería y efectuar sello en el diámetro interno del preventor.
- (b) Rams de tubería y cuñas.- Está diseñado para que al cerrar sujeten la tubería y efectúen un sello alrededor de la misma sin dañar la superficie.

Estopero (stripper). Su función es la de soportar la presión del pozo o cualquier flujo durante las operaciones con tubería flexible, siendo uno de los componentes principales, asimismo, trabajan en pozos en condiciones fluyentes, ya que las presiones son controladas por dos elementos de sello (uretano y nitrilo). Ante cualquier efecto de presión de algún sistema hidráulico, sellan sobre el cuerpo de la tubería flexible, ya sea durante la introducción y extracción de la misma.

El mecanismo de acción hidráulica se realiza desde la cabina de control, el stripper está localizado en la parte inferior de la cabeza inyectora y tiene un rango de trabajo de 10 000 a 15 000 psi y, además, es resistente al ácido sulfhídrico (fig. 13)

Se cuenta con tres tipos de estoperos (stripper), el convencional, el de ventana y el radial. En el sistema de stripper convencional, es necesario desmontar la cabeza inyectora para cambiar los elementos de sello, mientras que en el tipo ventana pueden cambiarse en cualquier momento durante el desarrollo de la operación. El stripper convencional es el más complicado para reparar los repuestos de sello, el de ventana es más versátil, ya que las maniobras de conexiones son más rápidas, ambos operan a presiones superiores a 10 000 psi y no tienen limitaciones en el manejo de cualquier diámetro de tubería flexible. En cambio el stripper tipo radial opera a presiones hasta de 15 000 psi, pero tiene la limitante de manejar diámetros mayores de 2 3/8".

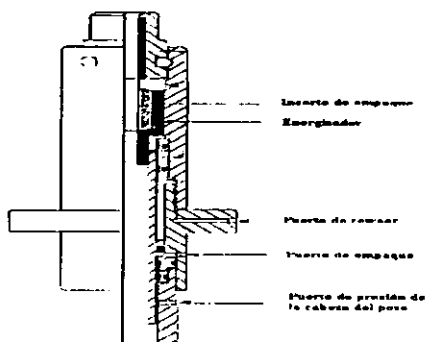


Figura 13

➤ EQUIPO AUXILIAR

Grúa de maniobras.- Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de tubería flexible, el principio de funcionamiento está basado en la activación de pistones hidráulicos (gatos), con brazos de palanca telescopiados, que permiten girar y ajustar la longitud requerida para realizar las maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento, esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo modular.

Subestructura. Utilizando durante las operaciones de perforación y terminación tubería flexible en lugar del equipo convencional, se requiere de un sistema auxiliar (subestructura), con el fin de soportar la carga, y como un medio seguro y práctico para realizar las maniobras. Actualmente, se han desarrollado diferentes tipos de estructuras, la tradicional con cuatro patas ajustables en forma hidráulica y los nuevos diseños capaces de soportar cargas vivas de 2000,000 lbs, ya que permiten la colocación de la cabeza inyectora sobre el piso de la misma estructura o en el tazón de las cuñas, también ubicado sobre el piso de la estructura.

Presas de fluidos.- Son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y similares a las utilizadas en equipos convencionales.

Bombas de lodos.- Estas se utilizan para las operaciones con tubería flexible, las comúnmente utilizadas son las triplex y pueden estar integradas a la unidad o en forma modular.

➤ EQUIPO PARA TRABAJOS COSTAFUERA

En operaciones costafuera, los equipos de tubería flexible son modulares, montados en patines para facilitar su manejo, armado y operación. El manejo de los componentes modulares de la unidad de tubería flexible nos permiten dar flexibilidad y versatilidad en la operación de los mismos.

➤ EQUIPO PARA TRABAJOS TERRESTRES

Las unidades terrestres, se montan en remolques o en plataformas con tracto-camión y permiten efectuar menos movimientos logísticos y requieren menor área en la localización. Sus dimensiones y peso están restringidos por las leyes de tránsito.

3.3.2. HERRAMIENTAS DE FONDO

Debido al incremento del uso de la tubería flexible en las operaciones de pozos, los fabricantes se han preocupado por desarrollar más y mejores herramientas de fondo. Cabe mencionar que las herramientas de fondo desarrolladas con línea de acero, han sido cambiadas y adaptada a la tubería

flexible, incrementándose así el uso de herramientas en las unidades de registros y actualmente se pueden tomar registros de fondo en agujero descubierto y entubado.

Ventajas de utilizar tubería flexible con respecto a los equipos de línea de acero, de registros eléctricos y equipos convencionales de terminación y mantenimiento de pozos.

- ◆ Permiten el paso de fluidos a través de ellas (circulación constante)
- ◆ Tener mayores rangos de tensión
- ◆ Rotación de herramientas con un motor de fondo
- ◆ Permite realizar operaciones a través de aparejos de producción.

Para operaciones con tubería flexible se han desarrollado diferentes tipos y marcas de herramientas, las cuales de cada fabricante tienen sus propias conexiones.

1. TIPOS DE CONEXIONES

Actualmente, las herramientas de fondo utilizadas para las operaciones con tubería flexible existen dos tipos:

- ◆ Roscables.- Los tipos de roscas más comunes en operaciones de tubería flexible son:
 - Conexión Dowell Estándar, Hydril CS, AW/BW ROD, API regular y API Internal Flush.
 - Otras que dependen de las especificaciones del fabricante, como son paso, conicidad, sello, etc.
- ◆ No roscables.- Este tipo de conexión se utilizan en donde es difícil hacer rotación de herramientas al realizar la conexión en la superficie, como son herramientas de registros eléctricos que tengan un diámetro interior reducido para el paso de canicas o dardos y se dispone para diámetros de 1 1/8" y 1 1/4".

2. CONECTORES PARA TUBERÍA FLEXIBLE

Los conectores son la parte fundamental del enlace de la tubería flexible con las diversas sargas de fondo, para las diferentes aplicaciones. A continuación se citan los siguientes:

- Conector de grapa.- Este tipo de conector se sostiene y se sella sobre el diámetro exterior de la tubería flexible, además provee de una conexión rescable con un sello O-ring para conectar una amplia variedad de herramientas de fondo (fig. 14)

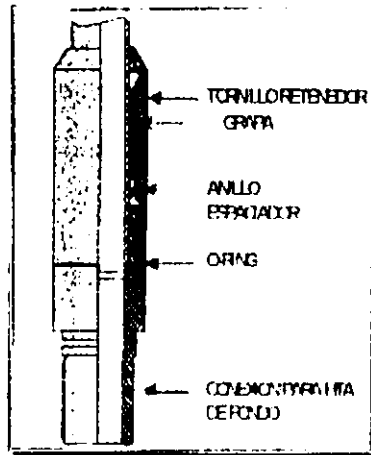


Figura 14

- **Conector atornillado.**- Este tipo de conector es instalado en la tubería flexible y sujetado por una serie de tornillos en dos secciones y colocados a 90° cada uno, para tener mayor sujeción de la tubería (fig. 15) Una de las ventajas de este tipo de conector, es que restringe el diámetro interior de la sarta, y no permite el paso de esferas o dardos, para activar juntas de seguridad, válvulas de contrapresión, empacadores etc., entre las ventajas podemos citar la resistencia al torque, tensión y cuando se operan herramientas rígidas.

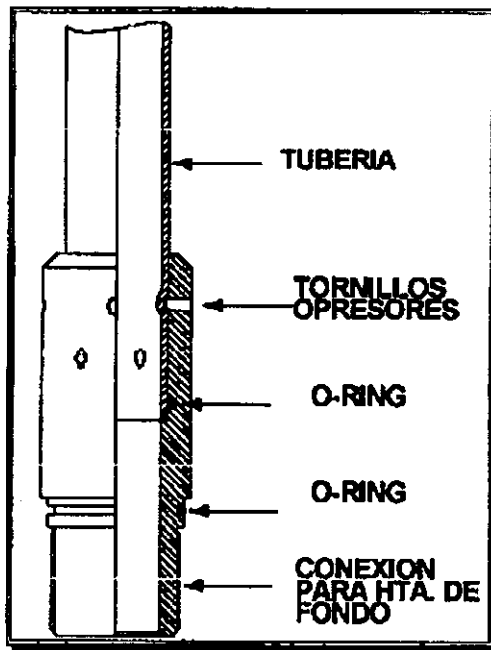


Figura 15

- **Conector roll-on.**- Existen dos tipos de conectores de roll-on: el sencillo y el doble. El sencillo es insertado en el extremo de la tubería flexible para sargas de pequeña longitud o para pruebas superficiales de presión. El doble es utilizado en la mayoría de los casos cuando hay daño superficial en la tubería, permitiendo conectar con ello los dos extremos de la tubería para continuar

enrollando la sarta en el carrete, la desventaja de usar este tipo de conectores es la reducción del diámetro interior y no poder tensionar la sarta en caso de atrapamiento (fig. 16).

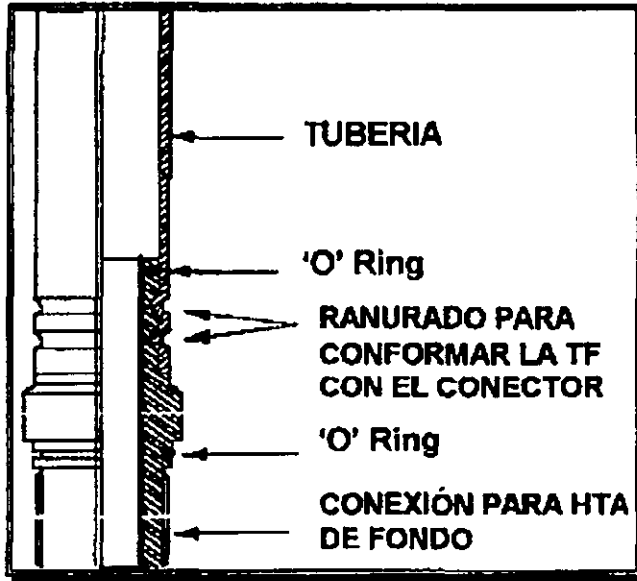


Figura 16

- **Conector roscado.**- Este tipo de conector es el más usado en las sargas de herramientas de fondo, ya que permite operar bajo tensión, torsión y no reduce el diámetro interior de éste. (fig. 17)

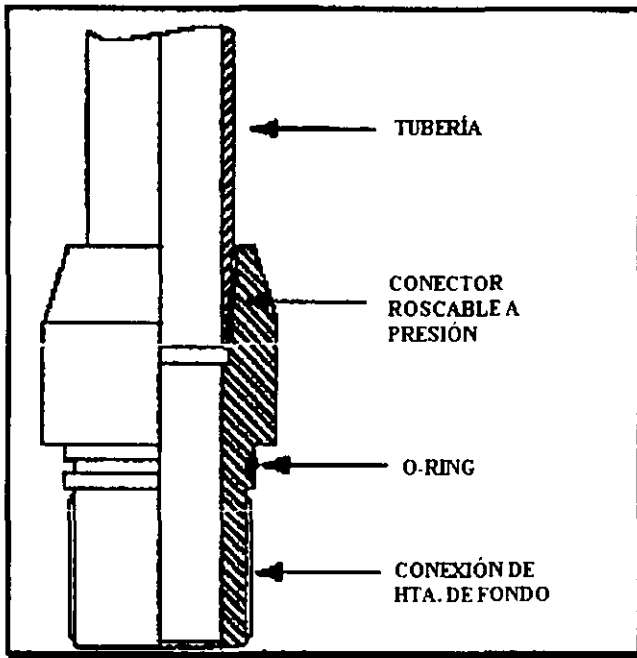


Figura 17

- Conectores soldables.- Actualmente son de poco uso, ya que existe el riesgo de atraparse y presentan el punto más débil en la soldadura de éste con la tubería. Una de sus ventajas es que el diámetro exterior de la sarta es uniforme.

3. VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN (CHECK)

Las válvulas de contrapresión se utilizan para prevenir la entrada de flujo de fluido del pozo al interior de la tubería flexible y son instaladas dentro de la sarta de trabajo abajo del conector de tubería, además trabaja como una válvula de seguridad de fondo cuando se presentan fracturas o daños en la tubería que se encuentra fuera del pozo (superficie). Existen dos tipos de válvulas de contrapresión las cuales son:

- Válvula de contrapresión con asiento para esfera.- Su diseño limita el uso de herramientas de fondo, ya que en el interior de ésta se aloja una esfera de acero que impide el paso de otra herramienta, también limita el flujo de fluidos presentándose erosión en el asiento de la esfera ocasionado por los sólidos contenidos en el fluido de circulación (fig. 18).

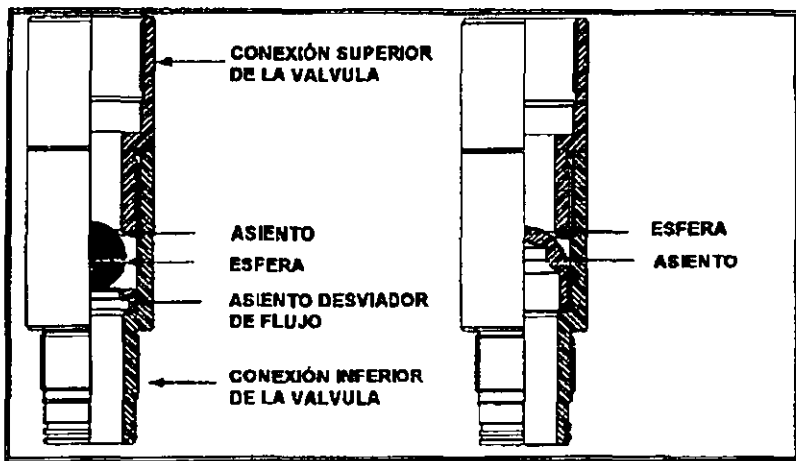


Figura 18

- Válvula de contrapresión de charnela.- Son más comúnmente usadas por su diseño, ya que permiten manejar las herramientas de fondo como empacadores mecánicos o soltadores hidráulicos, fluidos con alto contenido de sólidos y utilizar técnicas de operación más complejas, también reducen la erosión en su interior debido a que no se origina turbulencia (fig. 19).

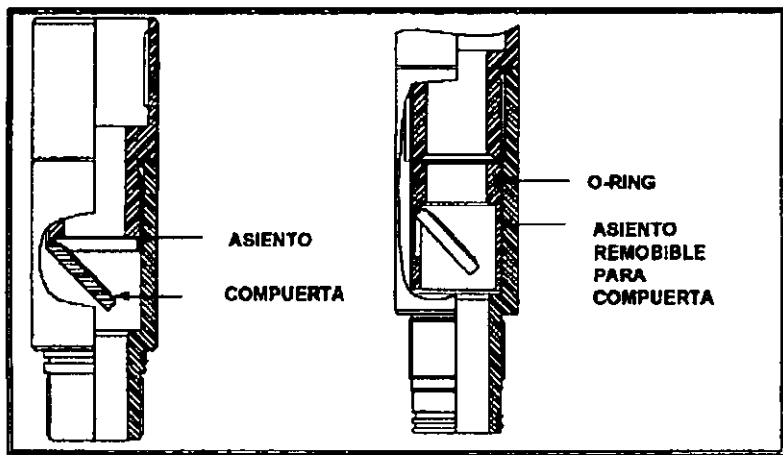


Figura 19

4. JUNTAS DE SEGURIDAD

Su función es dejar una boca de pez o cuello de pesca conocida, cuando se tenga que desconectar por algún motivo como una pegadura por presión diferencial o por algún tipo de atrapamiento como puede ser colapso, sólidos, asfáltenos, carbonatos, etc.. estas herramientas están diseñadas para poder reconectarse con la sarta apropiada para recuperar el pez y se instalan debajo de las válvulas de contrapresión (fig. 20).

Los siguientes factores se deben de considerar para la selección apropiada de una junta de seguridad:

- Método de operación
- Pescado por recuperar
- Cuello de pez
- Aplicación de los requerimientos de operación

Clasificación de las juntas por el método de operación:

- Tensión.- Debe ser el punto más débil de la sarta, ya que cuando se opere la tubería no sufrirá daño por elongación.
- Presión.- La presión aplicada a través de la tubería ejerce una presión diferencial dentro y fuera de la herramienta para actuar en el mecanismo.
- Tensión-Presión.- Es la combinación de los dos puntos anteriores.

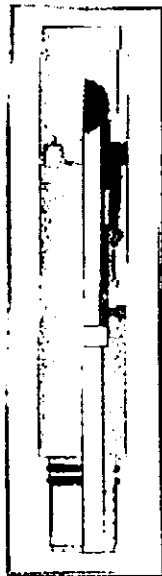


Figura 20 . Juntas de Seguridad

5. ACELERADORES

Generalmente se incluyen en la sarta de herramientas de fondo cuando va integrado un martillo. Estos consisten de un mandril deslizante a compresión, el cual amortigua la energía liberada por el martillo cuando es forzado en la dirección de operación, su función principal es la de proteger las herramientas colocadas en la parte superior de la sarta y restablecer la energía liberada a éste (fig. 21). Se clasifican en dos grupos:

- Mecánicos
- Hidráulicos



Figura 21. Aceleradores

6. MARTILLOS

Esta es una herramienta que tiene como objetivo el liberar la sarta, por medio de la transmisión de un golpe súbito hacia arriba o hacia abajo al aparejo de herramientas. Este también incluye un mandril deslizante, que permite la aceleración rápida de la sarta arriba del martillo, el viaje del mandril está limitada por la longitud de carrera de éste, el cual golpea el freno del mandril (fig. 22) y pueden ser operados mecánica e hidráulicamente.



Figura 22. Martillos

7. PULLING TOOL

Es una herramienta para liberar pescados, los cuales tienen un cuello de pesca bien definido, puede ser internos o externos y ser operados hidráulica o mecánicamente con liberación tipo "J" (fig. 23).



Figura 23. Pulling Tool

8. PESCANTE EXTERIORES

Este tipo de pescantes está diseñado para operar sobre el cuello del pez que será recuperado, éstos consisten de un juego de grapas que giran sobre el interior de un tazón con cierto grado de inclinación para ir oprimiendo o cerrando las grapas y un seguro de éstas (fig. 24). por cada giro se aumenta la torsión, incrementa el cierre de las grapas sobre el exterior del pez. Este tipo de pescante permite la circulación, si el pez no puede ser removido los pescantes cuentan con un sistema de liberación.

Entre los pescantes exteriores mencionamos los siguientes:

- Over- Shot series 10, 20 y 150
- Continuos
- Kellog Shocket
- Zapatas de fricción
- Tarrajas
- Magnéticos

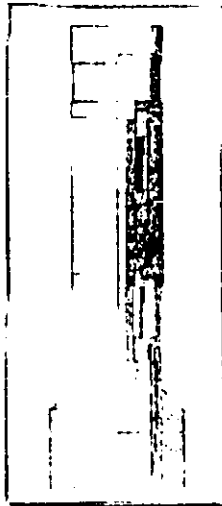


Figura 24. Pescante exterior

9. PESCANTE INTERIORES

Este tipo de pescantes se utiliza para operarse dentro de la boca del pez, los arpones son los más comunes en operaciones de pesca (fig. 25)

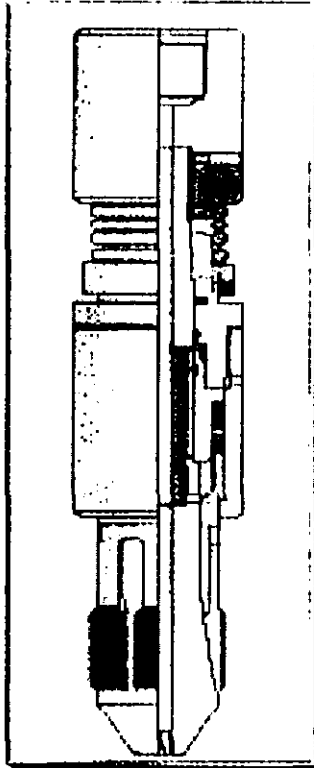


Figura 25 Pescante Interior

10. OPERADORAS DE CAMISA

En la actualidad, la operadoras de camisas se instalan en sartas de tubería flexible y son empleadas en pozos de alta presión o alto gasto en donde el flujo no permite realizar la operación con líneas de acero, asimismo, se requiere mayor tensión para abrir o cerrar la válvula de circulación, éstas pueden ser activadas mecánica o hidráulicamente (fig. 26).

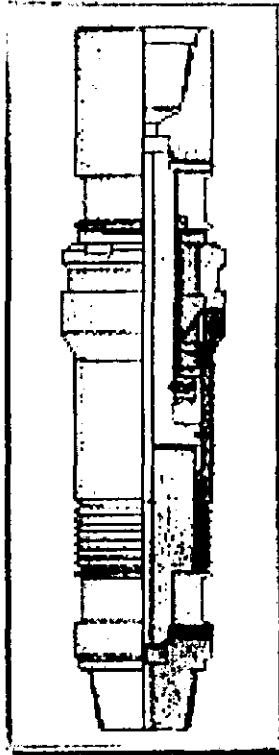


Figura .26. Operadora de camisas

11. EMPACADORES

Se utilizan tres tipos de empacadores tales como:

- **Mecánicos.**- se operan hidráulicamente por tensión y/o compresión y se fabrican en diferentes diámetros, la ventaja es que los de diámetro pequeños permiten el paso a través de niples con diámetros reducidos, los cuales son operados por tensión y no se ven afectados por la hidráulica del pozo. Las aplicaciones principales de los empacadores son:
 1. Tapón puente temporal.- Este se utiliza para aislar zonas, controlar el pozo o cuando se reparan las conexiones superficiales.
 2. Tapón puente permanente. Sirve para abandonar en intervalos
 3. Empacador de prueba. Sirve para probar intervalos o realizar tratamientos en zonas, como estimulaciones, control de agua o arena, etc.
 4. Empacadores de terminación. Se utilizan para la terminación o mantenimiento de pozos.
- **Hidráulicos.**- Se utilizan en donde el anclaje mecánico no es confiable debido a las condiciones mecánicas del pozo. Los empacadores hidráulicos requieren para su anclaje del lanzamiento de una esfera y de aplicar presión en la sarta para activar el sistema de anclaje.
- **Inflables.**- Tienen la habilidad de agrandarse a un diámetro mucho mayor que el diámetro exterior del cuerpo original del empacador, se corren a través del aparejo de producción y se agrandan en una relación máxima de 3:1, reduciendo proporcionalmente su capacidad de presión diferencial (fig. 27).

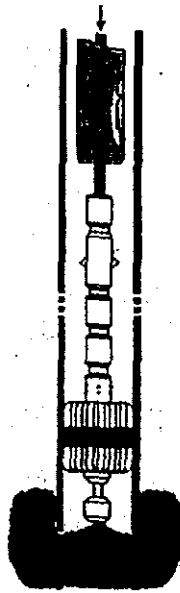


Figura 27. Empacador inflable

12. MOTORES DE FONDO

Estas herramientas proporcionan rotación, velocidad y torque a la barrena o molino durante la perforación o limpieza de un pozo. La energía que hace rotar el motor, es proporcionada por el fluido que se circula a través de la sarta de herramientas desde la superficie.

Se pueden encontrar tres tipos e motores de fondos:

1. Motores tipo turbina.- se inicia el uso de diámetros pequeños y se utilizan para pozos con alta temperatura.
2. Motores vane.- los cuales se encuentran en una fase de prueba
3. Motores de desplazamiento positivo.- constan de cuatro componentes.

- Sección de potencia.- esta compuesta por el rotor que es la parte móvil de acero y el estator que es la parte fija de la herramienta (elastómero).
- Sección de cojinetes
- Sección de transmisión
- Caja de barrena

Se encuentran disponibles en todos los diámetros, pero especialmente en diámetros pequeños, Los criterios de selección de un motor de fondo son los siguientes:

- Temperatura
- Diámetro exterior
- Número de etapas para calcular la velocidad
- RPM Vs gasto
- Torque Vs gasto
- Máximo gasto
- Máxima caída de presión

Pero tienen dos desventajas este tipo de motores las cuales son:

- No pueden circular fluidos corrosivos
- Altas temperaturas de fondo

13. HERRAMIENTA PERFORADORA DE IMPACTO (HIPP TRIPPER)

Esta herramienta es de rotación e impacto en una sola dirección, puede trabajar con la mayoría de los fluidos incluyendo el nitrógeno, sus componentes no son afectados por solventes, aceite o diesel. Pero no están diseñados para trabajar con ácido o en ambientes con alta concentración de H₂S.

La potencia de esta herramienta es proporcionada por el fluido que se bombea a través de la tubería flexible y produce una acción recíproca de rotación, la frecuencia de las reciprocidades depende del peso que se aplica a la misma y del volumen bombeado. El motor solo hasta que encuentre resistencia girará y golpeará, esto permite circular mientras se está introduciendo o sacando la herramienta sin dañar la tubería de producción. Esta herramienta utiliza un acelerador, el cual se puede describir como dos tubos telescópicos que se deslizan parcialmente hacia abajo a través de un resorte. La herramienta puede ser introducida con o sin acelerador, sin embargo, es recomendable cuando se prueba en superficie y trabaje a profundidades mayores de 600 pies o con diámetros de tubería mayores de 1 1/4".

Ventajas:

- Opera sobre la mayoría de los fluidos inclusive nitrógeno
- No opera hasta encontrar resistencia
- Puede rotar y golpear
- Existen varios tipos de barrenas para operar según el tipo de resistencia
- Permite circular en cualquier momento.

Aplicaciones más comunes:

- Tapones de resinas
- Empacamiento de grava
- Cemento
- Incrustaciones de carbonatos
- Parafinas
- Puente de cerámica
- Resistencias de fierro

14. ESCARIADORES

Se usan para limpiar el enjarre de las paredes del pozo o algunos tipos de incrustaciones depositadas en la tubería de producción, se deben instalar junto con un motor de fondo y una barrena o un molino piloto como guía, además tienen la capacidad de pasar a través del aparejo de producción y expandir sus brazos hasta alcanzar su máximo diámetro, los hay disponibles de dos y tres cuchillas.

15. TROMPOS DIFUSORES

Se colocan en el extremo de la sarta de tubería flexible, son de diseño y construcción simples, la posición y diámetro de la boquilla o puertos, se define por la acción de jet requerido para una específica aplicación de operación. El tamaño y número de puertos maquinados en un trompo, es determinado por la aplicación deseada, en general estas herramientas caen en dos categorías.

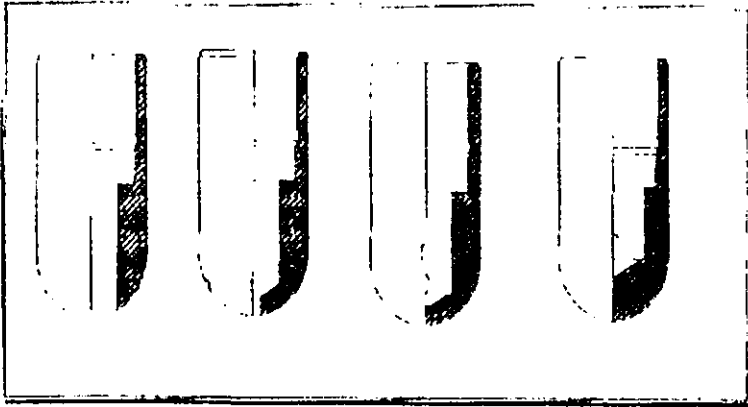
- ⇒ Trompos de circulación.- son utilizados en donde los fluidos serán circulados sin el requerimiento de jet, tendrán un área de puerto mayor, pueden ser de varios puertos pequeños o un puerto de mayor diámetro, el criterio es que sea donde haya menor caída de presión a través de los orificios del trompo (fig. 28).
- ⇒ Trompos tipo jet.- La eficiencia de este tipo de trompos es mayor y depende de la velocidad a través del puerto. Para generar la velocidad requerida, el gasto y la caída de presión a través del trompo, deben ser los adecuados debido a la gran presión por fricción generada en la tubería flexible y toberas del trompo (fig. 29)

La posición, forma y diseño de los orificios del jet afectan la acción del jet del trompo y en la mayoría de los casos será determinado por la aplicación deseada, los trompos tipo jet están diseñados para realizar una de las siguientes funciones:

- Jet con orificios hacia abajo.- utilizados generalmente para lavado de pozos.

- Jet con orificios laterales.- se usan para limpiar las paredes del pozo y para colocar taponos de cemento
- Jet para crear turbulencia.- se usan para la remoción y dispersión de sólidos.
- Jet tipo combinado.- realizan cualquier tipo de trabajo y cambia la dirección de flujo por medio de una canica.

Figura 28 trompos de circulación



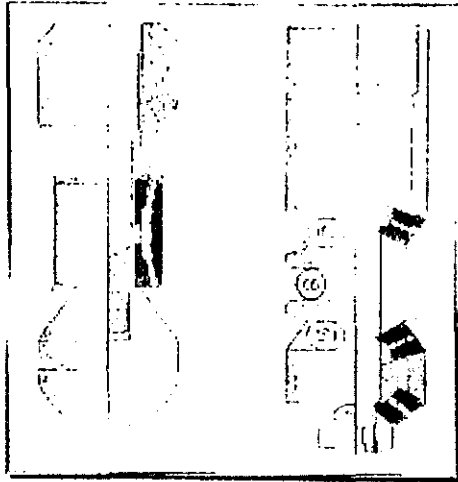


Figura 29 Trompo tipo Jet

16. JUNTAS DE RODILLA

Generalmente se instalan en la sarta de tubería flexible entre el martillo y el pescante, proporcionan cierto grado de flexibilidad a la sarta, por su diseño permiten la circulación a través de éstas y son requeridas en las sarts para pozos desviados, horizontales o en instalaciones de bombeo neumático (fig. 30).

Tales herramientas están diseñadas para:

- Permiten un movimiento angular a la sarta de herramientas
- Permiten +/- 10 grados en cualquier dirección
- Permitir la rotación

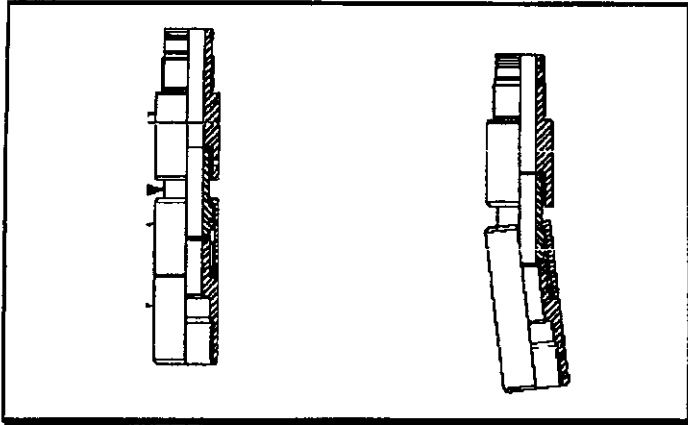


Figura 30. Juntas de rodilla

17. CENTRADORES

Los centradores son incluidos dentro de la sarta de tubería flexible para mantener la herramienta lejos de las paredes del pozo, esto ayuda a lograr las siguientes condiciones:

- Prevenir el colgamiento tubular sobre las paredes del pozo
- Localizar la boca del pescado o la herramienta a recuperar
- Minimizar el flambeo de la tubería
- Provee centralización de las herramientas de registros
- Prevenir la estabilización de las herramientas de molienda y/o perforación
- Mejorar el desplazamiento de los fluidos

Los mecanismos de centradores comúnmente utilizados en operaciones con tubería flexible pueden ser configurados en tres clases:

- La centralización es una parte integral de la herramienta o sarta que soporte
- El mecanismo de centralización está diseñado para sujetarse con grapas
- El mecanismo de centralización está separado de la sarta de herramientas

Tipos de centradores

⇒ Rígidos.- generalmente son configurados de tres o cuatro flejes, el diámetro exterior será ligeramente menor que el diámetro interior de la tubería en donde va ser corrido, algunos están diseñados con roles o canicas, lo cual permite reducir la fricción con la tubería (fig. 31).

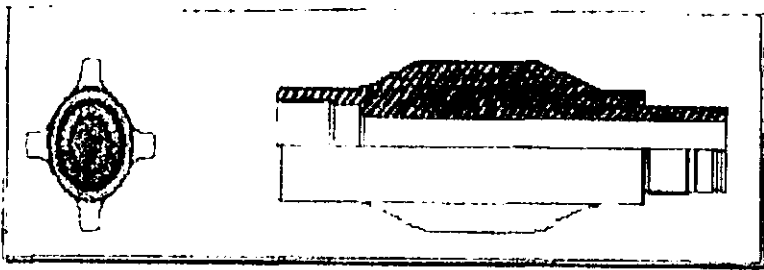


Figura 31. Centradores rígidos

⇒ Flexibles.- son configurados con tres resortes flexibles en forma de arco, esto les permite ser efectivos en un amplio rango de diámetros. Tiene la habilidad de reducirse o expandirse, lo cual les

da la libertad de corridos dentro del aparejo de producción, son utilizados en operaciones de molienda, para centrar cortadores de tubería, perforación y centrar empacadores (fig. 32).

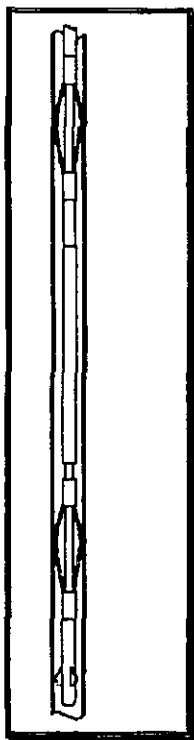


Figura 32. Centraores flexibles

⇒ Eslabón.- son parecidos a los flexibles, su característica principal es que cuentan con rolos en el punto de contacto y como función secundaria pueden ser utilizados como localizadores de extremo de aparejos de producción (fig. 33).

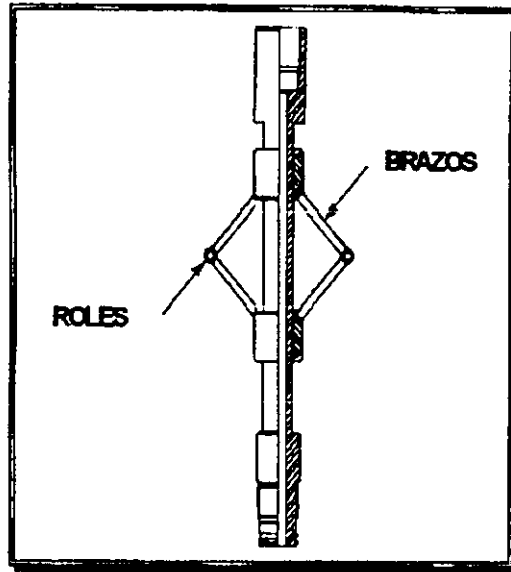


Figura 33. Centrador tipo eslabón

18. CORTADORES DE TUBERÍA

Esta diseñada con una serie de cuchillas de alta dureza (dos o tres), y se utiliza para cortar por el interior de tuberías de producción o revestimiento, esta herramienta debe ser corrida con un motor de fondo y un centralizador hidráulico para reducir los esfuerzos de las cuchillas. Es recomendable que antes de iniciar el corte de la tubería, se ancle la tubería flexible para evitar movimientos descendentes y ascendentes del motor de fondo, evitando así la ruptura de las cuchillas.

19. HERRAMIENTAS GIRATORIAS (SWIVEL)

Esta permite el giro durante la conexión de otras herramientas que no pueden ser giradas. El rango máximo de operación es de 5,000 psi y su diseño es similar al swivel instalado en el carrete de tubería flexible (fig. 34)

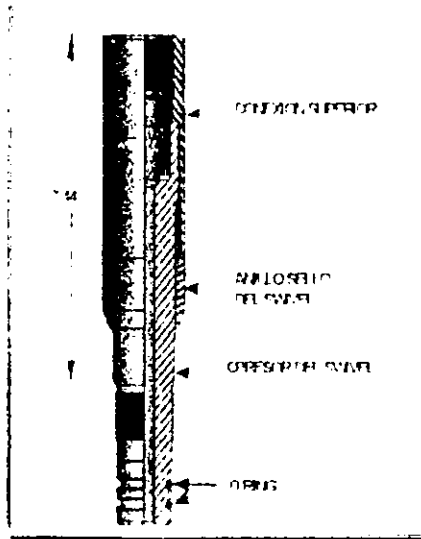


Figura 34. Herramienta Giratoria

20. CONECTOR RÁPIDO

Son conexiones que aceleran el tiempo de instalación de la sarta de herramientas, comúnmente se utilizan en sargas de gran longitud y requieren $\frac{1}{4}$ de vuelta para ser activadas. Su aplicación principal es reducir el tiempo de maniobras del personal bajo la cabeza inyectora.

21. LOCALIZADORES DE ACCESORIOS DE APAREJO DE PRODUCCIÓN

Se utilizan para localizar o detectar niples de asiento y extremos de aparejos de producción, son capaces de detectar al estar bajando, o bien, sacando la sarta de tubería, generalmente son instalados en sartas donde se integra algún tipo de empacador y auxilian para determinar la profundidad de las herramientas, la ventaja de utilizar estas herramientas es la de detectar el desfaseamiento ocurrido en el contador mecánico de profundidad de la unidad de tubería flexible (fig. 35)

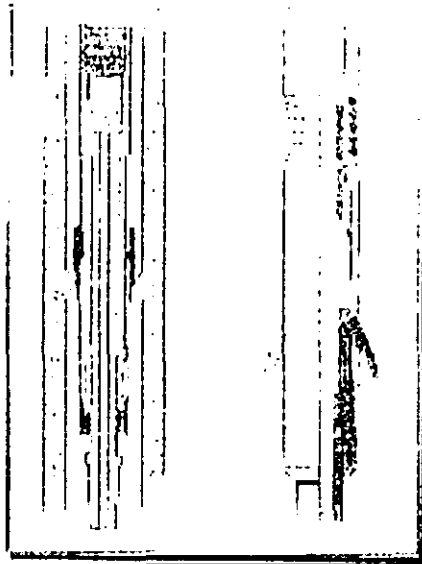


Figura 35 Localizadores de Herramientas de Fondo

22. BLOCK DE IMPRESIÓN

Están diseñadas para recuperar la impresión de las obstrucciones o bocas de pescado que se encuentran dentro del pozo, normalmente su cuerpo está fabricado de acero y el área de impresión con plomo. Asimismo, cuentan con cuatro vías de circulación laterales direccionadas a 60° hacia el fondo para poder remover sedimentos sueltos y desplazarlos hacia la superficie.

23. FILTROS

Esta diseñado con una malla metálica que puede ser de diferentes calibres, esta malla es sostenida por dos pernos de corte, los cuales se rompen cuando la presión diferencial excede 500 psi, donde se expone un desviador de flujo de 2 ½" de diámetro para permitir la circulación sin filtro, normalmente son instalados en la superficie. Se utilizan para proteger las herramientas de fondo que son sensibles a materiales finos, como jets o sistemas de tratamiento selectivo de la formación (fig. 36).

FILTROS CHICKSAN

Estos son instalados en las líneas superficiales del circuito hidráulico, su función principal es filtrar los fluidos bombeados y evitar la depositación de sólidos dentro de la tubería y herramientas de fondo (fig. 37).

24. VÁLVULA DE RELEVO O ALIVIO

Esta válvula abre a una presión diferencial predeterminada, evitando de ese modo sobre presurizar la sarta, originalmente diseñada para pruebas selectivas de formación, asimismo, previene la sobre

presión de los elementos de empaque. Sin embargo, pueden ser utilizadas en cualquier aplicación donde la presión diferencial máxima no debe ser excedida, esta válvula es bidireccional y debe ser corrida siempre debajo de las válvulas de contrapresión, es ajustada de 500 a 2,500 psi, incrementándose un número de arandelas internas tipo "V" (fig. 38).

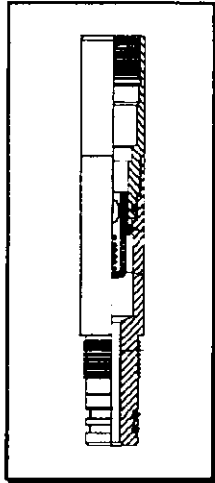


Figura 36. Filtros Debris.

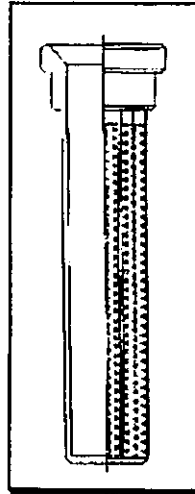


Figura 37. Filtros Chicksan

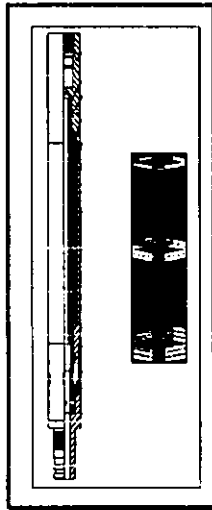


Figura 38. Válvula de relevo

25. VÁLVULAS DE CIRCULACIÓN

Esta válvula va instalada abajo del desconector hidráulico y es activada por circulación de una bola hasta el asiento. Cuando abre, la trayectoria del fluido es desviada hacia arriba del equipo MWD, del motor de fondo y del soltador del empacador cuando es introducido, y éste dirige el flujo radialmente a través de los puertos de salida, permitiendo incrementar los gastos por pérdidas de fricción en la herramienta de fondo sin la restricción de gastos que limitan al motor de fondo. Está válvula es usualmente abierta antes de efectuar el viaje de salida del pozo para aumentar la remoción de recortes.

26. TAPÓN EXPULSABLE

Es un tapón colocado en el extremo de la tubería flexible o la sarta de fondo. Evita que entre presión en la sarta cuando es introducida al pozo sin circulación, el cual es activado cuando se ha llegado a la profundidad deseada y expulsado con el bombeo del fluido; éste se conecta en el extremo mediante dos anillos O-ring (fig. 39).

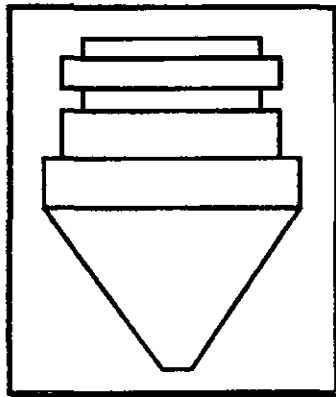


Figura 39 Tapón expulsante

27. HERRAMIENTAS DE MOLIENDA

Las herramientas de molienda se clasifican en:

- Las revestidas con pastillas de carburo de tungsteno (metal muncher)
- O bien con carburo de tungsteno

Actualmente se ocupan diferentes tipos de molinos revestidos con metal Muncher los cuales son:

- Molino de aleta
- Molino de paso
- Molino de hierro viejo
- Plano
- Zapatas lavadoras
- Molinos ampliadores

Todas estas herramientas son integradas a las sargas de trabajo en el extremo inferior del motor de fondo y en ocasiones después de la canasta colectora, éstas permiten la circulación a través de ellas.

3. 3. 3. APLICACIONES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN PERFORACIÓN

El objetivo de perforar pozos con tubería flexible tiene varios beneficios los cuales son:

- Eliminar las conexiones de la tubería
- El ruido del equipo es mínimo
- El manejo de los fluidos es a través de un circuito cerrado
- La circulación continua reduce problemas de pegaduras
- En la perforación bajo balance hay una mayor seguridad
- Costos menores en la movilización e instalación de equipo

Con el uso de la tubería flexible se utilizarán diámetros mayores que los actuales que son de 12 ½”, se han desarrollado diversas aplicaciones para la intervención y re-intervención de pozos aplicando esta tecnología como son:

➤ Perforación de pozos nuevos

Esta perforación se ejecuta con la finalidad de obtener un incremento adicional de producción, apoyado en un programa de Perforación Alterna utilizando los recursos e infraestructura de los pozos existentes, por lo que es necesario hacer un análisis de la información de los pozos candidatos para seleccionarlos, además ejecutar el diseño del pozo, seleccionar el equipo, conocer la infraestructura y logística aplicada al proyecto durante la realización de éste.

El programa de la intervención debe contemplar los siguientes aspectos:

- Geometría del pozo.- Esta en función de varios factores como: la profundidad del objetivo, el diámetro de la barrena, y los diámetros de tuberías de revestimiento programados en sus diferentes etapas.

- Profundidad desarrollada.- La cual debe estar en función del objetivo programado, y ésta debe ser de 200 m menor a la longitud total de la tubería que se instala en el carrete del equipo de tubería flexible.
- Asentamiento de tuberías de revestimiento.- Esta en función de las condiciones geoestratigráficas de la columna a perforar.
- Condiciones de estabilidad del agujero.- Para tal efecto se debe considerar un fluido que sea compatible con el tipo de formación, principalmente se deben tomar en cuenta sus propiedades de sustentación para el acarreo o transporte, desde el punto donde se generan los recortes de la barrena hasta la superficie.
- Barreras.- Para las diferentes litologías es recomendable utilizar barreras afines a la dureza de las mismas, como en el caso de columnas suaves (arcillas, será recomendable el uso de barreras de diamante policristalino (PDC).
- Fluidos de perforación e hidráulica.- Para fluidos tipo monofásico, se debe observar como regla un contenido de sólidos que deberá oscilar entre el 1%, 2% y éste dependerá del tipo de yacimiento, teniendo en cuenta dos sistemas sobrealanceados o bajobalance, lo cual implicará al lodo, espuma o gas respectivamente.
- Trayectoria del pozo.- No se debe de exceder del 2% para desarrollar un pozo con calidad y cuando se trate de perforación vertical.
- Ensamble de perforación.- El ensamble debe contener los siguientes elementos para un agujero vertical. (fig. 40)
 - Barrena
 - Moto de fondo
 - Sustituto de flotación
 - Drill collar antimagnético
 - MWD
 - Drill collar espirales
 - Martillo hidráulico
 - Conector de tubería flexible.

ENSAMBLE DE FONDO

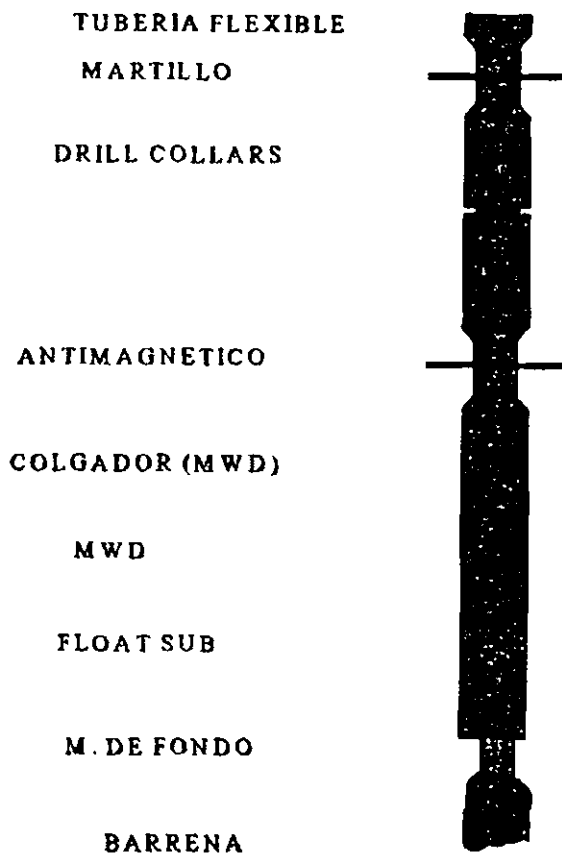


Figura 40

- Conexiones superficiales de control.- su diseño debe estar en función de la presión esperada del yacimiento, asimismo, se deben considerar la técnica de surgencia (Kick-off) inesperada cuando se trate de perforación bajobalance. (Fig. 41)

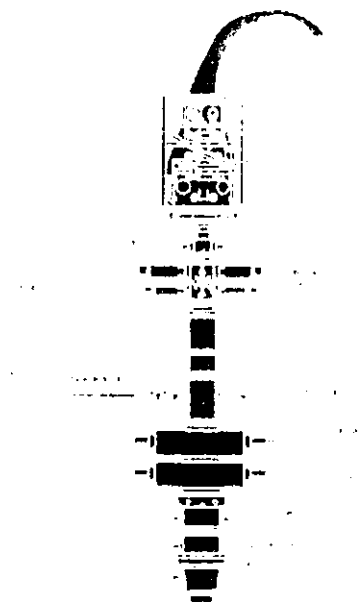


Figura 41

- Ejecución del proyecto.- cuando ya se ha integrado el programa correspondiente a la intervención, es necesario considerar en orden los siguientes aspectos:
 - Área de trabajo - Para la distribución e instalación del equipo de perforación con tubería flexible, con relación a la perforación normal, debe ser más pequeña comúnmente de 25 * 32 metros, ya que es el mínimo tamaño requerido para la instalación del equipo de tubería flexible. La localización requiere de una mínima preparación y nivelamiento básico que, por lo general, es más que suficiente.
 - Instalación del tubo conductor.- Debe ser manejado antes de la movilización del equipo de perforación.
 - Instalación del equipo.- Se requiere provisionar con tensores de cable contra viento o retensores con puntos de anclaje. (Esto dependerá del equipo seleccionado).

➤ PERFORACIÓN DEL POZO SEGÚN DISEÑO Y PROGRAMA

La secuencia de diseño y preparación para las operaciones de perforación con tubería flexible, comprenden varias tareas en distintas áreas de investigación tales como:

- Establecer los objetivos de los clientes
- Revisión de técnicas posibles
- Preparación técnica
- Preparación administrativa

➤ PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.

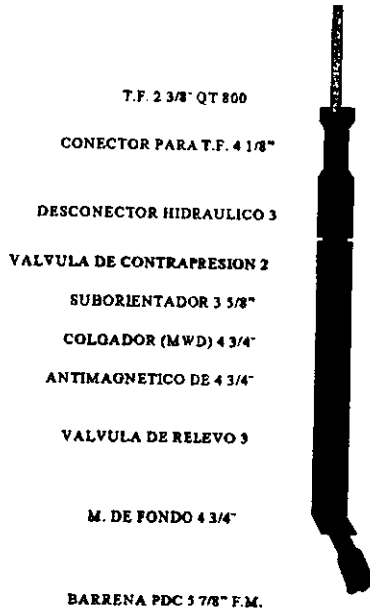
Respecto al diseño y características del equipo superficial para este tipo de intervención, será el mismo que se utiliza en la perforación de pozos nuevos verticales, variando únicamente el ensamble de fondo para la perforación y teniendo un mayor cuidado en el uso de simuladores como son:

- ◆ Análisis de torque y arrastre
- ◆ Hidráulica
- ◆ Estabilidad de agujero trayectoria del pozo
- ◆ Bukle helicoidal
- ◆ Esfuerzos de tubería
- ◆ Vida y fatiga de la tubería flexible.

Con respecto al ensamble de fondo usado para la perforación de pozos horizontales probado en el campo y como parte del procedimiento, se describe en forma detallada la distribución de las herramientas: (fig. 42).

El control de la trayectoria durante la perforación del pozo horizontal, debe darse de manera estricta, ya que en ocasiones está limitada por tener la necesidad de navegar con el conjunto de ensamble de fondo a través de espesores de yacimientos limitados con fronteras o contactos próximos como son casquete de gas y contacto agua aceite, por lo que convendrá si existe la posibilidad, de incluir en el ensamble de fondo la herramienta LWD, la cual nos proporciona información en tiempo real de registro de Rayos Gamma, resistividad, desviación neutrón compensado y densidad compensada.

ENSAMBLE DE FONDO 6 7/8"



* Barrena PDC 5 7/8" tipo FM-2643 security, No. serie 35426	0.20M
* Motor de fondo 4 3/4 SPERRY DRILL No. 475251; lobe 4/5	8.30M
* Combinación doble caja 3 1/2" IF; diámetro E=5" D=2"	0.60M
* Combinación 3 1/2" IF (pin) a 2 3/8" IF (caja) diámetro E 3 3/4"x 1 1/2"	0.51M
* Válvula de relevo (igualadora) diámetro E 3 3/4" 2 3/8" IF (pin)x 2 3/8" IF (caja)	0.51M
* Lastrabarrenas antimagnético diám.t.ext.=3 3/4", 2 3/8" IF (pin)x Acme (pin)	4.50M
* Colgador diám.t.ext. 3 1/2" doble caja ACME	0.95M
* Combinación diám.t. ext. 3 1/2" x ID=1 3/4" ACME (Pin)x 2 3/8" IF (caja)	0.81M
* Suborientador 3 5/8" x 1 1/2" 2 3/8" IF (pin)x 2 3/8" IF (caja)	2.90M
* Válvula de contrapresión 3.675" 2 3/8" IF (pin) x 2 3/8" IF (caja)	0.46M
* Desconector hidráulico 3 5/8" x 1" 2 3/8" IF (pin)x 2 3/8" HD (caja)	0.51M
* Conector para TF 4 1/8", 2 3/8" HD (pin)	0.30M
* TF diámetro 2 3/8"; D:1.2.063" long. Total	1854.0M

Figura 42

➤ PROFUNDIZACIÓN Y RE-ENTRADAS CONVENCIONALES

Al referirnos a profundización estamos estimando la posibilidad de alcanzar yacimientos incrementando la profundidad del agujero atravesado o perforando la zapata de la tubería de explotación, ya sea en una forma vertical o alcanzando desplazamientos programados hacia objetivos establecidos en función del desarrollo del campo.

Una re-entrada convencional es la perforación vertical o direccional, aprovechando un pozo ya perforado para explotar una formación inaccesible desde el pozo original, por lo general, la localización ha sido establecida más grande de lo requerido, ya que el conducto original fue perforado con un equipo convencional.

Las ventajas que podemos obtener serán las de incorporar nuevas zonas a producción, explorar nuevas formaciones, librar pescas complejas y convertir el pozo vertical en horizontal incrementando la capacidad original de drenado de la re-entrada. (fig. 43)

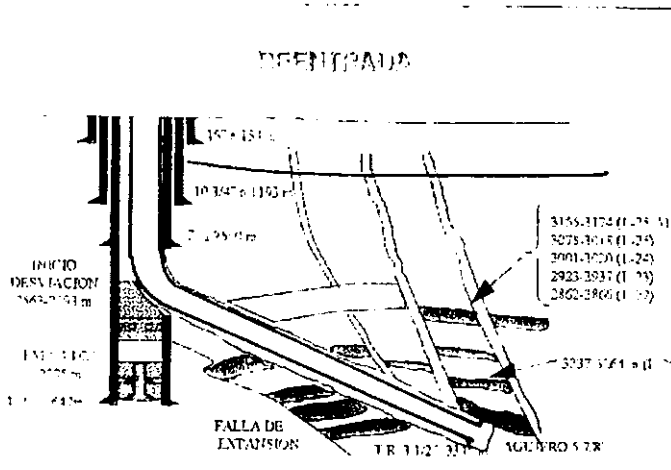


Figura 43

➤ MULTILATERALES

La técnica de perforar agujeros multilaterales, toma en cuenta la construcción de conductos a partir de un pozo normal como tronco que puede ser vertical direccional u horizontal.

Clasificación de tres niveles para la construcción de pozos multilaterales:

Nivel 1. Originalmente, este nivel nos da como resultado un pozo en donde existe el tronco y agujero lateral sin terminación, en agujero descubierto.

Nivel 2. El conducto aunque también permanece sin revestido, su desplazamiento inicia en el tronco ya revestido por medio de una ventana.

Nivel 3. El conducto se construye de la misma forma que en el nivel 2, pero con la diferencia de que en la rama construida se ubican herramientas integrales de terminación, con el objeto de seleccionar y aislar intervalos no deseados. (fig. 44)

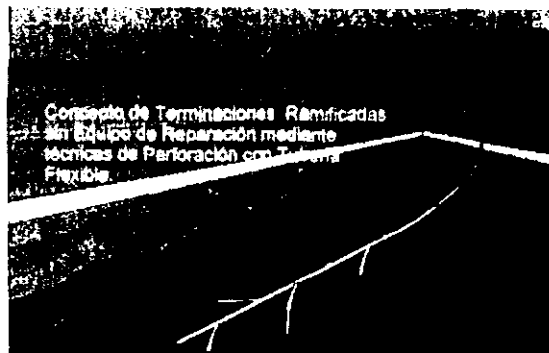


Figura 44

➤ RE-ENTRADAS A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Esta se aplica a las operaciones de tubería flexible que son realizadas bajo las siguientes condiciones:

- ◆ Operaciones realizadas sobre o a través del árbol de válvulas.
- ◆ Cuando la tubería original de producción permanece en su lugar
- ◆ El equipo de control del pozo es utilizado para las operaciones de perforación de bajo o sobrebalance.

Este tipo de intervención minimiza los costos de explotación con respecto al desarrollo del campo, ya que se perfora a través de la tubería de producción, está limitado por los diámetros interiores del mismo aparejo, debido a la introducción de herramientas mecánicas con sistemas de ensanchamiento que deberán trabajar en diámetros de tuberías de explotación localizadas abajo del aparejo de producción, por lo que el mínimo diámetro recomendado para estos trabajos es de 4 1/2".

➤ POZOS COSTAFUERA

La localización y selección del equipo de tubería flexible, es determinado por el espacio y la capacidad de manejo de la plataforma. Se deben tomar como consideraciones básicas los siguientes aspectos: Dimensiones exactas y espacio disponible incluyendo detalles del área y requerimientos de zonificación. Capacidad de carga de las placas incluyendo lugar y orientación del peso de las vigas y áreas restringidas. Tomar en cuenta detalles de la capacidad de la guía y la capacidad de extensión de la pluma.

➤ EQUIPO

El tipo de aplicación, localidad y complejidad de la operación, determinará que tipo de equipo deberá seleccionarse. Los componentes principales requeridos para completar casi todos los proyectos de perforación con tubería flexible se consideran en las siguientes categorías.

- ◆ Equipo de perforación o estructura de tubería flexible
- ◆ Equipo de tubería flexible
- ◆ Equipo de control del pozo
- ◆ Equipo de bombas
- ◆ Equipo de tratamiento y tanques de lodo
- ◆ Equipo de manejo de tubería
- ◆ Equipo auxiliar de superficie
- ◆ Equipo de observación y registros
- ◆ Equipo de seguridad y emergencia
- ◆ Equipo de bajobalance

➤ CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Para la perforación de pozos con la técnica de tubería flexible, es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones de diseño:

- ◆ Diámetro del agujero. Es posible perforar hasta diámetros máximos de 12 ¼", haciendo notar que para agujeros mayores de 6 ¾" se deberá diseñar la sarta con motores adecuados en función del torque y de su hidráulica afines con el diámetro y características de esfuerzo de tubería flexible.
- ◆ Profundidad. Esta depende del diámetro del pozo y características de la formación, generalmente, con respecto a pozos nuevos existen profundidades limitadas en cuanto a alcance entre 1,500 y 2,200 m. Con tres o cuatro ensambles de fondo diferentes.
- ◆ Limitaciones. La tolerancia al torque de la tubería flexible limita el tamaño del motor, la presión de bombeo limita la profundidad del agujero en diámetros mayores de 4 ¼".
- ◆ Diámetro de la tubería flexible. En diámetros de 2 3/8" de tubería flexible será recomendado para diámetros de agujero mayores de 6 ¾", para 4 ¼" cuando se desean realizar secciones más profundas de 1,500 m.

➤ PESO SOBRE LA BARRENA

El peso sobre la barrena es necesario para mantener la penetración y puede obtenerse de dos maneras:

- ◆ Perforación vertical o ligeramente desviada
- ◆ Perforación de pozos con alto ángulo de desviación u horizontales.

En el primer caso, los lastrabarrenas de perforación son usados para proporcionar este peso, la tubería flexible se mantiene en tensión para asegurar una trayectoria estable. En el segundo caso, cuando se perforan agujeros horizontales o con alto ángulo de desviación la tubería flexible es usada para proveer el peso necesario a la barrena.

El mínimo peso disponible recomendado sobre la barrena para la perforación con tubería flexible se presenta en la tabla VI.

TABLA VI

Diámetro del agujero (pg)	Mínimo peso sobre la barrena recomendado (-IBF)
3 ¼" a 4"	1,000
4 1/8" A 4 ¼"	1,500
5 A 6 ¼"	2,500

➤ VELOCIDAD ANULAR

Será necesario determinar si la velocidad anular disponible es suficiente para proveer una adecuada limpieza del agujero, ya que esto es crítico en dos áreas:

- ◆ Secciones horizontales y altamente desviadas
- ◆ Tubería de revestimiento de diámetro grande o cambios bruscos de diámetro.

La geometría del agujero y el tamaño del recorte influirá grandemente en el sistema de limpieza del agujero, sin embargo, debido a la alta velocidad de los motores y combinaciones de barrenas el tamaño de los recortes es por lo general muy pequeño (menos de 50 micrones).

➤ PRESIÓN Y GASTO DE BOMBEO

Las pérdidas de presión por fricción inducidas debido al diámetro de tubería flexible son un factor limitante para ciertas combinaciones de motor, diámetro de agujero y tubería flexible.

Como guía general, los siguientes valores de pérdidas de presión por fricción para diferentes conjuntos de ensambles son:

Diámetro de conjunto de ensamble (pg)	Pérdidas de presión por fricción (psi)
4 ¾"	400
3 5/8"	800
3"	1,000

➤ TORQUE

Como práctica recomendable el torque especificado del motor, debe estar relacionado al permisible en la tubería flexible y este debe ser dos veces mayor que la del motor.

➤ FATIGA DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

Existen dos factores importantes que deben de considerarse en la vida y fatiga de la tubería flexible.

- ◆ Un estudio cuidadoso de los ciclos anticipados y condiciones de operación, deberán ser tomadas en cuenta para lograr la seguridad en las operaciones de perforación con tubería flexible.
- ◆ Una vez iniciada la operación, un control cuidadoso de los esfuerzos a que se sujeta la tubería flexible se debe seguir y regularmente reconsiderarlo para estar dentro de los márgenes de seguridad estimados.

➤ REQUERIMIENTOS DIRECCIONALES

Debido a que los incrementos de desviación están en función de la longitud y rectitud del conjunto del ensamble de fondo, por lo general, conjuntos más largos obedecen a incrementar más bajos de desviación. También, un incremento agresivo puede limitar la eficiencia de orientación de la herramienta.

En la actualidad existen herramientas diseñadas para operar con severidades de 30 grados/100 pie. El diseño de las herramientas ha evolucionado de tal manera, que en el mercado existen las de tipo slim que alcanzan a construir conductos con severidades hasta de 55 grados/100 pie.

➤ EJECUCIÓN

Para la ejecución de las operaciones de perforación con tubería flexible es necesario contar con la siguiente organización.

- ◆ 1 operador de tubería flexible
- ◆ 1 supervisor de operaciones
- ◆ 1 operador de bomba
- ◆ 3 ayudantes de trabajos de perforación
- ◆ 1 mecánico
- ◆ 1 ayudante.

Existen dos formas para la apertura de ventanas antes de la ejecución de la perforación con tubería flexible.

Re-entrada moliendo tubería de revestimiento y apertura de ventana utilizando cuchara desviadora como se muestra en la figura siguiente.



Figura 45 RE-ENTRADA MOLIFENDO T.R



Figura 46. VENTANA UTILIZANDO CUCHARA

➤ SECUENCIA OPERATIVA

Esta se establece considerando el estado del pozo y el tipo de herramienta a utilizar.

- Transportar e instalar equipo
- Recuperar aparejo sencillo fluyente
- Armar barrena, escariador y bajar a escariar hasta la profundidad deseada
- Tomar registro sónico de cementación CBL
- Tomar registro giroscópico o en su defecto detectar la profundidad de molienda de TR
- Bajar retenedor de cemento y efectuar cementación forzada para mejorar la adherencia
- Instalar conexiones superficiales de control
- Tomar registro giroscópico de cuchara
- Bajar cuchara desviadora
- Abrir ventana
- Armar aparejo para perforar curva y perforar la misma.
- Armar aparejo para perforar tangente y perforar la misma

- Bajar y cementar TR cuando así sea determinado por el programa de intervención
- Continuar perforando hasta el objetivo.

➤ EVALUACIÓN

La principal forma de evaluar la operación de perforación con tubería flexible se hace en cuanto a la seguridad y medio ambiente:

➤ MEDIO AMBIENTE

Minimiza los derrames de fluido

Mínimo impacto visual

Menor nivel de ruidos

Menor afectación

Menor índice de contaminación por consumo de combustible

➤ SEGURIDAD

Reducción de personal

Disminución de accidentes por conexión y desconexión de tuberías

Mayor control del pozo durante las operaciones

Tiempos de exposición de personal en el piso de trabajo nulo.

Supervisión concentrada en un solo lugar

Medio ambiente laboral suave

Por consiguiente tenemos como resultado la reducción al mínimo los accidentes de trabajo.

CAPITULO IV

EQUIPOS PARA LA PERFORACIÓN MARINA

(REF. 2, 9, 10)

Hoy en día se hace necesario perforar en el mar, ya que los yacimientos gigantes se encuentran en éste, por lo tanto ha sido necesario contar con el equipo y nuevas tecnologías para llevar a cabo dichas perforaciones. este equipo será descrito en el presente capítulo.

4. 1. UNIDADES FIJAS DE PERFORACIÓN

El desarrollo costafuera 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 tirante de hasta 100 m, dependieron de la configuración del mismo. Estos equipos pueden perforar en promedio 12 pozos .

Algunas plataformas son autosuficientes y pueden albergar todo sus componentes tales como equipo y áreas de personal, otras requieren utilizar un barco de apoyo.

4. 2. UNIDADES MÓVILES DE PERFORACIÓN

Las unidades de perforación móviles costafuera 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 costafuera. Dichas técnicas fueron usadas por algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas profundas, creo un nuevo tipo de ingeniería, la "ingeniería de diseño estructural costafuera".

Los equipos de perforación rotatoria, pueden ser: terrestres o marinos. Las principales características de diseño de los equipos terrestres es la transportabilidad y la profundidad máxima de operación. Para el equipo marino la selección se hace de acuerdo a las siguientes variables:

- La profundidad del pozo
- El tirante de agua
- La capacidad del equipo.
- Distancia a la zona de abastecimiento más cercana.

Por ello fue necesario construir estructuras móviles, las cuales pudieran sentarse en el fondo marino. Estos han evolucionado como se muestran en la figura 1 y 3:

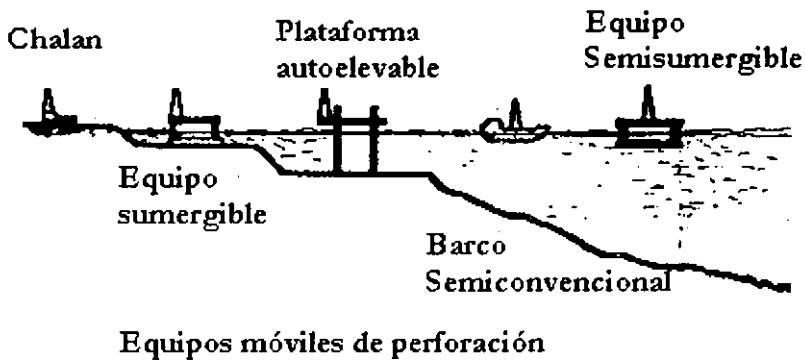
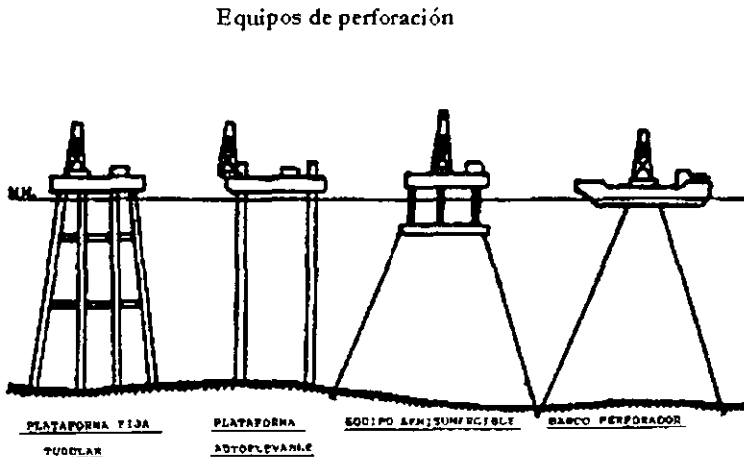


Figura 1

Existen cinco tipos básicos de unidades de perforación móviles costafuera, actualmente: sumergible, autoelevable, semisumergibles, barcos de perforación y plataformas de patas tensionadas, las cuales se muestran en la figura 2:

Figura 2



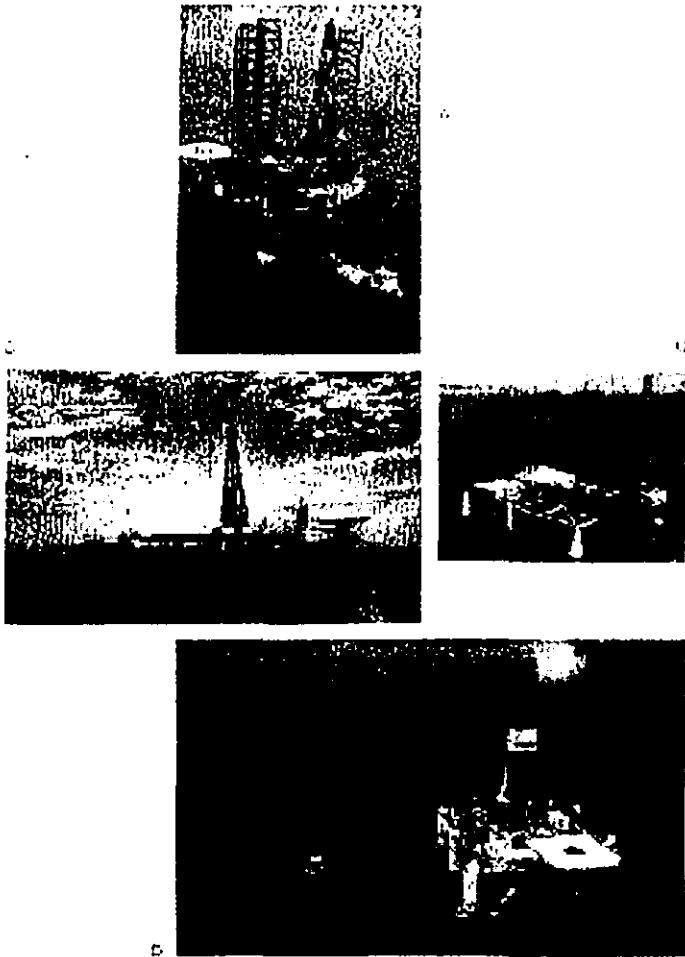


Figura 3. 4 tipos de unidades de perforación móviles
A. Jackup, B Barco perforador, C sumergible, D semisumergible.

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, disponibilidad de los equipos y costos de movilización.

Los costos de las unidades se determinan con el diseño y las variables anteriores. Las barcazas, representan inversión inicial de 3 a 6 millones de dólares, los barcos de 4 a 7 y las semisumergibles entre 5 y 20 millones.

La transportabilidad incluye en los costos, los barcos viajan a una velocidad de 8 a 12 nudos, las barcazas de 7 a 10 y las sumergibles de 4 a 6.

a) Unidades de perforación sumergibles.

Evolucionaron de las barcazas para pantano. Usadas en aguas someras (ríos y bahías), a profundidades alrededor de los 15 m, hasta 45 m.

Las barcazas operan en tirantes de agua entre 3 y 6 m. Se remolcan hasta el lugar de perforación, se les llenan los compartimentos de inundación para iniciar las operaciones ; al vaciarse, ésta flota nuevamente para ser llevada a otra localización (ver fig. 6).

La sumergible tiene dos cascos (ver fig. 5).

- Casco superior (cubierta Texas), 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. Sirve de soporte para los equipos de perforación e instalaciones necesarias para los trabajadores.
- Casco inferior, es el área de remolque y es la base usada para la perforación. Está diseñado para resistir el peso de la unidad total y la carga de perforación. Sirve para lastrar la unidad, quedando esta apoyada en el fondo mientras se realiza la perforación.

La plataforma sumergible se transporta como una barcaza, por medio de lanchones. Si el casco estructura es flotante, solamente se le quita el lastre y queda listo para remolcarse a la siguiente localización.

En la posición señalada es lastrado hasta que queda descansando en el fondo.

La estabilidad durante el remolque de estas es un factor crítico, pues las técnicas desarrolladas fueron la base del plan de remolque de las semisumergibles, por tanto, muestran inestabilidad durante el transporte, debido principalmente a que las erosiones en el lecho marino producen daños en los puntos de apoyo en los flotadores (ver fig. 4)

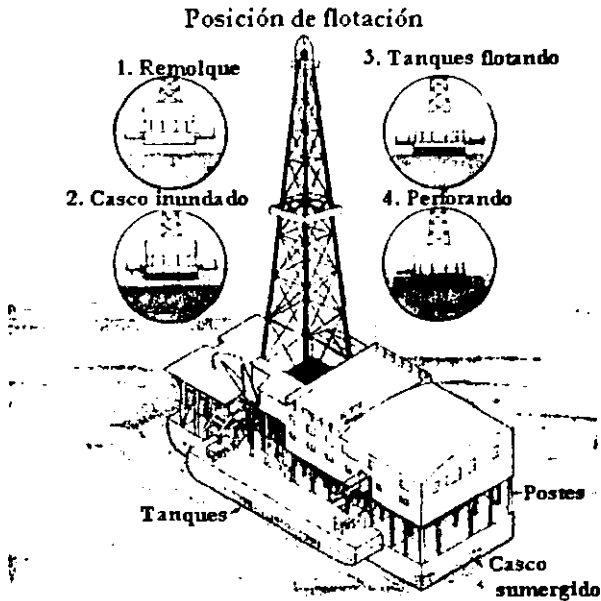


Figura 4

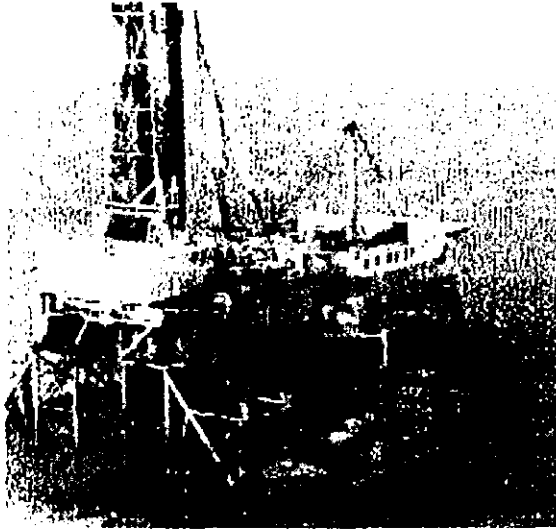


Figura 5

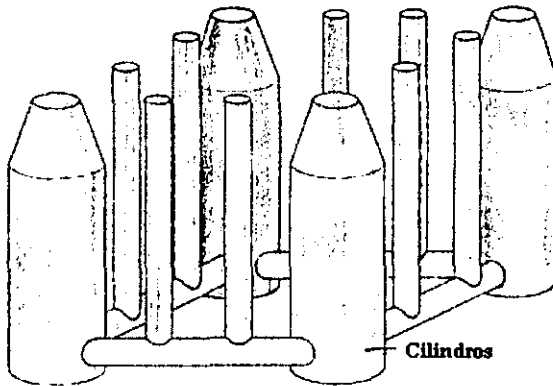


Figura 6. Cilindros sumergibles

b) Unidades Autoelevables

Diseñadas para tirantes de agua promedio de 9 a 90 m, combinan la movilidad de un barco con la estabilidad de una estructura permanente.

Su capacidad de perforación es hasta de 7600 m y su sistema de elevación sobre sus patas es de tipo piñón y cremallera (ver fig. 7).

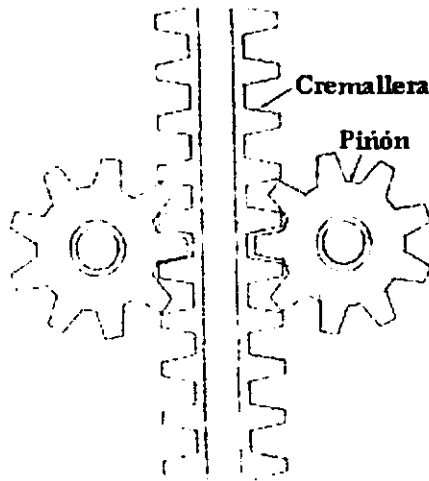


Figura 7

Consisten de una plataforma flotante sobre la que va montado el equipo de perforación y, aprovechando su flotabilidad, se transporta remolcada a las diferentes localizaciones (ver fig. 8).

Las patas son construidas adyacentes a los bordes de la plataforma. 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, descienden hasta el fondo mediante acción mecánica independiente, variable según el diseño de las patas, el tipo de plataforma, los pesos brutos, y al contacto con el fondo marino el equipo se eleva.

La penetración de las patas que es mayor entre más suave es el fondo, en consecuencia, el tirante de agua en que se puede operar con el equipo es menor (ver fig. 10).

Las patas son 75 a 105 m de la longitud. La cantidad de patas y geometría es muy variable, algunas son totalmente cerradas (cilíndricas), como se muestra en las figuras 8 y 9.



Figura 8

Otras, son de tipo de armazones múltiples, las cuales tienen la ventaja de ofrecer transparencia a la acción del oleaje y corrientes, proporcionando mayor resistencia a las cargas (ver fig. 12).

Pueden ser operadas en cualquier lugar, principalmente en áreas de suelo firme, coral y en piso a desnivel. Depende de pequeñas bases (zapatas), colocadas en el extremo interior de cada pata.

La zapata más grande usada a la fecha mide 15.2 m de ancho (ver fig. 11).

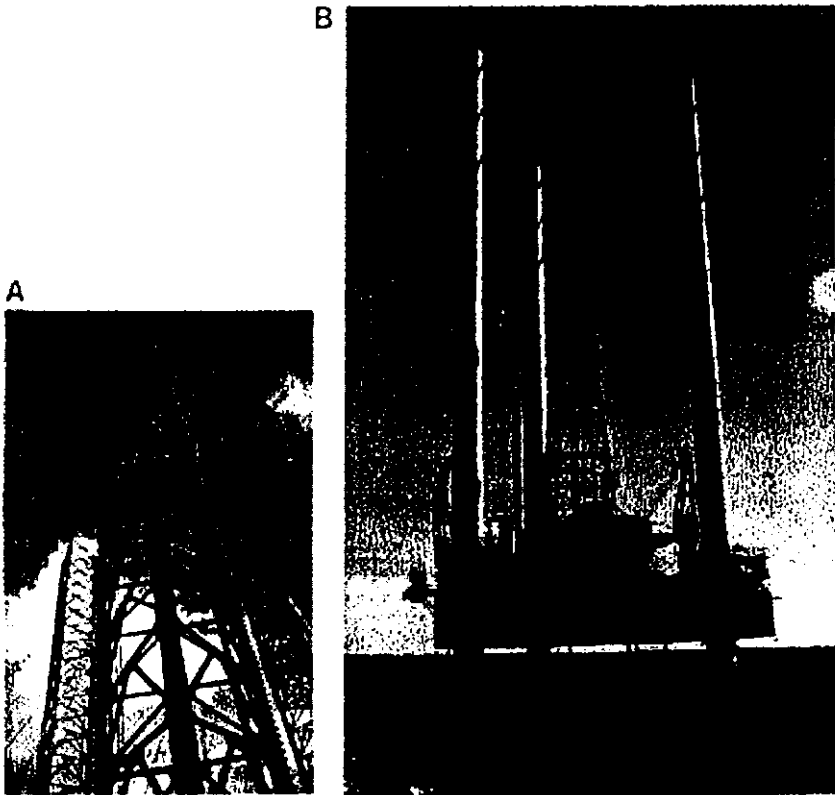


Figura 9. Jackups, A, de patas con estructuras abiertas y B, de patas en forma de columnas completamente cerradas.

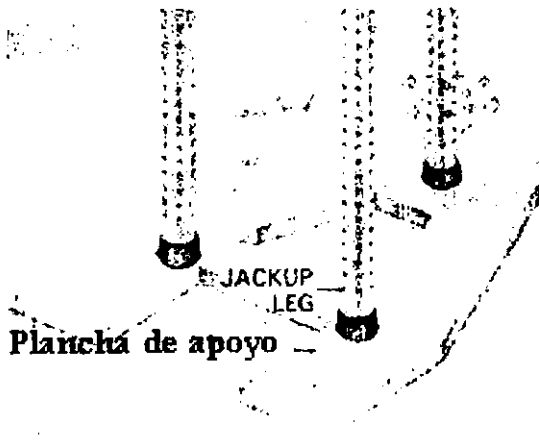


Figura 10

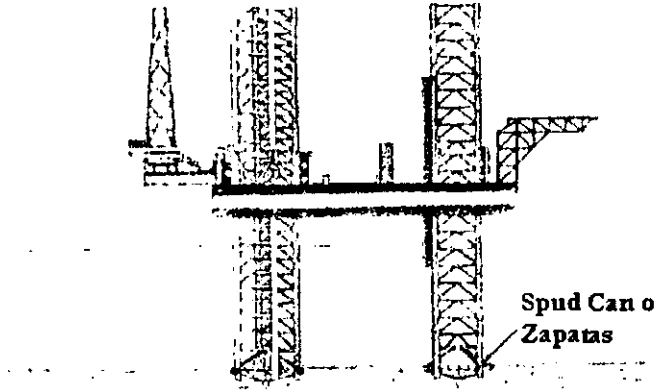


Figura 11

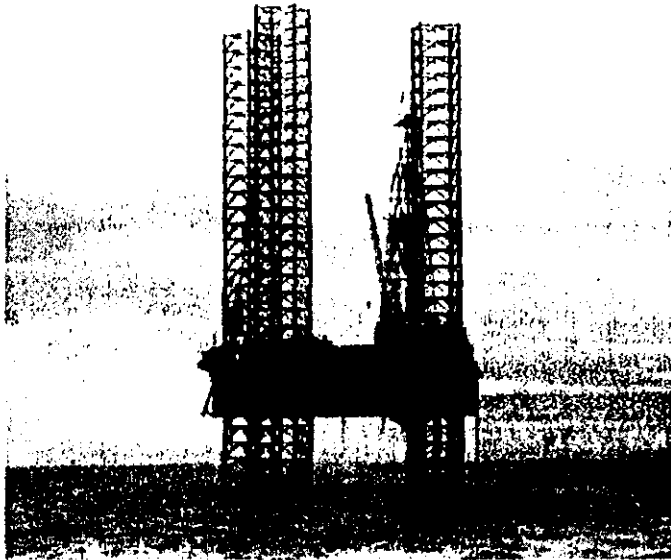


Figura 12

❖ CRITERIOS DE SELECCIÓN:

1. Profundidad y condiciones del medio ambiente
2. Tipo y densidad del suelo marino
3. Profundidad de perforación
4. Necesidad de movimiento durante la temporada de huracanes, en un tiempo mínimo (por condiciones meteorológicas externas o por siniestros ocurridos).
5. Capacidad de operar con su soporte mínimo
6. Que tan a menudo es necesario moverla.
7. Tiempo perdido al preparar su movimiento
8. Limitaciones de operación y remolque de la unidad.

Su remolque es una operación muy delicada, requiere mar tranquilo y reducción de peso variable.

La longitud de las patas, penetración de estas en el lecho marino, altura de las olas, limitan el tirante en el cual puede trabajar el equipo.

De acuerdo con la altura de las olas, deberá dejarse un colchón de aire entre el fondo del casco del equipo y el nivel de aguas, con el fin de garantizar el oleaje no alcance a impactar el casco o superestructura.

❖ EJEMPLOS DE EQUIPOS AUTOELEVABLES:

- Delong-McDermott No. 1, primer equipo autoelevable, construido en 1950 e instalado como plataforma en 1953 (llamado equipo 51 de la compañía Offshore).
- Mr. Gus No. 52 de la compañía Offshore, cuenta con pilas o patas múltiples.
- R.G. le Tourneau Scorpion, de Zapata Offshore, en 1955, primer autoelevable en el mundo con tres patas. Usaba un sistema de elevación de portaequipo, sobre un armazón de patas formado por estructuras metálicas. Se hundió durante un movimiento en el Golfo de México.

- Equipo 54 de la compañía Offshore, sustituyendo al Scorpion. Con sistema autoelevable hidráulico sobre unas patas a base de estructuras.
- Mr. Gus II, construido por la corporación Bethlehem, con sistema de levantamiento hidráulico.
- Galaxy I, diseñado para una altura de olas dentro del rango de 6 a 9 m, con vientos superiores a 120 kph.

Se construyeron sistemas autoelevables inicialmente operables en el área del Golfo de México de los E.U.A, a profundidades superiores de 60 m.

Criterios de diseño :

Tirantes agua (m)	Región	Altura de olas (m)	Velocidad del viento (kph)	Velocidad de corriente marina (m/s)
75	Golfo de E.U.	16	200 kph	<i>Mínimas</i>
	Mar del Norte	23	185	0.5-1
	Sureste de Asia	9		
90	Golfo de F.U.	20	200	0.5-1
	Mar del Norte	27	200	0.89-1.14
	Sureste de Asia	15	184	0.22-0.44

Categorías de diseño de las autoelevables:

- Autoelevables con patas independientes, pueden operar en cualquier tipo de corriente, se han usado en áreas de suelo firme, coral o en fondos marinos desiguales. La unidad descansa sobre una base que soporta cada pierna llamada "Spud Can", puede ser circular, cuadrada o poligonal, usualmente pequeña (ver fig. 11).

- Autoelevables soportadas por plantilla, con penetración menor de fondo marino que la anterior, de 1.5 a 1.9 m comparada con 12 m sobre una de patas independientes. La plataforma marina requiere menos patas que la de patas independiente para la misma profundidad de agua. Tiene una limitante en la inclinación del fondo marino, cuyo máximo es de 1.5° (ver fig. 10).

Las unidades autoelevables pueden ser:

- Autopropulsadas,
- Con propulsión asistida
- Sin propulsión (la mayoría).

Se han construido con 3 o hasta 14 patas. Cuando la profundidad del agua se incrementa y los criterios ambientales se vuelven más severos, el uso de 4 patas resulta costoso y poco práctico

Los tipos de fuerza más importantes sobre las unidades autoelevables son generados por olas y corrientes.

Constituyen el 50% de la flota de perforación mundial, con los semisumergibles y los barcos de perforación se complementa el 50% restante.

❖ VENTAJAS DEL USO DE LA UNIDAD:

1. El tiempo de operación efectiva aumenta, por la resistencia de estos equipos a las condiciones meteorológicas adversas, excepto en el caso de huracanes.
2. Se evita la necesidad de emplear cabezales de tipo de control submarino, reduciendo el peligro de contaminación en el mar, brindando mayor seguridad y eficiencia en la operación.
3. No se necesitan compensadores de movimiento vertical y horizontal como en barcos perforadores.
4. No se requiere personal de buceo permanente, solo cuando se va a instalar la unidad.
5. Se emplea equipo convencional en las pruebas de evaluación de formación.
6. Se puede instalar una pequeña plataforma después de que un pozo resulte productor para la colocación de árboles de válvulas superficiales.
7. Su movilidad permite cambiarse de una posición a otra sin pérdida apreciable del tiempo.

❖ DESVENTAJAS:

- 1.- El tirante máximo depende de la longitud de las patas, de la consistencia del fondo marino y las condiciones meteorológicas.
1. Inestabilidad al estar flotando como consecuencia de las de las patas levantadas, se deber verificar el centro de gravedad.
2. Se debe evacuar al personal cuando un huracán afecta el área donde se encuentra la plataforma
3. Debilitar la sustentación de una o varias patas., ocasionando su desequilibrio al estar perforando.
4. Daños y pérdidas totales se originan, la mayoría, cuando las patas se encuentran levantadas

❖ MOVILIZACIÓN:

1. Considerar las coordenadas de la posición actual
2. Las coordenadas de la posición nueva
3. Boya colocada en la nueva localización.
4. Información sobre el fondo marino en un radio de 50 m (desniveles de terreno, existencia de fallas, tirante de agua, mecánica de suelos).
5. Conocer los barcos o plataformas operando en al zona

6. Conocer los oleoductos tendidos en el fondo marino.

❖ PREPARATIVOS PARA PONER UNA PLATAFORMA A FLOTE

- A) Bajar materiales químicos, fluidos de perforación, etc.
- B) Asegurar firmemente la tubería de perforación, lastrabarreras en sus trampas, cuidando que la altura de la estiba sea la misma.
- C) Asegurar la polea viajera en el piso de perforación y los objetos pesados como preventores, herramientas.
- D) Correr la torre al centro de la plataforma y asegurarla a la cubierta.
- E) Almacenar el material químico.
- F) Asegurar las guías en sus bases
- G) Despejar los pasillos y cubierta.
- H) Cerrar válvulas de abastecimiento de combustible.
- I) Desconectar líneas hidráulicas, de fluidos de perforación de descarga.
- J) Conexión de gatos hidráulicos
- K) Distribución de cargas sobre patas.
- L) Limpieza y engrasado de engranes
- M) Revisar el equipo de seguridad como son: contra incendio, lanchas de salvamento, etc.
- N) Verificar los sistemas de elevación (motores, equipo eléctrico, equipo de control).
- O) Preparar estabilidad de la plataforma, vaciando tanque de fluido de perforación

Una vez terminados estos preparativos se solicitan 3 barcos para remolcar la plataforma autoelevable a la nueva localización.

- Uno con potencia de 7000 HP, amarrado a la proa de la plataforma.
- Otros dos con potencia mínima de 4000 HP, amarrados en popa – babor y popa – estribor de la plataforma (ver fig. 13).



Figura 13

❖ FLOTACIÓN DE LA PLATAFORMA

- Realizadas las operaciones anteriores, bajar la plataforma hasta tener 3 m de casco sumergido, las patas son engrasadas en las guías de la cremallera. Se amarran los barcos primero en la proa luego babor y estribor y se continua bajando el casco de la plataforma hasta tenerlo en su posición normal de flotación.

- Se conectan mangueras a líneas de agua a los chorros de lavado, ubicados en cada una de las patas de la plataforma, cuya función es liberar las patas por medio de una irrigación sobre el lecho marino.
- La operación se hace tensionando con 3 tons.
- La liberación de las patas se hace una por una, estabilizando la plataforma hasta que hayan quedado completamente libres.
- Se levantan al mismo tiempo que el barco de proa tensiona ligeramente, se tensiona completamente hasta que las patas se hallan totalmente levantadas.

❖ PREPARATIVOS DEL REMOLQUE.

- Cuando las patas están liberadas completamente del fondo marino, la plataforma se convierte en una barcaza lista para remolcar.
- Revisar las características de remolcadores (como equipo de tracción)
- Mantener la altura de las patas sobre el fondo marino, verificadores del centro de gravedad, correlación de la velocidad de remolque a las condiciones oceanográficas, cables y conexiones de remolque, luces y señales de navegación.

❖ TRANSITO DE LA PLATAFORMA.

Con las patas levantadas, mantendrá el cable de amarre siempre tensionando conservando una velocidad constante de navegación. Los barcos auxiliares no deben tensionar sus cables en forma independiente. La nueva localización estará indicada por una boya y el punto final de la trayectoria de navegación, quedara a 500 m de esta

Situada la plataforma en este punto, con la orientación requerida, se cambia el barco de proa. Barcos auxiliares empezaran a tirar de sus cables tratando de meter la boya en el contrapozo de la plataforma.

❖ CONTROL DE LA ORIENTACIÓN PROGRAMADA:

- Si las condiciones meteorológicas empeoran durante el remolque, se cambia el curso y velocidad del remolque o anclar las patas y levantar el casco para que quede fuera del alcance de las olas.
- Para ayudar a detener el movimiento y posicionar la plataforma, bajar las patas a 100 m de la boya. Disminuyen la tensión de los cables, de tal manera, al llegar al punto de la boya las patas toquen el fondo marino.
- Solo se puede parar cada pata por separado par comenzar la nivelación. , en el caso de existir diferencias en al penetración del fondo marino; de lo contrario, se bajan para levantar el casco sin interrumpir, hasta que toquen el lecho marino.
- Una vez ubicada la plataforma se liberan los barcos auxiliares y se levanta el casco aproximadamente a 3 m sobre nivel del mar, engrasando al mismo tiempo los dientes de guías de las cremalleras.
- Con los datos de mecánica de suelos obtenidos, por estudios por estudios geofísicos y geotécnicos, calcula el peso y momentos para controlar el equilibrio de la plataforma.
- En función a estos se determina el peso requerido para complementar la recarga en cada una de las patas mediante el llenado de tanques de lastre, distribuidos en dada una.
- Cuando quedan hincadas las patas, según la penetración de las zapatas se suelta el barco de proa y se levanta nuevamente el casco a nivel de operación, considerando la ola más alta presentada en los últimos 100 años (ver fig. 14).
- Se descarga el lastre y se instala el emparrillado del piso de preventores seleccionando la posición a la que quedará la torre.
- Se desliza la torre a su posición de contrapozo iniciando la instalación de las líneas de alimentación al piso de perforación y demás operaciones.

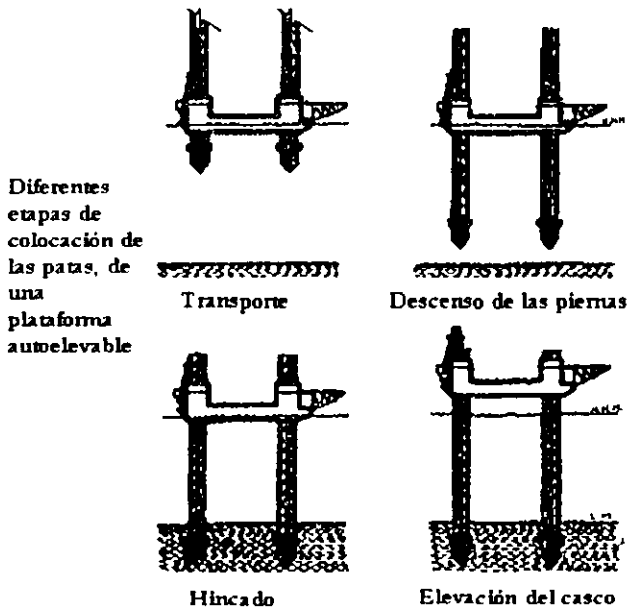


Figura 14

4. 3. PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES CON SISTEMA DE ANCLAJE

1. UNIDADES DE PERFORACION SEMISUMERGIBLES.

Diseñadas para operar en profundidades de agua superiores a los 500 m, por lo que están sujetas a condiciones marinas severas y altos vientos, a partir de la sumergible. Tiene capacidad de perforación de mas de 6100 m, actualmente.

❖ DESCRIPCIÓN:

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, permitiendo la inmersión. El equipo permanece con una parte inmersa y la otra a la intemperie (ver fig. 15 A-B)

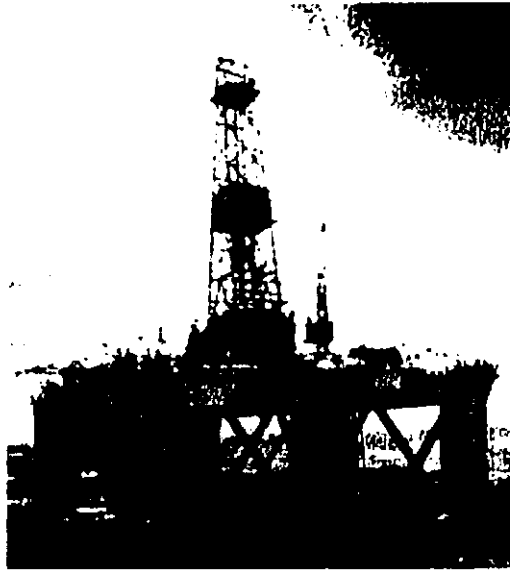


Figura 15-A

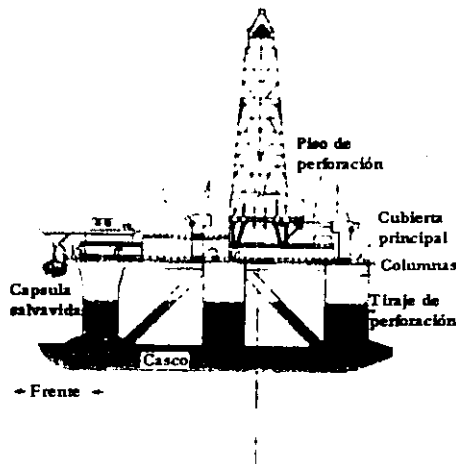


Figura 15-B

❖ CONFIGURACIÓN

Los preventores y el cabezal se instalan en el fondo marino y la comunicaron entre la plataforma y el pozo es a través del riser de perforación.

La configuración general consiste de dos cascos longitudinales, utilizados como:

- Comportamiento de remolque, que se lastran con agua cuando el equipo es controlado en posición de trabajo, quedado a una altura conveniente.
- Para lograr la corriente de aire necesaria durante la perforación.
- Gracias al casco inferior (casco primario del equipo), el equipo ofrece menos resistencia al remolque y proporciona una mayor estabilidad.
- Capacidad de remolque.
- Permite la perforación en aguas profundas.

❖ POSICIONAMIENTO Y FIJACIÓN DEL EQUIPO

Se descarga el agua de los cascos inferiores, para flotarla a la superficie y remolcarla. Debido a su tamaño, ofrece baja resistencia al remolque, provee una estabilidad muy confiable con un área lateral mínima expuesta, ya sea al viento o a la corriente. Los cascos mencionados se localizan abajo de la superficie del agua, donde el efecto de la acción de las olas se reduce.

- Se originan problemas por el movimiento vertical, debido a que la masa sumergida de la plataforma durante su transporte, es de menor magnitud.
- La unidad es instalada por sistema de amarre convencional o por posicionamiento dinámico.

La unidad se sujeta por medio de anclas al fondo marino, mediante un sistema de anclaje convencional, por lo general, 8 anclas localizadas en un patrón extendido y conectado al casco por una cadena o un cable de cuerda o combinación de ambos (ver fig. 16).

Método de posicionamiento dinámico: Es una evolución del sistema sonar de un barco, pero en este caso una señal es enviada desde el equipo semisumergible a un transductor instalados en el fondo marino. Necesario conforme se incrementa la profundidad de agua, así como aguas agitadas; se considera su uso en aguas de más de 45 m de profundidad (ver fig. 17).

Cuenta con un número variable de patas, las cuales se proyectan hacia arriba y sobre las que se monta una plataforma cubierta que recibe el equipo de perforación y los elementos de trabajo.

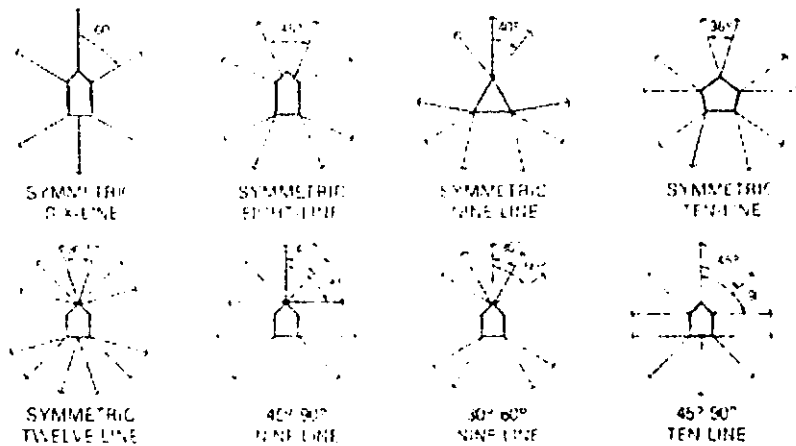


Figura 16 Sistema de anclaje convencional

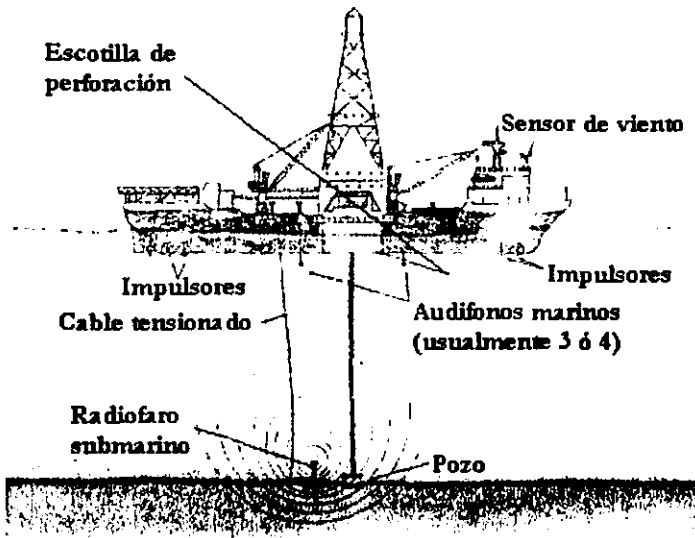


Figura 17. Sistema de posicionamiento dinámico.

❖ OTROS DISEÑOS.

- Diseño triangular, usado por la serie Sedeco.
- 4 cascos longitudinales, por la serie Odeco.
- Equipo pentágono, diseño francés, con 5 puentes flotantes (cinco pontones). Es la más exitosa del tipo multicasco, y más complicada; ofrece una gran simetría y uniformidad de la característica de estabilidad. No ofrece la capacidad de remolque, pero permite buenas características de perforación.

❖ CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LAS UNIDADES:

Diseñados para operar en áreas específicas del mundo, como el Mar del Norte, donde las condiciones son muy severas. Requieren gran capacidad de combustible y buena estabilidad.

La propulsión, según datos estadísticos es de 9.72 nudos de velocidad.

- a) Tirante de agua
- b) Profundidad del pozo
- c) Aspectos ambientales
- d) Características de transporte
- e) Capacidad de consumibles (carga variable)
- f) Movilidad.

Con este diseño se logró mejorar las operaciones de perforación desde unidades flotantes al disminuir los tiempos perdidos por condiciones meteorológicas. Aún así, se emplea equipo especial submarino de operación y control, además de contar a bordo con personal especializado en operaciones submarinas.

❖ EJEMPLOS:

Una de las primeras semisumergibles fue la Blue Water, convertida en 1961 a partir de una sumergible mediante la adición vertical de columnas por flotación.

❖ CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS PLANTAS EN MÉXICO:

Velocidad del viento	100 nudos
Altura de las olas	30.5 m
Profundidad en tirantes de agua	300 m
Profundidad en perforación	7600 m
Desplazamiento	20689 m
4 columnas principales	7.92 m (diámetro)
4 columnas secundarias	5.79 m
2 columnas auxiliares	4.00 m
2 pontones	103.23 m (longitud)
Capacidad de carga	2.550 tons

Sistema de propulsión

Cuatro motores de propulsión	1700 HP
Dos motores para posicionamiento de	2400 HP
360 grados	

LA MURALLA

Con 12 columnas estabilizadas

Alto de la torre de perforación	44.82 m
Desplazamiento en posición de perforación	23087.0 Tons.
Profundidad de perforación	7620 m
Tirante marino	305 m
Dos unidades de autopropulsión	2 x 3400 HP
Otro ejemplo en México, Chemul.	

2. BARCOS DE PERFORACIÓN

Son las unidades móviles de todos los equipos de perforación, de menor productividad. Su configuración que le permite amplia movilidad es causa también de su inestabilidad. Se encuentra en un rango entre autoelevables y semisumergibles.

Muy semejante a un barco que navega con propulsión propia. Cuenta con un sistema de anclaje monitoreado por un sistema de control el cual le permite permanecer estable en el lugar de perforación.

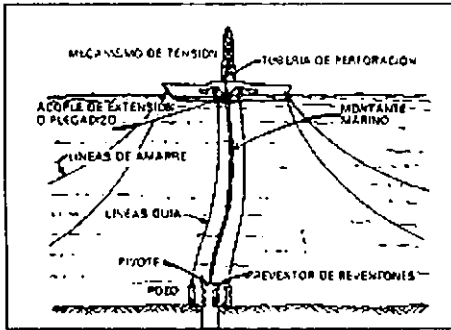
Utilizado en aguas profundas arriba de los 350 m. Capacidad para perforar hasta 6,000 m de profundidad, alojamiento máximo de 60 persona. Es el de mayor movilidad.

Ejemplo: Glomar Challenger Y Discoverer Offshore.

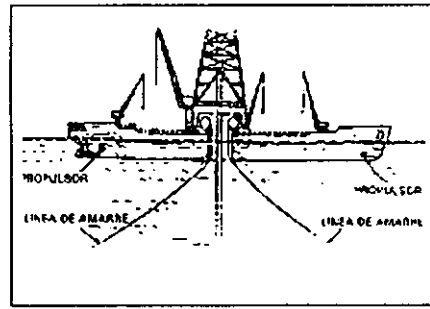
Son más usados en la costa del gólo, como tercera opción entre las unidades autoelevables y las semisumergibles. Son equipos versátiles, se usan en áreas de pequeñas alturas de olas y bajas velocidades de vientos.

El peso es el mayor problema cuando se usan embarcaciones flotantes.

El anclaje es similar al método para semisumergibles. Se desarrollo un sistema adicional, denominado, sistema Turrent, usado en los Discoverer II y III de Offshore (ver fig. 18).



Arreglo de un barco de perforación con líneas de amarre y montaje para perforación.



Sistema de amarre tipo torre para instalaciones de la clase Discoverer, Compañía Offshore.

Figura 18

❖ CLASIFICACIÓN:

a) SEMICONVENCIONAL

Cuenta con un casco tipo barco y torre de perforación, se encuentra a la mitad del barco, las operaciones de perforación se llevan a cabo por una abertura circular a través del casco

Algunas operan con la estructura de la torre fuera del centro, perforando a un lado del barco.

Se pueden desplazar rápidamente hacia el sitio de perforación, con un sistema de posicionamiento dinámico, les permite perforar en aguas muy profundas. (ver fig. 19).

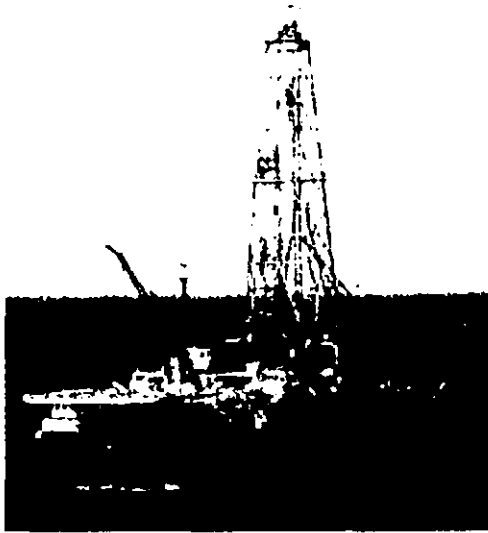


Figura 19

b) BARCAZA PERFORADORA SUMERGIBLE

Con un fondo plano y la estructura de la torre localizada sobre una abertura circular a través del casco. Son muy estables, presentan dificultad al ser remolcadas, debido a su fondo plano.

Usadas en aguas someras (ríos y pantanos).

En el sitio de perforación, la base de la barcaza se llena de agua y la unidad descansa sobre el fondo. (ver fig. 20).

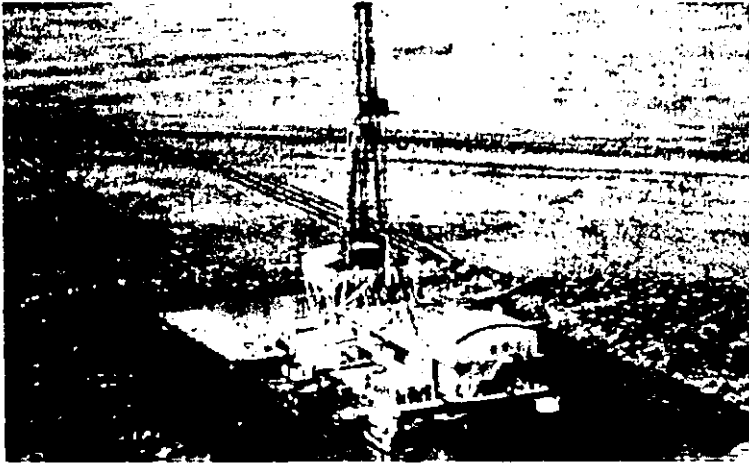


Figura 20.

c) CATAMARAN

Es el resultado de conseguir mayor estabilidad, su casco es principio al movimiento. Construida uniendo dos barcazas de perforación, dando por resultado una unidad de cascos gemelos que posee un excelente registro de perforación bajo las condiciones de tiempo más adversas. Posee mayor estabilidad.

Los 3 tipos de unidades antes mencionadas necesitan de elementos especializados para mantenerse sobre la localización, son sistemas variados de anclaje a sistemas electrónicos automáticos que mediante unidades de equipo de propulsión, reposicionan al barco cuando este se ha salido de su localización por la acción de los vientos, las corrientes o el oleaje.

❖ **PROBLEMAS DURANTE LA OPERACIÓN:**

- El mayor es su movimiento, que provoca el contacto de su superficie con el mar (el movimiento se puede reducir por medio del uso de tanques de estabilidad)
- Necesita equipo de control y cabezales de tipo submarino instalados sobre el fondo del mar, fuera del alcance de la cuadrilla de perforación.
- Se requiere equipo especial para compensar los movimientos del mar, como juntas esféricas, telescópicas, sistemas especiales de anclaje. (los cuales aumentan el costo de la operación).
- Riesgos al efectuar operaciones especiales como son pruebas de formación
- La terminación es costosa por la necesidad de emplear cabezales y arboles de producción submarina.
- Se requiere personal especializado.
- Su inestabilidad causa problemas durante el tiempo de tempestad o tormenta, la operación queda interrumpida.

VENTAJAS:

- Al terminar un pozo puede desplazarse rápidamente de una a otra localización, sin perdida d tiempo.
- Su movimiento se lleva a cabo con solo recuperar las anclas, navegar y situar las anclas en la nueva localización.

4. 4. PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO.

UNIDADES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

Es una técnica especial para penetrar regiones con actividades marinas son condiciones muy severas y por ende, regiones muy profundas, es una técnica de mantenimiento de la posición de las unidades teniendo en cuenta las fuerzas del viento, olas y corrientes marinas tendientes a mover la embarcación.

La posición está definida en términos de porcentaje del tirante de agua, que es el error de la posición horizontal dividido entre el tirante de agua y multiplicado por 100.

$$\frac{\text{Error de la posición horizontal}}{\text{tirante de agua}} \times 100$$

Se prefiere el error expresado de esta manera debido a que se define la posición y además lo refiere al nivel de esfuerzos en el riser o tubería de perforación.

La exactitud del sistema de posicionamiento dinámico del 1% indica que vientos y el mar están en calma. 5% representa un máximo permisible de error 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 un 5% de tolerancia indica que el requerimiento será de 5 pies por cada 100 pies de tirante de agua.

ELEMENTOS DE POSICIONAMIENTO.

- a) El medidor de posición con respecto a la boca del pozo: permite tener un control de respuesta del correcto empuje hasta la posición deseada.
- b) 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 .

USOS: el sistema si posicionamiento dinámico es empleado en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para poder operar en tirantes de agua hasta 2000m

4. 5. SISTEMAS DE CABEZALES SUBMARINOS

Los cabezales submarinos han ido mejorando para trabajar en condiciones de alta presión y alta temperatura, para soportar el peso de varios colgadores de tuberías de revestimiento y producción.

Los colgadores descansan sobre los hombros del cabezal soportando cargas de tuberías (como las debidas a la presencia de fluidos del pozo).

Los sistemas de cabezales deben ser capaces de soportar las cargas que se originan durante las operaciones de perforación, instalación del árbol, instalación de las líneas de flujo de producción y accidentes de barcos pesqueros.

Los sistemas de cabezales proporcionan interfase entre los colgadores de las TR's y TP's por un lado y los árboles y las estructuras de las líneas de flujo por el otro.

Los cabezales de mayor uso: 18 ¼" y los de 16 ¼".

Se instalan mediante barcos perforadores o equipos semisumergibles con o sin líneas guías.

Para la selección de un sistema cabezal, primero se supone la existencia de un cabezal submarino con todas sus interfaces, o una libre combinación del árbol cabezal del mismo vendedor.

❖ COMPONENTES.

Los componentes de cabezales se utilizan en perforación y terminación de pozos en aguas profundas, son prácticamente los mismos que se emplean en tierra, algunos evolucionan, como el conjunto de sellos, de tipo metal a metal o combinación metal elastómetro.

Otro aspecto de cabezales submarinos es la adaptación de un puerto lateral con camisa deslizante, para seguridad y facilidad operativa, restringiéndose su uso en pozos inyectores

Cuando la perforación flotante se mantiene en un lugar específico de 30 a 120 días. Durante este periodo el sistema de amarre debe impedir el movimiento excesivo de la nave par permitir que las operaciones de perforación procedan sin interrumpir.

Los movimientos verticales de la instalación son absorbidos por los compensadores de oleaje y/o las juntas deslizables del montante marino. Los movimientos excéntricos horizontales desde la línea central del pozo son posibles gracias a una junta o articulación esférica, situada en la parte superior del preventor de reventones. El movimiento excéntrico puede poner en peligro al montante marino, a la tubería de perforación y al preventor de reventones.

Las operaciones de perforación no pueden continuar cuando el ángulo de la junta excede un cierto limite porque corren el peligro de averiar la tubería de perforación y el preventor de reventones.

El ángulo de la junta esférica debe ser de menos de 4° . Las condiciones máximas de operación se realizan con un ángulo de 10° en la junta esférica y 6% de movimiento horizontal excéntrico de la nave (ver fig. 21).

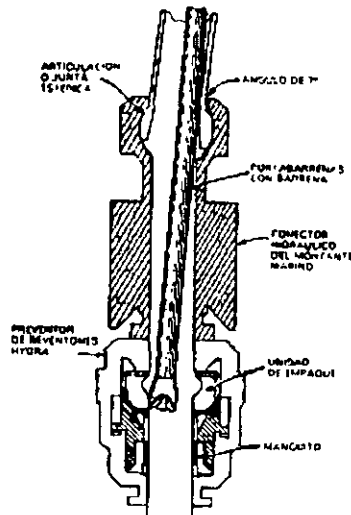


Figura 21. Arreglo de conexión flexible de Cabezal del pozo, conector y preventor de reventones

❖ COLOCACIÓN DE LA SUBESTRUCTURA EN EL MAR

Primeramente hay un reconocimiento marino por medio de un barco posicionador, la barcaza de un lanzamiento deberá colocarse a 1200 o 1500 pies del barco grúa. La tripulación saldrá en remodelador hacia la barcaza de lanzamiento para prepararla.

❖ SECUENCIA DE LOS TRABAJOS A BORDO DEL CHALAN DE LAZAMIENTO

- ⇒ Distribuir los equipos de corte a lo largo de los corredores.
- ⇒ Lastrar la popa del chalan a dos o tres grados
- ⇒ Levantar desde el barco – grúa el cable del ancla uno o de los dos al chalan de lanzamiento para conectar, por la popa de este la subestructura.
- ⇒ Se conecta el cable del ancla a los estrobos de arrastre.
- ⇒ Lanzar al mar las galgas de retenida de la subestructura, las cuales se localizan en la proa del chalan.
- ⇒ Operar los “winches” y accionar los gatos hidráulicos para iniciar el despegue de la subestructura y continuar operando los “winches” hasta que se caiga al mar la pieza estructural.
- ⇒ El remolcador deberá alejar el chalan de lanzamiento.
- ⇒ El remolcador del barco – grúa recogerá del mar una de las galgas o cabos de retenida, lo conectará al “winche” de cubierta y lo tensará hasta controlar la estructura.

❖ COLOCACIÓN DE LA SUBESTRUCTURA EN POSICIÓN VERTICAL.

- ⇒ Una vez que la subestructura ha sido asegurada al barco – grúa, una cuadrilla deberá conectarse a la plataforma para colocar los estrobos en el gancho principal de la grúa.
- ⇒ Cortar los cabos de Manila que contienen los estrobos en la plataforma de maniobras, con ayuda de un cable de ½ pulgada.
- ⇒ Terminando de colocar los estrobos a la grúa se regresa la tripulación al barco y se procede a tencionar los estrobos.

- ⇒ El remolcador que sujeta la estructura con las galgas de retenida deberá colocar la estructura a 90° del plano del barco grúa.
- ⇒ Se inicia el izaje de la estructura.
- ⇒ Cuando la estructura ya está en posición vertical, deberá lastrarse por el centro abriendo las válvulas de inundación de las piernas A - 2, A - 3.
- ⇒ Ya lastrada la estructura de las piernas A - 2 y A - 3 se abrirán las válvulas opuestas; es decir, las B - 2 y B - 3.
- ⇒ Se preparan los buzos para bajar la estructura y colocar en el pozo exploratorio.
- ⇒ Ya posesionada la estructura en el lecho marino, se lastran completamente las cuatro piernas restantes de la pieza y se abren las válvulas de venteo para dejar salir el aire de las cuatro piernas previamente lastradas.
- ⇒ Se deja la subestructura libre de estrobos, se retira la grúa y se procede a acortar las tapas de las piernas una vez abiertas las válvulas de venteo.

❖ PILOTEO DE LA SUBESTRUCTURA.

Los pilotes tienen un diámetro exterior de 48 pulgadas o más, según el tipo de plataforma, su espesor es variable y va de 1.25 pulgadas a 2.5 pulgadas. Los mayores espesores del pilote se encuentran en la punta en donde se tiene una zapata para ir rompiendo las formaciones y en la transición agua - suelo que es el punto donde la plataforma tiene su mayor momento de volteamiento debido a la acción del oleaje, la corriente y el viento.

Los pilotes vienen en secciones de longitud variable, un pilote se compone por lo general de 3 a 4 secciones de acuerdo con el tirante de agua y la penetración de diseño.

Sección	Peso (ton - cortas)	Longitud (pies)
I	78 - 85	210 - 240
II	45 - 49	100 - 120
III	18 - 22	60 - 70
IV	18 - 22	60 - 70

TIPOS DE PILOTES

- A) Pilotes interiores
- B) Pilotes de esquina
- C) Pilotes de prueba

PILOTEO

- ✓ Cada sección de pilote deberá tener dos agujeros de cinco pulgadas en la punta para poder engrilletarlo, estrobarlo e izarlo.
- ✓ Los primeros pilotes deberán tener topes de protección.
- ✓ Las primeras secciones de los pilotes son 60 u 80 pies más largos que las piernas de la subestructura.
- ✓ Deberán realizarse los cortes en la parte superior de las secciones de los pilotes dos pies abajo del extremo.
- ✓ La soldadura se verifica por medio del ultrasonido.
- ✓ Al colocar un pilote, se deberá trabajar en forma continua y no se deberá dejar ninguna de sus etapas a medio concluir, sino hasta alcanzar la penetración de diseño.

IZAJE DE LA ESTRUCTURA

- * Acoderar el chalan al barco – grúa de manera que la pluma de la grúa forme un ángulo de 90° en el centro longitudinal de la superestructura.
- * Colocar los estobos y grilletes adecuados de acuerdo con el peso de la superestructura y engancharlos al bloc principal de la grúa.
- * Cortar los seguros marinos que sujetan la superestructura al chalan y colocar los cables de los “winches” de gobierno de la grúa a las columnas A – 2 y A – 3, izar la pierna estructural y colocar sobre los pilotes de la subestructura.
- * Se efectúan las soldaduras de la junta piloto – columna y se corre una nivelación de la cubierta.
- * Terminada de soldar la estructura se procede a colocar las escaleras retráctiles para tener acceso a la superestructura.

4. 6. TIPOS DE PLATAFORMAS MARINAS

❖ Plataformas de perforación

Normalmente tiene dos tipos de trabajo: en el superior se hacen las operaciones de perforación y en el inferior están los árboles de válvulas, quemadores y tableros para el control de pozos. Además en un tercer nivel, a mayor altura, tiene un área habitacional.

❖ Plataforma de producción temporal

Se caracterizan por separar el gas del crudo y bombearlo hacia tierra a través de oleoductos marinos de 36 pulgadas de diámetro y de 160 metros de longitud. El gas producto de la separación se quema. Algunas de estas plataformas operan con turbobombas con gas dulce, gas que se obtiene por un proceso mediante el cual se limpia el gas del ácido sulthídrico, dicho proceso se llama (endulzamiento).

❖ Plataformas de producción permanente

Además del equipo considerado en las plataformas temporales, se tiene contemplado espacio para instalar el equipo de deshidratación del crudo y tratamiento de agua producida.

❖ Plataforma de enlace

Son aquellas donde se centra las llegadas de las líneas que recolectan el crudo con gas de las plataformas de perforación y los distribuyen a las plataformas de producción para su procesamiento, así como las llegadas de las líneas que recolectan el crudo separado y la concentración de este a los oleoductos submarinos que lo transportan a tierra. Se cuenta también instalaciones para lanzar recibir diablos. El tamaño de estas plataformas depende del número de líneas que se manejen.

❖ Plataformas habitacionales

Son plataformas para auxiliar a los trabajadores de los diferentes complejos de producción de crudo y gas. Tienen una capacidad para 127 personas en 45 habitaciones. Se cuenta con los siguientes servicios: helipuerto, sistema de radiocomunicaciones, sistema contra incendio, potabilizadora de agua, planta de tratamiento de aguas negras, cocina, comedores, salas de recreación, biblioteca, generadores para producir energía eléctrica, clínica y gimnasio.

❖ Plataformas de rebombeo

Su función principal es la de rebombar el crudo de los oleoductos de 36 pulgadas que van a tierra. El bombeo se realiza con turbobombas que son accionadas por varios motores de combustión interna, también se cuenta con generadores para producir la energía suficiente para cubrir el consumo

❖ **Plataformas de almacenamiento de diesel.**

Está ubicada junto a la estación de rebombeo y suministra el combustible diesel para la operación de los motores de combustión interna de las turbobombas.

❖ **Plataformas de separación y quemador:**

Se encuentra instaladas para evitar el derrame del crudo mediante la campana de recolección.

❖ **Plataformas de compresión de gas:**

Han sido diseñadas para endulzar el gas amargo mediante la utilización de plantas endulzadoras. Una vez endulzado el gas se comprime y se envía a las correspondientes plataformas de enlace.

❖ **Plataformas de telecomunicaciones:**

Estas plataformas cuentan con torres y sistemas de telecomunicaciones para enlazar a las plataformas entre sí y tienen la central en tierra.

4. 7. EQUIPO DISPONIBLE

BARCOS GRÚAS:

Son para ayudar a la instalación de las diferentes plataformas marinas, son de 65,000 T.P.M., con una capacidad de izaje de 2,000 T.C. Sus dimensiones son las siguientes: 206.2 metros de longitud, 37 metros de ancho, 15.44 metros de profundidad, 8.3 metros de tirante mínimo de agua para trabajar, 62,000 toneladas de desplazamiento, propulsión de 15,400 VHP. Cuenta con grúa estacionaria, grúa de

oruga, 8 anclas con cable de acero de tres pulgadas de diámetro, hotel para 200 personas y servicios generales.

También se cuenta con chalanes para el lanzamiento de plataformas y chalanes para el transporte de las subestructuras, pilotes y módulos de perforación. Hay disponibles equipos de buceo, para realizar inspecciones en el fondo marino antes de lanzar alguna estructura al mar, equipos de ultrasonido, ingenieros topógrafos para posicionamiento de la estructura, y un equipo de ingenieros especializados en las áreas de estructuras, mecánica de suelos y oceanografía.

4. 8. EQUIPO ESPECIAL USADO EN LA PERFORACIÓN MARINA

En el sistema de perforación marina que se encuentra a bordo del equipo flotante y fijo en el mar es similar al utilizado en las operaciones de perforación terrestre. Incluye malacate, mesa rotatoria, tuberías, equipo y sistema de circulación de fluidos y herramientas normales. Así como las que se usan en el agujero, como son: barrenas, lastrarbarrenas, estabilizadores y otras. Existen herramientas, sistemas, técnicas y equipos especiales que se utilizaba en la perforación marina, éstas son (ver fig. 22):

- Guía de la polea viajera
- Amortiguadores
- Conductor marino
- Sistema tensionador
- Sistema de flotación
- Buje protector
- Sistemas de control submarinos
- Técnicas de instalación de preventores

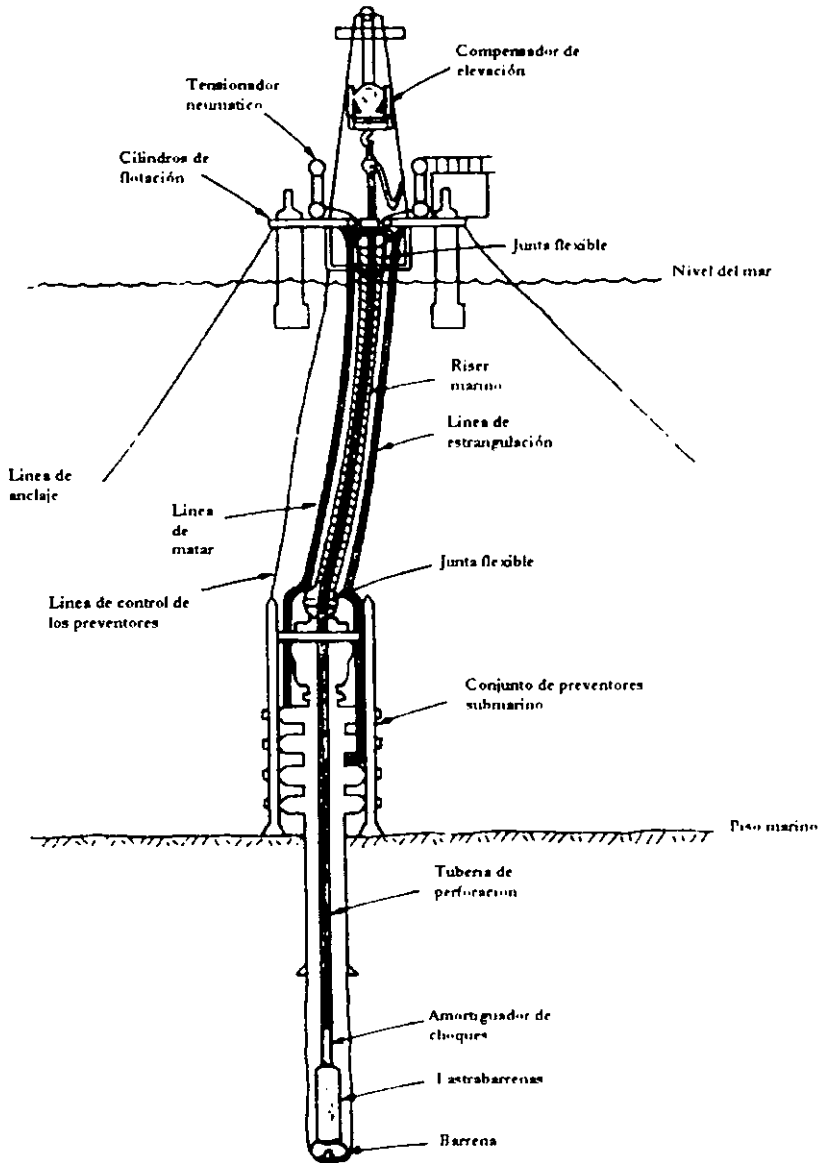


Figura 22

GUÍA DE LA POLEA VIAJERA

El movimiento horizontal de la polea viajera se restringe por medio de una guía instalada en el interior del mástil o torre de perforación, esto se debe al movimiento horizontal del equipo flotante causado por corrientes y las olas del mar. Mecánicamente, esto se logra instalando dos viguetas en el interior del mástil o torre de perforación. Las vigas tienen un espacio suficiente que servirá como guía (a veces se instalan rieles sobre las viguetas), para unas ruedas embaladas que están instaladas a los lados opuestos de la polea viajera. Ajustando la polea a esta guía, se restringe también el movimiento horizontal del gancho y la unión giratoria.

AMORTIGUADORES

El efecto principal que causa el movimiento vertical del equipo flotante, es el movimiento relativo entre la barrena y el fondo del pozo. Para compensar este movimiento vertical de la barrena contra el fondo del pozo y mantener un peso determinado constante sobre la barrena se usa normalmente amortiguadores, los cuales se instalan en la parte superior de los lastrabarreras, o en un lugar adecuado

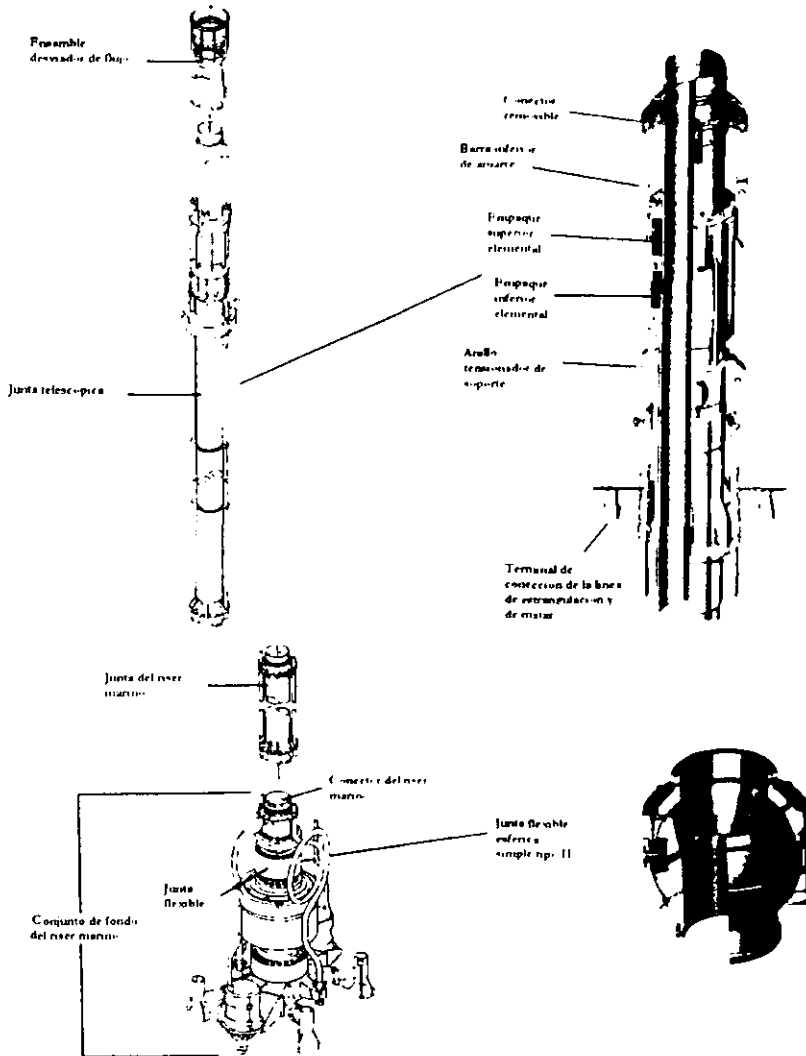


Figura 23

entre los mismos. Los amortiguadores compensan el amortiguamiento vertical sólo en la parte inferior de la sarta. La longitud de los amortiguadores y el número requerido, depende de las características del equipo, del tirante de agua y de la marejada que se pronostique en los informes diarios del tiempo.

Teóricamente esto compensa el movimiento de los lastrarbarrenas para abajo y mantiene el peso de esto sobre la barrena, pero la experiencia ha demostrado que la compensación no es en realidad tan efectiva como se deseara. En la sarta de perforación se presenta cierta fricción y particularmente con las altas presiones de bombeo varía el peso sobre la barrena.

Aún con atención extrema del perforador, un cambio en la velocidad de perforación puede permitir que se abra o cierre el amortiguador dependiendo de que aumente o disminuya la velocidad de avance. Con todo esto, los amortiguadores han demostrado ser más eficientes en la compensación del movimiento vertical de los equipos de perforación flotante.

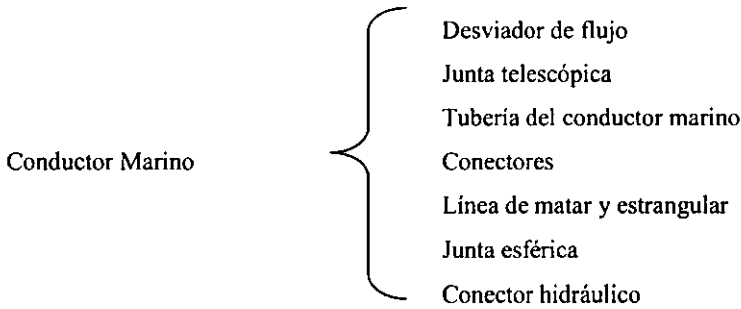
Los amortiguadores son costosos, no sólo por su precio y por su mantenimiento, sino que su falla si es prematura hará que se efectúe una sacada de la sarta, también prematura. En caso de falla estructural ocasionará trabajo de pesca, sin embargo un programa de revisión y reparación puede reducir los costos y la pérdida de tiempo.

CONDUCTOR MARINO:

El conductor marino es el lazo de unión entre el equipo de perforación flotante y el pozo en el lecho marino. Es vital para el desarrollo de las operaciones de perforación, ya que proporciona un medio de retorno para el fluido de perforación y guía la sarta de perforación hacia el interior del pozo.

Este dispositivo se encuentra unido en su parte inferior a la pareja de preventores submarinos, y en su parte superior, al equipo de perforación, y es tal vez el elemento más vulnerable del equipo flotante. Debe ser estructuralmente capaz de resistir la complejidad de esfuerzos ejercidos sobre él bajo condiciones severas de operación.

A continuación se describen cada una de las partes que constituyen al conductor marino.



El conductor marino está formado, desde su parte superior, hasta el fondo, por los siguientes elementos figura 23:

DESVIADOR DE FLUJO

Este dispositivo de seguridad se encuentra colocado arriba de la descarga de lodo y actúa como un preventor, proporcionando un medio de seguridad en caso de existir acumulaciones de gas u otro fluido a presión en el interior del tubo conductor. Funciona hidráulicamente y puede sellar en forma anular o ciega, dependiendo de que haya o no tubería de perforación dentro del pozo. Evitando así que el fluido pase a la mesa rotatoria.

JUNTA TELESCÓPICA.

Este dispositivo compensa el movimiento vertical del equipo flotante y permite mantener un esfuerzo de presión constante sobre el conductor marino.

El dispositivo consta de un barril interior deslizante y un barril exterior fijo, al cual se sujetan los cables tensionadores. Este elemento está colocado entre el desviador de flujo y la parte superior del tubo

conductor. La carrera que tiene la junta telescópica es aproximadamente de 9 metros y su longitud depende del tirante de agua, así como de las condiciones marinas. Esta junta lleva una prensa estopas para evitar la fuga del fluido de perforación entre el tubo conductor y ésta.

TUBERÍA DEL CONDUCTOR MARINO.

Está formada por tramos de tubería generalmente de 15 m. (50 ft), de longitud, de diseño y características específicas. Estos tubos llevan integrados los conectores (macho y hembra), la línea de matar y la línea de estrangular, en forma unitaria, para su fácil conexión y desconexión con el equipo flotante.

Los conectores, tanto de la tubería del conductor marino como de las líneas de matar y estrangular, son del tipo de enchufe y se aseguran por medio de empaques candados, los cuales están diseñados para soportar grandes tensiones. El diámetro del conductor marino debe coincidir con el aparejo de preventores utilizados los cuales pueden ser de 16, 18 5/8, 21, 22, y 24 pulgadas.

LÍNEA DE MATAR Y DE ESTRANGULAR

Son tubos de alta resistencia que van desde el aparejo de preventores desde el lecho marino hasta el equipo flotante de perforación. Estas líneas sirven para bombear o descargar fluido a presión, particularmente cuando se presenta un brote o descontrol

Se encuentran aseguradas al conductor vertical marino por medio de grapas y disponen de conductores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.

JUNTA ESFÉRICA

Este dispositivo absorbe los movimientos laterales del equipo flotante, así como las inclinaciones del conductor marino ocasionadas por las fuerzas de la corriente y el oleaje, permitiendo deflexiones angulares hasta de 10 grados con respecto a la vertical. Se puede utilizar en vez de este dispositivo un

tubo flexible, que permite deflexiones mayores de 10 grados. Se sitúa en el extremo inferior del conductor marino.

CONECTOR HIDRÁULICO

El conector hidráulico permite conectar y desconectar el conductor marino a los preventores desde la superficie mediante un sistema de cuñas accionadas hidráulicamente. Se localiza debajo de la junta esférica.

SISTEMA TENSIONADOR

La función principal del sistema es proporcionar a una tensión axial constante sobre el conductor marino para mantenerlo rigidamente y evitar que trabaje a la compresión.

Este sistema debe soportar el peso de la pareja, así como las cargas generadas por el movimiento del equipo, mareas y corrientes. Consta de varias unidades tensionadoras colocadas a lo largo del piso de perforación. Estas unidades se operan por pares diagonalmente opuestos.

Con el incremento en el diámetro del conductor marino, así como de las profundidades, los equipos disponen generalmente de cuatro, seis y hasta ocho unidades tensionadoras; es más existen equipos diseñados para operar con diez de ellos.

El tensionador debe ser capaz de proporcionar una reacción instantánea al movimiento vertical ascendente o descendente de la estructura flotante. Esta respuesta deberá ser mayor o igual a la velocidad vertical instantánea. Además, debe compensar los movimientos por mareas, ajustes de conexión y cambios en la posición de lastre del equipo.

Los tensionadores comunes son sistemas hidroneumáticos, los cuales por medios mecánicos imponen una fuerza de tensión al barril exterior de la junta telescópica. Un extremo del cable tensionador está anclado en la propia unidad y el otro se encuentra fijado al barril mencionado.

SISTEMA DE FLOTACIÓN

La flotación proporcionada al conductor marino tiene como propósito reducir su peso y evitar que se flexione. Para lograr lo anterior, se utilizan módulos de flotación o cámaras de aire, que pueden ser de espuma sintética o de aluminio. Estos accesorios se fijan alrededor del conductor marino en puntos adecuados.

El sistema de flotación no elimina el uso de los tensionadores, sino que ayuda a reducir la tensión requerida y por consecuencia las dimensiones de los tensionadores.

BUJE PROTECTOR O DE DESGASTE

Durante el transcurso de la perforación existe el peligro de que la tubería de perforación o barrena lleguen a friccionarse contra las paredes del cabezal, lo cual puede originar fugas cuando se coloque el colgador respectivo. Para evitar lo anterior, se le coloca un buje protector, el cual asienta en el cabezal de la tubería respectiva. Antes de bajar los colgadores se elimina del cabezal, el buje protector correspondiente mediante un pescante especial. Este buje protector va alojado en el interior del cabezal.

SISTEMAS DE CONTROL SUBMARINOS:

La función principal de un sistema de control submarino es monitorear y manejar las variadas operaciones de los componentes de un equipo marino. Estos componentes son operados eléctricamente o hidráulicamente a través de una señal enviada desde la superficie hasta el equipo a controlar.

Las aplicaciones para los sistemas de control submarinos pueden ser en cabezales, conjunto de preventores, múltiples de válvulas, árboles mojados, etc ver fig. 24

Algunos de los sistemas de control más usados son:

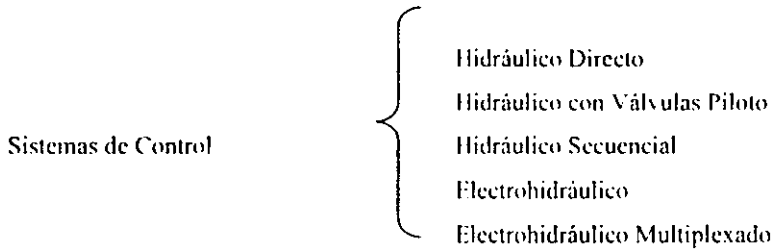


Figura 24

❖ TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE PREVENTORES

Para llevar a cabo una perforación marina desde una instalación ya sea flotante o fija, en el fondo del mar, se tienen dos técnicas, que son:

1. Perforación con los preventores en la superficie.

Las operaciones de perforación con los preventores en la superficie se ven limitadas necesariamente para plataformas apoyadas en el fondo, como son las fijas, las de concreto, las auto-elevables y sumergibles.

En un sistema de este tipo se suspenden con colgadores submarinos y se prolongan hasta la superficie en donde se instalan los cabezales y preventores para utilizarlos durante las operaciones de perforación.

Después que el pozo ha sido perforado y probado, se desmantela el equipo de perforación, los preventores y las extensiones de la tubería de revestimiento. Por norma se coloca un tapón en el pozo a nivel de fondo. En fecha posterior, cuando se decide terminarlo, se quita el tapón y se termina el pozo instalando un árbol del tipo submarino o instalando una plataforma y extendiendo las tuberías de revestimiento hasta la plataforma para la instalación del árbol convencional.

2. Perforación con los preventores en el fondo del mar.

En un sistema submarino; las operaciones de perforación se llevan a cabo con los preventores en el fondo del mar. Esto puede efectuarse con cualquier tipo de equipo marino pero es más aplicable en estructuras flotantes, ya sean barcos, barcasas semi-sumergibles.

El movimiento continuo de algunos de estos equipos requiere el empleo de cabezales en el fondo del mar, con la consecuente instalación de preventores, porque existen condiciones de emergencia como el mal tiempo, que pueden forzar al equipo a moverse fuera de su localización. Con los preventores y

cabezales en el fondo del mar y el tubo conductor con junta esférica y junta telescópica, todos removibles, habrá poco peligro de dañar el pozo ya sea en condiciones de movimiento normal o de emergencia.

Otras ventajas que se tienen instalando el cabezal y los preventores en el fondo del mar consisten, que a distancia de la mesa rotatoria hasta la parte superior de los preventores tiene una mayor tolerancia para desalineamientos entre la mesa y los preventores sin crear cargas laterales excesivas y desgaste, ya que se cuenta con una junta esférica

CAPÍTULO V:
DISEÑO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS
(REF. 1, 11 a 27)

5. 1. ANTECEDENTES

La perforación de pozos profundos y ultra profundos (ver tabla 1) presenta un reto tecnológico al ingeniero en perforación, a los técnicos y al personal de apoyo involucrados en el diseño y las operaciones necesarias para la perforación del mismo. Este reto consiste de un mayor esfuerzo durante el diseño y perforación del pozo, el cual requiere de la integración del estado del arte de la tecnología, de los principios de ingeniería y de factores basados en la experiencia operativa. El resultado de este esfuerzo será indudablemente la perforación de un pozo útil y rentable mediante:

- (a) El empleo de técnicas de diseño novedosas
- (b) Selección y operación de herramientas especiales
- (c) Selección óptima de materiales.

La tecnología empleada para perforar pozos profundos y ultra-profundos es el resultado del desarrollo de innovaciones para contrarrestar los efectos de altas presiones y temperaturas, dureza extrema de la roca, comportamientos mecánicos y fisico-químicos inesperados de las formaciones, etc. Lo que ocasiona que las actividades operativas sean complejas y tardadas, por ejemplo, tiempo de viaje, colocación y cementación de tuberías de revestimiento, toma de registros, obtención de núcleos de formación, etc.

El objetivo principal de este capítulo es el de presentar en forma concreta el procedimiento de diseño e innovación tecnológicas empleadas en la planeación y perforación de pozos profundos. En este procedimiento se incluyen los siguientes tópicos:

- (a) Metodología de diseño
- (b) Métodos de predicción de presiones de formación y fractura
- (c) Diseño de geometría de pozo
- (d) Programa de cementaciones
- (e) Diseño de tuberías de revestimiento
- (f) Selección de fluidos de perforación
- (g) Selección y empleo óptimo de las barrenas de perforación
- (h) Diseño de sartas de perforación y aparejos de fondo
- (i) Hidráulica de perforación
- (j) Capacidad requerida de la barrena
- (k) Predicción de tiempo y costo de perforación

5. 1. 1. PERFORACIÓN PROFUNDA EN EL ÁMBITO MUNDIAL

La necesidad de un rápido desarrollo de la economía de varios países petroleros ha planteado la necesidad del incremento de reservas de hidrocarburos para poder conservar, y de ser posible, aumentar el nivel de producción de este tipo de energéticos, para poder enfrentar adecuadamente este requerimiento se tienen dos alternativas:

- El descubrimiento de nuevas estructuras productoras en áreas terrestres y marinas.
- El descubrimiento de nuevas estructuras productoras profundizando en áreas terrestres y marinas ya conocidas.

Estas actividades requieren inevitablemente de la perforación de nuevos pozos, tanto de exploración como de desarrollo, a profundidades cada vez mayores, la evidencia a esta

tendencia es clara cuando se analiza como ha aumentado la profundidad de perforación con el tiempo, por ejemplo, en 1938 se perforo el primer pozo a una profundidad de 15,000 pies (4572 m.), en 1939 la profundidad récord era de 20,000 pies (6,096 m.), no fue hasta 1958 que se perforo a 25,000 pies (7,200 m.) profundidad y en 1972 a 30,000 pies (9,144 m.).

Actualmente, el pozo más profundo perforado mundialmente esta ubicado en la península de Kola, en la URSS, con una distancia vertical de 39,370 pies (12,000 m.), este pozo tiene 7,929 pies más de profundidad del pozo más profundo perforado en los Estados Unidos, Bertha Rogers, Oklahoma, cuya profundidad es de 31,441 pies (9583 m.).

A finales de 1990, la URSS tenia planeado perforar dos pozos ultraprofundos en Azerbaijan y Ukraine. En 1991, Alemania inicio un programa de investigación geocientífica en el cual se contempla la perforación de un pozo a la profundidad de 47,500 pies (14,478 m.). Por otro lado, en los Estados Unidos, se tiene planeado perforar pozos a profundidades de 31,000 pies en un área cercana a Atlanta.

La respuesta a esta tendencia en el aumento de profundidad de perforación ha sido la realización de programas integrales de investigación y desarrollo de tecnología que permita que la perforación profunda o ultraprofunda sea un proceso técnicamente factible y económicamente rentable. Las innovaciones tecnológicas desarrolladas han permitido perforar mayor número de pozos profundos y ultraprofundos mundialmente y simultáneamente reducir los costos de perforación.

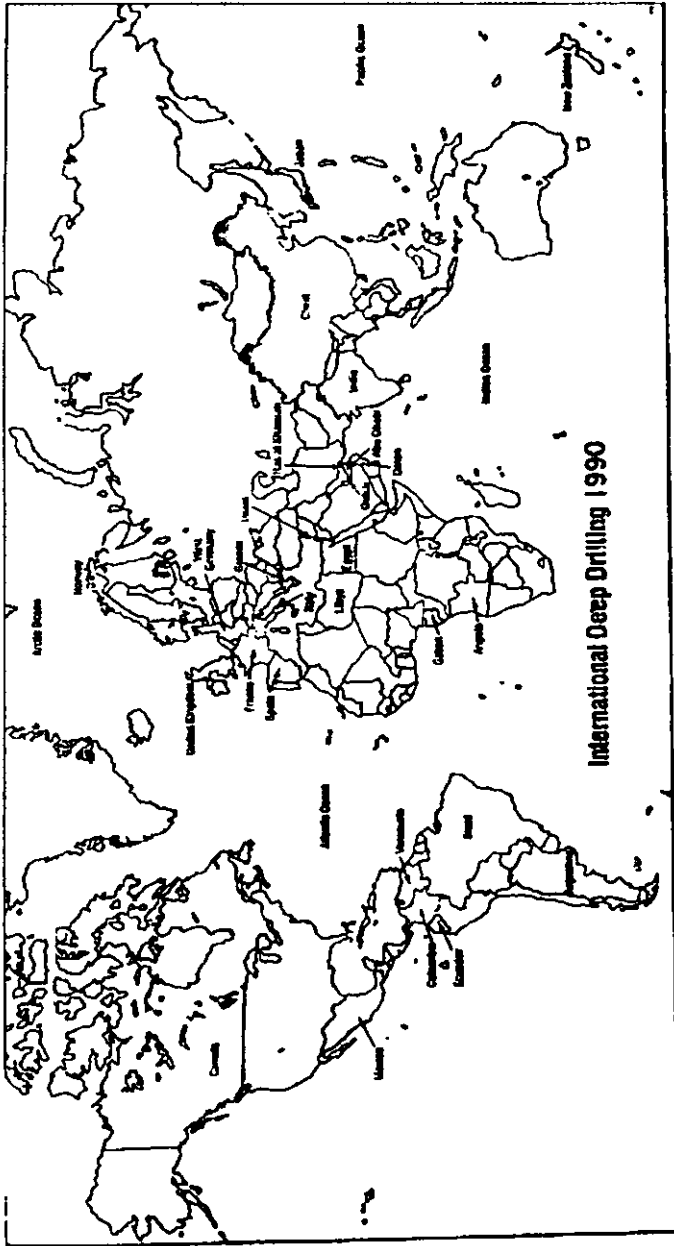
Durante 1990 y en el ámbito mundial, sin incluir a los Estados Unidos y la URSS, se terminaron 161 pozos con profundidades de 15,000 pie (4572 m.) o mayores, la profundidad promedio fue de 16,725 pies con un costo promedio de 8 millones de dólares por pozo y 483 DLS/pie (ver figura 1, tablas 2 y 3.). Así mismo, se perforaron 6 pozos ultraprofundos (20,000 pies o más) específicamente en Italia y en el mar del norte. Agip S.A. perforo los tres pozos italianos a 20,000 pies en la costa de Trecate al oeste de Milán.

Los costos y tiempos de perforación de pozos profundos y ultraprofundos dependen del país donde se lleve a cabo esta actividad; sin embargo, la distribución de tiempo y costo en las actividades deslozadas de perforación permanecen aceptablemente constantes.

Por último y en forma muy particular, la profundidad de perforación de pozos exploratorios en México ha aumentado sistemáticamente de 21,173 pies (6,453 m.) en 1975 a 24,606 pies (7,500 m.) en 1987 (ver fig. 2).

Tabla I. CLASIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE ACUERDO
A LA PROFUNDIDAD TOTAL.

TIPO	PROFUNDIDAD (PIES METS)
SOMERA	0 - 15,000 4572
PROFUNDA	15,000 4572 - 20,000 6096
ULTRAPROFUNDA	20,000 6096 -



E.U.	TODO EL MUNDO	CANADA	AMERICA LATINA	MAR DEL NORTE	EUROPA	AFRICA	MEDIO OTE	LEJANO OTE.
POZOS TERMINADOS	161	2	44	58	23	11	5	18
PROF. PROMEDIO	16,725	16,617	16,630	16,662	17,506	15,657	16,739	16,821
COSTO PROMEDIO	\$ 070 000	\$ 267 000	\$ 472 000	\$ 886 000	\$ 897 000	\$ 245 000	\$ 800 000	\$ 449 000
COSTO POR PIE	\$ 483	\$ 317	\$ 449	\$ 531	\$ 565	\$ 463	\$ 705	\$ 4

Figura 1.

Longitud total perforada pies (mts)	Tipo de pozo explor. Desarrollo	Costo/pie, \$/pie	Costo por pozo, \$ / 1000	Profundidad promedio pies (mts)	No. de pozos perforados	
1,220,185 (371,912)	55 17	1,127	19,112	16,957 (5,169)	72	1982
1,837,271 (560,000)	86 8	994	15,908	16,856 (5,138)	94	1983
1,538,352 (468,889)	60 33	1,027	17,188	16,725 (5,097)	93	1984
2,177,879 (663,988)	88 45	792	12,962	16,375 (4,992)	133	1985
2,034,221 (620,189)	69 55	487	7,981	16,405 (5,001)	124	1986
2,268,845 (691,543)	88 68	669	10,994	16,441 (5,011)	156	1988
2,810,160 (856,536)	84 84	586	9,797	16,727 (5,098)	168	1989
2,692,719 (821,010)	52 109	483	8,070	16,725 (5,098)	161	1990

POZOS PERFORADOS MUNDIALMENTE A PROFUNDIDADES DE 15,000 PIES (4572 M) O MAYORES

Tabla 2.

Longitud total perf. Pies (m)	Tipo Pozo Explora. Desarroll	Costo/pie \$/pie	Costo por pozo \$/1000	Profund. promedio Pies (mts)	No. de pozos perforados		POZOS PERFORADOS A PROFUNDIDADES MAYORES DE 15,000 PIES (4572 M) O MAYORES EN LOS ESTADOS UNIDOS
20,911,440 (6375439)	536 600	382	6,637	17,354 (5,291)	1205	1982	
9,794,007 (2985978)	255 301	353	6,095	16,974 (5,175)	577	1983	
10,270,547 (3131264)	345 288	346	5,817	16,727 (5,100)	614	1984	
9,598,360 (2926329)	282 284	329	5,574	16,958 (5,170)	566	1985	
6,666,584 (2032495)	195 174	319	5,435	17,050 (5,198)	391	1986	
5,050,476 (1539779)	114 149	196	3,409	16,723 (5,098)	302	1987	
7,056,671 (2151424)	132 161	428	4,159	16,762 (5,110)	421	1988	
5,289,080 (1612524)	99 129	235	4,052	17,228 (5,252)	307	1989	
- -	- -	347	5,800	16,737 (5,103)	289	1990	

Tabla 3

POZOS PROFUNDOS MEXICANOS

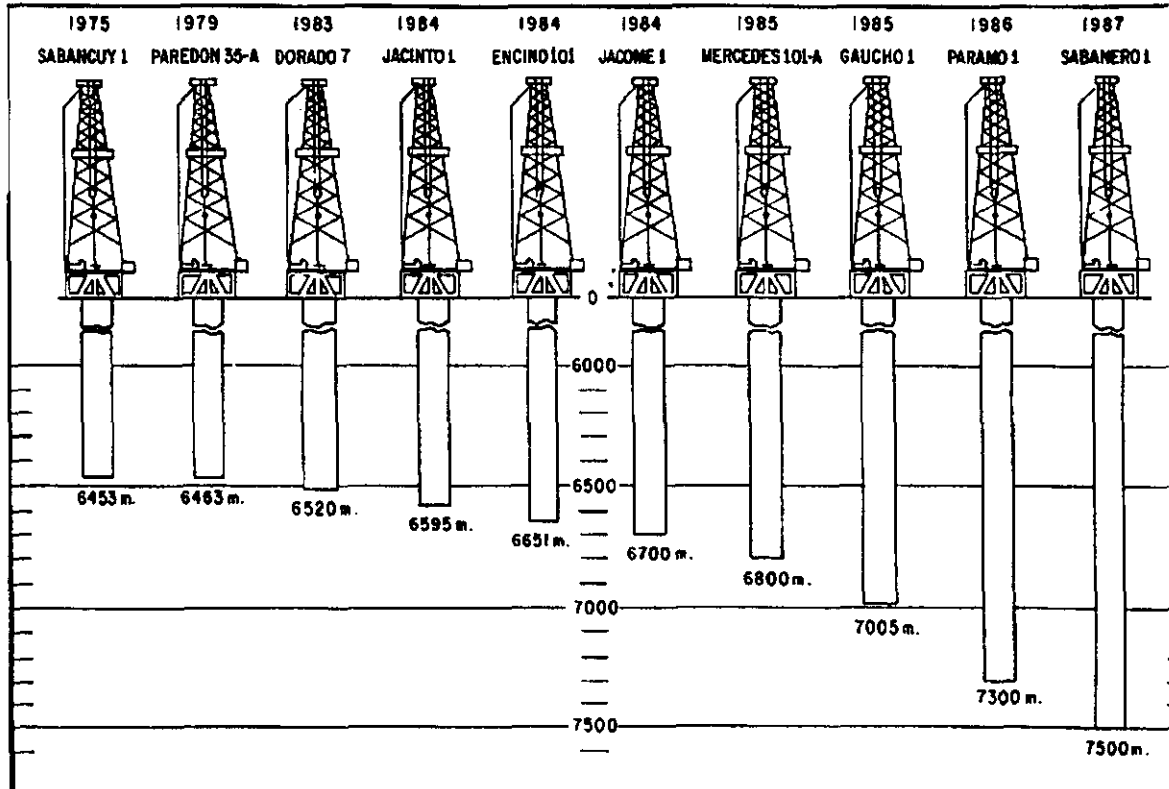


Figura 2.

5. 1. 2. DISEÑO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PROFUNDOS

El diseño de la perforación de pozos profundos involucra: conocimiento del estado del arte de la tecnología, principios básicos de ingeniería, filosofía o política de la empresa y experiencia de personal.

OBJETIVO:

El objetivo del diseño de un pozo es el de formular un programa detallado para perforarlo con las siguientes características:

- Seguridad durante la perforación (personal y equipo)
- Costo mínimo (ver fig. 3)
- Pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos (profundidad, configuración, etc.).

El programa de perforación deberá contemplar cambios debidos a la posibilidad de problemas inesperados (contingencias).

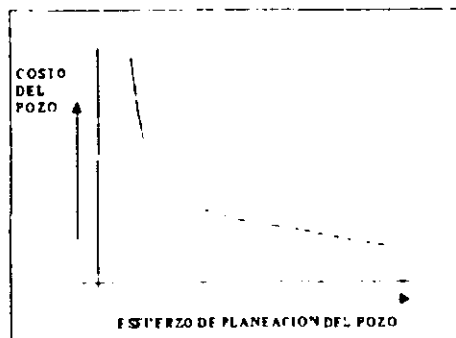


Figura 3. El costo del pozo puede ser producido si es apropiadamente planeado e implementado

CLASIFICACIÓN DE POZOS

El diseño de la perforación de un pozo depende del tipo de pozo a ser perforado, estos se pueden agrupar en:

- Pozos exploratorios.- posible estructura productora, la localización del pozo se determina a partir de estudios geológicos y geofísicos.
- Pozos de reconocimiento.- delinear la extensión de la estructura productora, localización a partir de estudios geológicos y geofísicos.
- Pozos de desarrollo.- producción del yacimiento, localización se determina a partir de estudios de yacimiento.
- Pozos especiales.- pozos de alivio, de inyección de agua, etc.

Los pozos se pueden clasificar de acuerdo a su profundidad en (ver Tabla I):

- Someros - profundidad menor de 15,000 pies
- Profundos - profundidad de 15,000 a 20,000 pies
- Ultraprofundos.- profundidad mayor de 20,000 pies

PROCESO GENERAL DEL DISEÑO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, este proceso requiere que algunos aspectos sean determinados antes que otros, por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento, requiere que la presión de formación sea determinada previamente.

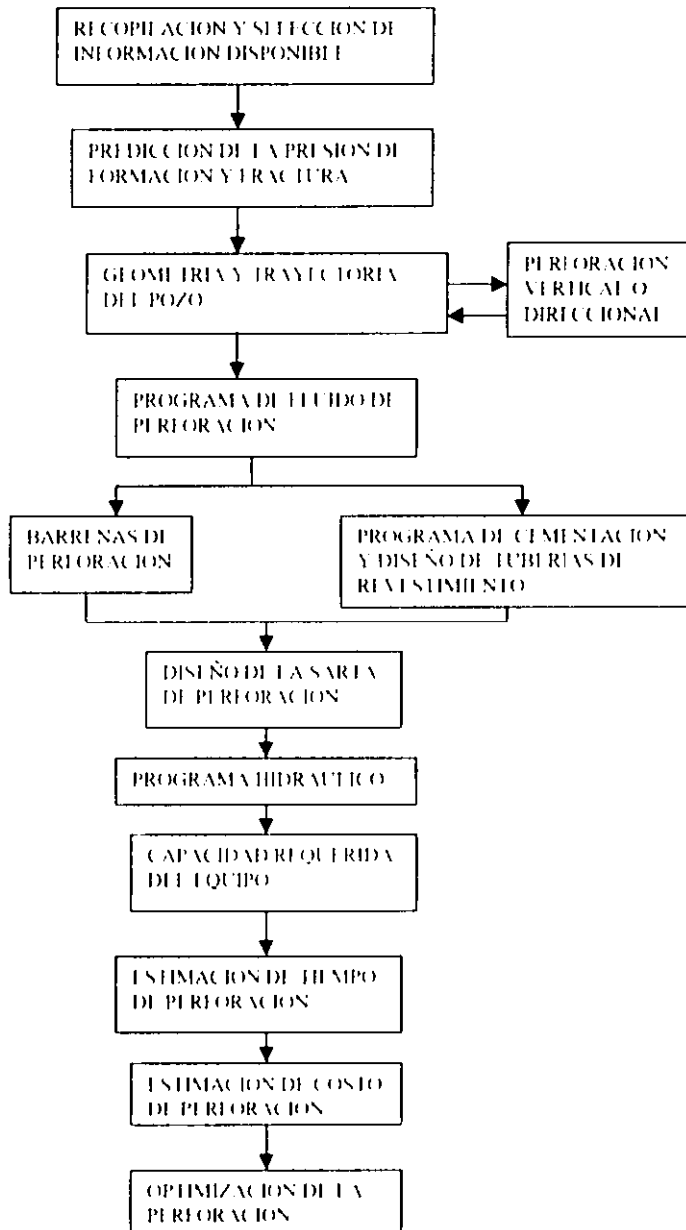
Las etapas a seguir durante el diseño de pozos están bien identificadas y son las siguientes:

- Selección y colección de información
- Predicción de presión de formación y fractura
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo
- Programa de fluidos de perforación
- Selección de barrenas
- Programa de cementación y diseño de tuberías de revestimiento
- Diseño de sartas de perforación
- Programa hidráulico
- Selección del equipo de perforación
- Estimación de tiempo de perforación estimación de costos (ver Diagrama 1).

Debido a que este proceso es general, este se puede aplicar para el diseño de pozos someros, profundos y ultraprofundos, productores de hidrocarburos, vapor, agua, etc., el único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa dependiendo de las características del yacimiento, formaciones a perforar, fluido productor de interés, etc.

En este escrito, se aplicara el proceso general de diseño de la perforación de pozos, al caso particular de pozos profundos y ultraprofundos, mencionando, cada vez que sea pertinente, las innovaciones tecnológicas, métodos y herramientas especiales desarrolladas para perforar este tipo de pozos.

Diagrama 1. Etapas en el procedimiento general del diseño de la perforación de pozos.



5. 1.3. RECOPIACIÓN, SELECCIÓN Y EMPLEO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE.

Uno de los aspectos más importantes en el proceso de diseño de la perforación de un pozo, es el de determinar las características técnicas (formaciones a perforar, estabilidad, etc) y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo. Esto se puede realizar mediante el análisis de la información generada en el campo.

La calidad y cantidad de información disponible dependerá del tipo de pozo prospecto a perforar.

⇒ Pozos exploratorios.- la información disponible para el diseño de la perforación de pozos exploratorios se limita a estudios geológicos y geofísicos realizados en el campo prospecto.

El ingeniero en perforación no es responsable de la localización del pozo prospecto, sin embargo, el conocimiento geológico del área permitirá:

- Determinar la geología del pozo a perforar
- Identificar anomalías geológicas que pueden encontrarse durante la perforación

El empleo de la información geofísica en particular información sísmológica, permitirá definir a grosso modo:

- La litología a perforar
- Las presiones de formación y fractura
- Propiedades mecánicas de las formaciones
- Echados de las formaciones

- ⇒ Pozos de desarrollo.- Si el pozo prospecto es de desarrollo se encontrara con la información generada durante la perforación de pozos perforados anteriormente al pozo prospecto.
- ⇒ Selección de pozos vecinos.- Los pozos vecinos deberán de seleccionarse en tal forma que las características sean similares al pozo prospecto, para esto se emplea mapas de contorno y localización.
- ⇒ Fuentes y empleo de información.- La información generada durante la exploración y explotación de un campo se puede agrupar en:
 - Estudios geológicos y geofísicos
 - Reportes de barrenas (por barrena o pie perforado).
 - Reportes del fluido de perforación (por día o intervalo perforado)
 - Registros geofísicos
- ⇒ Esta información se emplea principalmente para:
 - Definir la litología a perforar
 - Detectar zonas problemáticas tales como:
 - Pérdidas de circulación
 - Brotes
 - Inestabilidad mecánica y/o fisicoquímica de las formaciones
 - Desviación de pozo, etc.
 - Cuantificar presiones anormales
 - Evaluar empleo de barrenas
 - Evaluar el fluido de perforación
 - Predecir tiempo y costo de perforación (ver fig. 4).
 - Optimizar la perforación del pozo prospecto

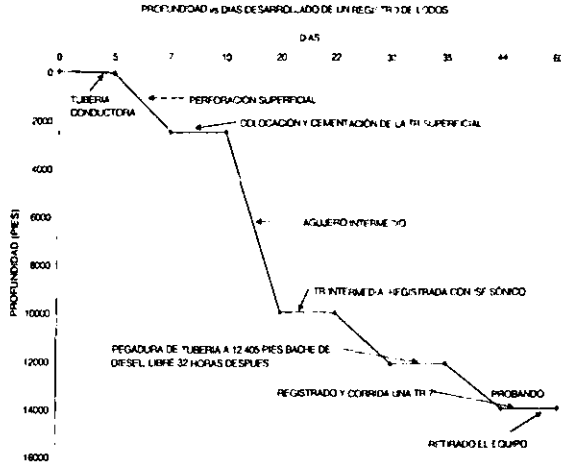


Figura 4.

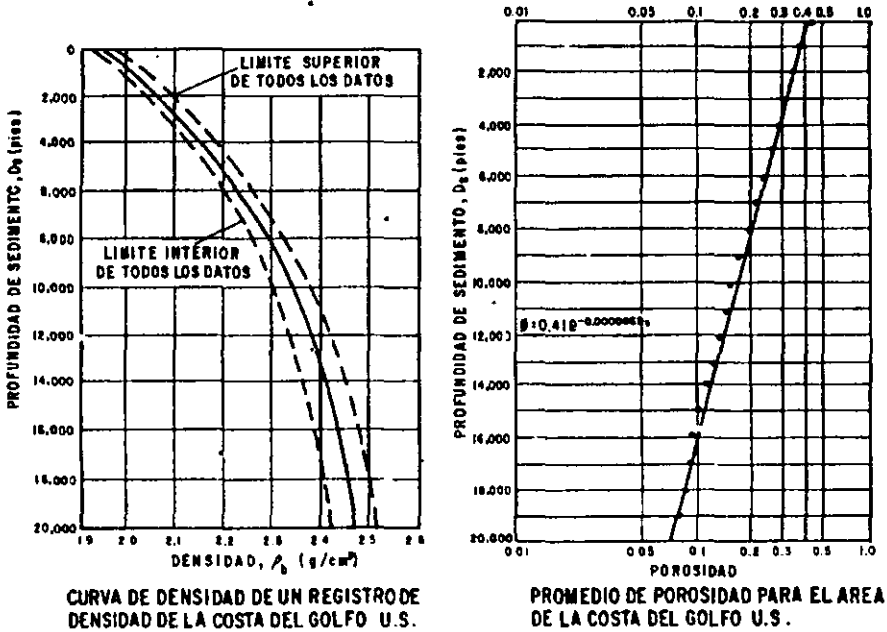


Figura 5

5. 2. MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y FRACTURA

La predicción adecuada de presiones de formación y fractura es la etapa más importante para poder realizar el diseño apropiado del pozo a perforar. De la cuantificación correcta de estas presiones dependerá la profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento, programa de densidades del fluido de perforación, diseño de lechadas de cemento y diseño de tuberías de revestimiento, es decir el diseño total del pozo, además, el hecho de perforar el pozo hasta el objetivo planeado dependerá muchas veces de la cuantificación correcta de estas presiones.

Los problemas asociados con la predicción inadecuada de presiones de formación y fractura incluyen:

- Brotes y reventones
- Pegadura por presión diferencial
- Pérdidas de circulación
- Inestabilidad del pozo
- Costo y tiempo de perforación elevados
- Pérdidas del pozo

5. 2. 1. DEFINICIONES

- ◆ Presión hidrostática.- Es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido bajo condiciones estáticas (ver fig. 6).
- ◆ Esfuerzo o presión de sobrecarga.- Es el esfuerzo generado por el peso de las formaciones y fluidos contenidos en ellas (ver fig. 5 y 7, tabla 4 y 5).

- ◆ Esfuerzo matricial.- Es la porción de la sobrecarga soportada por los granos o material sólido de las rocas (ver fig. 8).
- ◆ Presión de formación.- Es la presión a la que se encuentran sometidos los fluidos que ocupan la sección porosa de la roca. La presión de formación puede ser normal, subnormal y anormal (ver fig. 9).
- ◆ Presión de fracturamiento.- Es la presión a la cual la matriz de la roca es fracturada. La fractura se propaga perpendicularmente al plano en el que actúa el esfuerzo mínimo.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA

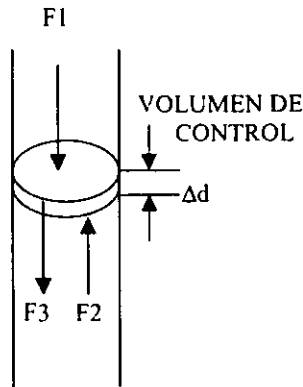


Figura 6. Diagrama del cuerpo libre

FUERZAS ACTUANDO:

$$F_1 = P A \quad 1 \quad (\text{CARA SUPERIOR})$$

$$F_2 = \left(P + \frac{dP}{dD} \Delta D \right) A \quad 2 \quad (\text{CARA INFERIOR})$$

$$F_1 = g \rho_l A \Delta D \quad 3 \quad (\text{PESO DE VOLUMEN DE CONTROL})$$

CONDICIONES DE EQUILIBRIO:

$$\Sigma F = F_1 - F_2 + F_3 = 0 \quad 4$$

$$\Sigma F = \frac{dP}{dD} + g \rho_l = 0 \quad 5$$

$$\frac{dP}{dD} = -g \rho_l \quad 6$$

SEPARANDO VARIABLES E INTEGRANDO

$$\int dP = -g \rho_l \int dD \quad 7$$

$$P = -g \rho_l D + K \quad 8$$

EVALUANDO VARIABLES E INTEGRANDO

$$P = 0 \quad @ \quad D = 0 \quad \longrightarrow \quad K = 0$$

$$P = -g \rho_l D \quad 9$$

UNIDADES DE CAMPO

$$P \left(\frac{\text{lb}}{\text{Pg}^2} \right) = 0.052 \rho_L \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) D \text{ (pies)}$$

10

Donde:

P - Presión (lb/pg²)

D - Profundidad (pies)

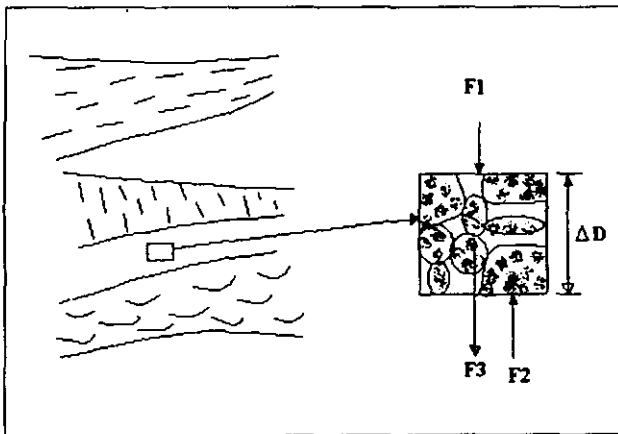
 ρ_L - Densidad del liquido (lb/gal)

Figura 7. ESFUERZO DE SOBRECARGA

FUERZAS ACTUANDO:

$$F_1 = \sigma_o A \quad 11$$

$$F_2 = \left(\sigma_o + \frac{d\sigma}{dD} \Delta D \right) A \quad 12$$

$$F_3 = g \rho_h A \Delta D \quad 13$$

$$\rho_h = \rho_g (1 - \phi) + \rho_l \phi \quad 14$$

CONDICIONES DE EQUILIBRIO

$$\Sigma F = 0 = F_1 - F_2 + F_3 = \frac{d\sigma_o}{dD} + g \rho_h \quad 15$$

SEPARANDO VARIABLES E INTEGRANDO

$$\int d\sigma_o = g \int \rho_h dD = g \int [\rho_g (1 - \phi) + \rho_l \phi] dD \quad 16$$

$$d\sigma_o = g \rho_h dD = g (\rho_g (1 - \phi) + \rho_l \phi) dD \quad 17$$

$$Y \quad \phi = \phi_o e^{KD} \quad 18$$

$$\sigma_o = g \rho_g D - g \frac{\phi_o (\rho_g - \rho_l)}{K} (1 - e^{KD}) \quad 19$$

K

EN UNIDADES DE CAMPO

$$\sigma_o = 0.052 \rho_g D - 0.052 \frac{\phi_o (\rho_g - \rho_L)}{K} (1 - e^{-K D}) \quad 20$$

TAMBIEN

$$\sigma_o = 0.052 \rho_w D_w + 0.052 \rho_g (D - D_w) - 0.052 \frac{\phi_o (\rho_g - \rho_L)}{K} (1 - e^{-K(D-D_w)})$$

$$\sigma_o \cong 1.0 \text{ psi / pie} \quad 21$$

$$\text{GRADIENTE } G = \frac{P}{D} = 0.052 \rho_L \quad 22$$

$$\text{DENSIDAD EQUIVALENTE } \rho_e = \frac{P}{0.052 \rho_L} \quad 23$$

Donde:

P – Presión (lb/pg²)

ρ_L – Densidad del líquido (lb/gal).

Tabla 4. Gradientes de presión normal para varias áreas con actividad de perforación

	GRADIENTE DE PRESIÓN (psi/pie)	EQUIVALENTE DE DENSIDAD DE AGUA (kg/m ³)
OESTE DE TEXAS	0.433	1.000
COSTA DEL GOLFO DE MÉXICO	0.465	1.074
MAR DEL NORTE	0.452	1.044
MALASIA	0.442	1.021
DELTA MACKENZIE	0.442	1.021
OESTE DE AFRICA	0.442	1.021
CUENCA ANADARCO	0.433	1.000
MONTAÑAS ROCALLOSAS	0.436	1.007
CALIFORNIA	0.439	1.014

Tabla 5. Densidad promedio de rocas comunes

	DENSIDAD	
	(gr/cm ³)	lb/gal
LUTITA	2.63	21.93
ARENA	2.65	22.1
CARBONATO	2.71	22.6
DOLOMITA	2.87	23.93
ANHIDRITA	2.94	24.56

Figura 8. Esfuerzo matricial

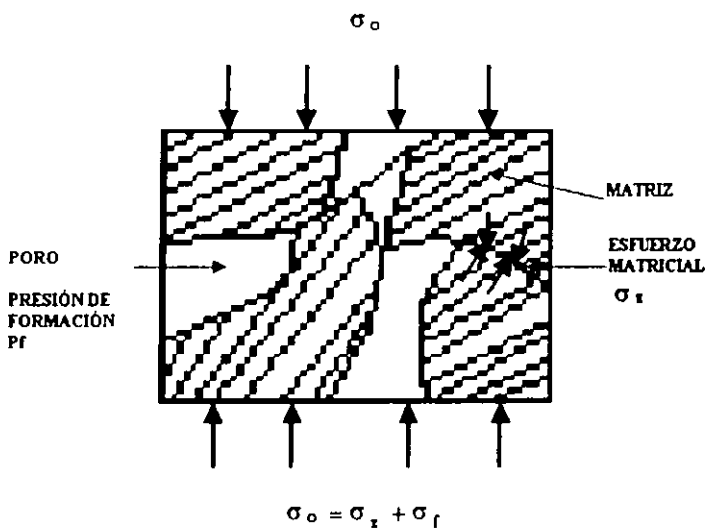
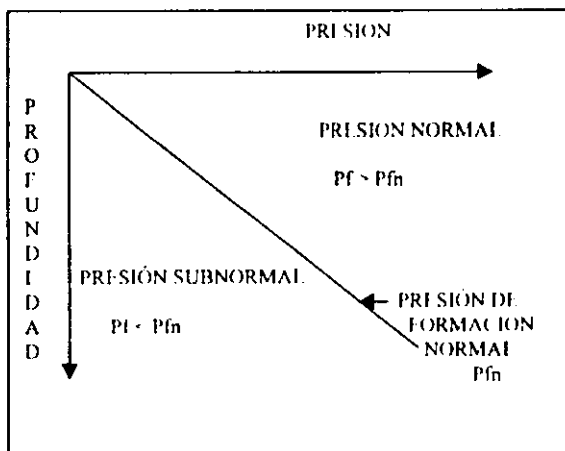


Figura 9. Presión de formación



5. 2. 2. ORIGENES DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN ANORMAL

- ◆ La presión de formación es la presión a la cual están sujetos los fluidos contenidos en los poros de la roca. Estos fluidos son típicamente aceite, gas o salmuera.
- ◆ En una zona de presión normal, la presión de formación será igual a la presión hidrostática de los fluidos nativos de la formación
- ◆ La presión de formación también puede ser menor que la presión normal, conocida como presión subnormal, o mayor que la presión o presión anormal.
- ◆ Las presiones subnormales presentan pocos problemas referentes al control directo del pozo; sin embargo, deben de considerarse en el diseño del pozo. Estas zonas están caracterizadas por pérdidas totales del fluido de perforación y su detección se realiza a través de correlación con pozos vecinos.
- ◆ Las presiones anormales, por otro lado, tienen un efecto directo en el diseño final del pozo y por lo tanto deben de ser cuidadosamente evaluadas.

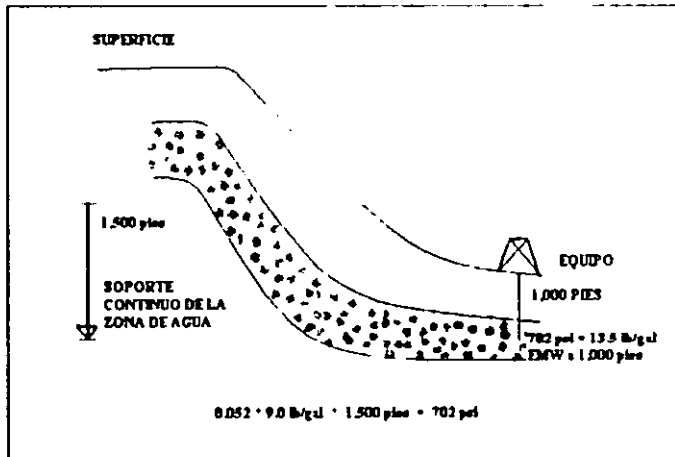
CAUSAS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN ANORMAL

Las condiciones geológicas más comunes que pueden generar presión de formación anormal son las siguientes:

- Sistemas artesianos. La formación continua de arena transmitirá la presión hidrostática al fondo de la estructura. La presión de este punto será anormal para la profundidad a la cual se encuentra. estas presiones de formación anormal no pueden ser detectadas con métodos convencionales (ver fig. 10).
- Levantamiento de formación. Ciertas actividades tectónicas pueden causar que una formación disminuya su profundidad, si este levantamiento ocurre simultáneamente con formaciones sello, entonces la presión de formación en la sección levantada será mayor que la presión normal (ver fig. 11)

- Bancos de sal. Los bancos de sal son probablemente la causa más común de la formación de presiones anormales, el banco de sal es completamente impermeable y además, se comporta plásticamente transmitiendo el esfuerzo de sobrecarga a las formaciones subadyacentes (ver fig. 12).
- Domos salinos. La naturaleza plástica de la sal le permite fluir hacia arriba debido a la diferencia de densidades entre la sal y las formaciones que la rodean, este movimiento puede sobrecompactar a las formaciones en la parte superior del domo creando presiones de formación anormales (ver fig. 13).
- Diferencia de densidad. La diferencia de densidad de los fluidos contenidos en zonas comunicadas via permeabilidad de formación puede causar presiones anormales, una estructura no horizontal conteniendo un fluido de baja densidad, requerida de un lodo de mayor densidad para perforar la sección superior de la zona (ver fig. 14).

Figura 10. Una vista simplificada de presiones anormales generadas por un sistema artesiano de agua



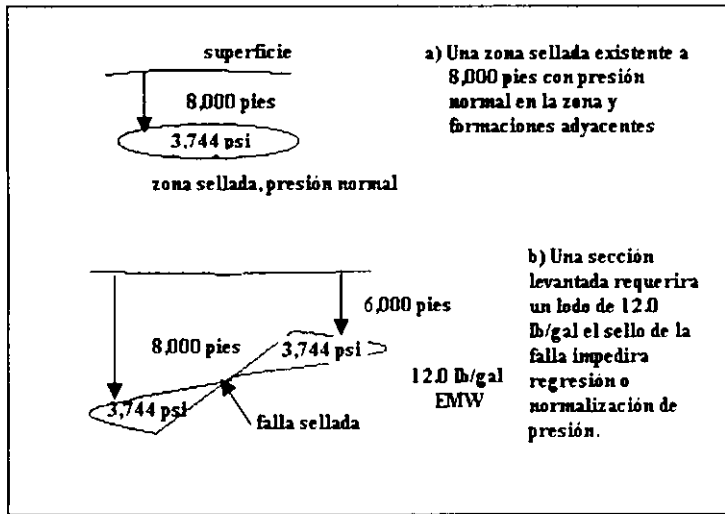


Figura 11. Presiones anormales pueden ser creados en un ambiente levantado y erosionado

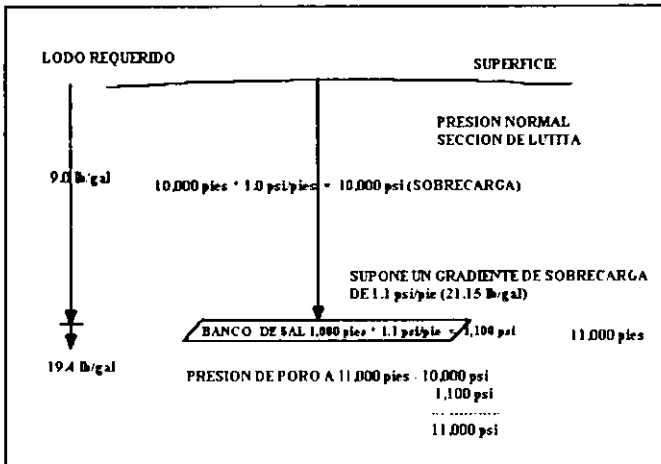


Figura 12. El banco de sal puede transferir el esfuerzo de sobrecarga a las formaciones debajo de las secciones de sal

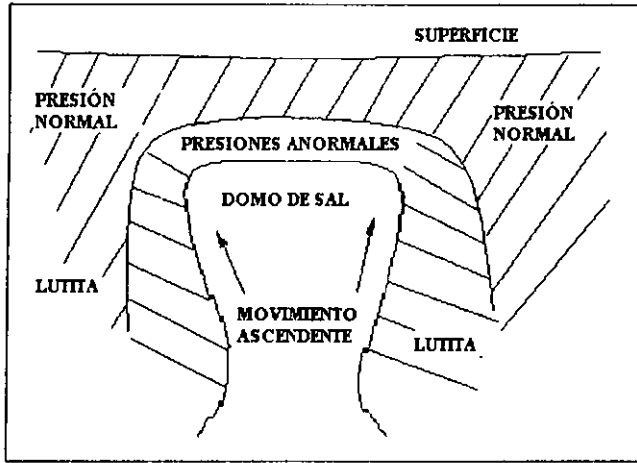


Figura 13. La acción intrusiva de un domo de sal crea Presiones anormales en las secciones de lutita que impiden la migración de fluidos y normalización de presión.

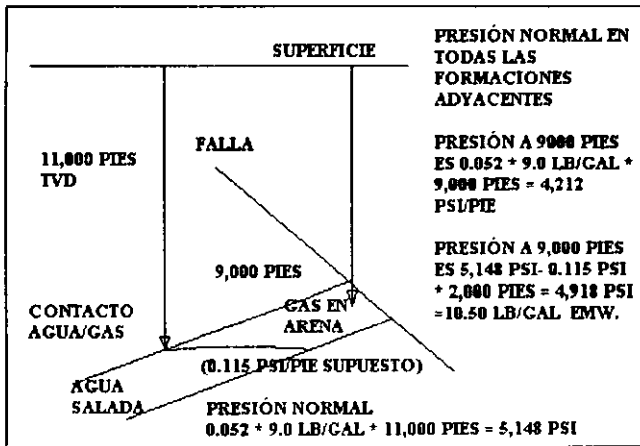


Figura 14. Presiones anormales en la cima de la arena a 9,000 pies ocurren porque la baja densidad del gas tratan de contrarrestar los 11,000 pies de fluidos en formación normal

5. 2. 3. MÉTODOS DE PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN.

Existen varios métodos de predicción de presión de formación disponible, los cuales pueden ser agrupados como sigue:

- Análisis de datos sísmicos
- Correlación con pozos vecinos
 - Análisis de registros geofísicos
 - Parámetros de perforación
 - Pruebas de producción
- Evaluación a tiempo real

La mayoría de los métodos de predicción de presión de formación se basan en el hecho de que conforme la profundidad aumenta, la porosidad de la formación disminuye; es decir, la compactación de la formación es mayor cuando la sobrecarga aumenta, por lo tanto, la disminución de porosidad en función de profundidad tendrá una tendencia característica o normal en formaciones normalmente compactadas (ver fig. 15).

La sobrecarga a cualquier profundidad es balanceada por el esfuerzo matricial y la presión de formación, las zonas de presión anormal son zonas subcompactas debido a que la presión de formación reduce el esfuerzo matricial y por lo tanto aumenta la porosidad (ver fig. 16).

El valor de los parámetros medidos por los métodos geofísicos (sismología y registros) es una función directa de la porosidad de la formación.

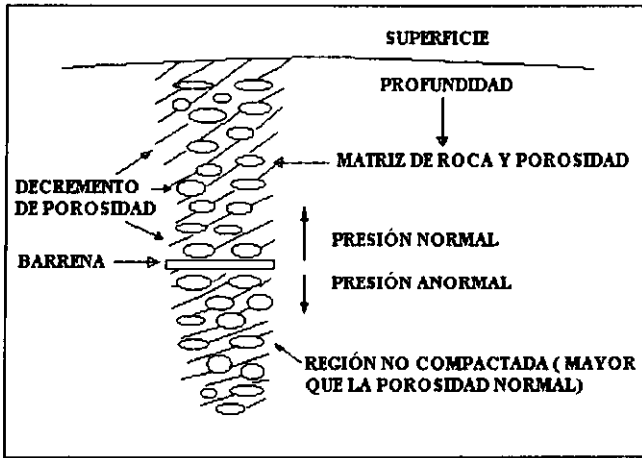


Figura 15. Presión de poro anormal son generadas en la región no compactada porque la matriz de lutita no puede soportar el esfuerzo de sobrecarga.

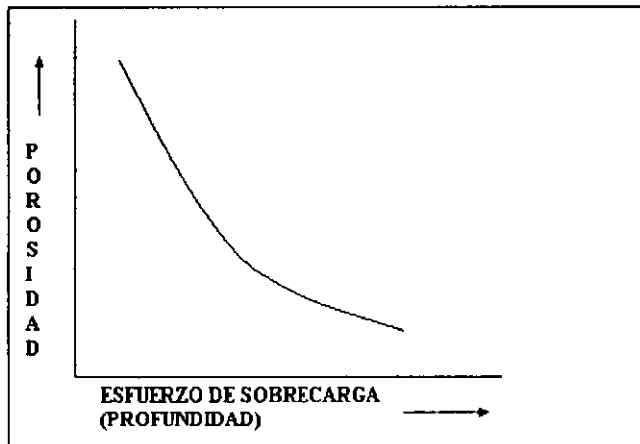


Figura 16. Efecto del esfuerzo de sobrecarga en la porosidad de formación durante la compactación normal.

A continuación se describe el procedimiento de cálculo de la presión de formación y los métodos de predicción más comúnmente empleados

✓ **Sismología.** Para este método el parámetro dependiente de porosidad es la velocidad de sonido en un medio poroso, usualmente, se utiliza el valor de tiempo de tránsito en lugar de la velocidad los cuales son inversos, mediante este método se puede evaluar cualitativa y cuantitativamente la presión de formación.

- **Evaluación cualitativa.** Conforme la profundidad aumenta el tiempo de tránsito disminuye debido a la compactación de la roca, si existe una zona de presión anormal, el tiempo de tránsito aumentara debido a el aumento de porosidad que es el resultado de un aumento en la presión de formación (ver fig. 17).
- **Evaluación cuantitativa.** Se emplea la correlación empírica de Pennebaker en conjunto con valores de tiempo de tránsito normales y observados (ver fig. 18).

✓ **Registro sísmico.** El parámetro dependiente de porosidad para este método es la velocidad de sonido en medio poroso, básicamente, son los mismos principios que gobiernan el empleo de datos sísmológicos, sin embargo, las frecuencias y longitudes de onda empleados son diferentes.

- **Evaluación cualitativa.** El comportamiento de tiempo de tránsito contra profundidad se describió en la sección anterior y para el registro sísmico sigue siendo el mismo (ver fig. 19 y 20).
- **Evaluación cuantitativa.** Se emplea la correlación empírica de Horman y Johnson o la ecuación de Faton (ec. 26) en combinación con tiempos de tránsito normales y observados (ver fig. 21).

✓ **Registro de resistividad o conductividad de lutita.** La resistividad o conductividad a la corriente eléctrica de la lutita será una función directa del contenido de fluidos presentes, que a su vez dependerá de la porosidad de la formación, en este método se emplea exclusivamente las lecturas en secciones de lutita limpia y se excluyen la resistencias de arenas, lutitas arenosas, calizas o lutitas calcificadas.

- Evaluación cualitativa La resistividad de la lutita aumenta conforme la porosidad disminuye (profundidad aumenta), por lo tanto en una zona de presión normal la resistividad tendrá una tendencia normal a aumentar, al perforar una zona de presión anormal, una desviación o divergencia a la tendencia normal será detectada, el grado de divergencia se emplea para estimar la magnitud de la presión de formación, el comportamiento de la conductividad de la lutita será inverso al de resistividad (ver fig. 22)
 - Evaluación cuantitativa El valor de la presión de formación se podrá determinar con la ecuación de Hottman y Johnson o la ecuación de Eaton (ec. 27) en conjunto con los datos de resistividad normal y observada; o la correlación de Matthews y Kelly (ver fig. 23) y ecuación de Eaton en combinación de los datos de conductividad (ec. 28) normal y observada.
- ✓ Parámetros de perforación (exponente de perforación corregido, ecuación 29). El parámetro dependiente de la porosidad en este caso es el exponente de perforabilidad corregido. El valor de este exponente es un indicador de que tan fácilmente se está realizando el proceso de perforación
- Evaluación cualitativa Conforme la profundidad aumenta, el proceso de perforación aumenta, el proceso de perforación es más difícil de realizarse debido al aumento de compactación de la formación, por lo tanto, el valor del exponente corregido aumenta con el aumento de profundidad en una zona de presión normal, la disminución del valor del exponente será un indicador de la presencia de zona de presión anormal, de hecho un indicador de zona de presión anormal empleado en el equipo es el aumento repentino del ritmo de perforación (ver fig. 24)
 - Evaluación cuantitativa. Existen varias ecuaciones propuestas para evaluar la presión de formación, sin embargo y basándose en la experiencia en el empleo de estas, se recomienda utilizar la ecuación propuesta por Eaton junto con los valores de exponente normal y observado (ver fig. 25).

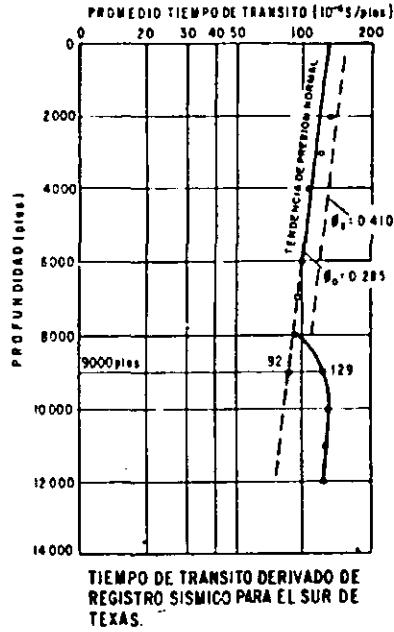


Figura 17

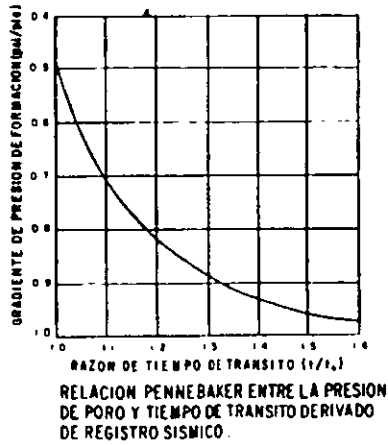
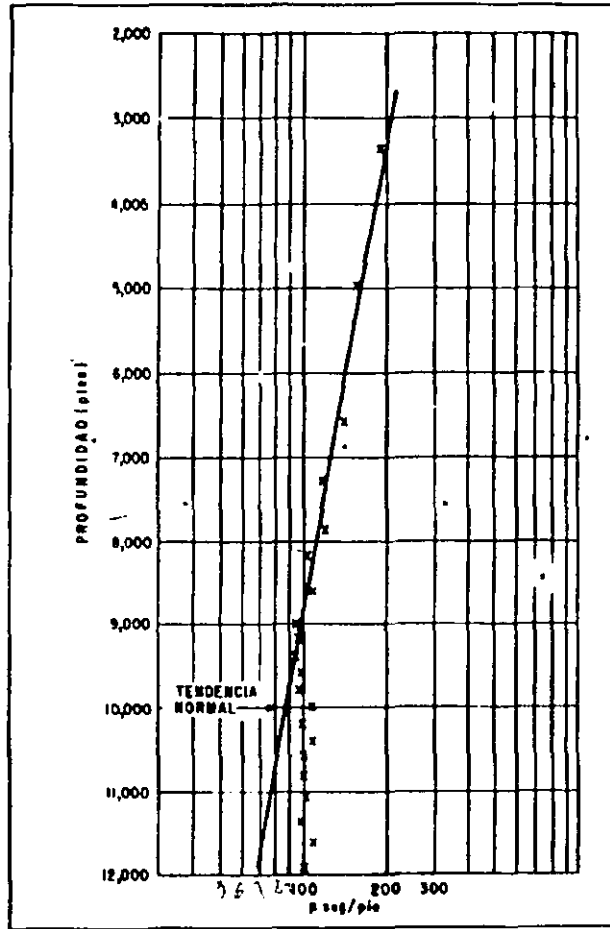


Figura 18



EJEMPLO DE REGISTRO SONICO.

Figura 19.

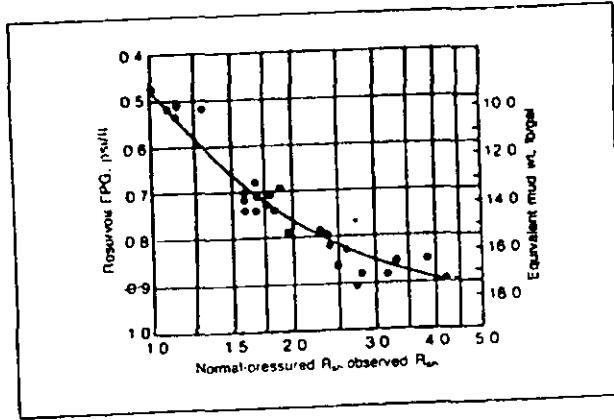


Figura 20. Correlación empírica del gradiente de presión de la formación vs. El gasto normal observado en la resistividad de los esquistos. (Hottman y Johnson).

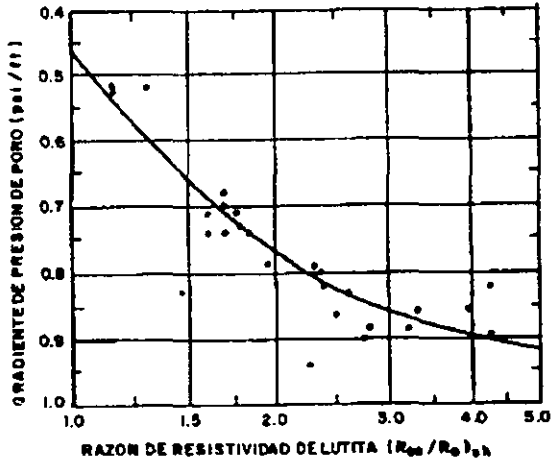


Figura 21. Relación de Hottman y Johnson entre presión de poro y resistividad para formaciones del mioceno y oligoceno de las costas de Luisiana y Texas

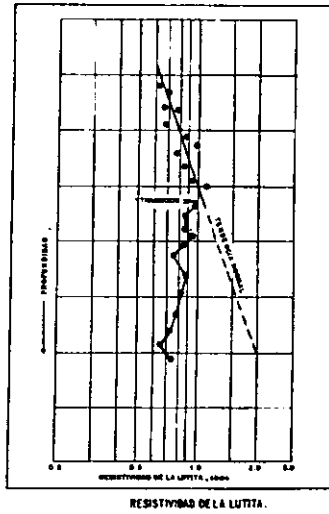


Figura 22. ejemplo de conductividad de la Lutita para Frio, sur de Texas

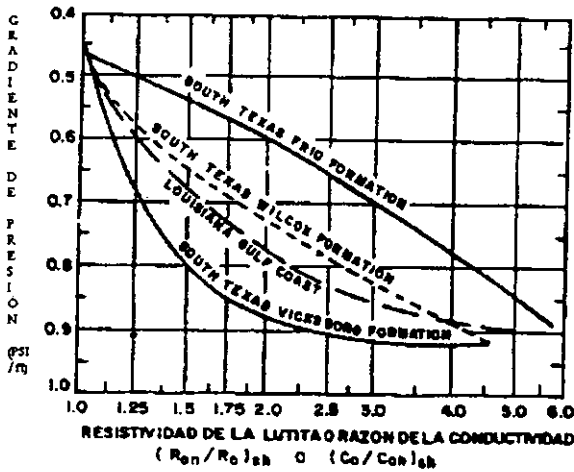


Figura 23. Relación de Matthews y Kelly entre presión de poro y resistividad de la lutita para el Sur de Texas

(*) EXPONENTE DE PERFORABILIDAD CORREGIDO

$$d_c = d \left(\frac{\rho_{eN}}{\rho_L} \right) \quad 24$$

$$d = \frac{\text{Log} (R + 60 N)}{\text{Log} (12W / 1000 d_B)} \quad 25$$

Donde:

- d_B Diámetro de barrena, pg
- W Peso sobre barrena, 1000 lbf
- N Velocidad de rotaria, RPM
- R Ritmo de perforación, pies hora
- ρ_{eN} Densidad equivalente normal, lb/gal
- ρ_L Densidad del lodo, lb/gal
- d Exponente de perforabilidad
- d_c Exponente de perforabilidad corregido

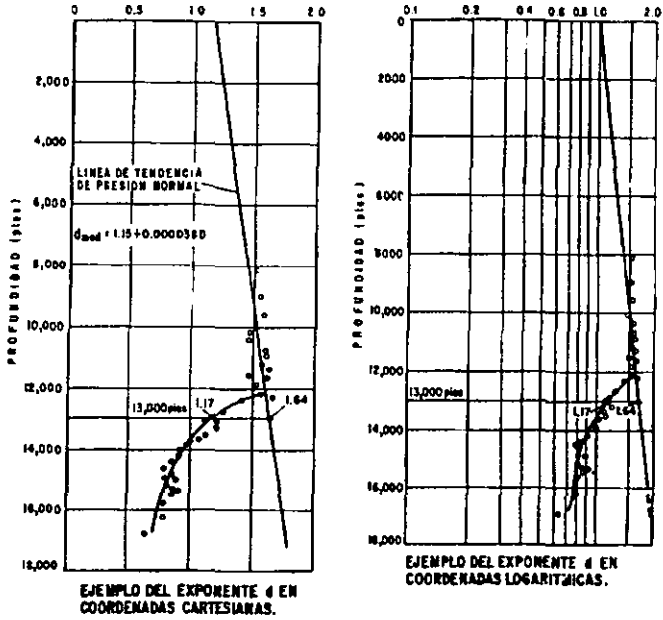


Figura 24

GRADIENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN

ECUACIÓN DE EATON

TIEMPO DE TRANSITO:

$$\frac{P_i - \sigma_o}{D} - \frac{\sigma_o - P_N}{D} \left(\frac{D}{D} \right) \left(\frac{t}{t_o} \right)^{1/2}$$

RESISTIVIDAD:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\sigma_o}{D} - \left(\frac{\sigma_o}{D} - \frac{P_{IN}}{D} \right) \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{1.2} \quad 27$$

CONDUCTIVIDAD:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\sigma_o}{D} - \left(\frac{\sigma_o}{D} - \frac{P_{IN}}{D} \right) \left(\frac{R_o}{R_N} \right)^2 \quad 28$$

EXPONENTE CORREGIDO:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\sigma_o}{D} \left(\frac{\sigma_o}{D} - \frac{P_{IN}}{D} \right) \left(\frac{d_{co}}{d_{cN}} \right)^{1.2} \quad 29$$

Donde:

P_f	Presión de formación, lb/pg ²
D	Profundidad, pies
σ_n	Esfuerzo de sobrecarga, lb/pg ²
P_{fN}	Presión de formación normal, lb/pg ²
t	Tiempo de tránsito μ seg/pie
C	Conductividad, milihoms/pie
R	Resistividad, milihoms/pie
d_c	Exponente corregido

NOTA: Las correlaciones y ecuaciones empleadas en la evaluación de presión de formación se han desarrollado para su aplicación específica en zonas petroleras de Estados Unidos, principalmente. Es recomendable que antes de emplearlas se determine su aplicabilidad a campos fuera de las zonas para las que fueron desarrolladas. Esto se puede realizar mediante la observación sistemática de presiones de formación durante la perforación con la finalidad de ajustar las correlaciones y ecuaciones para el área de aplicación específicamente.

Los análisis de registros geofísicos son procedimientos comúnmente empleados para la estimación de presiones de formación de pozos vecinos y el pozo que se está perforando, una herramienta útil para la determinación de presiones de formación a tiempo real, es el MWD el cual implementa una técnica de análisis de registros durante la perforación, este tipo de herramientas especiales son de gran utilidad sobre todo para la perforación de pozos exploratorios.

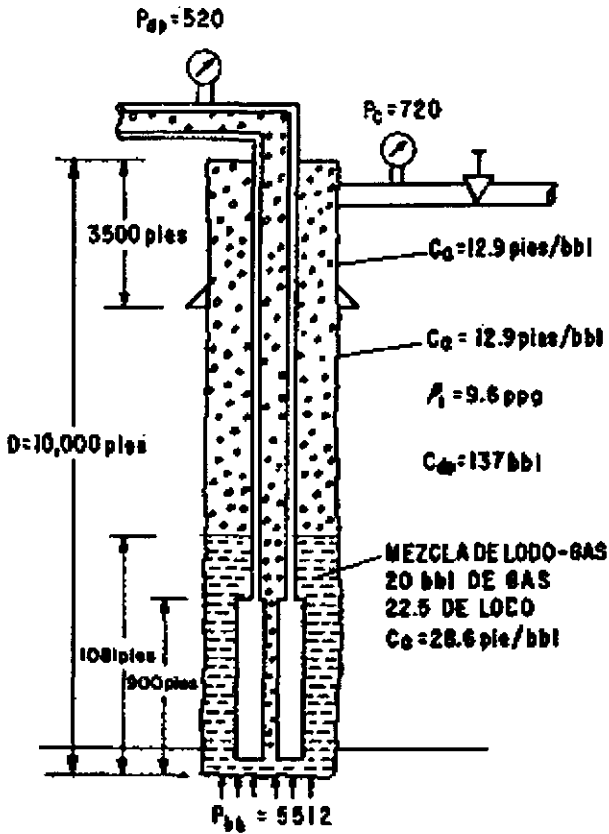


Figura 25 Presión de formación en campo.

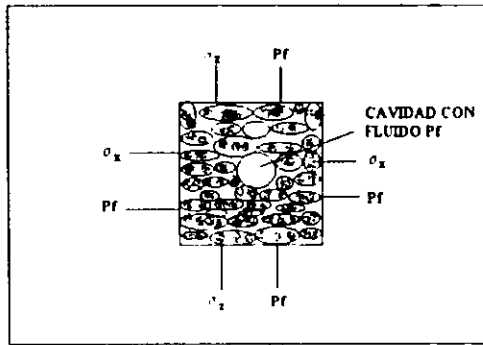
PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE PRESIÓN DE FORMACIÓN

- (a) Graficar en papel semilogaritmico los datos de profundidad (escala normal) y tiempo de transito, resistividad, conductividad o exponente de perforación corregido.
- (b) Detectar la profundidad de la zona de transición.
- (c) Ajustar línea recta con los puntos de la profundidad de transición a la superficie (tendencia normal).
- (d) Leer valores normales y observados de los parámetros en la zona de presión anormal
- (e) Calcular el valor de presión de formación empleando correlaciones empíricas o ecuaciones.

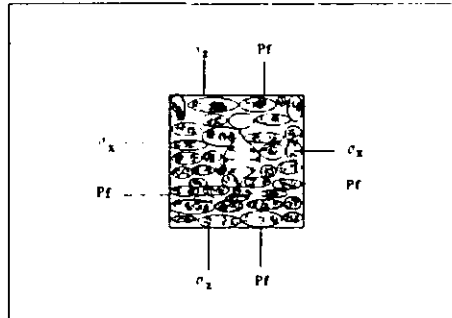
5. 2. 4. PREDICCIÓN DE PRESIÓN DE FRACTURAMIENTO

El valor de la presión de fracturamiento de una formación dada, es una función del esfuerzo de sobrecarga, presión de formación y relación entre los esfuerzos vertical y horizontal (ec. 30), las ecuaciones disponibles para el cálculo de la presión de fracturamiento incluyen estos parámetros básicamente, la presión será suficiente para separar o fracturar la roca cuando esta sea igual numéricamente al esfuerzo horizontal mínimo más el valor de presión de formación, la diferencia entre las ecuaciones utilizadas para determinar la presión de fractura consiste en la definición del esfuerzo horizontal mínimo (ver fig. 26)

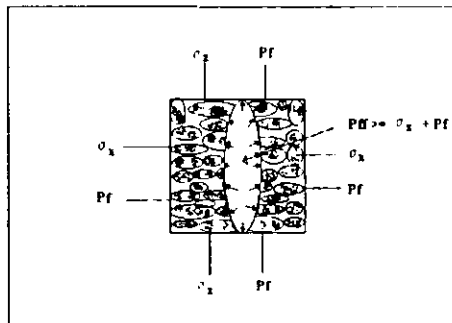
- Hubbert y Willis. En este método el esfuerzo horizontal mínimo es igual a un tercio del esfuerzo matricial (ec. 32 y fig. 27)
- Matthews y Kelly. En este método se introduce un coeficiente de esfuerzo matricial con el cual se determina el valor del esfuerzo horizontal mínimo (ec. 35 y fig. 28, 29)
- Eaton. El esfuerzo horizontal mínimo para este método es una función de la relación de Poisson de la roca y este a su vez es función de la profundidad y sobrecarga, el método de Eaton y sus variantes son probablemente los más utilizados (ec. 37, fig. 31, 32, 33)



a) presión = presión de poro



b) presión > presión de poro



c) Presión = presión de fractura

Figura 26. La fractura se inicia perpendicular al esfuerzo principal menor

PRESIÓN DE FRACTURAMIENTO

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f \quad 30$$

HUBBERT Y WILLIS

$$\sigma_{min} = \frac{\sigma_r}{3}, \quad \sigma_r = \sigma_o - P_f \quad 31$$

$$P_{ff} = (\sigma_o + 2 P_f) / 3 \quad 32$$

MATTHEWS Y KELLY

$$\sigma_{min} = F_\sigma \sigma_z \quad 33$$

$$Di = \frac{D - P_f}{0.535} \quad 34$$

$$P_{ff} = F_\sigma \sigma_z + P_f \quad 35$$

EATON

$$\sigma_{min} = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z \quad 36$$

$$P_H = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_v + P_f$$

Donde:

- P_H Presión de fracturamiento, lb pg²
- σ_{min} Esfuerzo mínimo, lb pg²
- P_f Presión de formación, lb pg²
- σ_v Esfuerzo matricial, lb pg²
- σ_o Esfuerzo de sobrecarga, lb pg²
- $F\sigma$ Coeficiente de esfuerzo matricial
- D_i Profundidad equivalente, pies
- μ Relación de Poisson

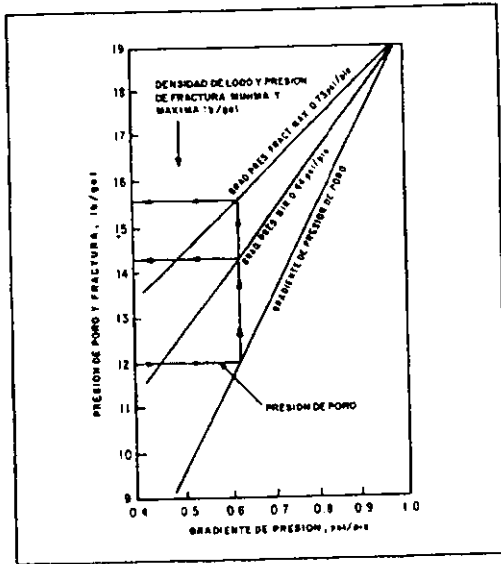


Figura 27. Determinación gráfica de gradientes de fractura propuesta por Hubbert y Willis.

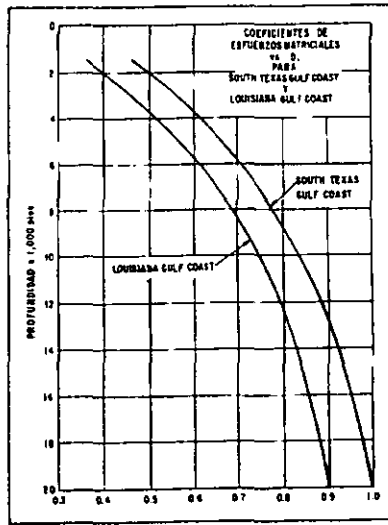


Figura 28. Coeficiente de esfuerzo matricial de Matthews y Kelly

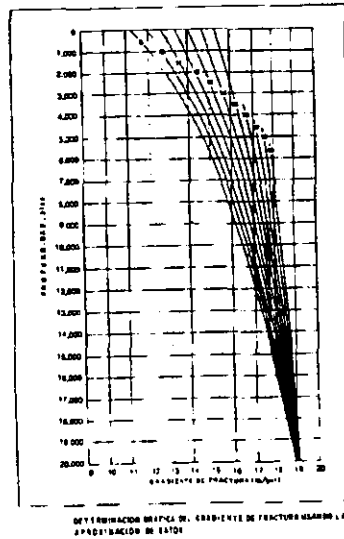


Figura 29. Determinación gráfica del gradiente de fractura usando la aproximación de Matthews y Kelly

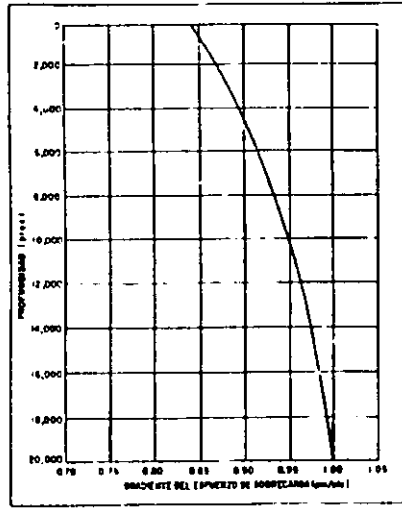


Fig. 30 Esfuerzo de sobrecarga por Eaton

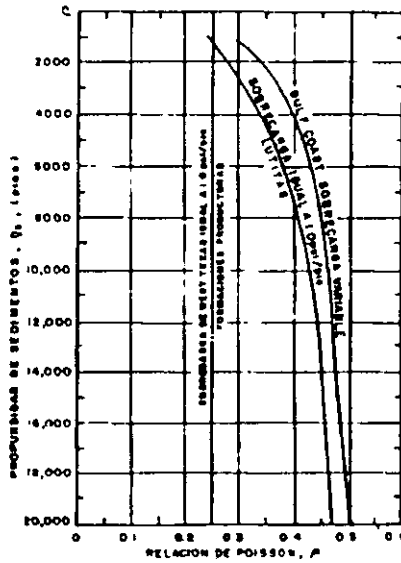


Figura 31 Correlacion de Eaton para relación de Poisson

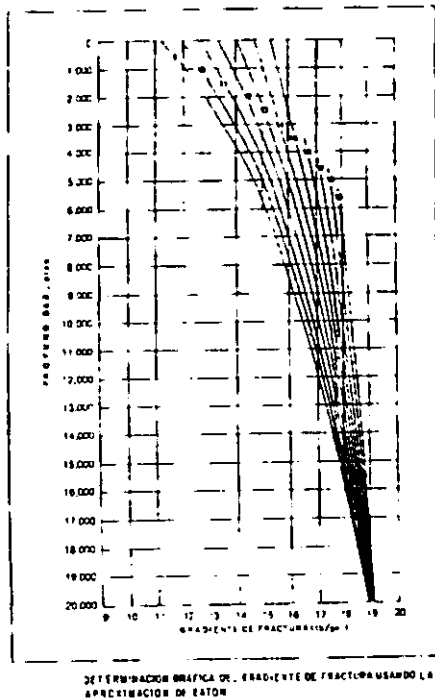


Figura 32. Determinación gráfica del gradiente de fractura usando la aproximación de Eaton

Determinación mediante prueba de campo Una operación comúnmente empleada para determinar la presión de fracturamiento en campo es la presión de goteo. Durante esta prueba se bombea lentamente fluido de perforación al sistema cerrado. La presión de inyección se monitorea y se determina la presión a la cual la formación empieza a aceptar fluido. Esta presión se considerara como la presión máxima para evitar fracturamiento (Fig. 33).

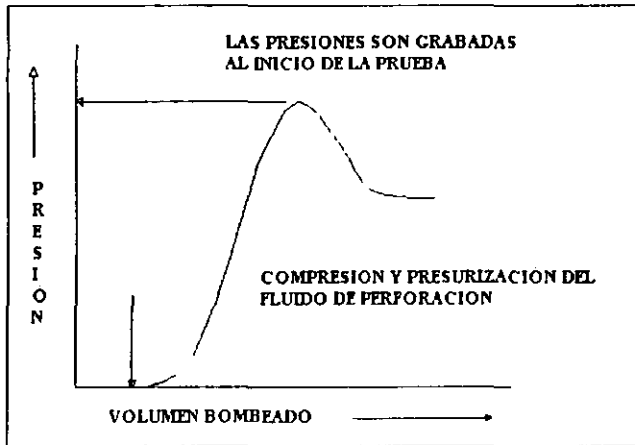


Figura 33. Resultados típicos de una prueba de goteo

5. 2. 5. GRAFICO DE DENSIDAD EQUIVALENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y FRACTURA

Probablemente el gráfico con mayor utilidad para el diseño de pozos es la representación simultánea de las densidades equivalentes de formación y fractura en función de la profundidad, este gráfico se emplea para determinar y optimizar el asentamiento de tuberías de revestimiento, definir la densidad del fluido de perforación a emplear en cada intervalo, así como la densidad de la lechada de cemento para cementar las tuberías de revestimiento, toda esta información es fundamental para el diseño optimizado de pozos y en particular para la perforación de pozos con profundidades mayores a los 15,000 pies (4,572 m) (Fig 34).

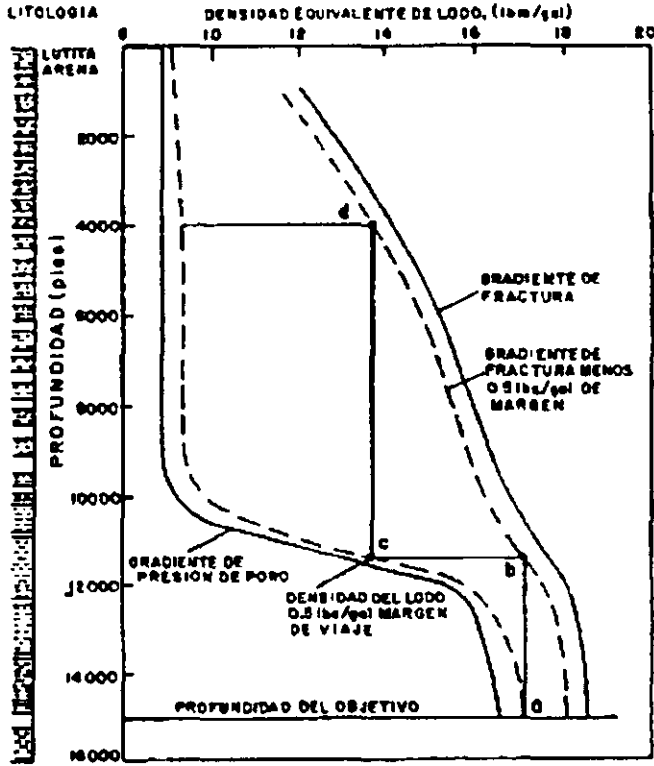


Figura 34 Gradiente de presión de poro.

5. 3. GEOMETRÍA DEL POZO

La siguiente etapa en el diseño de la perforación de un pozo consiste en seleccionar:

- ❖ Número de intervalos a perforar debido a las condiciones del pozo
- ❖ Las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento
- ❖ Los diámetros de tuberías de revestimiento
- ❖ Barrenas a emplear en cada intervalo

El ingeniero de perforación debe de considerar en esta etapa las condiciones geológicas a perforar tales como los gradientes de presión de formación y fractura, posibles zonas problemáticas (pérdidas de circulación, lutitas inestables, inestabilidad de pozo, etc.) a perforar, e incluso regulaciones gubernamentales.

Esta etapa de diseño deberá considerarse con mayor detalle para pozos profundos o ultraprofundos debido a que el número de intervalos a perforar es mayor que en pozos someros, para pozos profundos usualmente se requieren de dos o más intervalos donde se colocaran tuberías de revestimiento cortas (liners). A esto se aunado el hecho de combinar adecuadamente los diámetros para cubrir apropiadamente todos los intervalos.

Funciones de los intervalos:

- ❖ Aislar formaciones para minimizar problemas de perforación y maximizar la producción.
- ❖ Proporcionar un pozo con diámetro conocido a través del cual se realicen intervenciones futuras (reparación, profundización, etc.).
- ❖ Proporcionar un medio de control para las presiones que se manejaran.

Además cada uno de estos intervalos tienen funciones específicas a cubrir y son las siguientes (ver fig. 35)

- Conductor o estructural. El propósito de este intervalo es el de aislar las formaciones superficiales poco consolidadas mediante la colocación de tubería, la profundidad de este intervalo esta entre 100 y 300 pies dependiendo del área, la tubería que se coloca en este intervalo no se diseña y pocas veces se cementa.

- Superficial. Los propósitos de este intervalo son importantes e incluyen los siguientes:
 - Aislar acuíferos superficiales para evitar contaminarlos
 - Mantener el pozo integro para evitar derrumbes
 - Minimizar zonas de pérdida de circulación en formaciones someras
 - Cubrir zonas débiles incompetentes para soportar las presiones causadas durante brotes
 - Proporcionar un medio para poder colocar el sistema de preventores

- Intermedia. La función primordial de la tubería intermedia es proteger el pozo de presiones de formación anormales, sin embargo, se emplea también para aislar zonas problemáticas tales como zonas de sal, lutitas inestables, etc.

- Tubería corta. Las funciones de las tuberías cortas son exactamente las mismas que para la tubería intermedia, sin embargo, en lugar de ser corrida y cementada hasta la superficie, como es el caso de la tubería intermedia, esta se coloca del fondo hasta una profundidad la cual tendrá un traslape de 300 a 500 pies con la tubería anterior. El empleo de tuberías cortas en la perforación de pozos profundos es inevitable, por lo que todas las operaciones relacionadas con este tipo de sarta deberán ser programadas cuidadosamente.

- Producción. Este intervalo se coloca ligeramente arriba o a través de la zona productora dependiendo de la terminación del pozo, los propósitos de este intervalo consisten en: aislar la zona productora de otras formaciones, proporcionar un diámetro de trabajo conocido y proteger el equipo de producción a emplear.

Durante el resto del presente capítulo se presentarán las técnicas de selección de profundidades de sartas de revestimiento y geometría de pozo. Sin embargo, se pondrá mayor énfasis en las referencias a las secciones de tubería corta debido a su importancia en la perforación de pozos profundos y ultraprofundos.

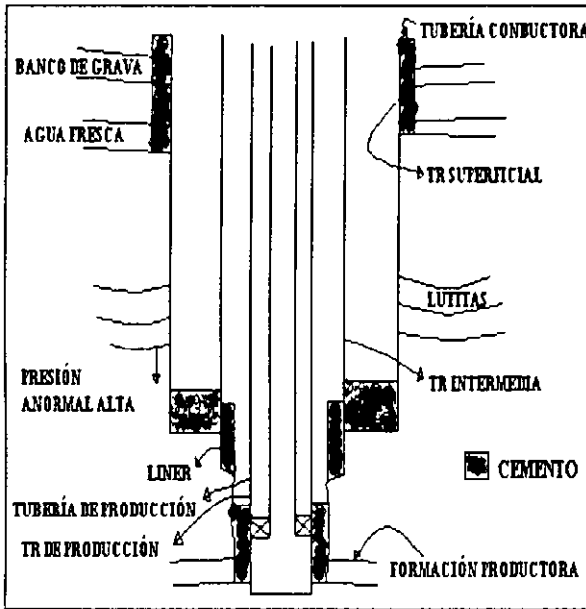


Fig. 35 Colocación de TR típica

5. 3. 1. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Las profundidades de asentamiento de los revestimientos están afectadas principalmente por las condiciones geológicas a perforar, en algunos casos, el primer criterio de selección es aislar zonas de pérdida de circulación severas, en otros casos, el criterio de selección consiste en aislar zonas de lutitas inestables o hidrófilas, sin embargo, la primera

consideración para pozos profundos es controlar las zonas de presión anormal y prevenir represionar las formaciones débiles y someras.

La selección de profundidades de asentamiento con el propósito de controlar adecuadamente las presiones de formación comienza con el conocimiento detallado de los gradientes de presión de formación y fractura a atravesar, esta es generalmente disponible con un cierto grado de inexactitud debido a que el pozo no ha sido perforado, sin embargo, estos valores pueden determinarse conforme la perforación progresa, por lo tanto el programa de asentamiento tendrá que ser flexible para poder adecuar cambios inesperados en el programa.

PROCEDIMIENTO PRELIMINAR

El primer paso de la selección de asentamiento de tuberías, en general, es un gráfico de densidades equivalentes de presión de formación y fracturamiento en función de la profundidad, en este gráfico se deben de definir la profundidad y espesor de zonas problemáticas tales como:

- Zonas severas de pérdida de circulación
- Zonas de lutitas inestables
- Zonas de sal
- Zonas de derrumbe

Con la finalidad de considerarlas en el programa final.

El segundo paso consiste en seleccionar para cada intervalo la densidad de lodo a emplear para controlar la presión de formación y simultáneamente evitar fracturar las formaciones. esta selección se realiza desde el fondo a la profundidad donde se tiene la densidad de formación mayor. el procedimiento es el siguiente (ver fig. 36)

- El punto más profundo con el valor de la más alta densidad de formación, se proyecta una línea vertical hasta interceptar la curva de densidad equivalente de fracturamiento, este punto es la profundidad tentativa de uno de los intervalos a perforar.
- Posteriormente, se proyecta una línea horizontal hasta interceptar la curva de densidad equivalente de formación.
- Se repiten los dos pasos anteriores hasta llegar a la superficie.

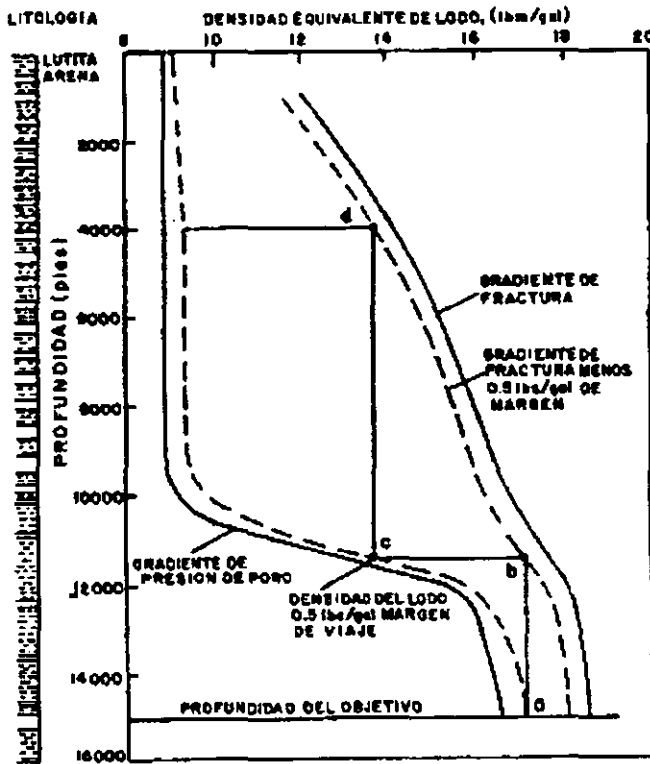


Figura 36. Gradiente de presión de poro

CORRECCIÓN A LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO

Una vez que la profundidad de asentamiento preliminar de revestimiento se ha realizado, estas profundidades se deben de corregir por posibles problemas relacionados con presión diferencial, brotes y zonas problemáticas

- **Corrección por presión diferencial.** Problemas severos de atrapamiento de tubería se han encontrado durante la colocación de esta si la presión diferencial es mayor que un límite preestablecido, la presión diferencial se define como la diferencia entre la presión hidrostática del fluido y la presión de formación a cierta profundidad, si esta diferencia de presión es mayor de 2,000 psi en zonas de presión normal o 3,000 psi en zonas de presión anormal, se tendrá problemas de pegadura por presión diferencial, el asentamiento de las tuberías que se corrigen por presión diferencial son la tubería intermedia y corta (ver fig. 37 y 38)
- **Corrección por brotes.** La presencia de presión manométrica en el pozo provocada por un brote hará que la densidad del fluido de perforación sea aparentemente mayor que la que realmente tiene. Por ejemplo, un fluido con densidad de 15 lb gal aparentará tener una densidad de 20 lb gal si la presión manométrica de cierre, debida a un brote localizado a una profundidad de 15,000 pies, es de 780 psi, este efecto es mayor conforme la profundidad de cálculo es menor, por lo tanto, la densidad equivalente del fluido generada por un brote debe de tomarse en cuenta para corregir el asentamiento de las tuberías intermedia y superficial (ver fig. 39 y 40)
- **Corrección por zonas problemáticas.** Una vez que la profundidad de asentamiento de sartas de revestimiento se han corregido por presión diferencial y brotes, se chequea el arreglo para determinar si además de cumplir con los tres criterios mencionados anteriormente, las zonas problemáticas están aisladas adecuadamente, en el caso de que esto no sea así, se ajustarán de nuevo las profundidades de asentamiento hasta lograr un arreglo adecuado, las principales zonas problemáticas son zonas de pérdida de

circulación, lutitas inestables, inestabilidad del pozo y secciones de sal y otros minerales solubles en el lodo.

CORRECCIONES AL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

PRESIÓN DIFERENCIAL: (TUBERÍA INTERMEDIA)

$$Pd = P - P_f \quad @ \quad D \quad 38$$

BROTOS: (TUBERÍA SUPERFICIAL)

$$EMW = \left(\frac{Dt}{Di} \right) (\Delta M) + OMW \quad 39$$

Donde:

- Pd Presión diferencial, Lbf/pg²
- P Presión hidrostática, Lbf/pg²
- Pf Presión de formación, Lbf/pg²
- EMW Densidad equivalente, lb/gal
- Dt Profundidad total, pies
- Di Profundidad de interés, pies
- ΔM Diferencial de densidad, lb/gal
- OMW Densidad de lodo original, lb/gal

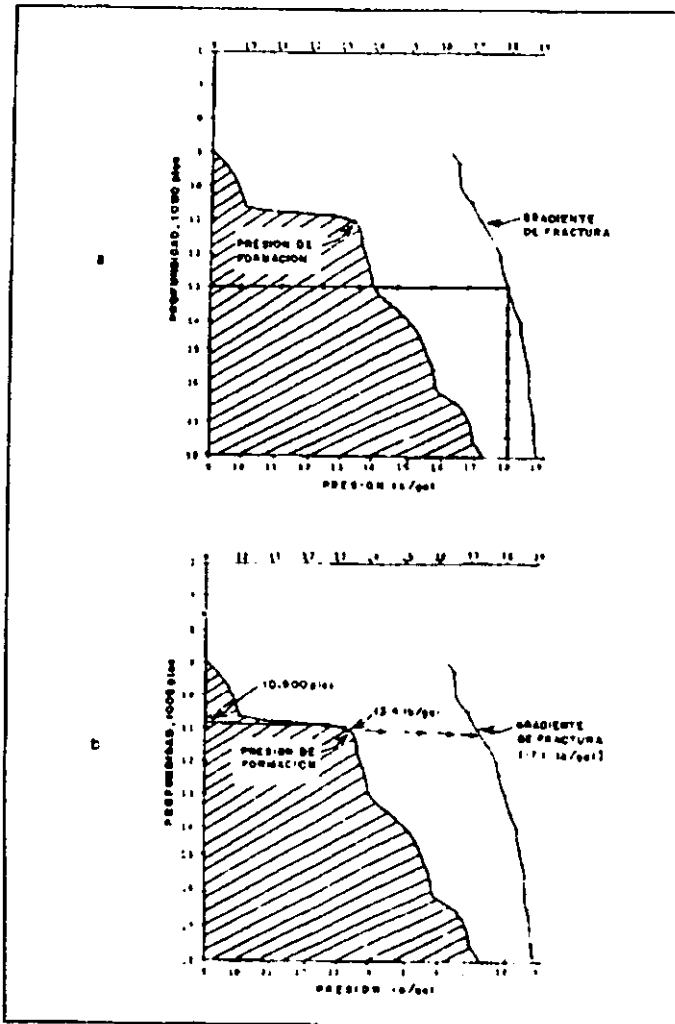


Figura 37 a) Profundidad de colocacion tentativa para I R intermedia
 b) Profundidad de I R intermedia basada en consideraciones de pegadura de tubería

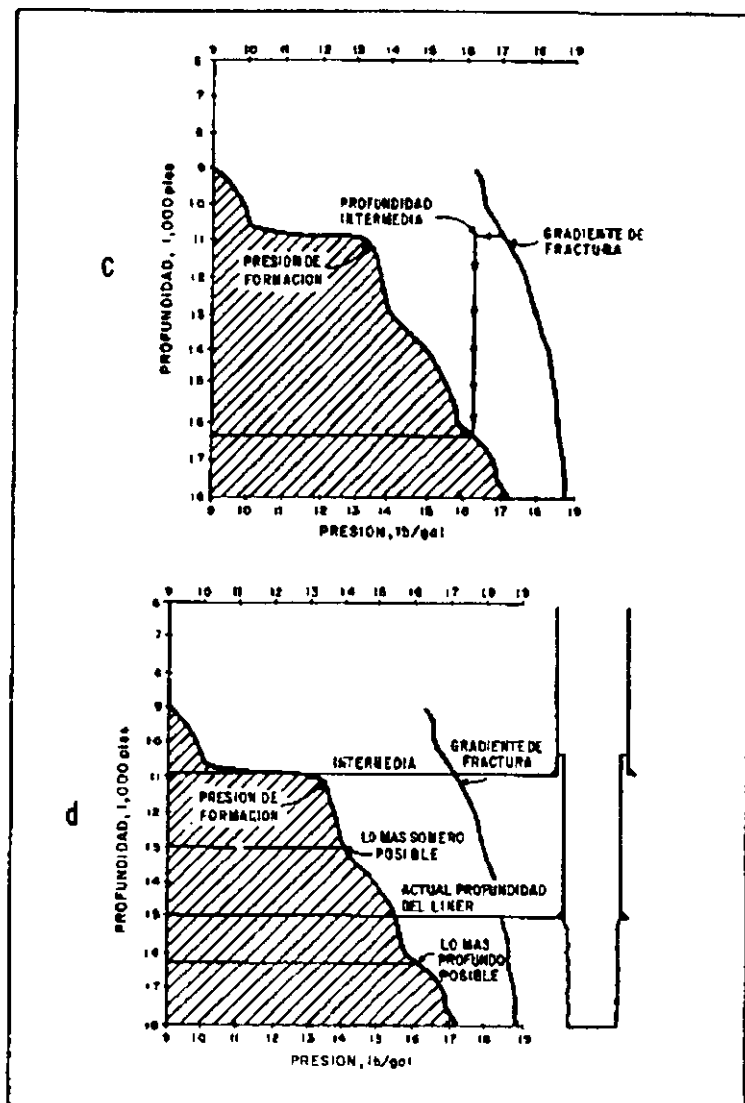


Figura 38. c) Selección de la profundidad
 d) Configuración final de colocación del liner.

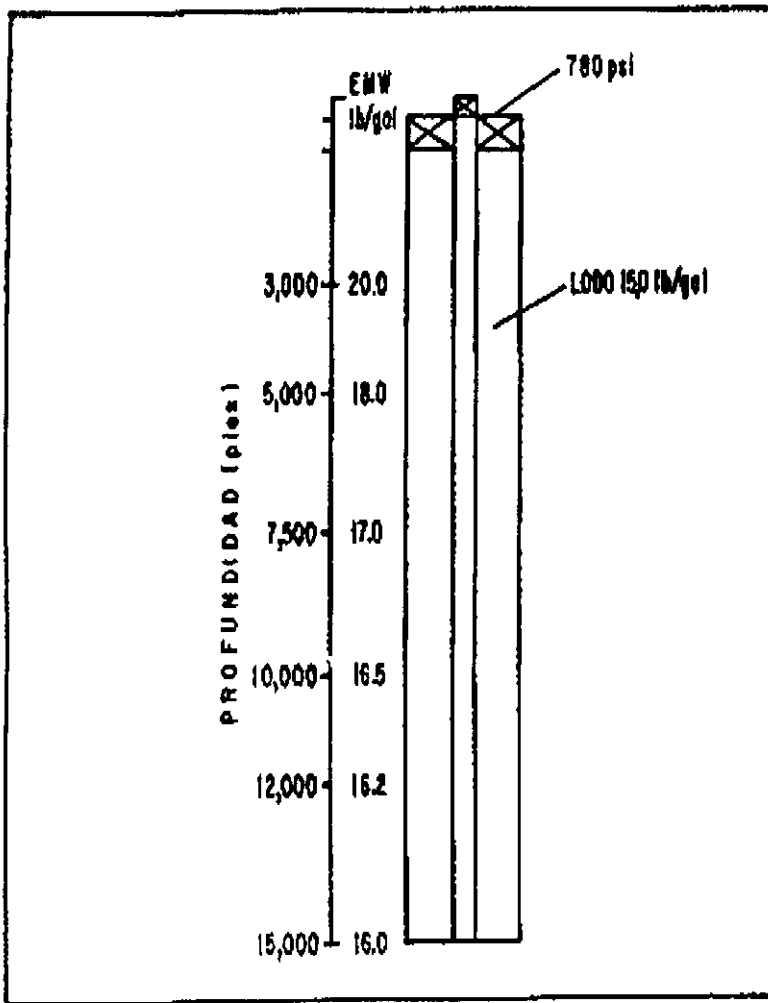


Figura 39 Equivalencia presión de reventón peso del lodo

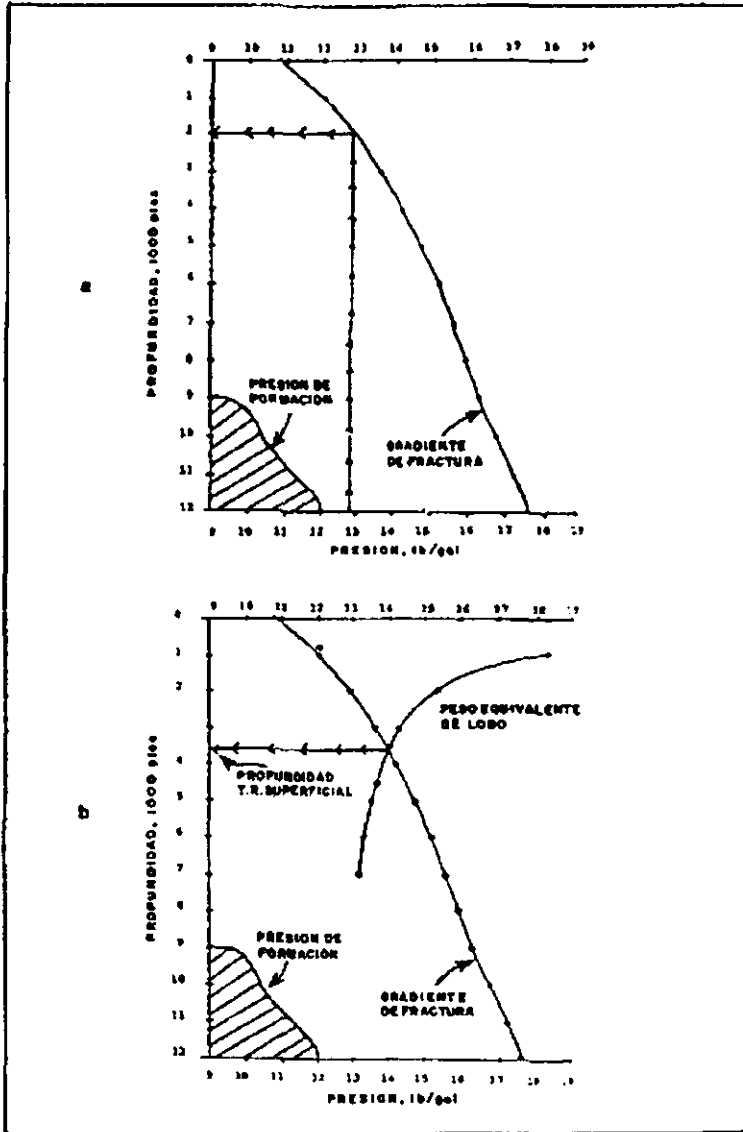


Figura 40. a) Evaluacion I.R. Intermedia
 b) Relacion de equivalencia de gradientes
 fractura - peso del lodo

5. 3. 2. SELECCIÓN DE DIÁMETROS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y BARRENA PARA CADA INTERVALO.

La geometría de pozo empleada en pozos profundos debe de considerar las siguientes condiciones:

- Gastos de producción altos que requieran tuberías de producción de diámetros grande.
- Las condiciones de perforación requieren usualmente dos o más tuberías cortas.
- Las sartas de revestimiento profundas causan problemas en el diseño por tensión debido a que se usan tuberías con espesores de pared gruesos para controlar las presiones internas y de colapso.
- Las limitaciones del equipo en la colocación de tuberías pesadas.

La geometría del pozo debe de seleccionarse desde el fondo a la superficie. El diámetro de la tubería de revestimiento de producción la determinara el departamento de producción, desde este punto hacia la superficie se tendrán que seleccionar diámetros de revestimientos y barrenas para perforar el total de los intervalos programados.

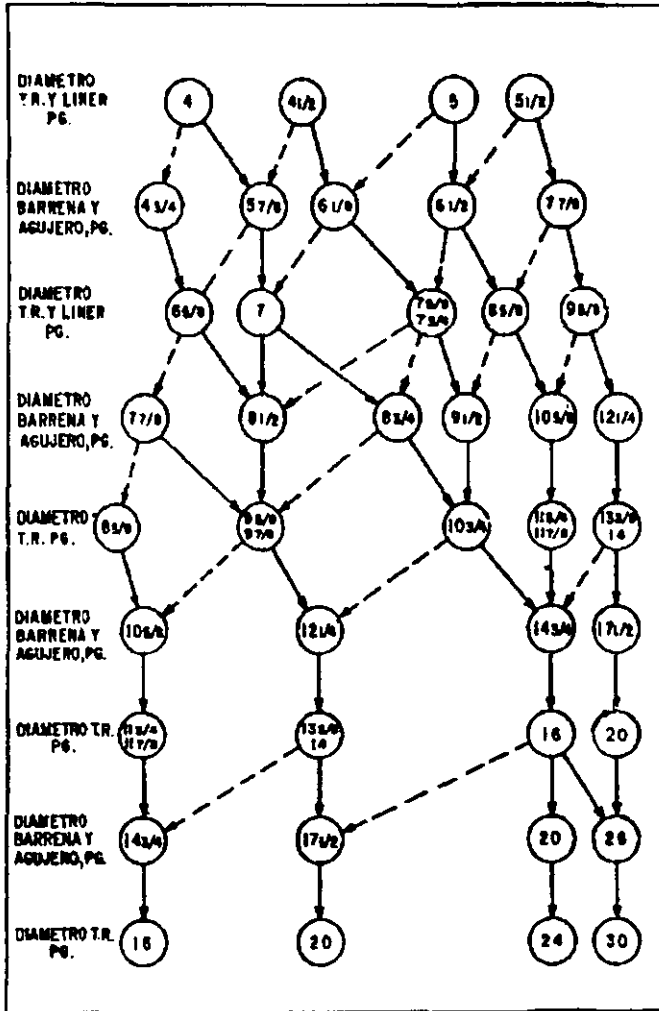


Figura 41 Carta de selección de diámetro de TR y barrena.

Las líneas indican barrenas comúnmente utilizadas para ese diámetro de tubería y pueden ser considerados para tener un claro radial adecuado para correr o cementar una TR o Liner. Las líneas punteadas indican diámetros de agujero menos comunes (ver fig. 41).

PROBLEMAS DURANTE LA SELECCIÓN DE DIÁMETROS

Los problemas durante la selección de diámetros están relacionados principalmente a la elección adecuada de diámetros exteriores de tuberías, diámetros de juntas, diámetro de barrenas y diámetro interior de tuberías. A continuación se presentan ciertos lineamientos para llevar a cabo la selección adecuada de diámetros (ver fig. 43).

- El espacio anular agujero-tubería de revestimiento debe de ser entre 0.375 a 0.5 pulgadas para evitar problemas de pérdidas de circulación inducidas durante la cementación y colocación de la tubería de revestimiento.
- Por otro lado el espacio anular entre la tubería de perforación y espacio anular debe de ser adecuado con la finalidad de poder transportar los recortes con la potencia hidráulica de superficie disponible.

SELECCIÓN DE GEOMETRÍA PARA POZOS PROFUNDOS

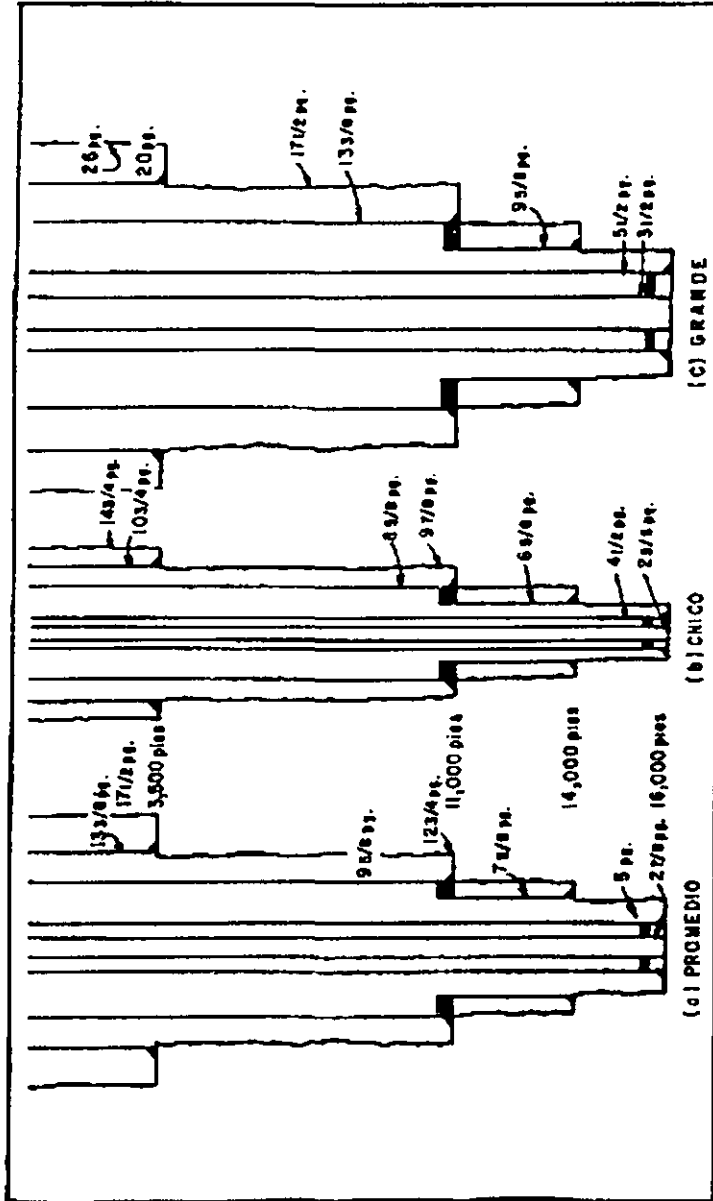
El procedimiento de selección de diámetros de barrenas y tuberías de revestimiento para pozos profundos consiste en (ver fig. 42):

- Con base a la carta de selección general, determinar los diámetros de barrenas y revestimientos adecuados.
- Si el número de intervalos es mayor a aquellos contenidos en la carta de selección, se tendrán que ajustar combinaciones especiales, para esto siempre se deben de tomar en cuenta los siguientes parámetros (ver tabla 6):
 - ◆ Diámetro exterior de tubería de revestimiento y juntas (ver tabla 7).

- ◆ Diámetro de pozo en donde se colocará la tubería
- ◆ Diámetro de barrena que puede pasar a lo largo de la tubería (ver tabla 9).

Las operaciones para esta selección combinada son las siguientes:

- Seleccionar diámetros con base al diámetro de trabajo de barrena y el diámetro exterior de las juntas.
- Empleo de materiales de alta resistencia.
- Empleo de tubería con diámetro de trabajo de barrena especial disponible por algunos fabricantes.
- Como último recurso, los fabricantes proporcionan un diámetro de tubería especial basado en el requerimiento de diámetro (ver tabla 8).



TRES COMBINACIONES DE DIAMETRO DE AGUJERO PARA UN POZO.

Figura 42

DIAMETRO TR (O.D. pg)	PESO/PIE (LBM/FT)	DIAMETRO INTERNO (PG)	DIAMETRO DE TRABAJO (PG)	DIAMETRO DE BNA. USUALES (PG)
4 1/2	9.5	4.09	3.965	3 7/8
	10.5	4.052	3.927	
	11.6	4.000	3.875	
	13.5	3.920	3.795	
5	11.5	4.560	4.435	4 1/4
	13.0	4.494	4.369	
	15.0	4.408	4.283	
	18.0	4.276	4.151	
6 5/8	17.0	6.135	6.010	6 5 5/8
	20.0	6.049	5.924	
	24.0	5.921	5.796	
	28.0	5.191	5.666	
	32.0	5.675	5.550	
7	17.0	6.538	6.413	6 1/4 6 1/8 6 5 5/8
	20.0	6.456	6.331	
	23.0	6.336	6.241	
	26.0	6.276	6.151	
	29.0	6.184	6.059	
	32.0	6.094	5.969	
	35.0	6.006	5.879	
	38.0	5.920	5.795	
7 5/8	20.0	7.125	7.000	6 3/4 6 1/2
	24.0	7.025	6.900	
	26.4	6.969	6.844	
	29.7	6.875	6.750	
	33.7	6.765	6.640	
8 5/8	39.0	6.625	6.500	7 7/8
	24.0	8.097	7.972	
	28.0	8.017	7.892	
	32.0	7.921	7.796	
	36.0	7.825	7.700	
	40.0	7.725	7.600	
	44.0	7.625	7.500	
49.0	7.511	7.386		
9 5/8	29.3	9.063	8.907	8 1/4, 8 1/2 8 5/8, 8 1/2 8 1/2 7 7/8
	32.0	9.001	8.845	
	36.0	8.921	8.765	
	40.0	8.835	8.679	
	43.5	8.755	8.599	
	47.0	8.681	8.525	
	53.0	8.535	8.379	

DIAMETRO TR (O.D. pg)	PESO/PIE (LBM/FT)	DIAMETRO INTERNO (PG)	DIAMETRO DE TRABAJO (PG)	DIAMETRO DE BNA. USUALES (PG)
10 3/4	32.75	10.092	10.035	9 7/8 8 1/2, 8 1/2 8 1/2, 8 1/2
	40.50	10.050	9.894	
	45.00	9.950	9.794	
	51.00	9.850	9.694	
	55.00	9.760	9.604	
	60.70	9.660	9.504	
	65.37	9.560	9.404	
11 3/4	38.00	11.154	10.994	11 10 5/8
	42.00	11.084	10.928	
	47.00	11.000	10.844	
	54.00	10.880	10.724	
	60.00	10.772	10.606	
13 3/8	48.00	12.715	12.559	12 1/4 11
	54.50	12.615	12.459	
	61.00	12.515	12.359	
	68.00	12.415	12.259	
	72.00	12.347	12.191	
16	55.00	15.375	15.188	15 14 3/4
	65.00	15.250	15.062	
	75.00	15.125	14.939	
	84.00	15.010	14.822	
	109.00	14.688	14.500	
18 5/8	87.50	17.755	17.567	17 1/2
20	94.00	19.124	18.936	17 1/2

Tabla 6

Tabla 7. Diámetro de juntas API

TAMAÑO DE LA TUBERÍA (pg)	TAMAÑO DE JUNTA			
	LTC (API)	SFJ	VAM	IJ-4S
4 ½	5.0	4.59	5.106	5.150
5	5.563	5.09	5.391	5.875
5 1/5	6.050	5.625	5.891	6.375
6 5/8	7.390	6.75	7.390	7.390
7 5/8	8.50	7.75	8.504	8.50
8 5/8	9.625	8.75	9.625	9.625
9 5/8	10.625	9.75	10.625	10.625
10 3/4	11.750	10.875	11.748	-

Tabla 8. Diámetros de trabajo especiales

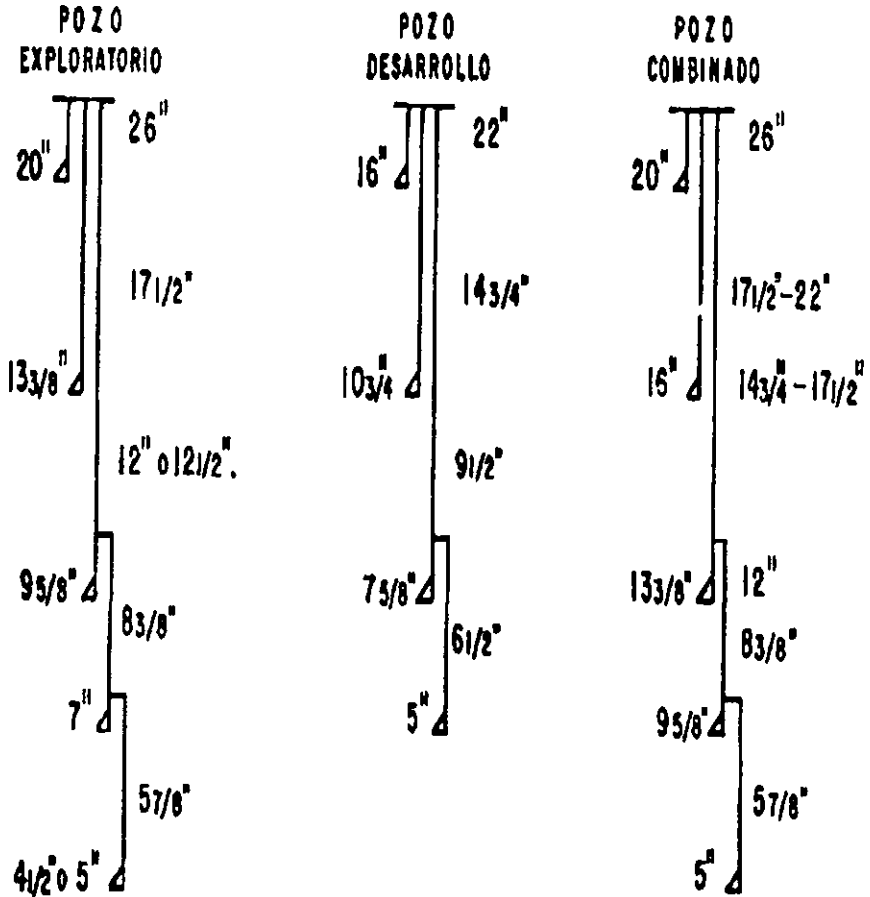
DIAMETRO EXTERIOR (Pg)	PESO (lb pie)	ESPESOR DE PARED (pg)	DIAMETRO DE TRABAJO (pg)	
			API	ESPECIAL
7	23.00	0.317	6.241	6.250
	32.00	0.453	5.969	6.000
7 ¼	46.10	0.595	-	6.500
8 5/8	32.00	0.352	7.796	7.875
	40.00	0.450	7.600	7.625
8 3/4	49.70	0.557	-	7.500
9 5/8	40.00	0.395	8.679	8.750
	43.50	0.435	8.599	8.625
	47.00	0.472	8.525	8.625
	58.40	0.595	8.279	8.375
9 3/4	59.20	0.595	-	8.500
9 7/8	62.80	0.625	-	8.500
10 ¾	45.50	0.400	9.794	9.875
	55.50	0.495	9.604	9.625
	65.70	0.595	9.404	9.504
11 ¾	60.00	0.489	10.616	10.625
	65.00	0.534	10.526	10.625
12 7/8	71.80	0.582	-	10.625
13.3/8	72.00	0.514	12.191	12.250
	86.00	0.625	11.969	12.000
13 ½	81.40	0.580	-	12.250
13 5/8	88.20	0.625	-	12.250

Tabla 9. Diámetro disponible de barrenas

TAMANO DE LA BARRENA (pg)	CODIGO IADC				
	J-22(5,1,7)	J-33(5,3,7)	J-44(6,1,7) J-55(6,3,7)	J-77(7,3,7)	J-99(8,3,7)
4 1/2			X		
5 7/8		X	X		
6		X	X		
6 1/8		X	X		
6 1/4		X	X		
6 1/2		X	X	X	X
6 3/4			X		
7 7/8	X	X	X	X	X
8 3/8		X			
8 1/2	X	X	X	X	X
8 3/4	X	X	X	X	X
9 1/2		X	X	X	
9 3/8	X	X	X	X	
10 5/8		X	X		
11			X		
12 1/4	X	X	X	X	
17 1/2		X			

Figura 43

GEOMETRIA DE POZOS TERRESTRES EN MEXICO



5. 4. DISEÑO DE SARTAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN

El diseño de sartas de revestimiento y de la cementación de estas consiste en la siguiente etapa del diseño de la perforación de pozos profundos.

Sin lugar a dudas esta etapa es una de las cuales se puede diseñar adecuadamente el pozo y además tratar de optimizarlo, la optimización consiste en seleccionar sartas combinadas de revestimiento, selección de tuberías cortas, diseño del intervalo de cementación, etc.

Debido a la característica de los pozos profundos los grados de tuberías empleadas usualmente son mayores que los que asigna el API (Instituto Americano del Petróleo). Esto es común en tuberías cuyas profundidades son mayores de los 4500 m de profundidad.

En este capítulo se presentaran las técnicas de diseño de tuberías de revestimiento, enfatizando el diseño de tuberías profundas y tuberías cortas que son características en la perforación de pozos profundos. Así mismo, se analizarán los métodos de diseño de lechada y diseño de las operaciones de cementación, considerando en forma especial la cementación de tuberías cortas.

5. 4. 1. DISEÑO DE SARTAS DE REVESTIMIENTO

El diseño de tuberías de revestimiento consiste de la selección de peso, grado y tipo de junta que soportaran las cargas anticipadas de presión interna, presión externa y tensión a las cuales estará sujeta la sarta de revestimiento, los criterios empleados en el diseño de tuberías de revestimiento varían de compañía en compañía, se ha seleccionado utilizar el criterio de carga máxima para ejemplificar el procedimiento de diseño, debido a que este criterio es tan flexible que puede modificarse fácilmente a un criterio particular que cada

compañía requiera, además, permite realizar con claridad el proceso de optimización el cual es de gran importancia para el costo total del pozo.

ESTANDARIZACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El Instituto Americano del Petróleo ha estandarizado las tuberías de revestimiento de acuerdo a:

- Diámetro y longitud
- Grado
- Peso por unidad de longitud
- Juntas de tuberías
- Procedimientos para pruebas de control de calidad

El comité de estandarización del Instituto Americano del Petróleo (API) ha preparado normas relativas y boletines de tubería de revestimiento y tubería de producción, estas normas son las siguientes:

ESPECIFICACIÓN	TÍTULO
SPEC 5A	Especificación para tubería de revestimiento, perforación y producción
SPEC 5AC	Especificación para tubería de revestimiento, perforación y producción de alta resistencia
STD 5B	Especificación para rosca, inspección de rosca de tubería de revestimiento, perforación y producción

SPEC 5L Especificación para gasoductos

PRÁCTICAS RECOMENDADAS

RP 5C1 Prácticas recomendadas para el cuidado y uso de tubería de revestimiento y producción

BOLETÍN

BUL 5A2 Boletín de componentes de roscas

BUL 5C2 Boletín sobre rendimiento de propiedades de tubería de revestimiento y producción

BUL 5C3 Boletín de fórmulas y cálculos para tubería de revestimiento, producción y perforación

BUL 5C4 Boletín sobre roscas

Grados de tubería. Los grados de tubería API consisten desde la tubería H-40 hasta la tubería P-110 (ver tabla 10), sin embargo existen grados no API hasta 180 (ver tabla 11). Los grados empleados para el diseño de tuberías profundas usualmente incluyen grados no API.

Juntas. Las juntas reconocidas por el API son: la junta de rosca redonda, corta y larga, junta con rosca Buttres y la junta integral de uso extremo (ver fig.44). En forma similar a los grados no API existen juntas no API, entre las cuales se encuentran juntas Hydrill con sello de metal (ver fig. 45), la junta Armco con sello-candado (ver fig. 46) y juntas Atlasbradford

con sello de empaque (ver fig. 47). Las juntas no API tienen las características para emplearse en condiciones especiales como es el caso de pozos profundos.

Tabla 10. Grados de tuberías de revestimiento reconocidos por el API

API GRADO	ESFUERZO DE MINIMA (PSI)	CEDENCIA MAXIMA (PSI)	ESFUERZO DE TENSIÓN FINAL MINIMO (PSI)	EROGACION MINIMA (%)
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
C 75	75,000	90,000	95,000	19.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0

Tabla II. Grados de tuberías de revestimiento no API

GRADO NO API	LABRICANTE	ESFUERZO DE CEDENCIA (psi)		ESFUERZO DE TENSION FINAL MINIMO (psi)	ELONGACIÓN MINIMA (%)
		MINIMO	MAXIMO		
S-80	LONE STAR STEEL	75,000	-	75,000	20.0
		55,000	-		
MOD N-80	MANNESMANN TUBE CO	80,000	95,000	100,000	24.0
C-90	MANNESMANN TUBE CO	90,000	105,000	120,000	26.0
SS-95	LONE STAR STEEL	95,000	-	95,000	18.0
		75,000	-		
SOO-95	MANNESMANN TUBE CO	95,000	110,000	110,000	20.0
S-95	LONE STAR STEEL	95,000	-	110,000	16.0
		92,000	-		
SOO-125	MANNESMANN TUBE CO	125,000	150,000	135,000	18.0
SOO-140	MANNESMANN TUBE CO	140,000	165,000	150,000	17.0
V-150	U'S STEEL	150,000	180,000	160,000	14.0
SOO-155	MANNESMANN TUBE CO	155,000	180,000	165,000	20.0

Figura 44. Juntas API

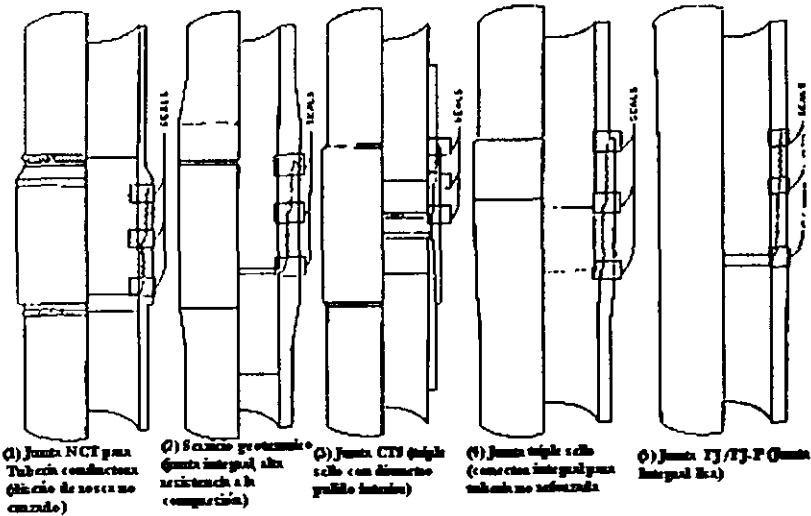
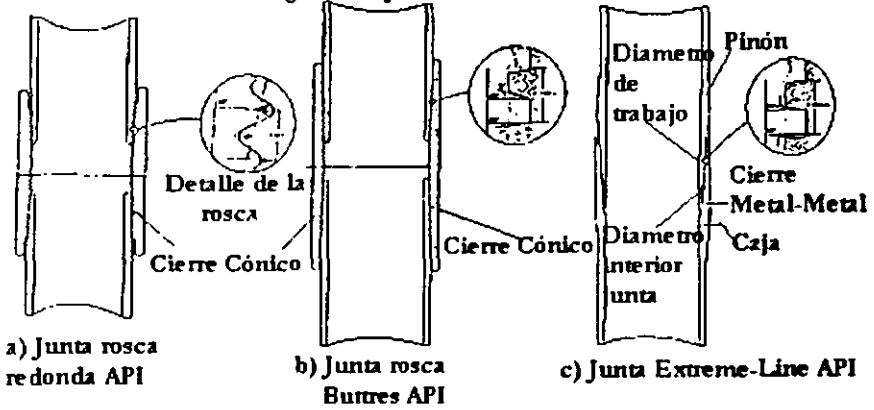


Figura 45. Ejemplo de juntas Hydrill con tres sellos metal-metal

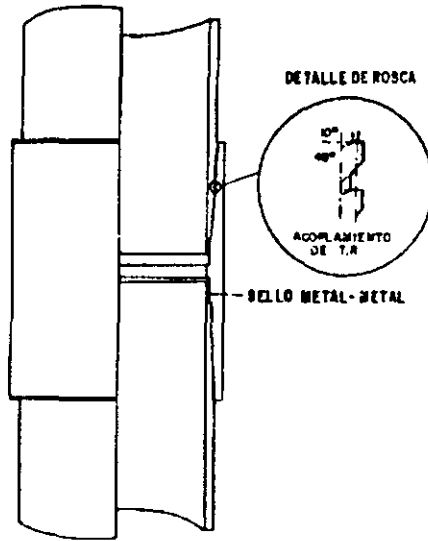


Figura 46 JUNTA SELLO-CANDADO ARMCO.

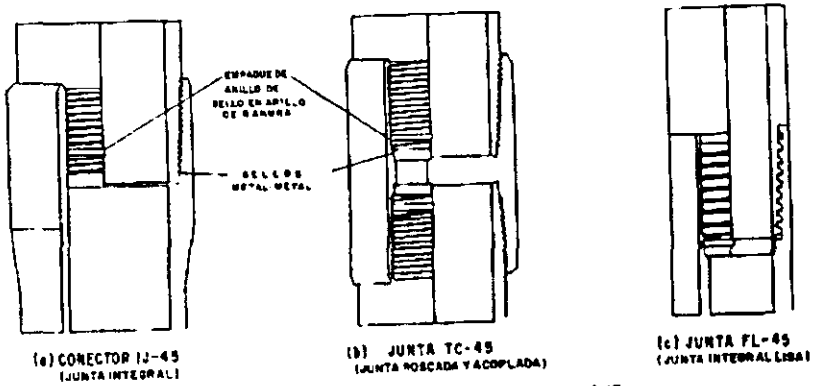


Figura 47 JUNTAS ATLAS BRADFORD CON SELLO DE EMPAQUE Y DIAMETRO INTERIOR LISO.

5. 4. 2. PROPIEDADES MECÁNICAS

Las propiedades mecánicas relevantes en el diseño de tubería de revestimiento incluyen: Resistencia a la tensión del cuerpo de la tubería, resistencia a la tensión de la junta, resistencia a la presión interna, y resistencia a la presión externa (colapso) (ver fig. 48).

- Resistencia a la tensión del cuerpo y tubería (ver ec. 40). Esta es la resistencia que tiene la tubería para soportar tensión y es una función del espesor del cuerpo del tubo y del grado (ver fig. 49 y 50).
- Resistencia a la tensión de la junta. Usualmente, la resistencia de la junta es mayor que la resistencia la del cuerpo del tubo. La resistencia para cada tipo de junta se puede encontrar tabulada.
- Resistencia a la presión interna (ec. 41). Es la resistencia del tubo a la presión interna aplicada y depende del grado de tubería, del espesor de la tubería y del diámetro exterior o nominal.
- Resistencia a la presión externa. Es la resistencia a la presión externa que tiene el tubo y es una función del grado de tubería, espesor y diámetro externo o nominal. A diferencia de la presión interna, la resistencia a la presión externa depende de la estabilidad estructural de la tubería misma, es decir la relación de diámetro exterior a espesor de tubería, por esta razón la resistencia de la presión externa de la tubería dependerá del modo de colapso, los modos de colapso incluyen: elástico, plástico, transición y de cedencia.
- Efectos biaxiales. La resistencia al estallamiento (ver fig. 50) y colapso (ver fig. 52) son alterados cuando la tubería esta bajo tensión (o compresión). Cualitativamente los cambios en la tuberías son los siguientes (ver fig. 51 y tabla 12).

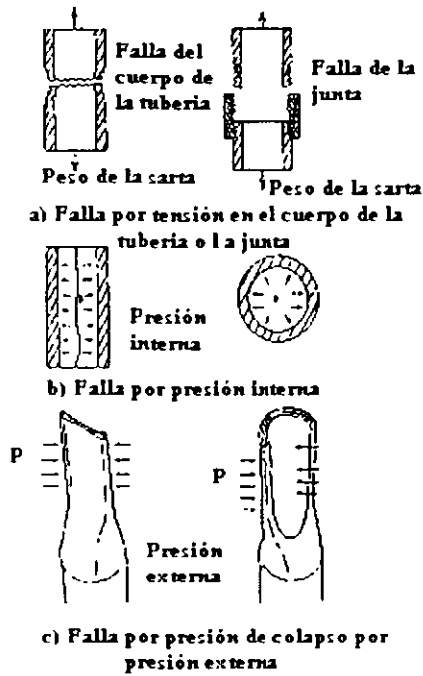
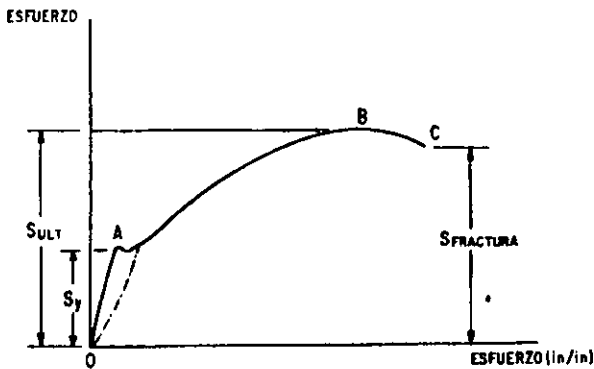


Figura 48. Modos de falla por tensión, presión interior y colapso.

Figura 49 DIAGRAMA DE ESFUERZO DE TENSION ACERO DULCE



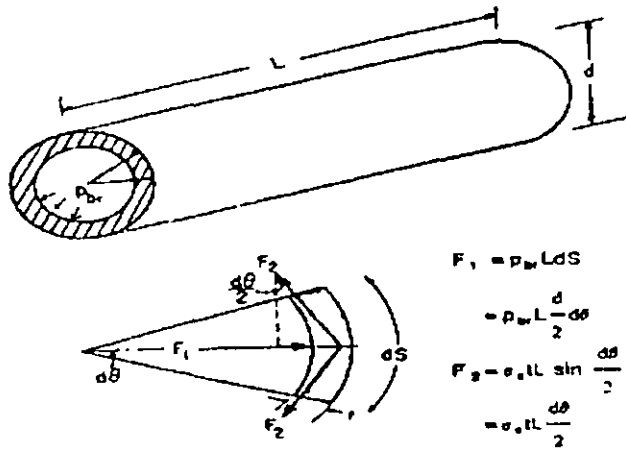


Figura 50 DIAGRAMA DE CUERPO LIBRE PARA ESTALLAMIENTO.

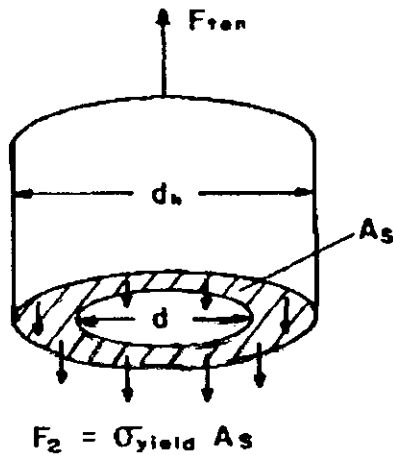


Fig. 51 BALANCE DE FUERZAS DE TENSION EN EL CUERPO DE LA TUBERIA.

CALCULO DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN

$$F_t = \sigma \quad A = 0.785(d_o^2 - d_i^2) \sigma \quad 40$$

CALCULO DE RESISTENCIA A LA PRESIÓN INTERNA

$$P_k = 0.875 \frac{2\sigma_t t}{d_o} \quad 41$$

Donde:

- Ft Resistencia a la tensión
- σ_t Resistencia a la cedencia, lbf/pg²
- d_o Diámetro nominal o exterior, pg
- d_i Diámetro interior, pg
- t Espesor de pared del tubo, pg

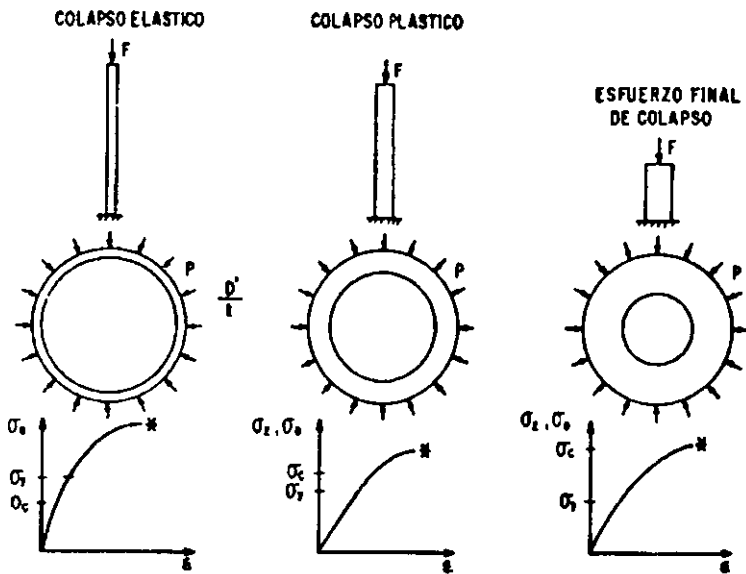


Figura 52

CALCULO DE RESISTENCIA AL COLAPSO

MODO DE CEDENCIA:

$$\frac{d_o}{t} = \frac{(F_1 - 2) + 8 [F_2 + (F_1 \sigma_{rr})] + (F_1 - 2)}{2 [F_2 + F_1 \sigma_{rr}]} \quad 42$$

$$P_c = 2 \sigma_{rr} \left[\frac{d_o}{t} - 1 \right]^2 \quad 43$$

MODO PLASTICO

$$\frac{d_o}{t} = \frac{\sigma_{rr}(F_1 - F_4)}{F_1 + \sigma_{rr}(F_2 - F_4)} \quad 44$$

$$P_c = \sigma_{rr} \left(\frac{F_1}{d_o/t} - F_2 \right) - F_3 \quad 45$$

MODO DE TRANSICIÓN:

$$P_i = \sigma_{cr} \left(\frac{F_4}{d_o t} - F_3 \right) \quad 46$$

$$\frac{d_o}{t} = \frac{2 + F_2 F_1}{3 F_2 F_1} \quad 47$$

MODO ELASTICO:

$$P_i = \frac{46.95 (10^6)}{(d_o/t)(d_o/t - 1)} \quad 48$$

Tabla 13. Coeficientes empíricos usados para la
Determinación de presión de colapso

GRADO	COEFICIENTES EMPÍRICOS				
	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅
H-40	2.950	0.0465	754	2.063	0.0325
-50	2.976	0.0515	1,056	2.003	0.0347
J-K K55 & D	2.991	0.0541	1,206	1.989	0.0360
-60	3.005	0.0566	1,356	1.983	0.0373
-70	3.037	0.0617	1,656	1.984	0.0403
C-75 & E	3.054	0.0642	1,806	1.990	0.0418
L-80 & N-80	3.071	0.0667	1,955	1.998	0.0434
C-90	3.106	0.0718	2,254	2.017	0.0466
C-95	3.124	0.0743	2,404	2.029	0.0482
-100	3.143	0.0768	2,553	3.040	0.0499
P-105	3.162	0.0794	2,702	2.053	0.0515
P-110	3.181	0.0819	2,852	2.066	0.0532
-120	3.219	0.0870	3,151	2.092	0.0565
-125	3.239	0.0895	3,301	2.106	0.0582
-130	3.258	0.0920	3,451	2.119	0.0599
-135	3.278	0.0946	3,601	2.133	0.0615
-140	3.297	0.0971	3,751	2.146	0.0632
-150	3.336	0.1021	4,053	2.174	0.0666
-155	3.356	0.1047	4,204	2.188	0.0683
-160	3.375	0.1072	4,356	2.202	0.07000
-170	3.412	0.1123	4,660	2.231	0.0734
-180	3.449	0.1173	4,966	2.261	0.0769

Los grados sin designación de letra no son grados API.

Tabla 14. Rango de d_n/t para varias regiones de presión de colapso cuando el esfuerzo axial es cero

GRADO	COLAPSO DE ESFUERZO DE CI DENCIA	COLAPSO PLÁSTICO	COLAPSO DE TRANSICION	COLAPSO PLÁSTICO
H-40	16.40		27.01	42.64
-50	15.24		25.63	38.83
J-K-55 & D	14.81		25.01	37.21
-60	14.44		24.42	35.73
-70	13.85		23.38	33.17
C-75 & E	13.60		22.91	32.05
I-80 & N-80	13.36		22.47	31.02
C-90	13.01		21.69	29.18
C-95	12.85		21.33	28.36
-100	12.70		21.00	27.60
P-105	12.57		20.70	26.89
P-110	12.44		20.41	26.22
-120	12.21		19.88	25.01
-125	12.11		19.63	24.46
-130	12.02		19.40	23.94
-135	11.92		19.18	23.44
-140	11.84		18.97	22.98
-150	11.67		18.57	22.11
-155	11.59		18.37	21.70
-160	11.52		18.19	21.32
-170	11.37		17.82	20.60
-180	11.23		17.47	19.93

Los grados sin designación de letra no son grados API.

Tabla 12

TIPO DE CARGA	RESULTADO RESISTENCIA
Tensión	Res. A presión interna-aumenta Res. A presión externa-disminuye
Compresión	Res. A presión interna-disminuye Res. A presión externa-aumenta

La única corrección que se lleva a cabo es la corrección a la resistencia a la presión externa o colapso debido a la tensión aplicada a la tubería.

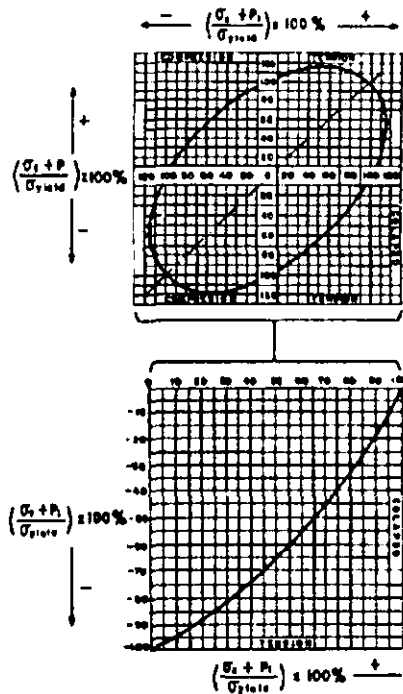


Figura 53 ELIPSE DE PLASTICIDAD.

CORRECCIÓN POR TENSIÓN

$$\frac{\sigma_{ce}}{\sigma_c} = 1 - \frac{3(\sigma_z)^2}{4(\sigma_c)^2} - \frac{1(\sigma_z)}{2(\sigma_c)} \quad 49$$

$$\sigma_z = \frac{F_z}{0.785(d_n^2 - d_i^2)} \quad 50$$

DONDE:

- d_0 Límite de modos de colapso
 t
 P_c Resistencia al colapso lb/pg^2
 σ_c Resistencia de cedencia, lb/pg^2
 σ_{ce} Resistencia de cedencia efectiva, lb/pg^2
 d_n Diámetro nominal o exterior, pg
 t Espesor de pared del tubo, pg
 d_i Diámetro interior, pg
 σ_z Esfuerzo axial, lb/pg^2
 F_z Tensión axial, lb
 F_1, F_2, F_3, F_4, F_5 Constantes función del grado de tubería

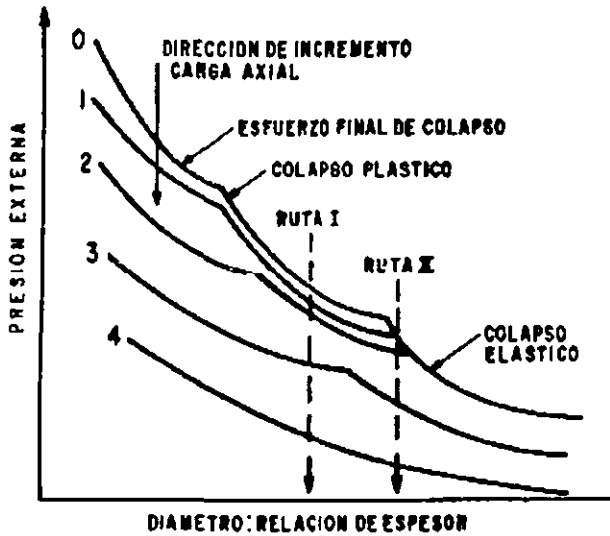


Figura 54

DISEÑO DE TR'S

Criterio de carga máxima. La mayoría de las filosofías de diseño de tuberías de revestimiento están basadas en la experiencia o en la habilidad de predecir el medio ambiente donde serán colocadas. El criterio de diseño por carga máxima es el método más comúnmente empleado, este método o sus modificaciones analiza los posibles problemas que se presentaran durante la perforación, la tubería de revestimiento es diseñada para enfrentar esos problemas, aunque el método fue originalmente concebido para enfrentar problemas asociados a alta presión, es flexible para enfrentar las condiciones más severas de perforación.

Este método requiere que las condiciones máximas o más severas de las cargas aplicadas a la tubería sean conocidas antes de perforar el pozo. Estas condiciones dependerán el tipo de tubería que se este diseñando (superficial, intermedia, corta, o producción). Además, se necesitan conocer otras condiciones como son la presencia del: ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, sal, formaciones cavernosa y condiciones de operación.

DISIÑO DE SARTA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

La primera tubería que es diseñada para ser corrida dentro del pozo es la superficial, a diferencia de otras tuberías, el diseño de ésta está controlado por las cargas de presión interna y hasta cierto grado presión externa.

Condiciones de diseño. Las condiciones de diseño para la tubería superficial son las siguientes:

➤ Diseño por presión interna:

- Presión interna. Presión en la superficie es la máxima presión superficial, la presión interna en el fondo es igual a la máxima presión de inyección. se considera que la tubería esta llena de un gas cuyo gradiente es de 0.1 a 0.15 psi/pie (ver fig. 55-A).
- Presión externa. Se considera que la presión de respaldo es igual a la presión hidrostática de los fluidos nativos en la formación (ver fig. 55-B).
- Factores de diseño. El factor de diseño empleado tiene un rango de 1.0 a 1.5 dependiendo de las condiciones de perforación y de la experiencia en el área (ver fig. 56).

➤ **Diseño por presión externa:**

- **Presión interna.** Se considera que la tubería esta completamente vacía, por lo tanto no existe presión interna de respaldo.
- **Presión externa.** Las condiciones de presión externa consideran la densidad de la lechada de cemento empleada para cementar esta tubería.
- **Factor de diseño.** El rango de valor para el factor de diseño en el caso de resistencia a la presión externa es de 1.0 a 1.125 dependiendo de las condiciones de perforación y la experiencia en el área (ver fig. 57).

➤ **Diseño por tensión:**

- El diseño por la tensión considera el peso flotado de las tuberías, el factor de diseño empleado consiste en adicionar 100,000 lb a la línea de tensión o multiplicarla por un factor de 1.6, es recomendable realizar el diseño empleando el método del factor de flotación, el cual ha dado buenos resultados (ver fig. 58).

DISEÑO DE TUBERÍA SUPERFICIAL.

1. **Diseño por presión interna:**

Presión interna:

Presión de fondo:

$$P_n = 0.052 (\rho_f * 1.0) D$$

51

Presión superficial:

P_{SI} = máxima presión de conexiones superficiales, (5000 a 10,000 psi) 52

Gradiente interno:

G_I = 0.1 - 0.15 psi/pie (gradiente de gas) 53

Presión externa (respaldo):

Gradiente de presión externa igual al gradiente de fluidos nativos (8.34 - 9.0 lb gal) 54.

Línea resultante = presión interna - presión externa 55

Línea de diseño = (F D) línea resultante 56

2. Diseño por presión externa:

Presión externa:

Igual a la presión hidrostática por la o las lechadas de cemento 57

Presión interna : tubería vacía 58

Línea resultante = presión externa 59

Línea de diseño = (F D) línea resultante 60

3. Diseño por tensión

La tensión efectiva se puede determinar como:

$$W_e = W \left(1 - \frac{\rho_f}{\rho_s} \right) \quad 61$$

donde:

W = Peso de tubería en aire, lb/pie

L = densidad de fluido, lb/gal

S = Densidad del acero, 65.5 lb/gal

W_e = Peso efectivo en lodo, lb/pie

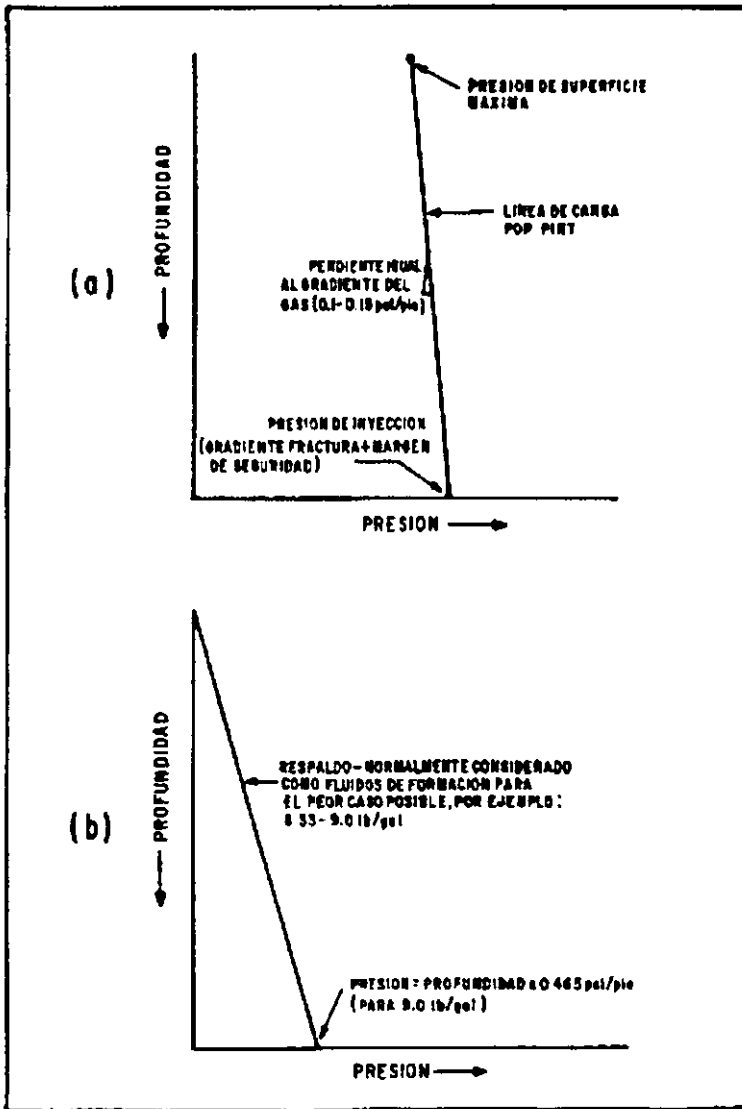


Figura 55 LINEA DE CARGA POR PRESION INTERIOR (a) Y CARGA DE RESPALDO (b).

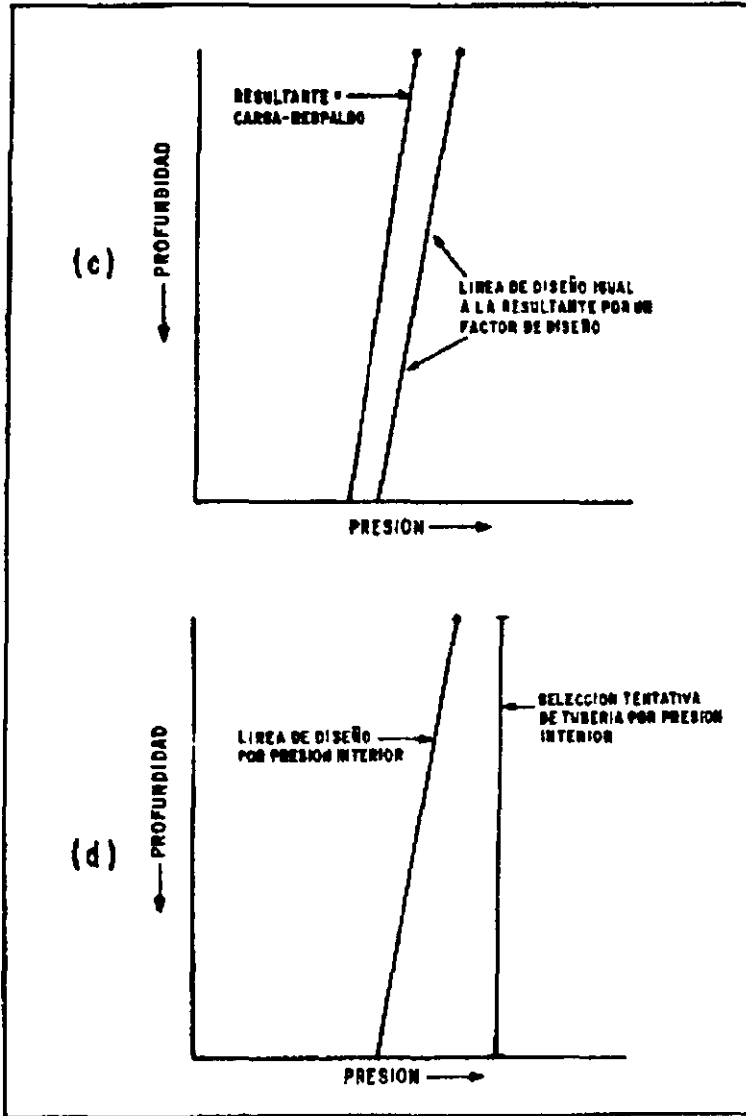


Figura 56 PARA T.R. SUPERFICIAL CON LINEAS DE DISEÑO PARA T.R. SUPERFICIAL (c) Y SELECCION TENTATIVA PARA DISEÑO POR PRESION INTERIOR (d).

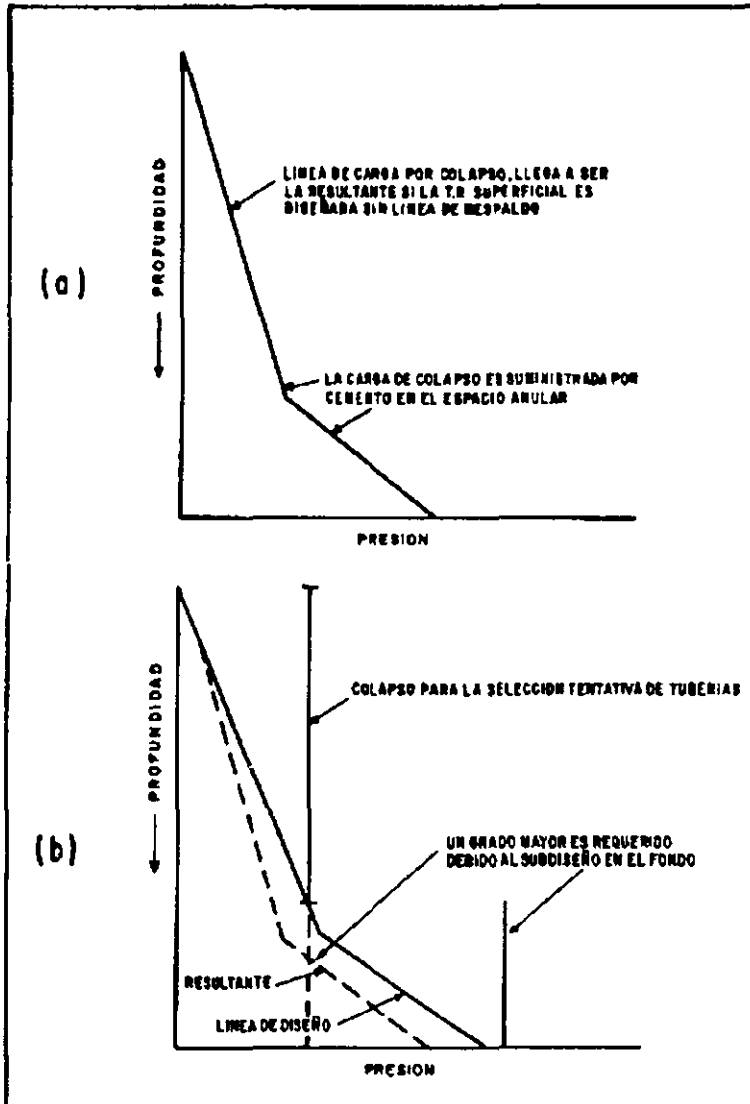


Figura 57 CARGA POR COLAPSO Y DISEÑO RESULTANTE (a) CON (b) EVALUACION DE SELECCION TENTATIVA DEL DISEÑO POR PRESION INTERIOR.

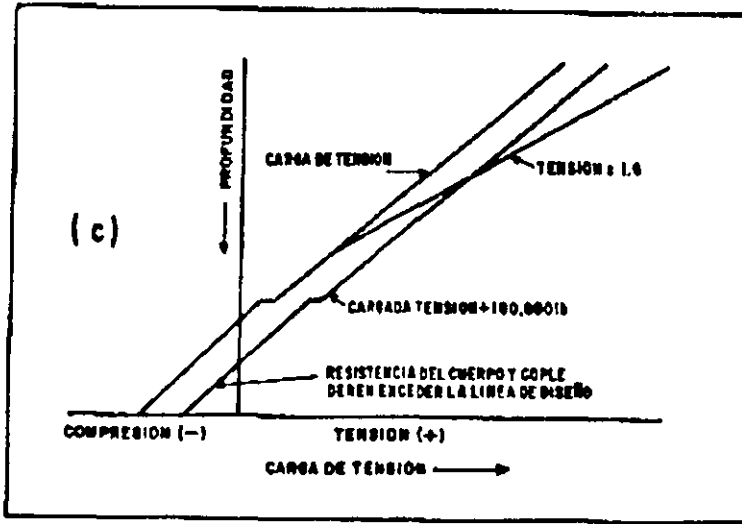


Figura 58 DISEÑO POR TENSION.

DISEÑO DE SARTA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA

El procedimiento y los factores de diseño empleados para la tubería intermedia son básicamente los mismos que aquellos empleados en la tubería superficial. La diferencia estriba en las condiciones de carga máxima.

- Diseño por presión interna. La presión en la superficie se considera igual a la presión máxima de las conexiones superficiales, la presión en el fondo será igual a la presión de inyección. Dentro de la tubería se estima que se tendrá una columna de lodo y una

columna de gas, cuyas longitudes deberá de determinarse con base al programa específico (ver fig. 59).

- Presión externa. Se considera que la presión de respaldo es igual a la presión hidrostática generada por una columna de agua salada (ver fig. 60).
- Diseño por presión externa. Las condiciones para el diseño de la tubería intermedia por presión externa son las siguientes:
- Presión externa. Se consideran las densidades del lodo de perforación y del cemento empleados durante la colocación de la TR.
 - Presión interna. La condición de que la tubería este completamente vacía es demasiado severa para el diseño de la tubería intermedia, por lo que se considera que esta parcialmente llena con un fluido cuya densidad es igual a la densidad de los fluidos nativos de la formación (ver fig. 61).
- Diseño por tensión. El procedimiento y los factores empleados son exactamente iguales a los empleados en la tubería superficial.

DISEÑO DE SARTA INTERMEDIA

I. Diseño por presión interna:

Presión interna:

$$P_n = P_{st} + X (G_M) + Y (G_g) \quad 62$$

$$D = X + Y$$

63

Donde:

P_{SI} = máxima presión superficial, psi

P_{II} = máxima presión de inyección en el fondo, psi

X = distancia de lodo, pies

Y = distancia de gas, pies

G_m = gradiente de lodo, psi/pie

G_g = gradiente de gas, psi/pie

D = profundidad de asentamiento, pies

Presión externa (respaldo):

Gradiente igual al de los fluidos nativos de la formación

Línea resultante = presión interna - presión externa 64

Línea de diseño = $F D$ * línea resultante 65

2. Diseño por presión externa:

Presión externa:

Se consideran los gradientes del lodo de perforación y lechada de cemento en las cuales la tubería se coloco.

Presión interna (respaldo):

L = longitud de fluidos dentro la TR, pies

G_m = gradiente de lodo con máxima densidad para el siguiente intervalo, psi pie

Línea resultante = presión externa - presión interna 66

Línea de diseño = $FD * Línea\ resultante$ 67

3. Diseño por tensión

Se aplica el mismo procedimiento utilizado en la sarta intermedia.

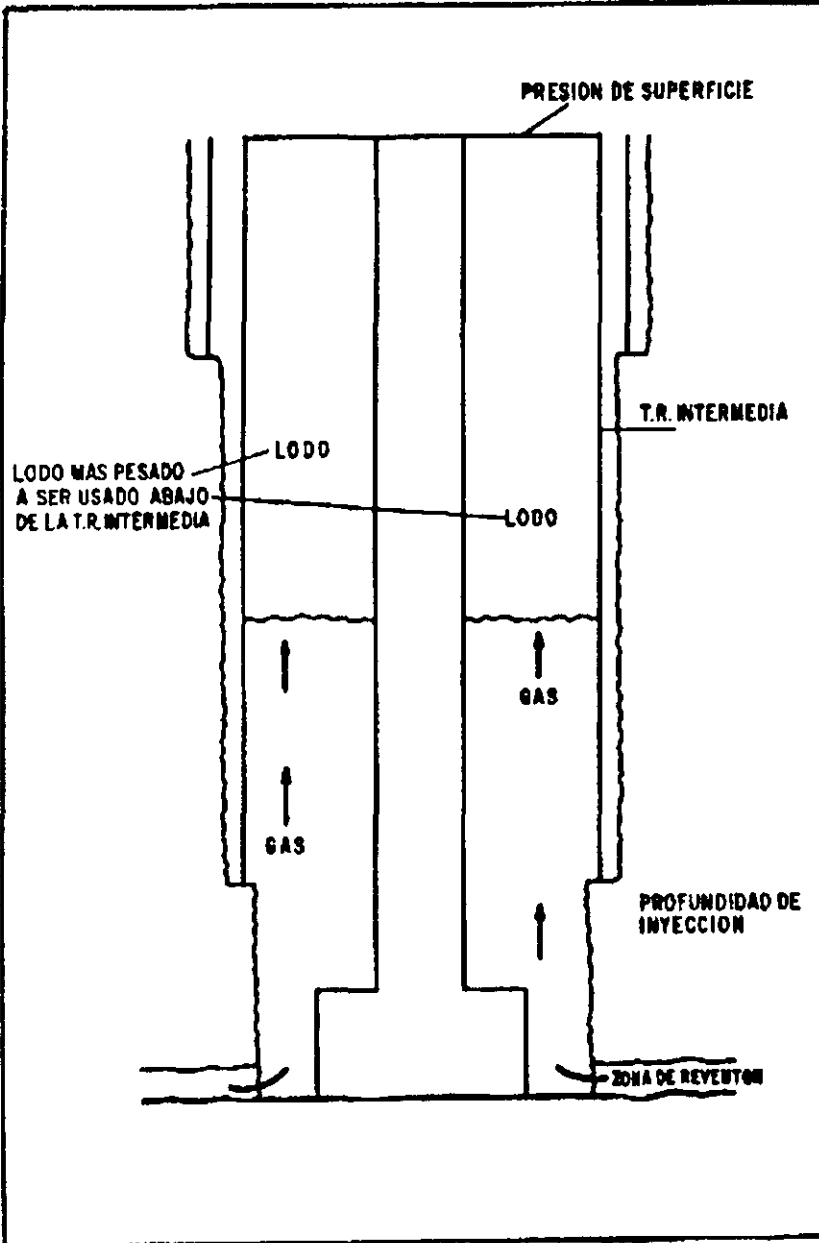


Figura 59 SITUACION DE REVENTON CAUSANDO UNA CARGA MAXIMA PARA T.R. INTERMEDIA.

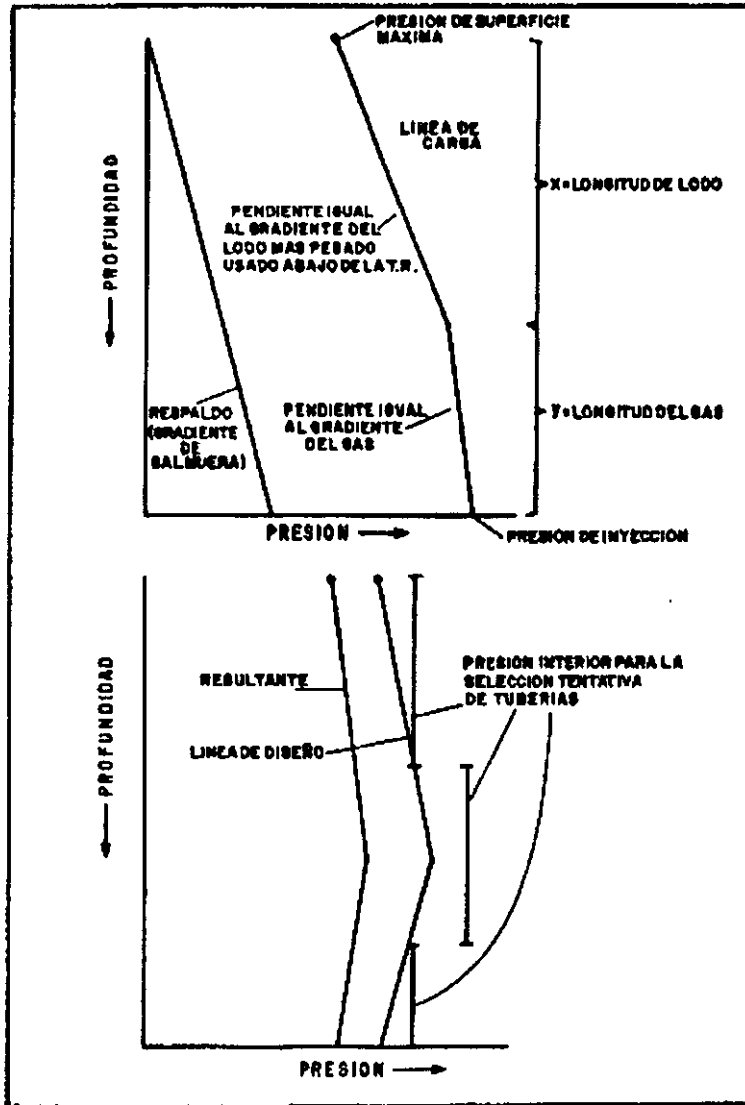


Figura 60 LINEA DE CARGA Y RESPALDO PARA DISEÑO POR PRESION INTERIOR DE T.R. INTERMEDIA (a) Y (b) DISEÑO TENTATIVO DE LA SARTA A PARTIR DE LA LINEA DE DISEÑO POR PRESION INTERIOR.

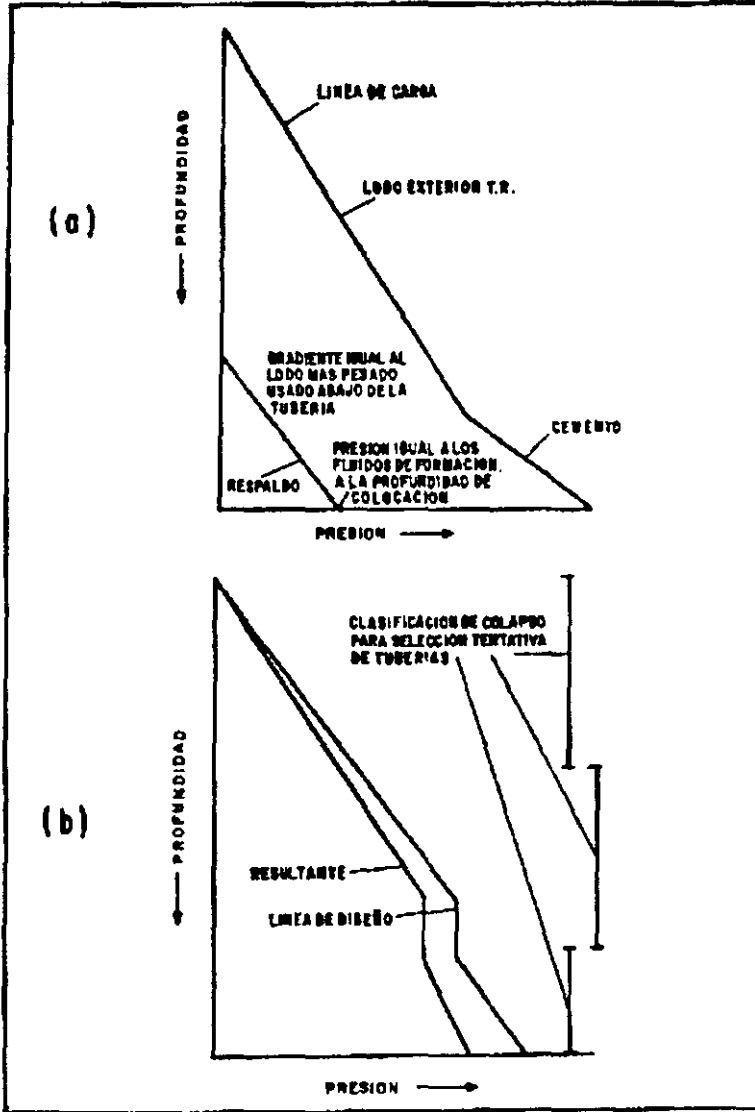


Figura 61 LINEAS DE CARGA Y RESPALDO PARA DISEÑO DE T.R. INTERMEDIA (a) Y (b) EVALUACION DEL COLAPSO PARA EL DISEÑO TENTATIVO DE LA SARTA.

DISEÑO DE TUBERÍAS CORTAS DE PERFORACIÓN

Las tuberías cortas de perforación son necesarias en la perforación de pozos profundos, usualmente se requieren emplear de dos o más intervalos donde estarán colocadas las tuberías cortas de perforación. Las condiciones de diseño por presión interna y externa son exactamente las mismas que se emplearon para la tubería intermedia, es importante mencionar que cuando se emplean tuberías cortas, el diseño por presión interna y externa para la tubería intermedia y la corta deben de efectuarse simultáneamente, el diseño por tensión de la tubería corta se lleva a cabo en forma independiente.

Cabe mencionar que el diseño de tuberías intermedias y cortas son de las etapas relevantes del diseño y la perforación de pozos profundos y ultraprofundos, por lo tanto, debe de realizarse este proceso cuidadosamente.

DISEÑO DE TUBERÍA CORTA

La tubería corta se diseña por presión interna y externa simultáneamente con la tubería intermedia (ver fig 62 y 63).

El diseño por tensión se realiza por separado.

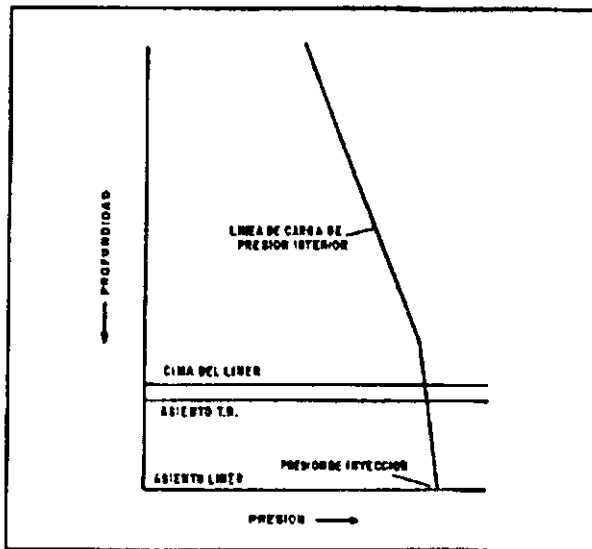


Figura 62 LINEA DE CARGA POR PRESION INTERIOR PARA T.R. INTERMEDIA Y LINER.

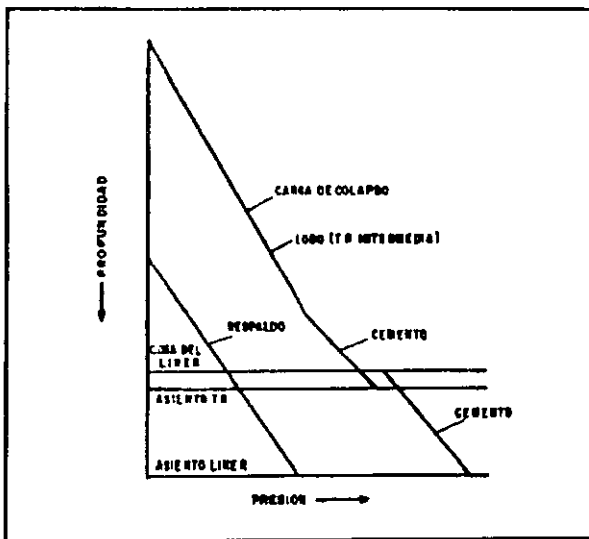


Figura 63 LINEA DE CARGA DE COLAPSO Y RESPALDO PARA T.R. INTERMEDIA Y LINER.

DISEÑO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

1. Diseño por presión interna

Presión interna:

PII presión máxima de fondo, psi

GI - se considera la densidad de los fluidos de terminación,
PsiPSI $PII + GI D$ 68

Presión externa (respaldo):

Se considera el gradiente de los fluidos nativos de la formación.

2. Diseño por presión externa

Presión externa:

Se consideran las densidades del fluido y cemento en las que la tubería se
coloco.

Factores de diseño

Presión interna 1 a 1.5

Presión externa 1.1 a 1.125

Tensión 100,000 lbs ó 1.6

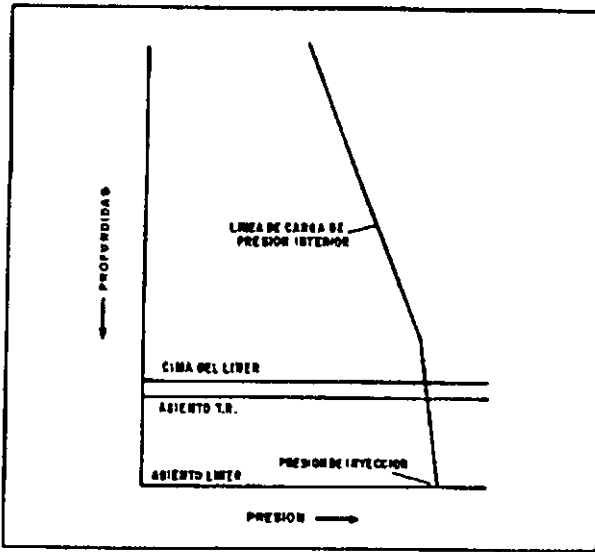


Figura 62 LINEA DE CARGA POR PRESION INTERIOR PARA T.R. INTERMEDIA Y LINER.

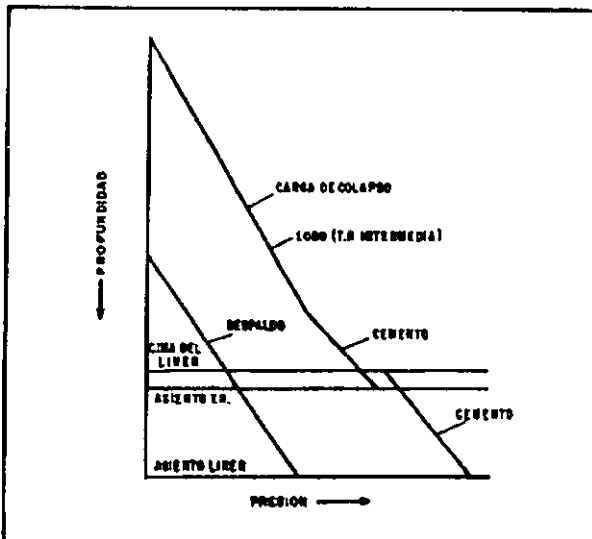


Figura 63 LINEA DE CARGA DE COLAPSO Y RESPALDO PARA T.R. INTERMEDIA Y LINER.

DISEÑO DE LA SARTA DE REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN

Las tuberías de producción debe diseñarse de acuerdo a los requerimientos de producción, estimulación y reparación del pozo.

- **Diseño por presión interna.** Las condiciones de diseño son las siguientes:
 - **Presión interna.** Las condiciones de diseño consisten en considerar la presión de fondo igual a la máxima presión de producción más la presión ejercida por el fluido de terminación.
 - **Presión externa.** La presión de respaldo se considera igual a la presión hidrostática ejercida por los fluidos nativos de la formación (ver fig. 64).

- **Diseño por presión externa:**
 - **Presión interna.** La presión de respaldo se considera igual a cero a lo largo de la tubería.
 - **Presión externa.** La presión externa se determina a partir de las densidades del lodo y cemento empleadas en la colocación de esta tubería (ver fig. 65).

- **Diseño por tensión:**
 - Tanto el procedimiento así como los factores de diseño empleados en tuberías anteriores se aplica el diseño de la tubería de revestimiento de producción.

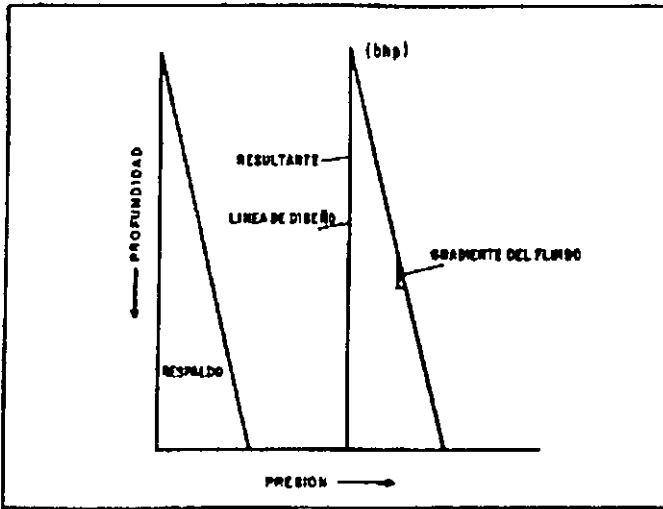


Figura 64 DISEÑO DE T.R. DE PRODUCCION POR PRESION INTERIOR.

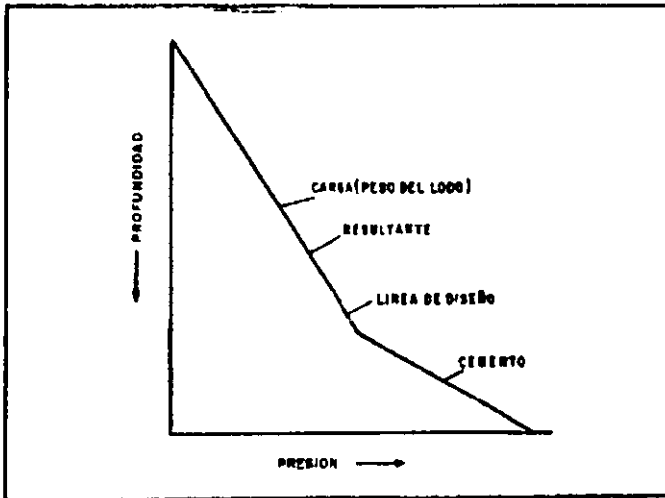


Figura 65 DISEÑO DE T.R. DE PRODUCCION POR COLAPSO.

PROCEDIMIENTO GENERAL DE DISEÑO DE SARTAS DE REVESTIMIENTO

- 1) Diseñar la tubería por máximas cargas de presión interna, con los datos generados en este diseño, se selecciona en forma preliminar la tubería con peso y grado que soporten las cargas por presión interna.
- 2) Se realiza el diseño por presión externa o colapso y se chequea si la tubería que se seleccionó en el paso no. 1 es lo suficientemente resistente para controlar la presión o las cargas de presión externa, si no es así, se seleccionan nuevas tuberías.
- 3) Se lleva a cabo el diseño por tensión y se determina si las tuberías en el paso 2 pueden ser empleadas para soportar las cargas por tensión a las que están sujetas, así mismo, se seleccionan el tipo de junta a emplear.
- 4) Si se requiere, se puede aplicar la optimización del diseño de tuberías de revestimiento en los pasos anteriores, seleccionando intervalos de tuberías de aproximadamente 1,000 pies de diferentes pesos y grados, es decir la selección de una sarta combinada tendrá menor costo que una sarta la cual emplea un solo grado de peso de tubería.
- 5) Se corrige la presión de colapso de las tuberías de revestimiento por el efecto a la tensión, posteriormente, se determina la profundidad a la cual se puede colocar esta tubería bajo condiciones de presión de colapso corregidas.

El resultado de este procedimiento deberá de proporcionar el diseño óptimo de las tuberías de revestimiento para cada uno de los intervalos a perforar.

CONSIDERACIONES ESPECIALES DE DISEÑO

Ciertas consideraciones de diseño deben de tomarse en cuenta durante la selección de tuberías, estas condiciones incluyen: presencia de ácido sulfhídrico, formaciones de sal, altas temperaturas y estabilidad de tuberías cementadas parcialmente.

- Presencia de ácido sulfhídrico. La presencia de ácido sulfhídrico en combinación con agua y temperaturas menores de 175° F pueden causar la fragilización del acero debida al sulfuro. Esto, reducirá considerablemente la resistencia a la tensión de las tuberías de

revestimiento, las tuberías que se han empleado comúnmente para evitar este problema son tuberías de grados menores a la tubería N-80, y bajo temperaturas menores de 175° F, cabe mencionar que para que exista este problema debe existir un ambiente corrosivo además de la temperatura adecuada, en particular las tuberías L-80 y C-90 (ver tabla 10) han sido empleadas exitosamente para controlar este problema.

- **Formaciones de sal.** Los bancos de sal, bajo las temperaturas de formación encontradas, frecuentemente se comportan como un fluido, esto puede cizallar la tubería porque este soporta el esfuerzo de sobrecarga de los sedimentos sobreyacentes, la tubería diseñada para colocarse en bancos de sal, debe considerar una carga de colapso con fluidos de una densidad de 19.3 lb/gal aproximadamente, el cual es igual al esfuerzo de sobrecarga.
- **Altas temperaturas.** Las altas temperaturas causan problemas en el diseño de tuberías de revestimiento, debido a que provocan elongación excesiva del metal y pueden causar problemas de pandeo en la tubería, este problema está asociado principalmente a pozos productores de vapor.
- **Análisis de estabilidad.** Las tuberías de revestimiento parcialmente cementadas pueden tener la tendencia a pandearse y provocar problemas de desgaste severos, la estabilidad de la tubería dependerá de la presión interna, presión externa, tensión, diámetro interior y diámetro exterior de la tubería, este análisis permitirá definir la tensión a la cual debe asentarse la tubería en el cabezal para evitar pandeo de la misma.

5. 4. 3. DISEÑO DE LA CEMENTACIÓN

La cementación es un aspecto necesario e integral de la perforación de pozos de aceite y gas, la cementación se utiliza para asegurar a las sartas de revestimiento y aislar zonas productoras, así como resolver varios problemas durante la perforación.

El diseño de la cementación incluye:

- El diseño de la lechada
- La técnica de colocación para llevar a cabo una cementación primaria exitosa.

Los tipos de operaciones de cementación empleados durante la perforación de pozos son los siguientes:

- Cementación primaria
- Cementación forzada
- Y colocación de tapones de cemento

En el presente trabajo se revisarán únicamente las técnicas de cementación primaria de tuberías de revestimiento, dando énfasis a la cementación de tuberías cortas.

DISEÑO DE LA LECHADA DE CEMENTO

El Instituto Americano del Petróleo ha desarrollado una clasificación para los cementos empleados en la cementación primaria de revestimiento, los cementos empleados son de acuerdo a esta clasificación de clase A,B,C,D,E,F,G,H y J. El empleo de la clase de cemento dependerá de las condiciones de cementación, principalmente la profundidad, presión y temperatura, sin embargo los cementos más comúnmente empleados en la

cementación primaria son los cementos G y H en combinación con una serie de aditivos para controlar sus propiedades.

El diseño de la lechada consiste en mezclar adecuadamente cemento, agua y aditivos para controlar las siguientes propiedades de la lechada: densidad, tiempo de espesamiento y resistencia a la compresión principalmente.

Para controlar estas propiedades se cuenta con una gran cantidad de aditivos para lechada de cemento, los cuales incluyen:

- Aditivos para el control de la densidad como:
 - Bentonita
 - Perlita
 - Barita
 - Arena, etc
 -
- Aditivos para el control del tiempo de espesamiento como son:
 - Cloruro de calcio
 - Cloruro de sodio (aceleradores)
 - Lignosulfonato de calcio
 - CMC (retardadores)
- Aditivos para el control de la pérdida de circulación
- Aditivos para el control del filtrado como son:
 - Bentonita
 - Polímeros orgánicos
- Aditivos para el control de la viscosidad como son:
 - El Lignosulfonato de calcio
 - Polímeros

DISEÑO DE LAS OPERACIONES DE CEMENTACIÓN

El procedimiento para el diseño de la técnica de colocación consiste en:

- Calcular el volumen de lechada requerido
- Calcular del gasto de bombeo a emplear
- Calcular del tiempo de mezclado
- Calcular del tiempo de bombeo total
- Calcular de la presión de bombeo.

El diseño de la colocación de la lechada permitirá diseñar adecuadamente la operación con la finalidad de lograr la cementación exitosa de tuberías de revestimiento (ver fig. 66 a 71).

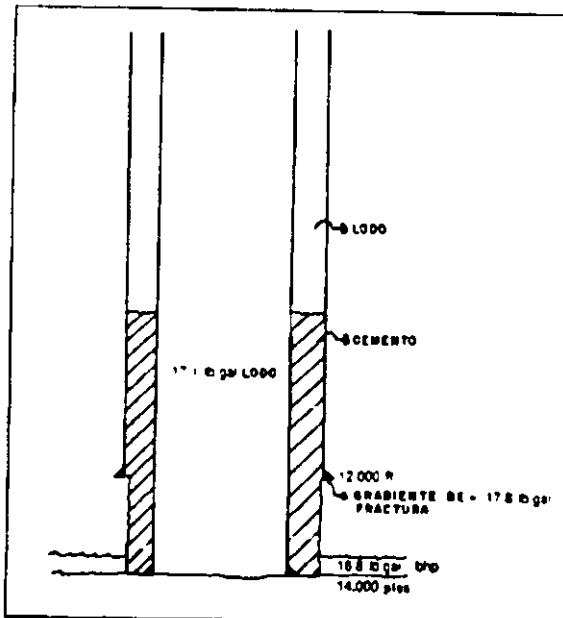


Figura 66 DIAGRAMA DE UN POZO.

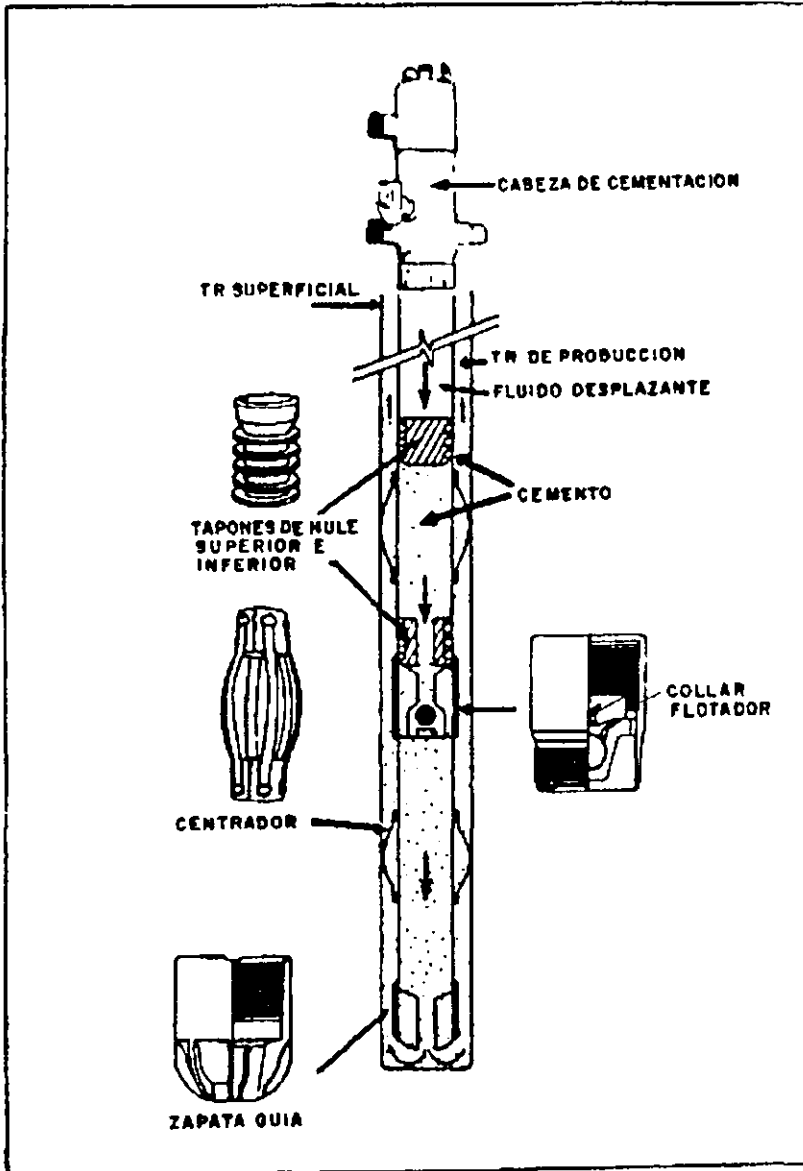


Figura 67 DIAGRAMA DE UNA CEMENTACION DE TR.

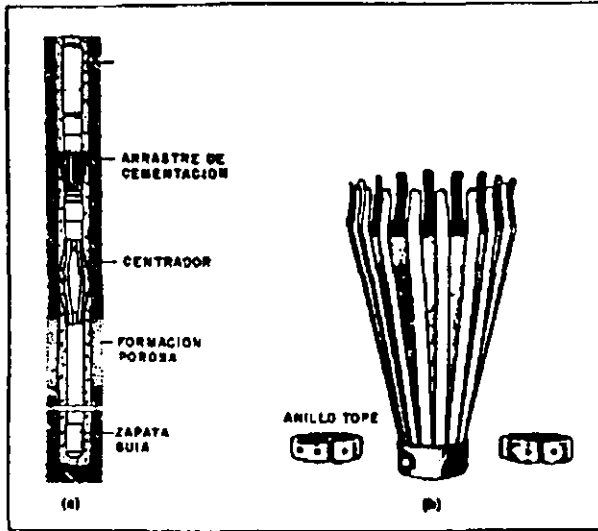


Figura 68 CANASTA DE CEMENTACION. a) COLOCADA EN LA T.R. b) CON ANILLO TOPE.

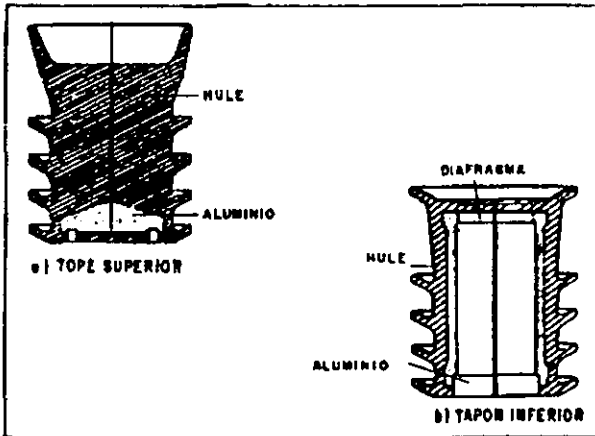


Figura 69 TAPONES DE CEMENTACION. a) SUPERIOR. b) INFERIOR.

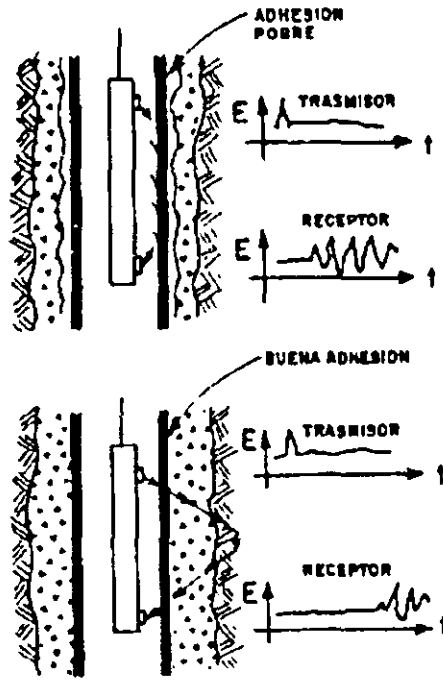


Figura 70 ENERGIA ACUSTICA VIAJANDO EN POZOS ENTUBADOS.

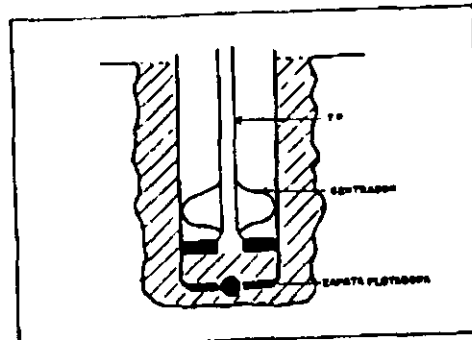


Figura 71 CEMENTANDO A TRAVES DE LA TP.

CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS CORTAS O LINER

Una operación fundamental durante la perforación de pozos profundos, consiste de la colocación y cementación de tuberías cortas de perforación, la experiencia en la cementación de este tipo de tuberías enseña que para llevar a cabo exitosamente esta operación, debe de tomarse en cuenta todos los problemas asociados.

Los problemas más comunes durante la colocación y cementación de tuberías de revestimiento cortas son los siguientes:

- ◆ Problemas en la introducción de la tubería
 - ✓ Falta de un agujero utilizable
 - ✓ Pegadura por presión diferencial
 - ✓ Limpieza inadecuada del pozo
 - ✓ Tipo incorrecto de centradores

- ◆ Aislamiento deficiente de las formaciones
 - ✓ Cálculo incorrecto de volumen total de lechada
 - ✓ Pérdida de circulación
 - ✓ Canalización del lodo
 - ✓ Retardado excesivo de lechadas de cemento
 - ✓ Migración de gas
 - ✓ Fraguado prematuro

- ◆ Fallas mecánicas de las tuberías cortas profundas

- ✓ Pandeo de secciones no cementadas
- ✓ Colapso inadecuado
- ✓ Falla por tensión

La cementación exitosa de la tubería de revestimiento corta depende en gran medida de un diseño adecuado de la lechada y prácticas especiales de cementación, estas prácticas consisten en la rotación continua de la tubería durante el proceso de desplazamiento del cemento, esta práctica es de las más importantes y de acuerdo a la literatura ha aumentado el éxito de la cementación.

Siendo las tuberías cortas de revestimiento un aspecto particular de la perforación de pozos profundos y ultraprofundos debe de considerarse en forma especial tanto el diseño mecánico de estas, como el diseño de la lechada y las prácticas de colocación (ver figs. 72, 73 y 74).

PROBLEMAS COMUNES EN LA CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS CORTAS

Para incrementar la posibilidad de obtener una cementación exitosa es necesario optimizar los siguientes factores:

- ✓ Acondicionamiento del lodo
- ✓ Centralización
- ✓ Régimen de flujo
- ✓ Propiedades de fluidos
- ✓ Movimiento de TR
- ✓ Diseño de espaciadores y lavadores

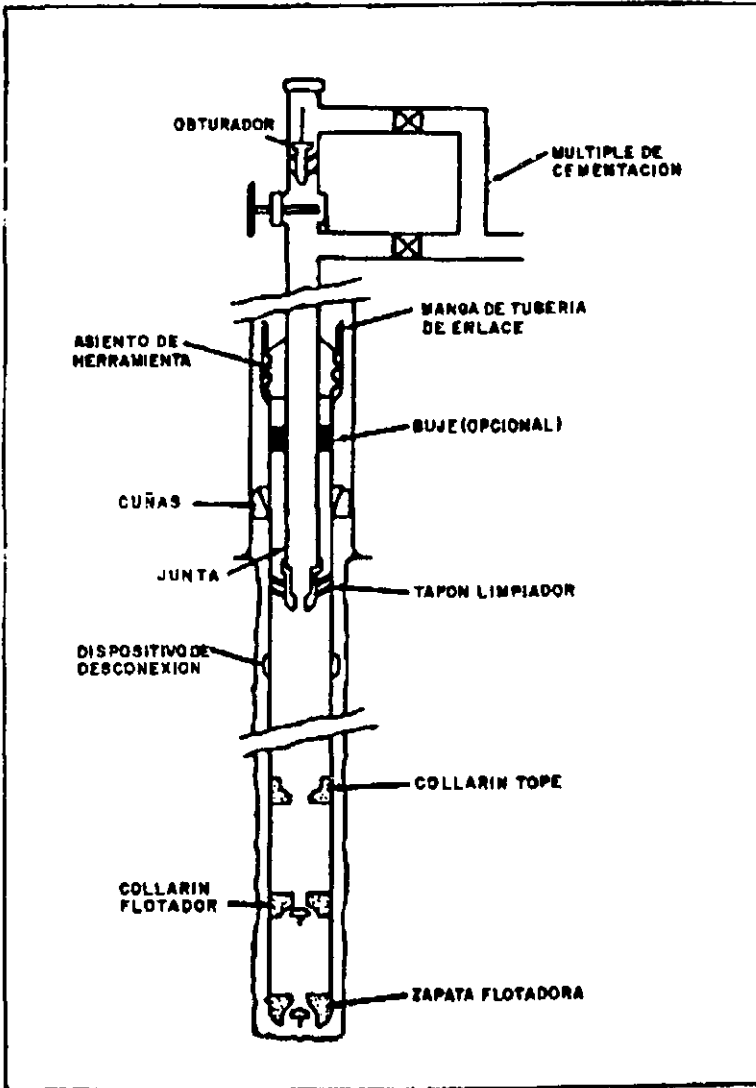


Figura 72 EQUIPO TÍPICO USADO PARA INSTALAR Y CEMENTAR UN LINER DE PERFORACION.

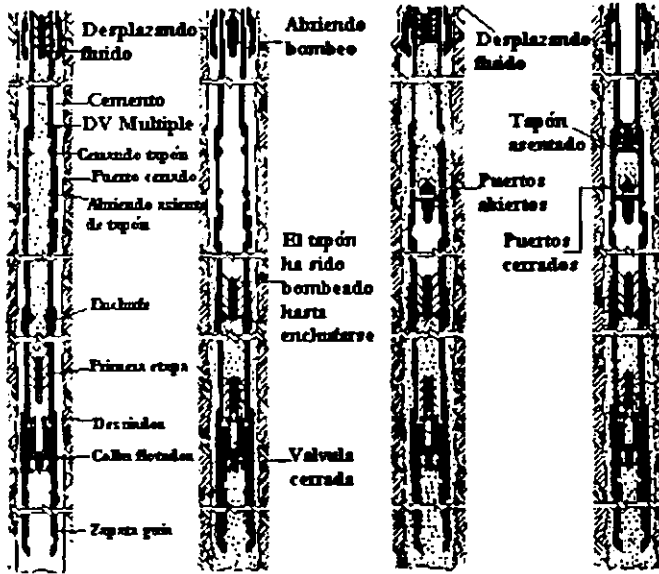


Figura 73. Cementación en 2 etapas.

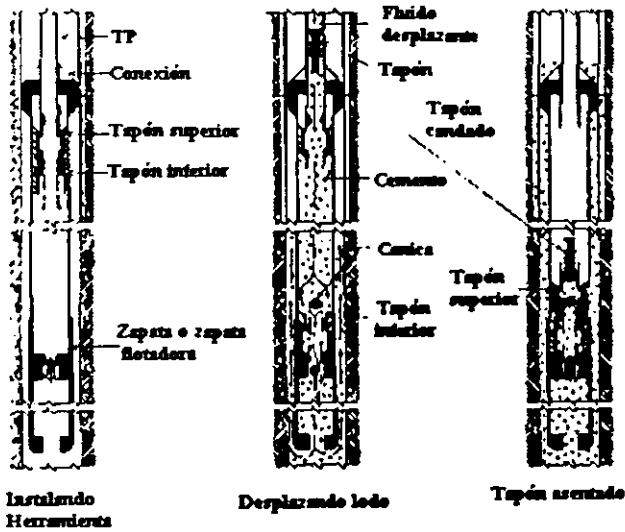


Figura 74. técnicas convencionales para cementar un liner.

⇒ Cementación de Liner's largos

La cementación de TR'S cortas de gran longitud tanto de perforación como de producción presentan un problema adicional, en el caso de pozos profundos donde es común encontrar gradientes de temperatura entre la cima y la base de la TR corta, consecuentemente, el desarrollo de la resistencia compresiva y sello adecuado en el traslape ha sido difícil de alcanzar con concentraciones de retardador diseñadas para condiciones de fondo, es común que el cemento permanezca líquido o desarrolle una baja resistencia a la compresión cuando se expone a una temperatura menor en la cima de la TR corta, cuando esto sucede se requieren cementaciones forzadas en el traslape, incrementando los costos por operaciones correctivas y tiempo de equipo de perforación.

Un problema adicional, es que la cementación en estos casos es muy susceptible a contaminación de cemento con lodo y espaciador, debido a la longitud misma de la tubería.

⇒ Sistemas especiales de cemento usados con éxito en liner's largos

- Sistemas de cemento saturados con sal.

Generalmente en pozos profundos y con altas temperaturas se usan lodos de emulsión inversa en los cuales la fase acuosa interna contiene altas concentraciones de sal, por lo que es preferible emplear lechadas de cemento con altas concentraciones o saturadas de sal para minimizar problemas de compatibilidad, pero tiene la desventaja de disminuir la efectividad de los aditivos tradicionales.

La experiencia de campo ha mostrado la efectividad de este sistema de cemento en la cementación de Liner's largos, este sistema funcionó aún con una diferencia de temperatura de 45° F entre la temperatura estática de cima de TR corta y temperatura circulante de fondo.

- Sistemas de cemento base agua dulce

Este sistema consiste de un cemento base agua dulce con un aditivo de control de pérdida de fluido no viscosificante en forma líquida y un dispersante de agua libre.

- Sistema de cementación de cuatro tapones para prevención de contaminación de cemento

Análisis de muestras en liner's largos de aproximadamente 1000 m con pobre calidad y con evidencias de contaminación de cemento sugirieron la búsqueda de un método de separación mecánica entre los fluidos para minimizar la mezcla de lodo, espaciador y cemento.

El método desarrollado utiliza cuatro tapones de desplazamiento para proporcionar separación de los fluidos en la sarta, el cual ha sido evaluado en campo y consta de los siguientes componentes:

- 1) Tapón limpiador de TR corta (TLL)
- 2) Tapón sólido de TR corta (TSL)
- 3) Mandril de sujeción
- 4) Primer tapón de desplazamiento de TP (TD1)
- 5) Segundo tapón de desplazamiento de TP (TD2)

El procedimiento es el siguiente:

- A) Se bombea el espaciador dentro de la tubería de perforación
- B) Se libera el primer tapón de desplazamiento TD1 se libera y se bombea la lechada de cemento
- C) Se libera el segundo tapón de desplazamiento TD2 y se bombea el fluido de desplazamiento

- D) Cuando se bombea la capacidad de la TP, el TD1 pasa a través del TSL hasta el TLL, donde se acopla en su asiento.
- E) Un incremento de presión corta los pernos que conectan el TLL al mandril de sujeción y el ensamblaje resultante, que consiste de TLL y TD1 se bombea hacia abajo a través de la TR corta hasta el cople flotador.
- F) Un incremento adicional de presión de bombeo corta los cuatro pernos que conectan el asiento del TD1 al TLL, permitiendo que el TD1 se mueva por el interior del tubo de circulación, esto permite que la lechada de cemento pase a través del equipo de flotación y dentro del espacio anular.
- G) Cuando el TD2 ha sido desplazado a través de la TP, se acopla dentro del tapón sólido de la TR corta TSL, un incremento de presión adicional corta los cuatro pernos que conectan el TSL al mandril de sujeción y el ensamblaje resultante, consistente de TSL y TD2 se desplazan hacia el fondo, cuando este ensamblaje alcanza el cople, se ancla en el tapón limpiador de la TR corta TLL, formando un sello que da como resultado un último incremento de presión de bombeo, con lo que la operación queda concluida.

PRACTICAS DE CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS CORTAS

- Movimiento de tuberías de revestimiento cortas

El objetivo es obtener una mejor operación de cementación a través de una mayor remoción de lodo durante la operación, esto es debido a la excentricidad de la tubería, lo que provoca que la sección transversal del cemento sea una media luna en lugar de un anillo anular.

El movimiento de las TR'S cortas puede aplicarse más a través de rotación o reciprocación o ambas en forma alternada o simultánea (ver tabla 15).

- Efecto del movimiento de tuberías de revestimiento sobre la eficiencia de desplazamiento.

Las eficiencias de desplazamiento han sido estudiadas para efectos de régimen de flujo, movimiento de tubería y uso de raspadores.

De acuerdo con dichos estudios se concluyó que la rotación es el mejor medio de remoción del lodo, especialmente en una tubería excéntrica. La rotación mostró ejercer una fuerza de arrastre sobre el lodo en el lado estrecho del agujero, causando que el lodo sea trasladado al lado amplio del espacio anular donde es más fácil desplazarlo por cemento, de ahí que la rotación ayude a colocar cemento en la irregularidad del pozo.

La reciprocación es el medio más popular desde 1940 debido a su costo y facilidad de aplicación, sin embargo, ejerce presiones de suaveo y surgencia en el fondo del pozo, se proporciona mayor velocidad del fluido y ayuda a romper el lodo gelificado en zonas lavadas del agujero, sin embargo no es suficiente para que el cemento llene el área donde la TR corta y agujero hacen contacto.

- Factibilidad del movimiento de la tubería corta.

Las condiciones del pozo indicaran que tipo de movimiento es posible aplicar, por ejemplo, un arrastre excesivo puede impedir la reciprocación de la tubería y si el torque no es alto, es posible dar rotación

Tabla 15. Estudio de desplazamiento de lodo

Efecto del movimiento de la tubería y raspadores
(Densidad de cemento - Densidad de lodo)

PRUEBA NO.	RÉGIMEN DE FLUJO	TIPO DE MOVIMIENTO	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO, %
3	Laminar	Ninguno	60
10	Turbulento	Ninguno	66
24	Laminar	ROT - 16	84
25	Turbulento	ROT - 16	83
26	Laminar	RCP - 1.5	77
27	Turbulento	RCP - 1.5	79
34	Laminar	RCP - 16*	93
35	Turbulento	ROT - 16*	92
36	Turbulento	RCP - 1.5*	90

ROT - ROTACIÓN, rpm; RCP - RECIPROCACIÓN
* USO DE RASPADORES

Tabla 16. Efecto del movimiento de tubería en pozos horizontales

(Asentamiento de lodo -80° de desviación)

TIPO DE MOVIMIENTO	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO (%)
NINGUNO	50
ROTACIÓN	100
RECIPROCACIÓN	99
ROTACIÓN Y RECIPROCACIÓN	100

Existen dos causas principales de arrastre y torque excesivo:

- a) "Pata de perro" que pueden dar lugar a formaciones de "ojos de llave".
- b) Falta de limpieza del agujero

La mayoría de las operaciones de rotación son realizadas con colgadores de anclaje mecánico y son ligeramente más robustos y más confiables para trabajos de alta presión (pozos profundos).

- Aspectos operativos del movimiento de TR'S cortas.

➤ Rotación de TR'S cortas

Ventajas:

- Se elimina el riesgo de falla en la operación de colgar y soltar la TR corta, debido a que la tubería de perforación y herramienta soltadora pueden liberarse previo a la cementación.

Desventajas:

- Se reduce el área de flujo alrededor del colgador incrementando densidades equivalentes de circulación y con ello el potencial para causar pérdidas de circulación y si el espacio anular contiene recortes y enjarre puede causar puenteo incrementando la posibilidad de fraguado prematuro del cemento.

- **Reciprocación de TR'S cortas**

Ventajas:

- Sin colgar la TR corta se tiene la opción de alternar entre reciprocación (si el torque es demasiado alto) y rotación (si hay demasiado arrastre), esto no puede hacerse con colgadores rotatorios.
- No existe restricción al flujo por efecto de cuñas durante la cementación debido a que el colgador no esta anclado.
- Debido a que no existe movimiento relativo entre la TR corta y la herramienta soldadora, no hay perturbación de los sellos de la válvula de charnela o cople recuperable, el agujón no puede salirse del colgador durante la cementación como resultado de la contracción por temperatura, presión diferencial o deslizamiento hacia abajo del colgador y es menos probable el corte prematuro de los pernos que sujetan el tapón limpiador de la TR corta.

Desventajas:

- Se incrementa el riesgo de no poder anclar el colgador y soltar la TR corta al terminar la operación, debido a que normalmente el cemento cubre totalmente la cima de la tubería.
- Ejerce presiones de suaveo y surgencia que puede causar pérdida de circulación o flujo de formación.
- Si la TR corta se pega durante el movimiento reciprocante mientras se cementa, puede quedar en compresión y causar pandeo.
- Si la TR corta se pega en la carrera ascendente, puede quedar sin entubar parte de la formación productora o zona de pérdida de circulación.

Los colgadores empleados para reciprocación de TR'S cortas pueden ser convencionales de anclaje hidráulico o mecánico. Las TR'S cortas se han reciprocado exitosamente en carreras de 20-30 pies, con velocidades de 1-2 ciclos/min.

- Rotación y reciprocación de TR'S cortas

Se utilizan colgadores hidráulicos convencionales (sin cojinetes) los cuales se anclan al término de la operación con la llegada del tapón de desplazamiento, sin anclar el colgador ni liberar la herramienta soltadora, se tiene la capacidad de rotar y/o reciprocación la TR antes y durante la operación de cementación, también es posible utilizar colgadores hidráulicos con cojinetes en pozos convencionales (ver figs. 75 a 78).

MÉTODOS DE ROTACIÓN.

⇒ Unión giratoria

Es el método más confiable pero el más caro, consiste de una unión giratoria hidráulica especial con un manifold de cementación y alojamiento para tapones integrados.

⇒ Mesa rotaria

Debido a su simplicidad, seguridad y menor costo, es el más recomendable pero debe contar con un buen control de bajas revoluciones por minuto.

⇒ Llaves de potencia

Su uso es reducido debido a que se duda de su capacidad para proporcionar un servicio continuo.

Causas y fallas en la rotación de TR'S cortas.

Las razones por las cuales puede fallar la operación son:

- Torque inicial insuficiente. Es la causa más común, es necesario calcular el torque superficial máximo permisible para iniciar rotación.
- Desviación o problemas del pozo. Deben evitarse las "patas de perro", algunas veces deben suavizarse o ampliarse, problemas de derrumbes o puenteo son críticos en TR'S cortas.
- Problemas con centradores. Algunas veces se han encontrado piezas de centradores en canastas chatarreras y en otros casos se han recuperado en la sarta de corrida de la TR corta
- Incremento excesivo del torque. Conociendo el torque superficial máximo permisible, ayudaría a resolver este problema, por otro lado, baches lavadores que eliminen el enjarre pueden ser útiles en obtener torques bajos.
- Pegadura diferencial. Este problema esta asociado con presiones diferenciales altas.

Tabla 17. Efecto de temperatura sobre el tiempo de espesamiento y resistencia compresiva

CONCENTRACION DE RETARDADOR (%)	TIEMPO DE ESPESAMIENTO (HORAS:MIN)		RESISTENCIA COMPRESIVA A 300 °f (lb/pg ²)	
	295 °F	340 °F	12 hrs.	24 hrs.
0.6	4:25	1:05	3 500	5 500
1.1	8:00 +	4:05	no fraguo	no fraguo

(Cemento clase E; 35% harina sílica; retardador y 38% de agua de mezcla).

Tabla 18

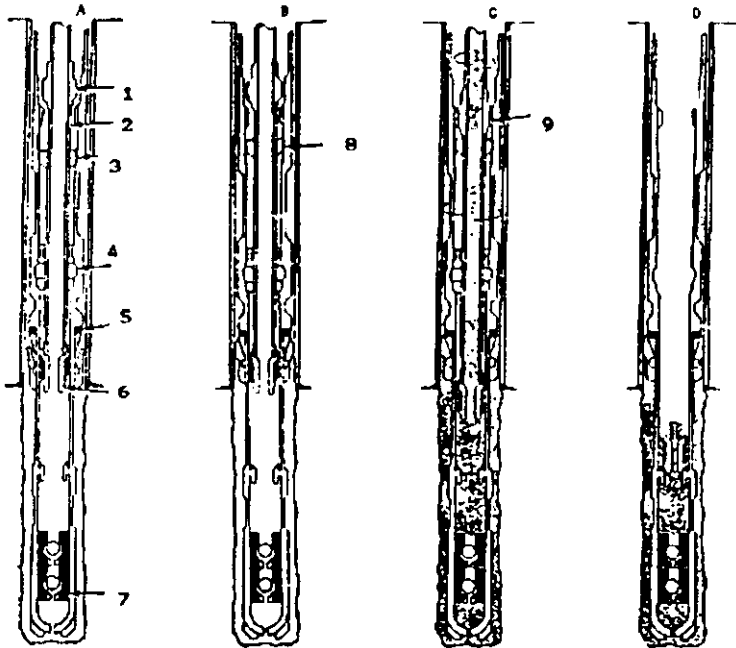
D.E. DE TR CORTA (pg)	PROF. TOTAL (m)	LONGITUD DE TR CORTA (m)	DESVIACIÓN MÁXIMA (grados)	TORQUE (lb-pic)
4 1/2	2236	344	3 1/2	750
"	2237	278	3	1300
"	2396	385	4	1050
"	2896	781	2	3000
5	2991	657	3	1350
"	2993	751	9	1640
"	3111	803	-	1350
"	3165	852	-	1250
"	3207	899	-	1950
"	3613	424	-	1400
"	3683	701	-	2250
"	3811	197	1/2	1800
"	1009	274	-	1200
7	3235	526	3/4	2700
"	3650	640	-	3650
7 5 8	3008	1016	-	3800
				MIN MAX
• 5	4443	475	1-10	6500 7350
• "	5419	718	7	5500 9500
• 7	2336	760	7	3240
• "	3331	548	7	3000 7785
• "	4053	558	7	4250 5700
• "	4089	661	1-11	3900 7800
• "	4852	730	3	9065-12025
• 7*	4735	1070	37	9000-17400

- Pozo desviado
- * Pozos marinos perforados con una plataforma semisumergible

Tabla 19

COMPANIA	NO. DE OPERACIONES
Lindsey Completion System ⁴⁵	45
Exxon Company ²⁵	28
Sun E & P Co. ⁴⁹	9
Ashland exploration ⁵¹	5
Continental Netherlands Oil Co. ³⁶	6
BP Petroleum Development ⁴⁴	8
Texas Iron Works Inc. ⁵⁰	19
	120

Cabe señalar que estas operaciones fueron realizadas en pozos convencionalmente verticales o rectos.



- 1 Block rotatorio
- 2 Flecha (kelly)
- 3 Tuerca soltadora
- 4 Cople recuperable o perforable
- 5 Colgador con cojinete
- 6 Tapón limpiador de TR corta
- 7 Zapata flotadora
- 8 Tuerca soltadora liberada
- 9 Block rotatorio enganchado

Figura 73

Secuencia para una operación de cementación típica de TR corta usando un colgador rotatorio convencional.

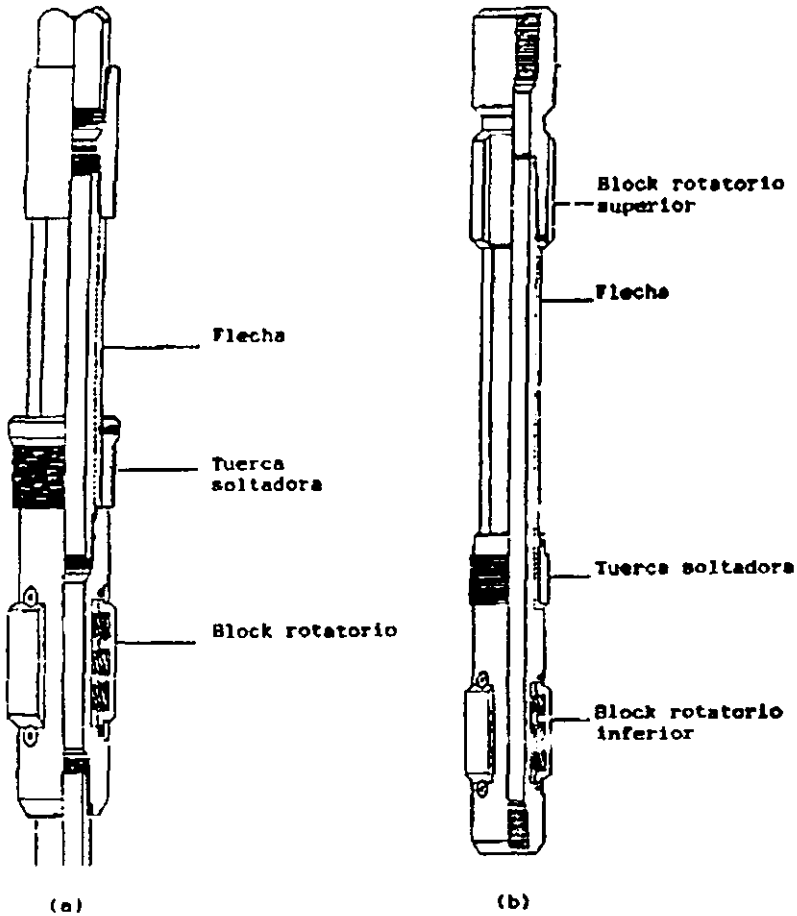


Figura 76 (a) Herramienta soldadora utilizada en operaciones de rotación convencional.
 (b) Herramienta soldadora usada en operaciones con rotación y/o reciprocación.
 El copele soldador utilizado para rotar TR's cortas tiene un engrane en el cual se enganchan los blocks rotatorios para transmitir la rotación.

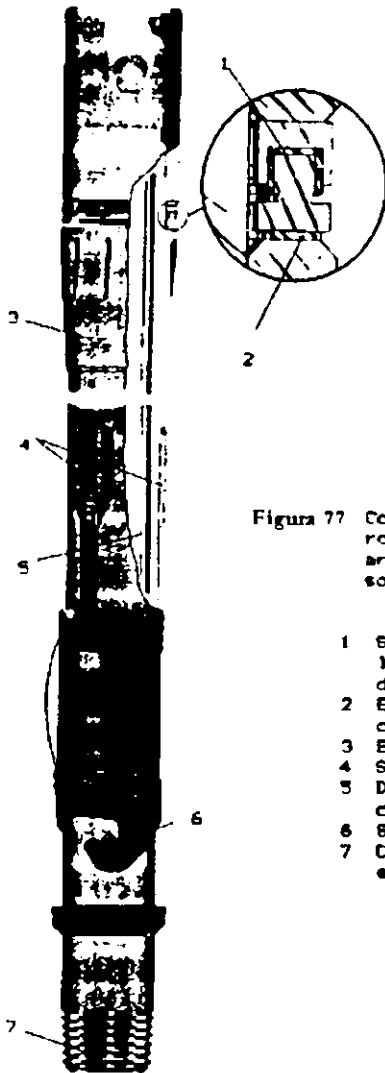


Figura 77 Colgador mecánico que permite rotación de TR's cortas después de anclar y liberar la herramienta soltadora.

- 1 Superficies selladas del cojinete las cuales son de resina laminada de fluorocarbono/nylon.
- 2 Elemento de cobre/berilio sirve como un cojinete secundario.
- 3 Ensamble de conos.
- 4 Sistema de cuñas.
- 5 D.I. de la TR corta a lo largo del cuerpo del colgador.
- 6 Sistema de anclaje tipo "J"
- 7 Conexión premium maquinada sobre el cuerpo del colgador.

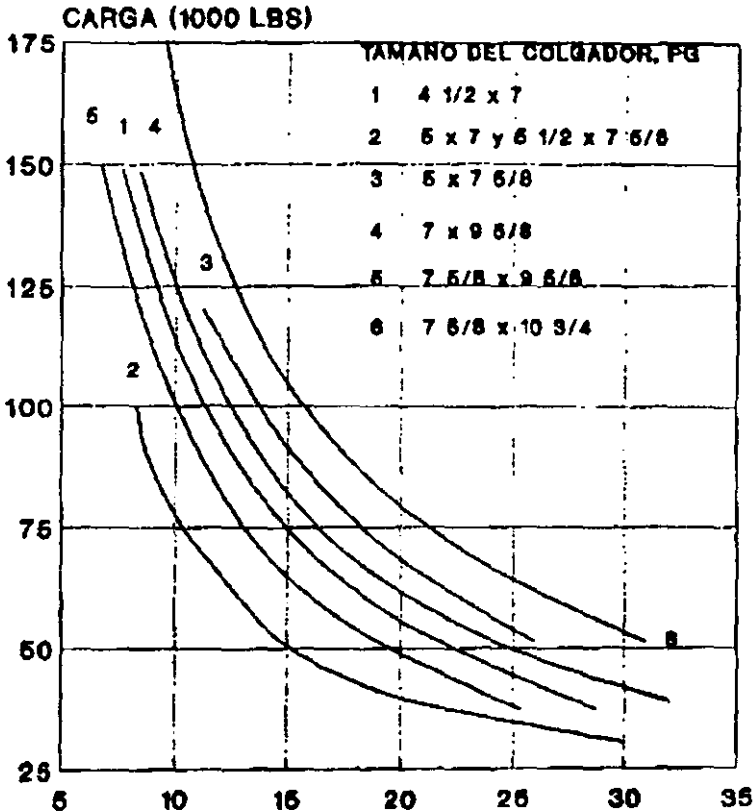


Figura 78 VELOCIDAD DE ROTACION (RPM)

5. 5. SELECCIÓN DE BARRENAS DE PERFORACIÓN

Sin lugar a dudas, la selección y operación óptima de las barrenas de perforación es otro tópico en el cual, para la perforación profunda, se requiere de una atención especial. En esta selección se puede optimizar considerablemente la perforación de pozos profundos, con lo que respecta a este tema se han desarrollado varias innovaciones recientemente que permiten llevar a cabo la perforación de pozos profundos en menor tiempo y costo, en estas innovaciones se encuentran indudablemente las barrenas de diamante policristalino compacto, el empleo de motores de fondo y turbinas para perforar y practicas mejoradas de selección y optimización de los parámetros de operación de las barrenas de perforación.

En este capítulo se tratara de cubrir todos los aspectos importantes de la selección y optimización del empleo de barrenas de perforación.

5. 5. 1. CLASIFICACIÓN DE LAS BARRENAS DE PERFORACIÓN

Existen diferentes tipos y diámetros disponibles de barrenas para la perforación de pozos petroleros, estos tipos difieren por su estructura de corte, por el tipo de rodamiento cuando son de conos y por los materiales utilizados en su construcción.

Las barrenas de perforación están clasificadas de acuerdo a su estructura de corte en:

- Barrenas tricónicas (ver fig. 85 y 86)
- Barrenas de diamante natural (ver fig. 89)
- Barrenas de diamante policristalino compacto (PDC) (ver fig. 87 y 88).

Las barrenas se fabrican para perforar cuatro diferentes tipos de formaciones que dependiendo de su dureza son: suaves, medias, duras y extraduras (ver fig. 79).

➤ Barrenas tricónicas

Las barrenas que se constituyen de tres conos que giran sobre su eje, las hay de diferentes fresados (maquinados) y o insertos de carburo de tungsteno. por el sistema de rodamiento pueden clasificarse como balero estándar, balero sellado y chumacera, por el tipo de salida para el lodo, pueden ser de toberas o convencionales (casos especiales) (ver fig. 80 y tabla 21 y 22).

➤ Barrenas de diamante natural.

Son cuerpos compactos (sin partes móviles) que cuentan con piedras de diamantes incrustadas parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran las formaciones por arrastre o fricción (ver fig. 81 y tabla 23).

➤ Barrenas de diamante compacto policristalino (PDC).

Parecidas a las barrenas de diamante natural, las barrenas PDC cuentan con compactos sintéticos de tamaño relativamente grande, que perforan con el mismo mecanismo de fricción o arrastre (ver fig. 82 y 83)

➤ Clasificación de las barrenas tricónicas (I.A.D.C.)

Es un sistema de clasificación estandarizado que utiliza tres dígitos A, B y C. Donde:

- ✓ "A" es el primer dígito que varía de 1 a 8 y que se encuentra subdividido en los dígitos de 1 a 3 para barrenas de dientes maquinados y de 4 a 8 para barrenas de insertos. La descripción de cada uno de estos dígitos depende de la dureza de la roca.

El primer dígito identifica dos situaciones: el tipo de estructura de corte y el tipo de formación en un rango de variación entre el 1 al 8 de la siguiente manera:

1. Dientes fresados formación blanda
2. Dientes fresados formación media
3. Dientes fresados formación dura
4. Dientes de insertos formación muy blanda
5. Dientes de insertos formación blanda
6. Dientes de insertos formación media
7. Dientes de insertos formación dura
8. Dientes de insertos formación extradura

- ✓ "B" es el segundo dígito que varía de 1 a 4 y que indica cuatro subdivisiones de la dureza de la formación .

1. Suave
2. Media suave
3. Media dura
4. Dura

- ✓ "C" es el tercer dígito que varía de 1 a 9 y que indica una combinación de características especiales, estas características especiales incluyen el sistema de enfriamiento de los baleros, características direccionales, protección del calibre, etc.

1. De toberas para lodo
2. De toberas para aire, toberas para lodos y dientes T
3. Protección del calibre
4. Balero sellado
5. Balero sellado y protección del calibre
6. Chumacera sellada
7. Chumacera sellada y protección del calibre
8. Para perforación direccional
9. Otras

Por ejemplo:

517. Es una barrena de insertos para formación blanda, suave con chumacera sellada / protección del calibre.

Según el fabricante:

S84 F	Security
J22	Hughes
FP 51 A	Reed
F2	Smith

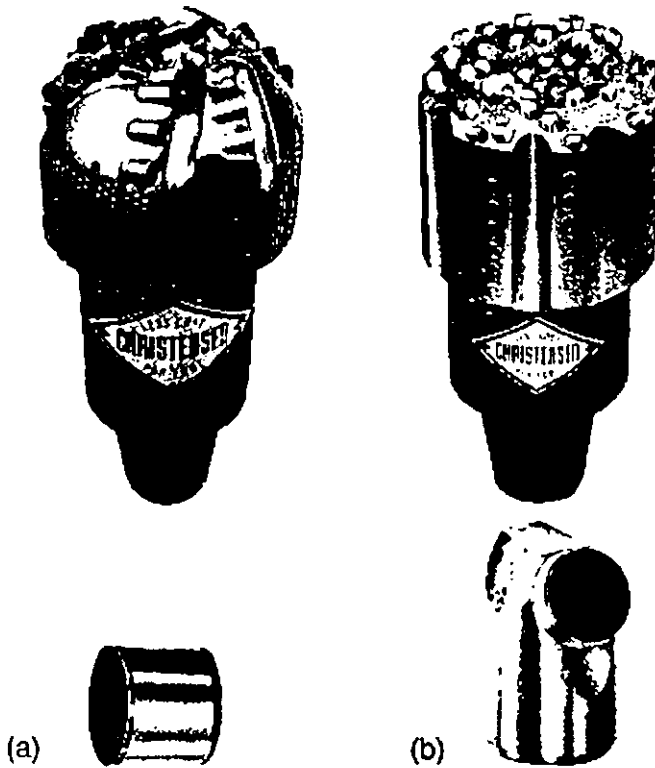


Figura 82 Ejemplo de barrenas PDC

➤ Clasificación de las barrenas de fricción (I.A.D.C.)

También se cuenta con una clasificación para barrenas de fricción, la cual consiste de cuatro características, el primer carácter indica el tipo de cortar material del cuerpo, el segundo carácter indica el perfil de la barrena, el diseño hidráulico se representa por el tercer carácter y por último el tamaño y densidad del cortador esta indicado por el cuarto carácter (ver fig. 84).

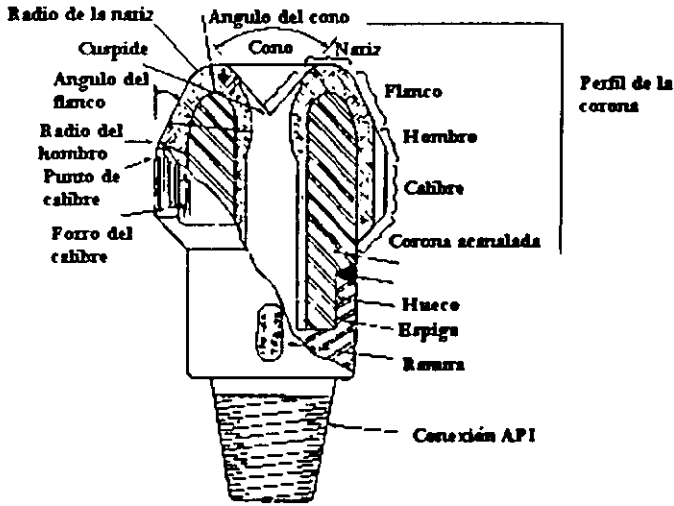


Figura 83. Nomenclatura de la barrena PDC

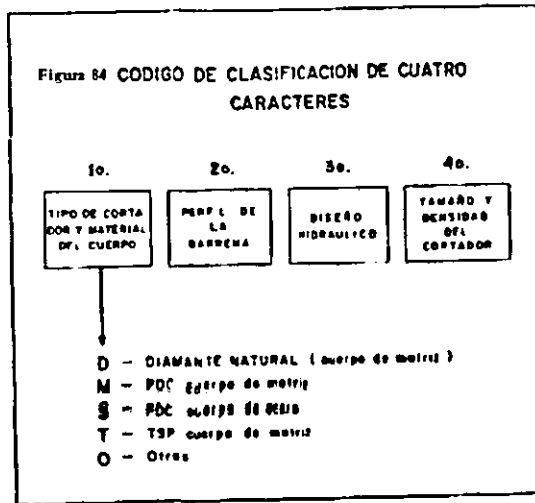
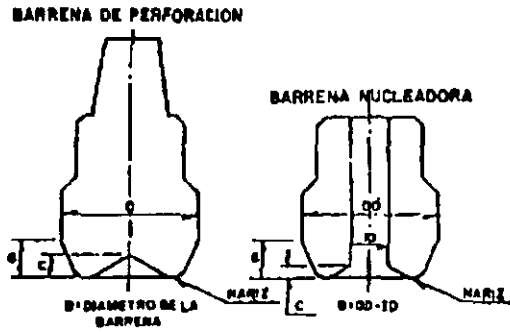
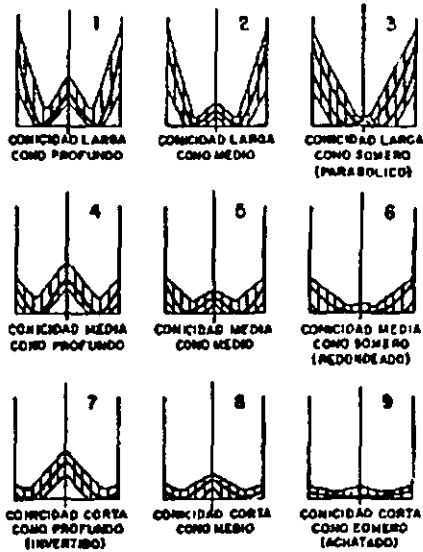


Figura 85
PERFILES DE BARRENAS



B = ALTURA DEL CALIBRE	C = ALTURA DEL CONO		
	ALTA $C > \frac{1}{2}D$	MEDIA $\frac{1}{2}D < C < \frac{3}{4}D$	BAJA $C < \frac{1}{2}D$
ALTO $B > \frac{1}{2}D$	1	2	3
MEDIO $\frac{1}{2}D < B < \frac{3}{4}D$	4	5	6
BAJO $B < \frac{1}{2}D$	7	8	9

Figura 86
PERFILES DE BARRENAS



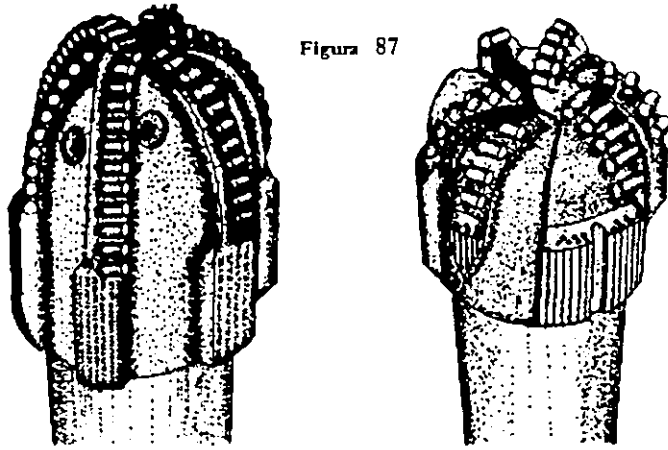


Figura 87

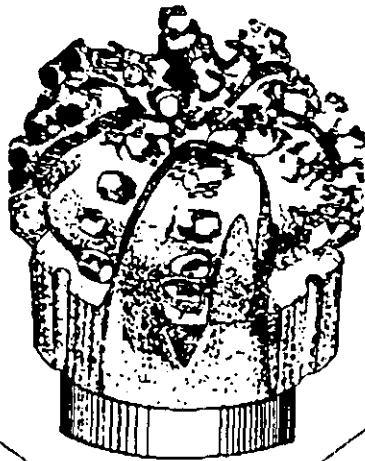
M 346

PDC CUERPO DE MATRIZ ←

→ PDC DE TAMAÑO MEDIO CON ALTA DENSIDAD DEL CORTADOR

↓ CONICIDAD ALARGADA PERFIL PARABOLICO

↓ ABANICO CON TOBERAS REPLAZABLES



PDC CUERPO DE MATRIZ

TAMAÑO Y DENSIDAD DE LOS CORTADORES MEDIO

PERFIL CONCAVO ACHATADO

M646

JETS INTERCAMBIABLES EN CARA ABIERTA

Figura 88

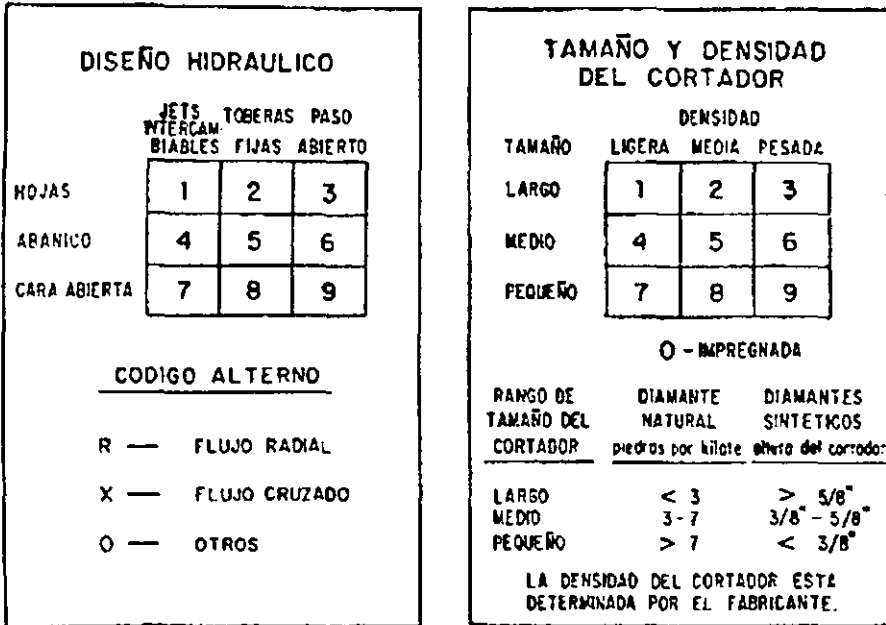


Figura 89

5. 5. 2. SELECCIÓN DE BARRENAS DE PERFORACIÓN

La selección de la barrena requiere de la evaluación de numerosos factores que son:

- Dureza y abrasividad de la formación
- Geometría del pozo
- Control direccional
- Sistemas de rotacion
- Tipo de lodo

El proceso de selección de barrenas de perforación consiste de varias etapas que son las siguientes:

- a) Selección cualitativa de la barrena. En esta etapa simplemente se selecciona la barrena a utilizar comparando la dureza con el tipo de barrena a emplear, esta etapa se debe considerar cualitativa y preliminar.
- b) Comparación de la selección cualitativa con resultados específicos de la aplicación de barrenas en pozos vecinos al pozo prospecto, en esta etapa se pueden seleccionar con mayor detalle las barrenas que han funcionado más económicamente en los diferentes intervalos de la perforación del pozo.
- c) Empleando modelos de optimización se puede determinar tanto la barrena como las condiciones óptimas a emplear para minimizar el costo de perforación.
- d) Detectar los posibles intervalos en los que se pueden emplear barrenas de perforación de mayor rendimiento, pero de mayor costo por unidad, este análisis se conoce como el análisis de Breakeven.
- e) En el análisis debe de incluir la posibilidad del empleo de turbinas o motores de fondo con la finalidad de reducir aun más el tiempo y costo de perforación.

Tabla 20. Clasificación ampliada de la IADC/API

DESCRIPCION	Co. Ipc	Código IADC/API
Formaciones Muy Débiles - alta plasticidad con baja resistencia (margas y arcillas)	< 1500	116-437
Formaciones Débiles - baja resistencia (margas, evaporitas y lutitas)	1500 - 3500	126-571
Formaciones Débiles a Medianamente débiles - baja resistencia, interlaminaadas con secuencias de alta resistencia (lutitas, pisarras, lignitos)	3500 - 7500	136-537,617
Formaciones medianamente duras - alta densidad, alta resistencia, pero sin lentes abrasivos (lutitas, areniscas y carbonatos)	7500-15000	216-627
Formaciones duras - alta resistencia, con lentes abrasivos (areniscas, limolitas y dolomitas)	15000 - 30000	316-737
Formaciones extremadamente duras resistencia muy alta, muy abrasivas (rocas ígneas y metamórficas)	> 30000	837

Tabla 21. Peso requerido en las barrenas triconicas

DIAM. DE BNA.	FORM. SUAVE	FORM. MEDIA	FORM. DURA
14 1/4 - 12 1/4	8-12 TON.	12-16 TON.	15-22 TON.
9 1/2 - 8 1/2	6-10 TON.	9-15 TON.	14-18 TON.
6 1/2 - 5 7/8	6-8 TON.	7-9 TON.	9-12 TON.

Tabla 22. Rotaria requerida en las barrenas triconicas

DIAM. DE BNA.	FORM. SUAVE	FORM. MEDIA	FORM. DURA
15 ¼ - 12 ¼	130-160 RPM.	80-110 RPM.	50-70 RPM.
10 ½ - 8 ½	120-150 RPM.	80-110 RPM.	50-75 RPM.
6 ½ - 5 7/8	100-120 RPM.	80-100 RPM.	50-70 RPM.

Tabla 23

GUÍA DE SELECCIÓN DE BARRENAS DE DIAMANTE				
FORMACIÓN	TIPO DE ROCA	BARRINAS PDC	BARRINAS DN	BARRINAS ISP
		CODIGO IADC		
Formación suave con capas pegajosas Y baja resistencia compresiva	Lutita marga	M 314 M 611 M 612 M 672 M 342		
Formación suave con baja resistencia compresiva y alta perforabilidad	Marga Sal Anhidrita Arcilla	M 312 M 645	D 2 R 1 D 1 X 2	
Formación suave a media con baja resistencia compresiva	Arena Arcilla Yeso	M 646 M 346 M 256	D 2 R 2 M 2 6 3	I 2 R 8 I 6 4 6
Formación media a dura densa con alta a muy alta resistencia compresiva pero no abrasiva o con pequeñas capas abrasivas	Arcilla Mudstone Arenisca Caliza Dolomia Anhidrita		D 2 X 5 D 4 X 6	I 2 X 8 I 2 R 8
Formación dura y densa con muy alta resistencia compresiva y algunas capas abrasivas	Siltstone Arenisca Mudstone		D 5 X 9 D 4 X 9	D 5 6 0
Formación extremadamente dura y abrasiva	Cuarcita Volcanica			D 5 6 0

Tabla 24

ESFUERZOS RELATIVOS DE LA ROCA Y TIPOS DE CORTADOR RECOMENDADOS			
ESFUERZO DE LA ROCA (dureza)	ESFUERZO COMPRESIVO	TIPO DE ROCA	TIPO DE CORTADOR RECOMENDADO (Cortadores YUMBO)
Muy baja resistencia (muy suave)	< 4000 psi	Arcillas suaves y arenas no consolidadas	PDC
Baja resistencia (Suave)	4000-8000 psi	Yeso, lutita, arenisca, arcillas, evaporitas	PDC Mosaicos
Mediana resistencia (medio dura)	8000-20000 psi	Conglomerado, arena, caliza, margas, areniscas medias y arcillas duras	Algunos PDC Mosaicos TSP
Alta resistencia (dura)	16000-32000 psi	Dolomitas duras, calizas cristalinas, areniscas duras, arcillas frágiles.	Algunos TSP Mosaicos Diamante Natural
Muy alta resistencia (muy dura)	> 32000 psi	Areniscas duras, igneas cuarcitas, metamórficas	Piedras pequeñas de diamante natural.

La metodología de selección de barrenas ha sido mejorada recientemente mediante el empleo de registros mecánicos de la perforación, estos registros utilizan la información del registro sísmico, registro de densidad y registro de rayos gamma o SP para calcular las propiedades elásticas de la roca a perforar y la resistencia o dureza de la formación, con estos métodos la dureza de la formación está cuantitativamente definida y por lo tanto, la selección de la barrena es más adecuada.

Las barrenas de perforación PDC se usan comúnmente para incrementar las velocidades de perforación, pero se debe tener la extrema precaución cuando se selecciona una barrena de este tipo, las limitaciones principales de estas barrenas son: embolamiento con lutitas plásticas e inestabilidad dinámica de la barrena, se han desarrollado métodos y diseños para eliminar las limitaciones de la aplicación de estas barrenas. Actualmente se cuentan con barrenas PDC las cuales utilizan cortadores tamaño jumbo (para reducir el embolamiento con lutitas plásticas) y diseños novedosos que reducen la inestabilidad dinámica de la barrena cuando se perforan formaciones duras (ver tabla 24)

Las barrenas PDC son inherentemente desbalanceadas, no es posible diseñar una barrena perfectamente balanceada usando los largos cortadores de diamante policristalino compacto, esto es, mientras mayor sea el tamaño de los cortadores, el desbalance de la barrena aumentara. El desbalance causa orbitamiento y vibración, este problema se multiplica con los incrementos de velocidad, por lo tanto este factor se debe tomar muy en cuenta, el orbitamiento y la vibración ocasionan un incremento drástico en la magnitud del esfuerzo y el número de ciclos de esfuerzo a los cuales se encuentran sujetos los componentes rotatorios del motor de fondo, si es el caso de estar utilizando el motor de fondo (ver fig. 90).

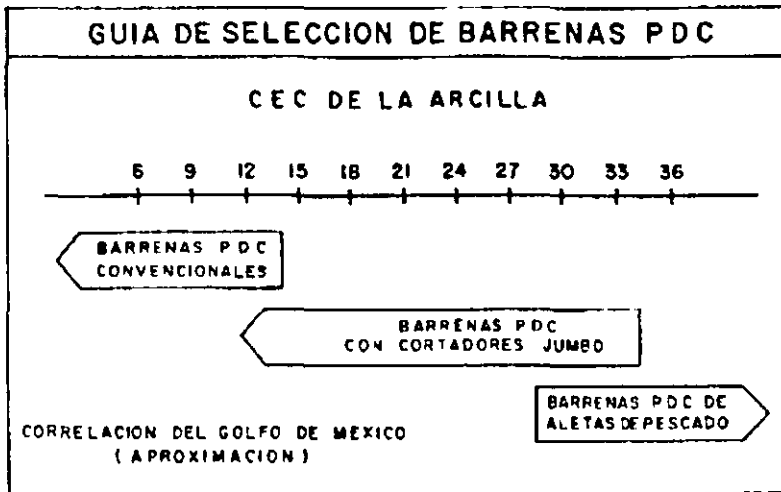


Figura 90

5. 5. 3. OPTIMIZACIÓN DEL EMPLEO DE BARRENAS

El costo de la longitud perforada por una sola barrena es la suma de tres costos:

- costo de la barrena
- costo de viajes
- costo del equipo en operación para perforar la longitud requerida

Si este costo es dividido entre la longitud perforada, el resultado será el costo por pie para un intervalo determinado, este es el costo a ser minimizado a través de la adecuada selección de la barrena, el peso sobre la misma y la velocidad de rotación.

El proceso de optimización de las barrenas consiste en la aplicación de modelos conocidos tales como el modelo de Galle y Woods, y el modelo Bourgoyne y Young. Estos modelos se han utilizado ampliamente para determinar las condiciones de peso sobre la barrena y ritmo de rotación a emplear para minimizar el costo por metro perforado. El empleo de estos modelos requiere de la determinación de varios parámetros relacionados con la perforabilidad y abrasividad de la roca, el ritmo de desgaste de dientes y baleros. Esta información puede generarse a partir del registro de barrenas de un pozo vecino y utilizarla para optimizar las condiciones de operación del pozo prospecto.

Además, es una práctica común en el campo llevar a cabo pruebas de perforabilidad para determinar los coeficientes del peso sobre la barrena (ver tabla 21) y velocidad rotaria (ver tabla 22).

Existen sistemas para la optimización de la perforación en el campo o a tiempo real. Estos sistemas permiten determinar las condiciones de operación óptimas con base a datos obtenidos un instante antes. Los sistemas consisten de la instrumentación requerida para determinar analógicamente las variables involucradas en el proceso de perforación, modelos de análisis de esta información y predicción de las condiciones de perforación necesarias para minimizar el costo por metro perforado (ver fig. 91).

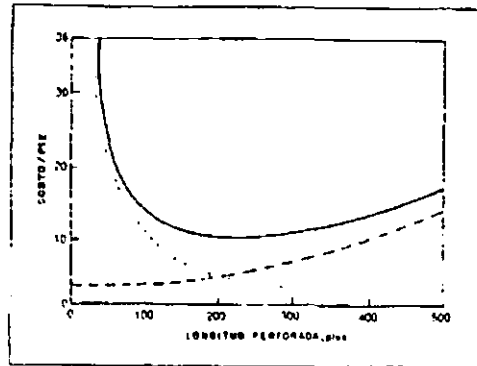


Figura 91 COSTO POR PIE

5. 5. 4. EMPLEO DE TURBINAS Y MOTORES DE FONDO PARA PERFORAR

El empleo de turbinas o motores de fondo para perforar pozos profundos es una técnica que permite hasta cierto punto optimizar la perforación de estos, sin embargo, deben definirse ciertos factores antes de decidir el empleo de estas herramientas, estos factores incluyen:

- Tipo de barrena a emplear
- Características de la formación
- Y condiciones de formación

La combinación de un motor de fondo o una turbina con una barrena de larga vida (barrena de diamante natural, PDC o una combinación) puede emplearse siempre y cuando el intervalo perforado por este sistema resulte en un costo por pie menor al obtenido con

perforación rotatoria. El costo por pie perforado se aumentará inicialmente debido al costo de la barrena de alta vida y el costo inherente a la renta de la turbina o motor de fondo.

El diseño y comportamiento de los motores de fondo y turbinas disponibles en el mercado pueden variar considerablemente, por ejemplo los motores de fondo pueden tener un diseño tal que sean de bajo torque-altas revoluciones hasta alto torque-bajas revoluciones. Los diámetros disponibles varían desde 4 1/4 pg hasta 20 pg. Este rango cubre prácticamente los posibles requerimientos de perforación, por otro lado el comportamiento de la turbina es ligeramente más complicado que el de un motor de fondo, debido a que existen ciertas condiciones de gasto, torque y velocidad a las cuales la turbina va a funcionar con máxima eficiencia.

Para poder llevar a cabo el análisis económico del empleo de motores de fondo o turbinas, se requiere de un modelo que nos permita predecir el cambio de ritmo de perforación y vida de la barrena en función del peso y velocidad rotatoria aplicadas, además deben de incluirse el costo de la barrena y el costo por renta del motor o la turbina (ver figura 92).

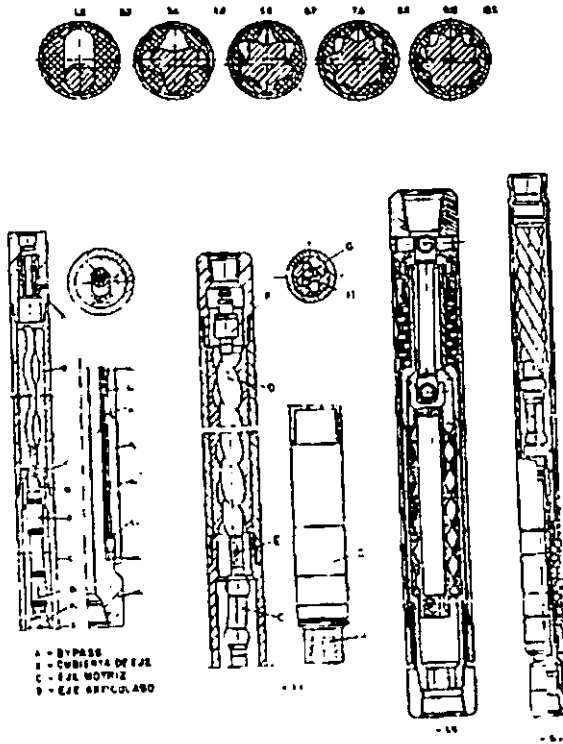


Figura 92
 CONFIGURACION DE MOTORES DE FONDO

5. 6. DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN Y APAREJOS DE FONDO

El diseño de la sarta de perforación y aparejo de fondo para perforar pozos profundos, no difiere considerablemente con el procedimiento de diseño para perforar pozos someros. Las principales diferencias consisten en el empleo de turbinas de perforación de mayor grado para resistir la tensión a la cual estarán sujetas, el empleo de la tubería ultrapesada para mantener una disminución adecuada entre la rigidez de los componentes de la sarta, y el aparejo adecuado para controlar la desviación de pozos, así mismo, los problemas de vibración son aparentemente más severos debido a que la dureza de la roca a perforar es mayor.

En este capítulo se revisará el procedimiento general de diseño de sartas de perforación y aparejos de fondo enfatizando los cálculos relevantes para sartas empleadas en pozos profundos.

5. 6. 1. COMPONENTES Y FUNCIONES

La sarta de perforación tienen básicamente las siguientes funciones generales:

- Proporcionar un conducto al fluido del equipo a la barrena.
- Transmitir el movimiento de rotación a la barrena.
- Permite aplicar peso a la barrena.
- Permite bajar y subir la barrena dentro del pozo
- Proporciona cierta estabilidad al conjunto de fondo para minimizar la vibración.
- Permite pruebas de presión a través de la tubería de perforación
- Permite la evaluación de las formaciones cuando las herramientas de registros no pueden correrse en agujero descubierto
- Colocar liner
- Herramientas de pesca

La sarta de perforación consiste básicamente del aparejo de fondo, tubería extrapesada y tubería de perforación. El aparejo de fondo puede estar constituido por los siguientes componentes (ver fig. 93):

- Lastrabarreras
- Estabilizadores
- Martillo
- Amortiguador de vibración
- Motor de fondo o turbina
- MWD
- Barrena

- Nueva - Nunca ha sido usada
- Premium - Uso uniforme y un mínimo de espesor de pared de 80% del original
- Clase 2 - Tubería con un espesor de pared mínimo del 65%.
- Clase 3 - Tubería con un espesor de pared mínimo del 55%.

La tubería de perforación esta disponible en varios rangos de longitud:

RANGO	LONGITUD, Pies
1	18 - 22
2	27 - 30
3	38 - 40

siendo el rango 2 el más común

JUNTAS DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN

- ◆ IEU (Internal-External UPSET): el diámetro de la junta es mayor que el de la tubería de perforación y el diámetro interior es menor que el de la tubería
- ◆ IF (Internal FLUSH): el diámetro interior de la junta es aproximadamente igual al de la tubería, el exterior es mayor
- ◆ IU (Internal UPSET): el diámetro interior de la junta es menor que el de la tubería, el diámetro exterior es aproximadamente el mismo que el de la tubería

TUBERÍA DE PERFORACIÓN EXTRAPESADA

El espesor de pared de esta tubería es de dos o tres veces mayor que el de la tubería de perforación, esta tubería proporciona los siguientes beneficios:

1. Reduce las fallas de tubería de perforación debidas a reducción abrupta de rigidez de sarta en la zona de lastrabarrenas.
2. Incrementa significativamente el rendimiento y capacidad de profundidad de equipos chicos en áreas de perforación someras.
3. Proporciona ahorros sustanciales en los costos de perforación direccional, por sustituir parte de la longitud de lastrabarrenas, reduciendo el torque y decreciendo la tendencia al cambio de dirección

Las juntas de esta tubería son más largas de lo normal, esta tubería tiene, además, menor contacto con la pared de pozo que los lastrabarrenas reduciendo los riesgos de pegadura por presión diferencial.

LASTRABARRENAS

Los lastrabarrenas son los componentes predominantes del aparejo de fondo, algunas de las funciones de estos son:

- ◆ Proporcionar peso sobre la barrena
- ◆ Proporcionar la resistencia necesaria para trabajar en compresión
- ◆ Minimizar los problemas de la estabilidad de la barrena como vibración
- ◆ Minimizar los problemas de control direccional al proporcionar rigidez al conjunto de fondo

Los lastrabarreras están disponibles en varios diámetros y formas: redondos, cuadrados, triangulares, ranurados en espiral.

ESTABILIZADORES

Este componente se emplea para proporcionar estabilidad al aparejo de fondo, dependiendo del número y posición de estabilizadores se tendrá un aparejo para disminuir, mantener o aumentar ángulo de desviación (ver fig. 94).

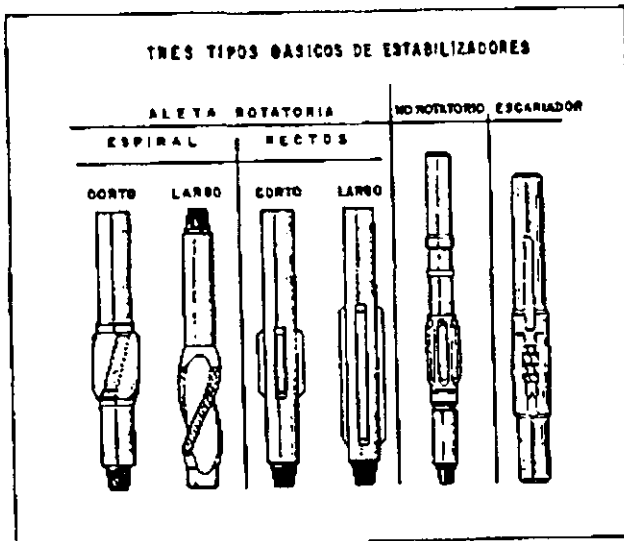


Figura 94 EJEMPLOS DE HERRAMIENTAS USADAS EN LOS CONJUNTOS DE FONDO.

LONGITUD DE LA TUBERÍA EXTRAPESADA

La longitud de la tubería extrapesada se determina a partir de las condiciones a perforar y experiencia en el área, usualmente se utilizan de 15 a 20 tramos de esta tubería entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación (ver fig. 95).

LONGITUD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

TENSION. La tensión es evaluada después de que los pesos, grados y longitudes han sido establecidas para el diseño por colapso, el factor de flotación es incluido, la línea de diseño por tensión es establecida como la máxima carga tomando en cuenta tres consideraciones, jalón, factor de diseño y carga en las cuñas (ver fig. 96).

JALÓN. Un rango típico es 50,000 – 1000, 000 lb. Factor de diseño. El valor varía de 1.0 – 1.50, el principal propósito del factor de diseño es asegurar un sobre-diseño para evitar problemas (ver fig. 97)

CARGA TANGENCIAL EN LAS CUÑAS. Durante viajes, se utilizan cuñas para sostener la sarta de perforación mientras se desconectan dos lingadas, las cuñas producen un esfuerzo radial, el cual a su vez incrementa la tensión en el punto donde están colocadas las cuñas. Este efecto debe de ser considerado en el diseño de la tubería de perforación sobre todo para pozos profundos, debido al nivel de pesos que durante la perforación de estos se utiliza

ESTALLAMIENTO. Existen ciertas operaciones en las cuales la presión interna en la tubería de perforación no es igual a la presión externa de la misma. Una de estas operaciones como ejemplo es la prueba de formación (DST) empleando la sarta de perforación. Cuando estas operaciones se van a realizar se debe de chequear la resistencia a la

presión interna y al colapso de la tubería para evitar dañarla. esto se puede realizar en forma similar al análisis empleado en el diseño por presión interna y colapso para tuberías de revestimiento (ver figs. 98 a 100).

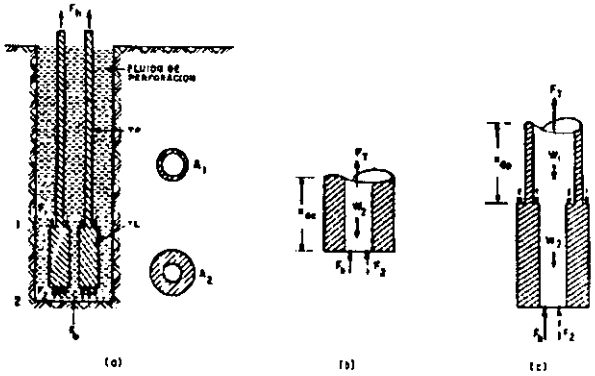
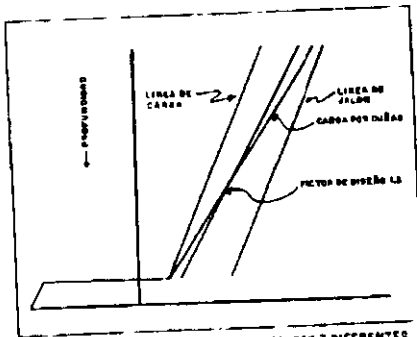
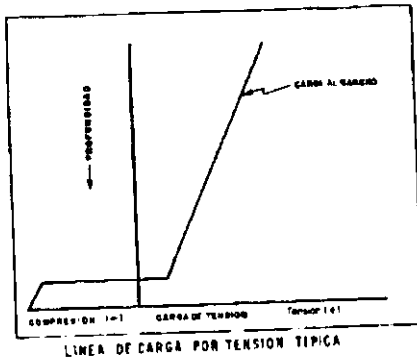
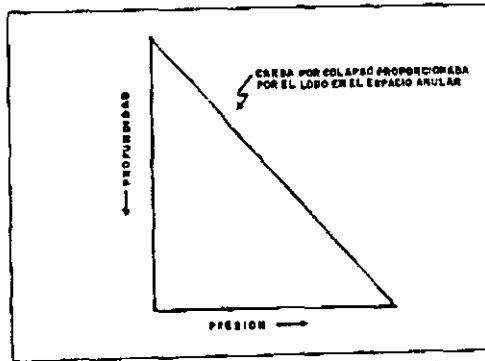
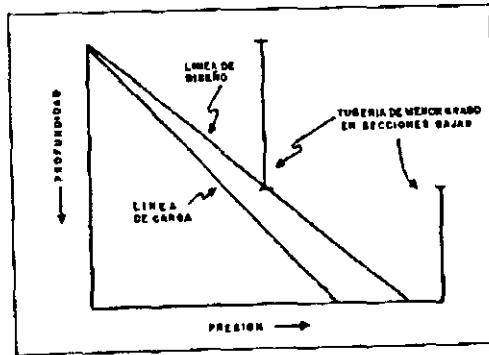


Figura 95 EFECTO DE LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA EN FORMA DE FUERZAS AXIALES SOBRE LA TUBERÍA. DISEÑO DE LA BARTA 6) DIAMETRO DE COEPLUMPE PARA TL Y 6) PARA TP





CARGAS DE COLAPSO EN TP RESULTANTES DE UN SISTEMA DE PRUEBA



LINEA DE DISEÑO DE COLAPSO PARA TP.

Figura 97

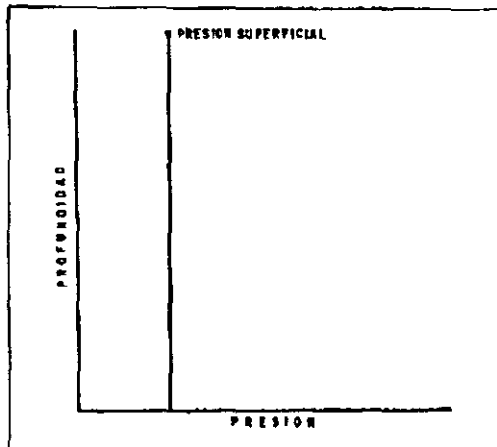
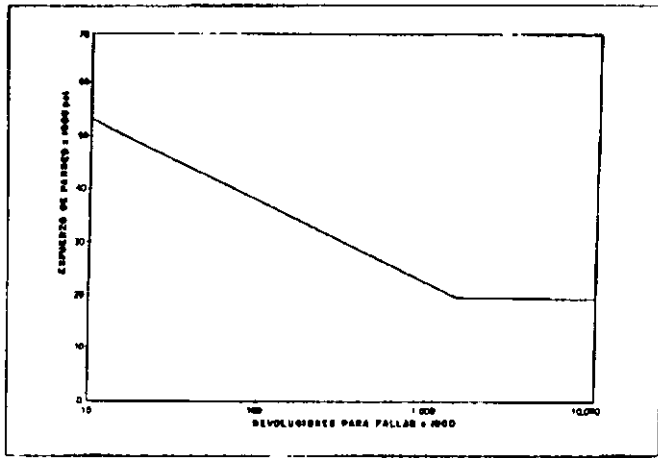
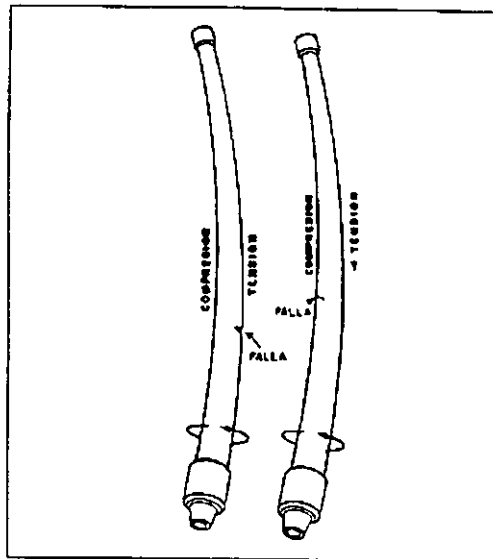


Figura 98 CONSIDERACIONES DE ESTALLAMIENTO.



CURVA 3-4 PARA TUBERÍAS DE ACERO.

Figura 99



TP EN ROTACION.

Figura 100

5. 6. 2. DISEÑO DEL APAREJO DE FONDO PARA EL CONTROL DE LA DESVIACIÓN

Es común encontrar problemas graves de desviación de pozos durante la perforación profunda, varios son los factores que afectan la desviación el pozo, estos factores se pueden clasificar en: configuración del aparejo, condiciones de operación, condiciones del agujero, condiciones geológicas e interacción roca-barrena.

El problema de la desviación de pozos ha sido estudiado por muchos investigadores, pero debido a la complejidad del fenómeno no se tiene aun una solución práctica al problema, se han desarrollado simuladores para predecir el comportamiento del aparejo de fondo en estados estáticos y dinámicos, el resultado de esta simulación usualmente provee la fuerza de desviación que estará actuando en la barrena, sin embargo, esta información no es lo suficientemente práctica como para poder diseñar los aparejos y controlar la desviación.

Debido a lo anterior, se ha tratado de simplificar el problema obteniendo buenos resultados, la simplificación consiste en considerar únicamente los factores importantes que causan desviación del pozo. Se ha determinado que los factores importantes son los siguientes:

- ◆ Echado de la formación
- ◆ Configuración del aparejo de fondo
- ◆ Peso sobre la barrena
- ◆ Diámetro del pozo

Una posible solución práctica a este problema es el de tratar de compensar las fuerzas de desviación debidas a la geología con el diseño del aparejo de fondo.

Existen sin embargo, configuraciones de aparejo de fondo reconocidas y útiles para aumentar, mantener o disminuir ángulo de inclinación.

FACTORES QUE AFECTAN
EL COMPORTAMIENTO
DEL APAREJO DE FONDO

- Configuración del aparejo
- Condiciones de operación
- Condiciones del agujero
- Condiciones Geológicas
- Interacción Roca- Barrena

CONFIGURACIÓN DEL APAREJO

- Forma. Dimensiones y localización de cada componente en el aparejo
- Peso de cada componente
- Rigidez
- Diámetro de la barrena

CONDICIONES DE OPERACIÓN

- Carga axial (PSB)
- Velocidad de rotación (RPM)
- Densidad del fluido de perforación

CONDICIONES DEL AGUJERO

- Inclinación y dirección del agujero
- Calibración del agujero
- Coeficiente de fricción

CONDICIONES GEOLÓGICAS

- Echado y buzamiento de la formación

VIBRACION DE LA SARTA Y CONTROL

Usualmente la longitud de lastrabarras se calcula sobre la base de un factor de flotación, las frecuencias e inercia del aparejo de fondo no se toman en consideración, debido a esto, es posible que la longitud de lastrabarras se seleccione inintencionalmente y la cual resulte en vibración de sarta.

La sarta puede vibrar en tres modos: axial, tangencial y radial. En cualquier sistema mecánico, las vibraciones severas ocurren cuando existe el fenómeno de resonancia, la resonancia sucede cuando la fuerza de excitación es igual a la frecuencia natural del sistema.

La frecuencia natural del sistema se puede calcular considerando los lastrabarras fijos en la barrena de perforación y libres en la tubería de perforación, la frecuencia de la fuerza de excitación se origina en la interacción barrena – roca, para barrenas tricónicas la frecuencia se ha determinado que es igual a tres ciclos por revolución.

Los métodos de control de la vibración consisten en evitar el fenómeno de resonancia, para esto podemos emplear los siguientes:

- ◆ Cambiar la frecuencia natural de la sarta
- ◆ Cambiar la fuerza de excitación
- ◆ Amortiguación
- ◆ Eliminar la fuerza de excitación

5. 6. 3. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

TUBOS LASTRABARRENAS

Es la primer sección en ser diseñada, la longitud y diámetro afecta el tipo e tubería de perforación que se utilizara.

La selección de los tubos lastrabarrenas esta normalmente basada en:

- a) Consideraciones de pandeo en la parte inferior de la sarta cuando se aplica peso sobre la sarta
- b) Usar un suficiente número de lastrabarrenas para evitar someter la tubería de perforación a compresión.

MÉTODO EL FACTOR DE FLOTACIÓN

El factor de flotación es determinado comúnmente por:

$$BF = 1 - WW / 65.5 \quad 69$$

Donde:

BF - factor de flotación, adimensional

WW - peso del lodo, lb/gal

65.5 = peso de un galón de acero, lb/gal

el peso sobre la barrena disponible (ABW) con el método del factor de flotación se calcula con:

$$ABW = (\text{peso de los lastrabarras en el aire}) * BF \quad 70$$

La longitud requerida para alcanzar un ABW determinado es calculado como sigue:

$$L = ABW / (BF * CW) \quad 71$$

ABW = peso sobre la barrena deseado, lb

BF = factor de flotación, adim

CW = peso de lastrabarras, lb/pie

L = longitud de lastrabarras, pies, para alcanzar el ABW deseado.

Generalmente se utiliza un 10 - 15 % más de lastrabarras que el ABW indica, esto proporciona un margen de seguridad para el caso de fricción, desviación, etc. Que pudieran mover el punto neutral hacia la tubería de perforación.

TUBERÍA DE PERFORACIÓN

◆ COLAPSO

El caso más severo ocurre cuando la tubería alcanza el fondo del pozo vacía o parcialmente llena, existen dispositivos para evitar el vaciado de la tubería mientras se viaja, generalmente se utiliza un factor de diseño de 1.0 - 1.15.

◆ TENSION

La tensión es evaluada después que los pesos, grados y longitudes han sido establecidas para el diseño por colapso, el factor de flotación es incluido.

La línea de diseño por tensión es establecida como la máxima carga tomando en cuenta tres consideraciones, jalón, factor de diseño y abolladuras por las cuñas.

Jalón - Un rango típico es de 50,000 - 1000,000 lb

Factor de diseño, el valor varía de 1.1 - 1.15, el principal propósito del factor de diseño es asegurar un sobre- diseño para evitar problemas.

Abolladura por las cuñas.- la máxima carga de tensión permisible debe prevenir este problema.

$$SH / ST = (1 + DK / 2LS + (DK / 2LS)^2)^{1/2} \quad 72$$

Donde:

SH = esfuerzo en el gancho, psi

ST = esfuerzo de tensión, psi

D = diámetro exterior de la tubería, pg

K = factor de carga lateral en las cuñas, $1/\tan(Y + Z)$

Y = conicidad de la cuña, generalmente 9° - 27° - 45°

Z = $\text{ARCTAN } \mu$

μ = coeficiente de fricción (0.08)

LS = longitud de las cuñas

La longitud de las cuñas es generalmente 12 ó 16 pg.

La línea de diseño por tensión es construida mediante la ecuación:

$$TS = TL (SH / ST) \quad 73$$

Donde:

TS = Tensión de abollamiento de las cuñas

TL = línea de carga por tensión

SH / ST = Razón de esfuerzo en el gancho

El esfuerzo de tensión en la tubería no debe exceder el 90% del esfuerzo de cedencia para evitar el alargamiento permanente de la tubería.

ESTALLAMIENTO

Este criterio no es dominante, la razón para esta circunstancia es que la línea de carga y respaldo están controladas por el lodo en el interior y exterior de la sarta y en casi todos los casos el peso del lodo es el mismo en las dos partes.

5. 7. PROGRAMA HIDRÁULICO

Técnicamente, esta es una de las últimas etapas que se definen durante el proceso del diseño de la perforación e pozos, los propósitos del diseño del programa hidráulico consisten del empleo optimizado de la potencia hidráulica disponible por las bombas del equipo.

La hidráulica de pozo esta involucrada en muchas operaciones entre estas podemos mencionar las siguientes:

- ◆ Control de presiones subsuperficiales
- ◆ Provee del efecto de flotación a las sartas de perforación y revestimiento
- ◆ Elimina los recortes generados por la barrena y al mismo tiempo limpia y lubrica la barrena
- ◆ Tiene una influencia importante en el ritmo de perforación
- ◆ Mantiene control del pozo durante brotes y reventones

El diseño de la hidráulica de perforación incluye varios tópicos mediante los cuales se puede determinar adecuadamente este programa: estos factores son los siguientes:

- ◆ Pérdida de presión por fricción en el sistema circulatorio
- ◆ Pérdida de presión en la barrena y motor de fondo o turbina
- ◆ Velocidad mínima anular para limpiar adecuadamente el pozo
- ◆ Y la potencia disponible de las bombas de lodo

Todos estos tópicos se analizaran brevemente en este capítulo y así mismo se presentara como integrarlos para poder llevar a cabo un programa hidráulico optimizado.

5. 7. 1. CAIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN

La caída de presión por fricción en el sistema circulatorio depende de las propiedades reológicas y físicas del fluido de perforación, la geometría del pozo en la cual se incluye el diámetro de la barrena, el diámetro de la tubería de revestimiento, el diámetro de lastrabarreras y el diámetro de la tubería de perforación.

Para estimar las caídas de presión por fricción en el sistema circulatorio, se han desarrollado ecuaciones analíticas que permiten llevar a cabo este cálculo para fluidos Newtonianos, plástico de Bingham (ver fig. 102), ley de potencias (ver fig. 101) y ley de potencias con punto de cedencia, el empleo de estas ecuaciones proporcionara un valor aproximado de la caída de presión por fricción en el sistema circulatorio, otra forma de poder determinar la caída de presión en el sistema circulatorio es a través de gasto- presión, en estas pruebas se determina el valor de caída de presión en el sistema en función del gasto y de aquí se puede calcular el valor de "M" el cual es el exponente de la ecuación que relaciona la caída de presión por fricción y el gasto volumétrico (ver fig. 104).

El procedimiento de empleo de las ecuaciones para el cálculo de la caída de presión por fricción consiste en :

- ◆ El cálculo de la velocidad promedio
- ◆ Determinación del régimen de flujo y
- ◆ Determinación de la caída de presión por fricción en el sistema

Para determinar el régimen de flujo se pueden utilizar varios criterios en los que incluye número de Reynolds, número de Reynolds modificado, velocidad critica, etc. (ver fig. 103).

La determinación de la caída de presión por fricción en el sistema es importante para poder determinar cual es la energía hidráulica disponible para optimizar la hidráulica de barrenas.

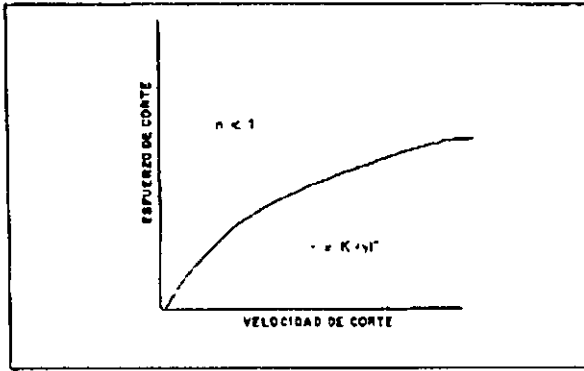
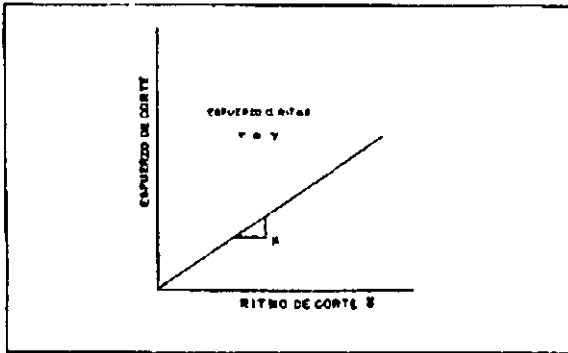
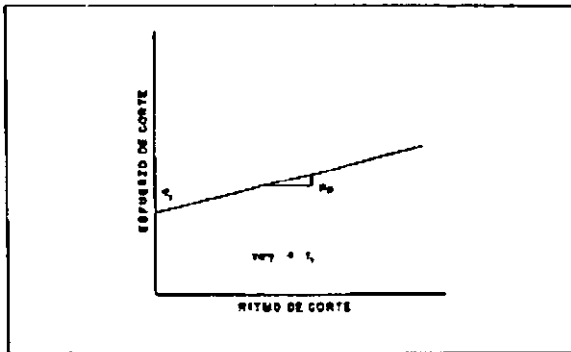


Figura 101 MODELO LEY DE POTENCIAS.

Figura 102



MODELO NEWTONIANO.



MODELO DE BINGHAM.

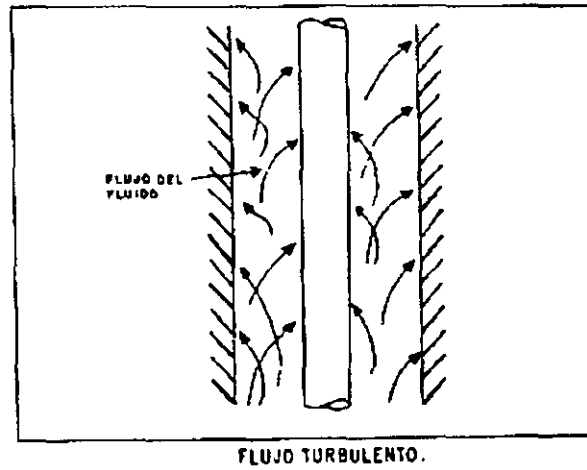
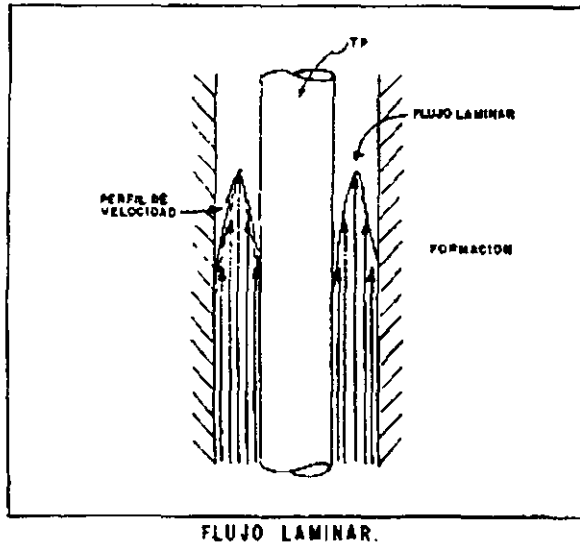


Figura 103

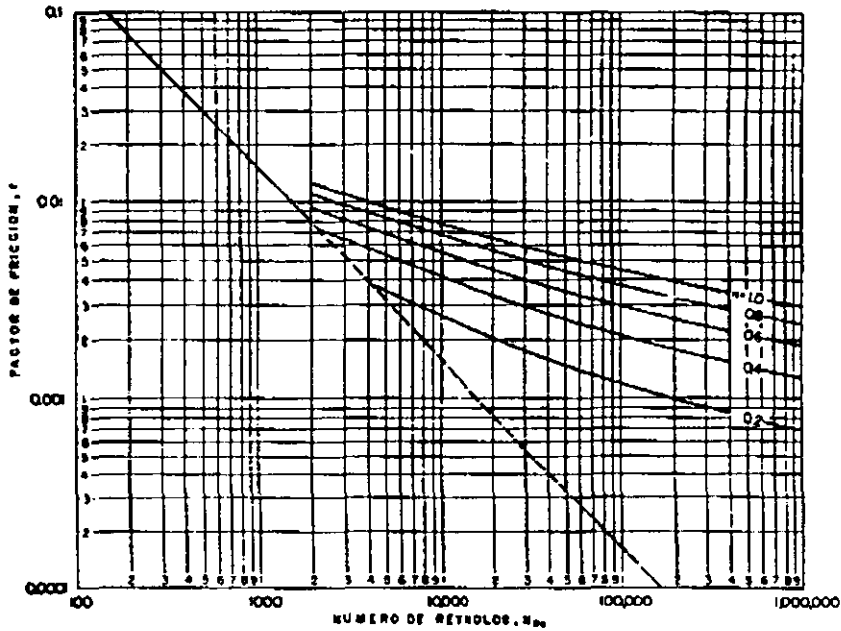


Figura 104 FACTOR DE FRICCIÓN PARA EL MODELO DE FLUIDOS LEY DE POTENCIAS.

5.7.2. TRANSPORTE DE RECORTES

Los recortes generados por la barrena son acarreados a la superficie por el fluido de perforación, la velocidad neta de los recortes será igual a la velocidad promedio del fluido de perforación menos la velocidad de asentamiento de los recortes, la velocidad de asentamiento de los recortes es una función de las propiedades físicas de los recortes, propiedades reológicas y físicas del fluido.

Para determinar la velocidad de asentamiento de los recortes en pozos verticales (caso usual de pozos profundos) se pueden emplear correlaciones tales como la de Moore o la de Chien. Estas velocidades nos indican la rapidez con la que los recortes se asientan o caen, se ha considerado que la velocidad anular del fluido de perforación promedio debe de ser dos veces el valor de la velocidad de asentamiento de la partícula para eliminarlos eficientemente del pozo.

5. 7. 3. **HIDRÁULICA DE MOTORES DE FONDO**

Cuando se emplean motores de fondo para perforar el diseño hidráulico no puede llevarse a cabo sin antes conocer las condiciones de peso sobre la barrena y rotaria optimas para perforar. Es decir primero se requiere conocer las condiciones de operación y el tipo de motor a emplear para poder determinar la caída de presión que originará el motor de fondo y por lo tanto evaluar las condiciones hidráulicas disponibles, la caída de presión en el motor de fondo es una función casi lineal del torque desarrollado en la barrena, el torque desarrollado a su vez, es una función del peso sobre la barrena aplicado y hasta cierto grado de la velocidad rotaria empleada.

La caída de presión a través del motor se puede cuantificar aproximadamente empleando ecuaciones que relacionen peso sobre la barrena, velocidad rotaria, ritmo de perforación y torque, así mismo, se necesita conocer el tipo de motor que se empleara.

CAIDA DE PRESIÓN EN EL MOTOR

(Warren, Winters, 1988)

$$\frac{l}{R} = a \frac{\sigma' d^3 \epsilon}{NW'} + \theta \frac{\sigma' d^3}{NW\epsilon} + \frac{b}{Nd} \quad 74$$

(Warren, 1980)

$$M = \left[C_1 + C_2 \frac{R}{(Nd)} \right] Wd \quad 75$$

$$N = \frac{231Q}{S} \quad 76$$

$$\Delta P_{motor} = 0.3263 \frac{McN}{Q\eta_{mr}} \quad 77$$

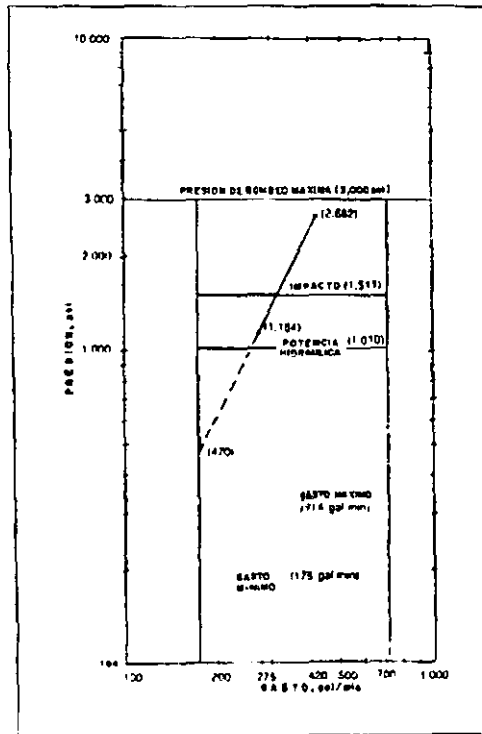
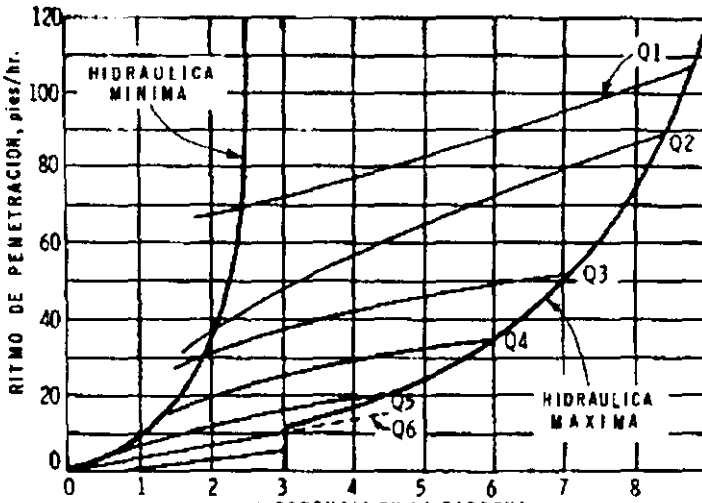
5. 7. 4. **HIDRÁULICA DE BARRENAS**

Para definir la hidráulica disponible en la barrena se requiere calcular la caída de presión por fricción, la caída de presión en el motor de fondo y la máxima presión superficial disponible, de esta información se determina la presión disponible a ser empleada en la barrena de perforación (ver fig. 105).

Una vez conocida la caída de presión en la barrena se puede determinar el diámetro de toberas requeridas.

Cuando no se emplea motor de fondo tiene prioridad el gasto óptimo para cumplir cualquiera de los criterios de optimización de hidráulica de barrenas, estos criterios incluyen la máxima potencia hidráulica y máxima fuerza de impacto.

Una herramienta útil para la optimización de la hidráulica es un gráfico en papel logarítmico en cuyos ejes se gráfica presión y gasto (ver fig. 106). En el eje vertical se gráfica el valor de las caídas de presión por fricción y presión superficial. En el eje horizontal se localiza el valor de diferentes gastos. La ventana de trabajo de hidráulica tendrá como límites el gasto mínimo requerido para transportar los recortes a la superficie, el gasto mínimo para evitar embolamiento de la barrena y el gasto máximo disponible por la bomba, si en el sistema circulatorio se emplea el motor de fondo, el gasto de operación será igual al gasto requerido para rotar la barrena a la velocidad óptima definida, si no se emplea el motor de fondo el gasto óptimo será el gasto definido por cualquiera de los dos criterios anteriores mencionados.



5. 7. 5. DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD MÁXIMA DE VIAJE

El movimiento de tuberías en el pozo genera presiones de suaveo y surgencia las cuales pueden producir problemas de brotes y fracturamiento de la formación respectivamente, existen métodos que nos permiten calcular cual deberá ser la máxima velocidad de viaje de tuberías (metiendo o sacando para evitar los problemas asociados con este movimiento).

Un método ampliamente utilizado para determinar el valor de las presiones de suaveo y surgencia es el método propuesto por Burkhardt, con este método se puede evaluar el efecto de la velocidad de colocación o extracción de tuberías, ya sea la sarta de perforación o tubería de revestimiento, para evitar presiones elevadas de suaveo y surgencia.

La determinación de la velocidad máxima de viaje es importante en la perforación de pozos profundos debido a que el tiempo de viaje acumulado, para cambiar la barrena de perforación y colocar la tubería de revestimiento es una porción importante del tiempo total de perforación.

5. 8. ESTIMACIÓN DEL TIEMPO Y COSTO DE PERFORACIÓN

Es la parte final en la planeación de un pozo, en ocasiones puede decir la perforación del pozo, debe tomar en cuenta consideraciones tanto tangibles como intangibles, se debe determinar el tiempo requerido para perforar el pozo, el cual tiene un impacto significativo en el costo de los siguientes aspectos:

- ◆ Equipo de perforación
- ◆ Lodo de perforación
- ◆ Transportación costa afuera
- ◆ Herramientas rentadas
- ◆ Servicios de soporte

FUENTES DE INFORMACIÓN DEL TIEMPO DE PERFORACIÓN

Existen numerosas fuentes de información como registros de barrenas, registros de lodos, bitácoras, etc, otros como historias de producción aportan información que puede afectar la proyección del tiempo, pero generalmente no se contemplan estas.

CONSIDERACIONES DE TIEMPO

Diversos factores afectan el monto del tiempo que será empleado para la perforación del pozo (ver fig. 107):

- ◆ Ritmo de penetración
- ◆ Tiempo de viaje
- ◆ Problemas del pozo
- ◆ Corridas de TR

- ◆ Perforación direccional
- ◆ Tipo de terminación
- ◆ Instalación y desmantelamiento del equipo
- ◆ Clima

RITMO DE PENETRACIÓN

Este depende principalmente de la formación y tipo de barrena empleado, para lo cual existe una gran variedad de tipos de barrenas.

TIEMPO DE VIAJE

El tiempo de viaje depende de la profundidad del pozo, problemas del mismo, capacidad del equipo, monto del margen de lodo para viajes y eficiencia de la cuadrilla.

PROBLEMAS DEL AGUJERO

Pueden ser varios, por ejemplo, brotes, pérdidas de circulación, bajos ritmos de penetración, etc.

CORRIDAS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El tiempo requerido para correr una TR depende del diámetro de la tubería, profundidad condiciones del agujero, eficiencia de la cuadrilla y uso de equipos especiales para manejar las tuberías.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL

El control de la dirección de un pozo incrementa el tiempo de perforación. El cual es afectado por dos factores:

1. Efectuar las desviaciones
2. Mantener el control vertical del pozo

Es este factor el que consume más tiempo

TERMINACIÓN DEL POZO

Varia dependiendo de la complejidad de la terminación así como de la experiencia y eficiencia del personal.

INSTALAR Y DESMANTELAR EL EQUIPO

Existen tiempos estimados de movimiento de los equipos dependiendo de su capacidad, según el código IADC que asigna 1, 2, 3, ó 4 que tiene estimado un total de 4 días para los tipos 1 y 2; y 8 días para los tipos 3 y 4, lo cual se ve afectado por el tiempo de supervisión y estado de la localización.

CLIMA

Generalmente no es considerado, esto depende de la localidad, por ejemplo en el Mar del Norte se consideran los huracanes que ocasionalmente ocurren.

CATEGORÍAS DE COSTOS

Pueden ser divididos en dos categorías; los costos para ingenieros y los costos contable. Los costos para ingenieros incluyen consideraciones de agujero sin terminar y costos de terminación. Los costos contables incluyen costos tangibles e intangibles.

COSTOS TANGIBLES E INTANGIBLES

Estos son difíciles de precisar, estos incluyen: combustibles, reparaciones y provisiones usadas en (ver fig. 108) ;

1. Perforación y limpieza del pozo
2. Preparación de la localidad
3. Construcción de torres, tanques y otras estructuras en relación con la perforación

Pero no se incluye el costo de los materiales mismos, si no tiene valor de rescate, se trata de un costo intangible, la TR no esta incluida aquí.

ANÁLISIS DETALLADO DE COSTOS

En general se presenta un sumario Tabla 25 y más detalladamente se muestra en la Tabla 26.

REPARACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN

Es probablemente el más difícil de cuantificar, este incluye el costo legal, preparación física, limpieza, etc, y es afectado por el tiempo de equipo, tamaño y localización (marino o terrestre)

La selección del equipo depende del pozo, aunque generalmente los equipos son clasificados de acuerdo a la profundidad que pueden perforar, el criterio adecuado es la capacidad de manejo de la tubería de revestimiento.

COMBUSTIBLE

El consumo de combustible depende del tipo de equipo y es función del tamaño del equipo que se mide por la capacidad para manejar tuberías de revestimiento.

AGUA

El aprovisionamiento de agua es una consideración importante, se utiliza para lavar el equipo, mezclar lodo y cemento y enfriar motores del equipo, este costo no es considerado de gran impacto sobre el costo total.

BARRENAS

Establecer un costo de barrenas depende del número, tamaño y tipo de barrena, este tipo debe ser previamente definido en el plan de perforación

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación son una parte importante de los programas de perforación, los precios están basados en el peso del lodo y gasto de mantenimiento, los costos varían para los diferentes tipos de lodos y estos de los químicos y aditivos usados para las diferentes bases de estos (ver fig. 109).

RENTA DE EQUIPO

En ocasiones algunos contratistas proporcionan todos los equipos o no, esto depende del tipo de contrato, el equipo rentado puede incluir: Equipo para el control del pozo, herramientas rotatorias (tuberías) y accesorios, equipo relacionado al lado y herramientas para TR'S, este presenta una suma sustancial en el caso de pozos profundos o de alta presión.

En los anteriores se incluyen TP, TL, flechas, elevadores, cuñas, abrazaderas de seguridad, separadores de gas-lodo, detectores de gas, protectores de tuberías, llaves, etc.

CEMENTACIONES

Se requiere una evaluación del tipo de cemento y volumen, fluidos espaciadores requeridos, aditivos especiales y cargos por bombeo.

SERVICIOS DE SOPORTE

Ocasionalmente se requiere de personal de soporte especializado para servicios que no pueden ser proporcionados por propio personal como registros especiales, terminaciones especiales, inspección de tuberías, etc.

TRANSPORTACIÓN

Los costos del pozo son a veces subestimados por cuestiones como transportación, los cuales pueden incluir barcazas, barcos, helicópteros, etc. Se requiere de un plan detallado, conocimiento de las distancias y características de los equipos o materiales a transportar.

SUPERVICIÓN Y ADMINISTRACIÓN

Un método para calcular los costos de supervisión y administración es asumir que el consultor manejará todas las operaciones.

TUBULARES

Las TR'S y tuberías de producción pueden llegar en ocasiones al 50 - 60 % del costo total, estos costos dependen de la profundidad, diámetro, requerimiento de un grado específico y coples.

CABEZALES

El costo depende del número y diámetro de las sargas de revestimiento y perforación, requerimientos de perforación, componentes del equipo y características especiales como resistencia al H₂S.

EQUIPOS DE TERMINACIÓN

El equipo de terminación consiste de herramientas de fondo relacionadas a las tuberías de producción, estos incluyen: empacadores, ensamblajes de sello, pistolas, etc.

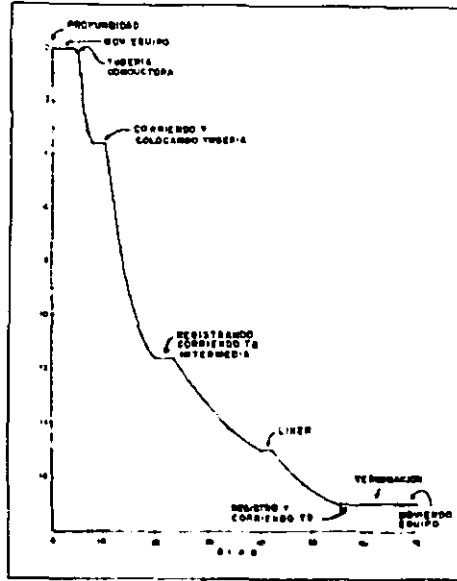


Figura 107 PROFUNDIDAD vs. PROTECCION DIAS

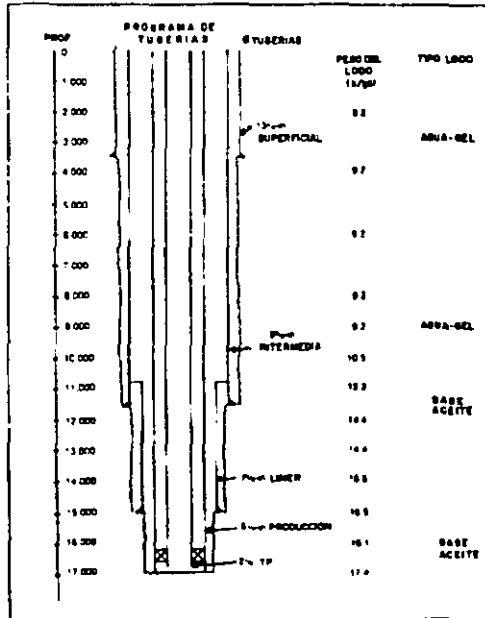


Figura 104 EJEMPLO DE CONFIGURACION DE UN POZO

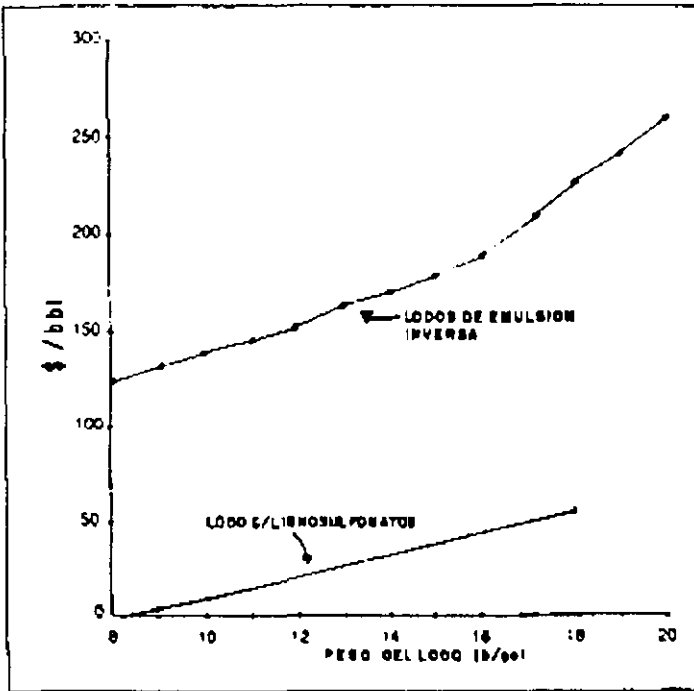


Figura 109 COSTO PARA LODOS

Tabla 25. Autorización de gastos

GASTO	AGUJERO DESCUBIERTO (%)	TERMINADO (%)
COSTOS INTANGIBLES		
100 Preparación del sitio	2.10	2.63
200 Equipo de perforación y herramientas	20.94	14.86
300 Fluidos de perforación	7.97	4.74
400 Alquiler del equipo	5.47	5.42
500 Cementación	3.48	2.20
600 Servicio de mantenimiento	10.7	11.17
700 Transportación	4.93	3.38
800 Supervisión y Admón.	1.63	1.24
Sub-total	57.24	45.67
COSTOS TANGIBLES		
900 Equipo de tubería	28.52	34.31
1000 Cabezales	1.18	6.33
1100 Equipo de terminación	0.0	0.63
Sub-total	29.71	41.28
SUB-TOTAL	86.95	86.95
CONTINGENCIA (15%)	13.04	13.04
TOTAL	100.0	100.0

Tabla 26. Resumen detallado autorización para gastos (AFE).

GASTO	AGUJERO DESCUBIERTO (%)	TERMINADO (%)
100 Preparación del sitio		
110 Permiso	1.66	3.84
120 Inspección	8.33	11.54
130 Derecho de paso, permisos especiales, etc.	6.66	3.07
140 Preparación física del sitio	66.66	73.84
150 Limpieza general	16.66	7.69
TOTAL	100.0	100.0
200 Equipo de Perforación y Herramientas		
210 Instalación y retiro	19.16	15.58
220 Declaración de la medida de la sup.	0.0	0.0
230 Declaración de días trabajados efectivos	61.14	65.97
240 Combustible	11.03	11.03
250 Agua	1.67	1.36
260 Barrenas	6.98	5.89
270 Equipo de terminación	0.0	0.0
TOTAL	100.0	100.0
300 Fluidos de perforación		
310 Fluidos de perf.	100.0	97.06
320 Fluidos de empacadores	0.0	2.93
330 Fluidos de terminación	0.0	0.0
TOTAL	100.0	100.0
400 Alquiler de Equipo		
410 Equipo de control del pozo	38.32	32.33
420 Herramienta rotatoria y accesorios	8.72	16.76
430 Equipo relacionado al lodo	25.0	17.83
440 Herramienta de revestimiento	27.95	33.66
450 Miscelaneas	0.0	0.0

TOTAL	100.0	100.0
500 Cementación		
510 Tubería conductora	0.0	0.0
520 Tubería Superficial	40.62	37.00
530 Intermedia	0.0	28.73
540 Primera tubería corta	0.0	0.0
550 Segunda tubería corta	0.0	0.0
560 Tubería de producción	0.0	34.26
570 Tubería de extracción	0.0	0.0
580 Tapones	27.85	0.0
TOTAL	100.0	100.0
600 Servicio de mantenimiento		
610 Equipo de tubería	7.72	8.53
620 Registros		
621 Lodo para registros	11.82	8.53
623 Cable de acero		
624 Registros	50.99	39.57
625 Perforación	0.0	4.15
626 Muestras	9.51	5.25
627 Servicios de term.	0.0	12.18
630 Inspección tubular		
631 Tubería superficial	3.21	1.77
632 Tubería intermedia	9.61	5.31
633 Primera tub. Corta	0.0	0.0
634 Segunda tub. Corta	0.0	0.0
635 Tubería de producción	0.0	6.6
636 Tubería de enlace	0.0	0.0
637 Tubería de producción	0.0	5.06
638 Miscelánea	0.0	0.0
640 Casetas	0.0	0.0
650 Soldadura, mano de obra, alquiler de equipo	7.12	5.0
660 muestras de formación	0.0	0.0
670 Pescantes y consultores direccionales	0.0	0.0
680 Acidificaciones, fracturamiento y tapones	0.0	0.0
690 Miscelánea	0.0	0.0
TOTAL	100.0	100.0

700 Transportación		
710 Terrestres	100.0	100.0
720 Marina	0.0	0.0
730 Aérea	0.0	0.0
TOTAL	100.0	100.0
800 Supervisión y Admón.		
810 Supervisión de campo	69.79	65.76
820 Oficina de Supervisión	30.20	34.23
830 Seguros, fianzas	0.0	0.0
TOTAL	100.0	100.0
900 Equipo de tubería		
905 Primera T.R.	1.84	0.88
910 Tubería conductora	0.0	0.0
915 Tubería superficial	17.48	8.38
920 Tuberías intermedias	79.08	37.93
925 Primera tubería corta	0.0	0.0
930 Segunda tubería corta	0.0	0.0
935 I.R. de producción	0.0	38.42
940 Tubería de enlace	0.0	0.0
950 Tubería de producción	0.0	13.35
960 Equipo de T.R.		
961 Primera T.R.	0.05	0.02
962 Tubería Conductora	0.0	0.0
963 Tubería superficial	0.86	0.41
964 Tuberías intermedias	0.66	0.32
965 Primera T.R. corta	0.0	0.0
966 Segunda T.R. corta	0.0	0.0
967 T.R. de producción	0.0	0.24
TOTAL	100.0	100.0
1000 Cabezales		
1010 Cabezal de I.R.	19.09	2.06
1020 Brida intermedia	80.9	8.37
1030 Brida de I.P.	0.0	35.5
1040 Arbol de válvulas	0.0	53.69

1050 Misceláneas	0.0	0.0
TOTAL	100.0	100.0
1100 Equipo de terminación		
1105 Empacadores	0.0	13.10
1110 Unión de disparos y niples de tope	0.0	22.16
1115 Líneas especiales	0.0	0.0
1120 Juntas de seguridad	0.0	5.06
1125 Dispositivo de seguridad subsuperficial	0.0	27.91
1130 Ensamblador de sello	0.0	0.0
1135 Equipo de bombeo neumático	0.0	0.0
1140 Equipo de empacador de grava	0.0	0.0
1145 Miscelánea		
TOTAL	00.0	100.0

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

A) CONCLUSIONES

En el presente documento se recopiló, analizó y sistematizó la información técnica relacionada con el equipo empleado y las metodologías básicas para la planificación y el diseño en la perforación de pozos petroleros. Esto provee de material didáctico de fácil consulta y comprensión y permite complementar los temas desarrollados en Perforación de Pozos.

Después de analizar el material del presente documento se pueden hacer los siguientes comentarios relevantes:

El método convencional rotatorio, es aplicable a la mayoría de las condiciones requeridas en la perforación de pozos; sin embargo, se ha encontrado con algunos problemas en pozos ultra-profundos, ya que el cambio de barrena y la rotación de toda la sarta de perforación presenta mayores problemas, por lo que en algunos casos se recomienda el empleo de motores de fondo y tubería flexible. Para el empleo óptimo de estas herramientas es necesario hacer un estudio técnico-económico para determinar su rentabilidad. La perforación marina no difiere mucho de la perforación terrestre, la diferencia estriba en el equipo especial como el conductor marino, sistema tensionador y sistema de flotación, entre otros.

Los preventores conjuntamente con otros equipos y técnicas, se utilizan para controlar el pozo y durante un brote de gas antes de que esto se traduzca en un reventón. Dos tipos básicos de preventores se encuentran en las instalaciones los cuales son los preventores anulares y los preventores de ariete. Usualmente se instalan varios preventores uno encima

de otro en la boca del pozo, con el preventor anular en la parte superior y los preventores de ariete, de tubería y ciegos en la parte inferior, son instalados de esta manera para que un brote pueda ser controlado aun cuando uno de los preventores falle.

Para aplicaciones de perforación en pozos someros, es conveniente utilizar la tecnología de vanguardia con equipos de tubería flexible, ya que ésta abate los costos y los tiempos de realización, así como la reducción de riesgos que pueden influir negativamente tanto en la seguridad operativa como en el impacto ambiental.

Antes de efectuar la perforación de un pozo es necesario conocer algunos parámetros fundamentales para el diseño óptimo de la misma, desde el lugar donde se va a llevar a cabo ésta, la litología que se va a atravesar, así como la profundidad del objetivo. Es necesario seguir un programa de perforación que involucre la selección óptima de las barrenas, a qué profundidades se requerirán los cambios de éstas, así como también el diseño de la tubería de perforación, profundidad de asentamiento y diseño óptimo de la sarta de revestimiento.

Para determinar las características técnicas como son formaciones a perforar, estabilidad del pozo y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo es necesario la selección y colección de la información, realizándose mediante un análisis de los datos técnicos generados en el campo, así como del tipo de pozo prospecto a perforar, ya sea, exploratorio, de desarrollo, de reconocimiento o pozos especiales.

La etapa mencionada en el párrafo anterior es importante para poder definir detalladamente la litología a perforar, detectar zonas problemáticas como: pérdidas de circulación, brotes, inestabilidad mecánica y/o fisicoquímica de las formaciones, desviación del pozo, cuantificar las presiones anormales, evaluar el empleo de las barrenas, el fluido de perforación, predecir el tiempo y costo de perforación y optimizar la perforación del pozo prospecto.

La cuantificación adecuada de las presiones de formación y fractura es fundamental para establecer: la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, el programa de densidades del fluido de perforación, el diseño de la lechada de cemento y por lo consiguiente el diseño de la tubería de revestimiento. Los problemas asociados a una inadecuada evaluación de estas geopresiones se traducirán en brotes y reventones, pegaduras por presión diferencial, pérdida de circulación, inestabilidad del pozo y aumento en el costo y tiempo de perforación, así como en casos críticos la pérdida del pozo.

Con la selección de la geometría y trayectoria del pozo, un programa detallado de fluidos de perforación, la selección y operación óptima de barrenas, se puede optimizar considerablemente la perforación de pozos en particular para pozos profundos para los cuales se han desarrollado varias innovaciones recientemente que permiten efectuar la perforación en menor tiempo y costo. Estas innovaciones tienen como ejemplos las barrenas de diamante policristalino compacto, el empleo de motores de fondo y turbinas para perforar y prácticas mejoradas de selección y optimización de los parámetros de operación de las barrenas de perforación, así como el diseño tanto de las tuberías de revestimiento, como de las sargas de perforación.

La actividad final en la planeación de un pozo consiste en la estimación del tiempo y costos para perforar el pozo. Los conceptos que tienen mayor impacto son: a) el costo del equipo de perforación, b) los cambios de barrenas, c) el tiempo de viaje, d) los lodos, e) las herramientas rentadas y los servicios de soporte, f) el transporte marino, g) los problemas del pozo, h) las corridas de tuberías de revestimiento, i) instalación y desmantelamiento del equipo y otros. Una planeación adecuada de estos conceptos en conjunto con el empleo de tecnología de vanguardia permitirá minimizar los costos y los tiempos de perforación.

B) RECOMENDACIONES

De la información integrada y analizada se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

1. Desde el punto de vista técnico, el empleo del equipo adecuado y la utilización de la metodología de diseño de la perforación de pozos derivan en un programa óptimo, el cual pretenderá reducir los tiempos y costos de perforación mediante la utilización de tecnología de vanguardia. El éxito en la perforación óptima de pozos es proporcional a la ingeniería básica utilizada durante la etapa de planificación y a la aplicación de tecnología de vanguardia.

Para el diseño de la perforación es necesario tener una metodología en la cual se involucren todos los siguientes parámetros: a) Métodos de predicción de presiones de formación y fractura, b) diseño de geometría de pozo, c) programa de cementaciones, d) diseño de tuberías de revestimiento, e) selección de fluidos de perforación, f) selección y empleo óptimo de las barrenas de perforación, g) diseño de sartas de perforación y aparejos de fondo, h) hidráulica de perforación, i) capacidad requerida de la barrena y j) predicción de tiempo y costo de perforación

2. Para futuros trabajos relacionados con el tema de la presente tesis, se hacen las siguientes recomendaciones: a) Incluir tecnología (equipo y diseño) de pozos no convencionales tales como pozos horizontales, alcance extendido, multilaterales, ramificados, esbeltos y bajo balance, b) elaborar procedimientos específicos de diseño, integrando diagramas de flujo, ecuaciones y modelos recientes. Con esto, se integrará un documento básico en la metodología de diseño de la perforación de pozos petroleros, útil tanto en la academia, así como en el campo.

BIBLIOGRAFIA

1. DRILLING ENGINEERING

A complete well planning approach

Neal J. Adams

Penn well books

2. APPLIED DRILLING ENGINEERING

Adam T. Bourgoyne Jr.

SPE Textbook series, Vol. 2

3. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO

Lester Charles Uren

Compañía Editorial Continental, S.A.

4. EL EQUIPO ROTATORIO Y SUS COMPONENTES

Unidad 1, lección 1

PETEX, IMP.

5. ADVANCED DRILLING TECHNIQUES,

William C. Maurer, Petroleum Publishing Co.

1421 S. Sheridan, P.O. Box 1260 , Tulsa, Ok 74101.

6. CURSO DE PERFORACIÓN "APPLE".

Smith tool company training

7. APUNTES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Miguel Angel Benitez Hernández, Francisco Garaicochea Petirena, Ciro Reyes

División de Ingeniería en ciencias de la tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, UNAM, FI/DICT/86.

8. DESCRIPCIÓN Y APLICACIONES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN PERFORACIÓN, TÉRMINACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS.

Ing. Javier Carreto Delgado PEMEX, Ing. J. Eliseo Alvarez Ortiz IMP.
Compendio Agosto, 1997.

9. DESCRIPCIÓN GENERAL DE PLATAFORMAS MARINAS

Graciela Muñoz Muñoz
Tesis, IPN.

10. A PRIMER OF OFFSHORE OPERATIONS

Ron Baker
Petroleum Extension Service
Second Edition

11. CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS CORTAS

Manuel Silva
Tesis DEPEI UNAM

12. CURSO: DESCRIPCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL EMPLEO DE BARRENAS DE DIAMANTE POLICRISTALINO COMPACTO.

Daniel García Gavito
Sta. Cruz Bolivia

13. CURSO: DISEÑO OPTIMO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Daniel García Gavito
México.

14. CURSO: SELECCIÓN, OPERACIÓN Y EMPLEO DE BARRENAS

Daniel García Gavito

México

15. CURSO: EMPLEO DE MOTORES DE FONDO PARA LA PERFORACIÓN

Daniel García Gavito

México

16. CURSO: EMPLEO DE ESTUDIOS SISMICOS Y REGISTROS GEOFISICOS EN EL
DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE POZOS

Daniel García Gavito

México.

17. CURSO: OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS

Daniel García Gavito

México

18. CURSO: APAREJOS DE FONDO

Daniel García Gavito

México

19. CURSO: PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN

Daniel García Gavito

México

20. CURSO: SEGURIDAD INDUSTRIAL EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

Daniel García Gavito

México

21. US DEEP DRILLING NEARS 27- YEAR LOW

Mc Nally R.

March 1991 Petroleum Engineer International

22. KNOW HOW OF SUPERDEEP DRILLING IN THE GRD

Kraus W.

SPE Europe Petrol Conf. 90

23. DRILLING RIGS AND TECHNICAL FACILITIES FOR ULTRADEEP

Bore Drilling

Sumbatov R.A.

Abstrac 1989

24. DRILLING THE DEEP ARKOMA: STRUCTURES AND SOURCE ROCKS

Petrol Frontiers V6 No. 3, 1989

25. DEEP DRILLING AND SPENDING ARE DOWN IN US DURING 1989

Mc Nally R.

March 1990 Petroleum Engineer International

26. KICK PREVENTION, DETECTION AND CONTROL: PLANNING AND TRAINING GUIDELINES FOR DRILLING DEEP HIGH-PRESSURE GAS WELLS.

Hornung M. R.

CONOCO INC:

SPE Drilling Conf. 1990

27. PROGRAMA OPTIMIZADO DE SELECCIÓN DE BARRENAS A PARTIR DE REGISTROS DE FORMACIÓN

Luis Roca Ramisa

VII Congreso Latinoamericano de Perforación

Schlumberger Venezuela.