



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Manual del curso para la certificación de Ingenieros de Fluidos
de Perforación, Módulos: Introducción a la Ingeniería de
Perforación e Hidráulica de Perforación y Limpieza del Agujero.”**

T E S I S P R O F E S I O N A L
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
I N G E N I E R A P E T R O L E R A
P R E S E N T A :

MARÍA ALEJANDRA MORALES FRANCO



DIRECTOR: M. en C. JAIME ORTÍZ RAMÍREZ

CIUDAD UNIVERSITARIA

2005

m. 344487



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
DIRECCIÓN
60-I-213

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Maria Alejandra Morales Franco
FECHA: 25/04/05
FIRMA: [Signature]

SRITA. MARÍA ALEJANDRA MORALES FRANCO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en C. Jaime Ortiz Ramírez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

MANUAL DEL CURSO PARA LA CERTIFICACIÓN DE INGENIEROS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN, MÓDULOS: INTRODUCCIÓN A LA INGENIERÍA DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN Y LIMPIEZA DE AGUJERO

- INTRODUCCIÓN
- I EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN Y SUS COMPONENTES
- II ORIGEN Y MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO
- III DETERMINACIÓN DE PRESIONES DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA
- IV ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS
- V HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN
- VI PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN Y ATRAPAMIENTO DE TUBERÍAS
- VII ESTABILIDAD DEL AGUJERO
- VIII OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN
- IX LIMPIEZA DEL AGUJERO
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a 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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria D. F., a 9 de marzo de 2005
EL DIRECTOR

[Signature]
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg
[Signature]



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"Manual del curso para la certificación de Ingenieros en Fluidos de Perforación ,
módulos: Introducción a la Ingeniería de Perforación e Hidráulica de
Perforación y Limpieza del Agujero"

TESIS PRESENTADA POR:

María Alejandra Morales Franco

DIRIGIDA POR :

M.C. Jaime Ortiz Ramírez

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M.I. José Ángel Gómez Cabrera

VOCAL: M.C. Jaime Ortiz Ramírez

SECRETARIO: M. I. Mario Becerra Zepeda

1ER SUPLENTE: Ing. Rafael Viñas Rodríguez

2DO SUPLENTE: Ing. Martín Carlos Velázquez Franco

...A Dios

A mis padres...

...Hermanos



Familia...

A mis amigos...

...A mis maestros

A mis compañeros de trabajo...

...Al personal de PEMEX que me apoyo

A todas las personas que amo ...

A la UNAM mi Alma Mater , donde siempre quise estar...

A las personas que tomaron un minuto de su vida para escucharme y apoyarme...

GRACIAS!

Alejandra.

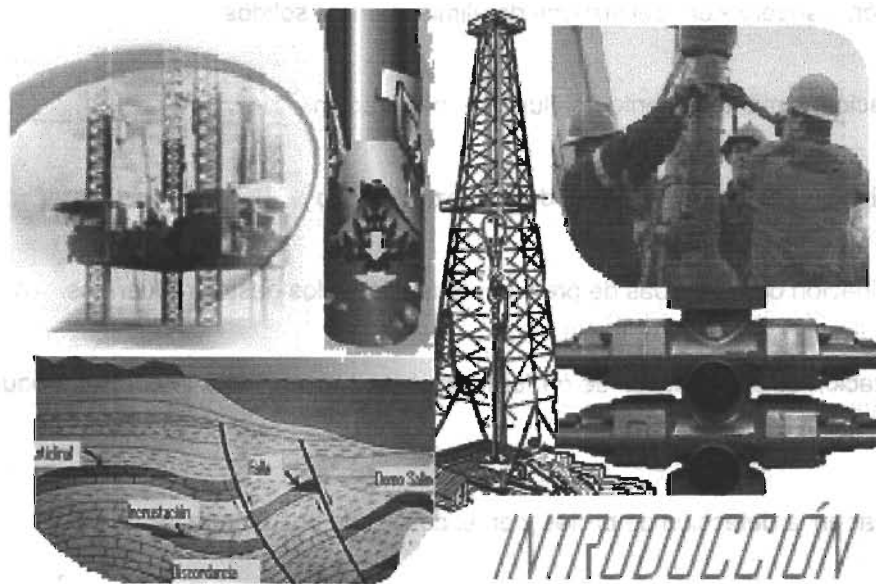
Índice

Página

● INTRODUCCIÓN	i
● CAPITULO I Equipos y herramientas de Perforación y sus Componentes	1
1.1 Equipos Terrestres	1
1.2 Semisumergibles	2
1.3 Autoelevables	3
1.4 Barcos perforadores	4
1.5 Equipos Marinos fijos	6
1.6 Equipos Especiales (Snubbing y Tubería Flexible)	8
1.7 Malacate	10
1.8 Mástil	10
1.9 Sistema rotatorio	11
1.10 Sistema circulatorio	14
1.11 Sistemas de control	16
1.12 Tuberías	18
1.13 Barrenas	20
1.14 Estabilizadores	23
1.15 Lastrabarrenas	23
1.16 Sustitutos de enlace	25
1.17 Rotaria Viajera	26
1.18 Motores de fondo	26
1.19 MWD y LWD	29
● CAPITULO II Origen y Migración del Petróleo	32
2.1 Principios de Geología	32
2.1.1 Rocas Ígneas	32
2.1.2 Rocas Sedimentarias	34
2.1.3 Rocas metamórficas	35
2.2 Propiedades de la Rocas	36
2.2.1 Permeabilidad	36
2.2.2 Porosidad	37
2.2.3 Saturación	41
2.2.4 Propiedades Mecánicas	41
2.3 Geología del Petróleo	44
2.3.1 Sistemas de deposito	45
2.3.2 Generación	50
2.3.3 Migración	52
2.3.4 Trampas estructurales y estratigráficas	57
● CAPITULO III Determinación de Presiones de Formación y de Fractura	62
3.1 Presión de Formación Normal	62
3.2 Presión de Formación Anormal	63
3.3 Determinación de presiones de Formación	65
3.4 Determinación de Presiones de Fractura	70
3.4.1 Fenómeno del Fracturamiento	70
3.4.2 Métodos directos	70
3.4.3 Métodos indirectos	71

◆ CAPITULO IV Asentamiento de Tuberías	73
4.1 Determinación de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento y de graficas P_f Vs P_{ff}	73
4.2 Determinación de Diámetro de Barrenas	75
4.3 Ejemplo práctico de campo	76
◆ CAPITULO V Hidráulica de la Perforación	77
5 Reología de Fluidos de Perforación	77
5.1 Esfuerzo Cortante	77
5.2 Velocidad de Corte	77
5.3 Viscosidad Aparente del Fluido	77
5.4 Modelos Reológicos	78
5.4.1 Modelo de Newton	78
5.4.2 Modelo de Bingham	78
5.4.3 Modelo de Ley de Potencias	79
5.4.4 Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cadencia	79
5.5 Constantes Reológicas	80
5.5.1 Modelo de Bingham	81
5.5.2 Modelo de Ley de Potencias	82
5.5.3 Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia	82
5.6 Hidráulica de la perforación.....	83
5.6.1 Pérdidas de Presión por Fricción	84
5.6.2 Determinación de las pérdidas de presión por fricción a través del interior de tuberías y espacios anulares.....	84
5.6.3 Determinación de las Pérdidas de Presión por Fricción a Través de las Conexiones Superficiales	85
5.6.4 Determinación en el Campo de las Pérdidas de Presión por Fricción	86
5.7 Optimización de la Hidráulica	88
5.7.1 Ecuaciones Generales	88
5.7.2 Condiciones Optimas Para Maximizar la Potencia Hidráulica a Través de las Toberas de la Barrena	89
5.7.3 Criterios de Optimización	91
5.7.4 Procedimiento para la optimización de la hidráulica.....	93
5.7.5 Método Gráfico Para la Optimización de la Hidráulica	94
◆ CAPITULO VI Perdidas de Circulación y Atrapamiento de Tuberías	97
6.1 Pérdidas de circulación.....	97
6.2 Atrapamiento de tubería.....	102
◆ CAPITULO VII Estabilidad del agujero	108
7.1 Estabilidad mecánica	108
7.2 Estabilidad Química	109
◆ CAPITULO VIII Optimización de la Perforación	
✓ Velocidad de perforación	113

✓ Personal	114
✓ Equipo de perforación	118
✓ Características de la formación	118
✓ Propiedades del fluido	121
✓ Hidráulica	122
✓ Desgaste en barrena	123
✓ Velocidad de rotación	124
✓ Efectos combinados	125
◆ CAPITULO IX Limpieza del agujero	128
9.1 Viscosidad efectiva en el espacio anular.....	128
9.2 Velocidad anular	129
9.3 Velocidad de asentamiento de los recortes	129
9.4 Velocidad de acarreo	130
9.5 Tiempo de atraso	131
9.6 Densidad equivalente de circulación	131
◆ Conclusiones	133
◆ ANEXOS	iv
◆ LISTA DE FIGURAS	v
◆ BIBLIOGRAFÍA	viii



En la actualidad el tema de los fluidos de perforación es un icono del avance tecnológico, ahora PEMEX Exploración y Producción y las empresas prestadoras de servicios especializadas en este campo, han puesto un mayor énfasis en ir a la vanguardia para obtener fluidos de mayor calidad; esto se logrará mediante una intensa capacitación y un excelente control por parte de los ingenieros encargados de los mismos.

Viendo esta necesidad, se pensó en el desarrollo de un Diplomado de Certificación de Ingenieros de Fluidos de Perforación, trabajando conjuntamente PEMEX Exploración y Producción (PEP) y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), el principal objetivo del diplomado es lograr una excelente capacitación a ingenieros de distintas especialidades en los conocimientos y habilidades necesarios para desempeñar el cargo de Ingeniero en Fluidos de Perforación (I.T.F) el cual desarrollará sus actividades en el laboratorio así como durante la perforación de pozos, estando al pendiente de las operaciones in situ.

Este diplomado está diseñado para capacitar a un profesionista con formación técnica, para que pueda desempeñar eficientemente las funciones a continuación citadas, así como contribuir directamente en la optimización de los trabajos de perforación.

Funciones principales del I.T.F.:

- a) Determinación del tipo fluido de perforación a utilizar así como de sus propiedades reológicas

- b) Selección y supervisión del sistema de eliminación de sólidos
- c) Preparación y mantenimiento del fluido de perforación.
- d) Determinación de las condiciones de limpieza de pozo
- e) Determinación de las caídas de presión por fricción a los gastos requeridos.
- f) Optimización de la hidráulica de perforación y determinación de la densidad equivalente de circulación.
- g) Participar en la detección de brotes y en el control de pozo, entre otras

El diplomado estará constituido por 6 módulos principales los cuales a su vez estarán subdivididos en capítulos, los cuales son temas que van específicamente desarrollando cada una de las funciones de I. T. F.

Cada modulo deberá ser acreditado por el alumno para recibir su certificación como Inspector Técnico de Fluidos de Perforación (I. T. F.). Punto importante es que se tiene la facilidad de que se podrán cursar alguno de los cursos por separado o en su totalidad, ya que cada uno tendrá valor curricular.

La validez del diplomado es de tres años, al finalizar la vigencia se tendrá la opción de llevar un curso de actualización, impartido en la misma institución donde se acredito la certificación, en este caso también será en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Como la mayoría de los servicios de fluidos de perforación se recibe por parte de proveedores especializados, seleccionados por medio de licitaciones, la capacitación de los técnicos corre por parte de las compañías que van desde la capacitación interna hasta el envío de su personal a instituciones en el extranjero. Se tiene en cuenta que la problemática de PEMEX Exploración y Producción es que solo con un examen resulta complicada la autentica certificación de los técnicos. Por lo que con la certificación obtenida por medio del Diplomado PEP tendrá una base sólida de certificación de los técnicos que se encargarán de los fluidos durante la perforación de los Pozos.

Para el correcto desarrollo de la impartición del diplomado se debe de contar con la infraestructura adecuada, siendo el caso de la Facultad de Ingeniería de la UNAM , que cuenta con la mas alta tecnología en sus 2 Laboratorios Especializados, uno de Fluidos de perforación y el otro de Perforación y Terminación de Pozos. Además de que el personal docente será de la más alta calidad y con amplia experiencia de campo.

Se busca la retroalimentación en el desarrollo del curso, siendo esto posible con el intercambio de conocimientos y experiencias de campo adquiridas durante el trabajo que desempeñan los ingenieros de diferentes especialidades; se podría llegar a la unificación de criterios lo cual es beneficioso para PEP ya que se tendría un estándar de trabajo, con el cual se puede evaluar mejor al personal involucrado.

Se busca con la elaboración de este trabajo, que se tengan más opciones de consulta bibliográfica no tan solo para los alumnos pertenecientes al diplomado, si no también para los profesionistas que se encuentran cursando asignaturas en licenciatura

Este trabajo escrito es solo de una parte del diplomado, se abordaran los módulos; Introducción a la Ingeniería de Perforación (Modulo 1) e Hidráulica de Perforación y Limpieza del Agujero (Modulo 5), los demás módulos estarán presentados en dos trabajos de tesis restantes.

Para facilidad de manejo de la información se dividieron los módulos en capítulos independientes como se distingue claramente en el índice.

Es importante resaltar que los temas desarrollados en cada uno de los módulos contienen información puntual, sencilla y practica, para que se tenga un mejor entendimiento de cada uno de los temas pertenecientes a los distintos módulos, lo que nos lleva a cubrir los niveles cognitivos con mayor facilidad, que van desde la comprensión hasta la evaluación de lo aprendido.

Cada uno de los capítulos tratados en este trabajo escrito abordan temas desde lo que son los equipos de perforación y sus componentes, las herramientas de perforación, el origen y migración del petróleo, la determinación de las presiones de formación, de fractura; el asentamiento de tubería y ejemplos prácticos de campo.

Por otro lado también se desarrollaran temas como, la reología de los fluidos de perforación, la hidráulica de perforación , las pérdidas de circulación, el atrapamiento de la tubería, la estabilidad del agujero y la optimización de la perforación.

CAPITULO I

“Equipos de Perforación y sus componentes”

1. Equipos de perforación y sus componentes

El equipo de perforación por sí solo permite realizar únicamente dos funciones básicas: subir y bajar las diferentes sarta de tuberías del o dentro del pozo y darle rotación a la sarta de perforación. Todas las demás funciones que se realizan durante la perforación de un pozo se llevan a cabo mediante el empleo de equipo auxiliar.

Por lo que se considera que el equipo de perforación es empleado para perforar el agujero, bajar y cementar las tuberías de revestimiento y proporcionar un medio para llevar a cabo varias funciones auxiliares. (REFERENCIA 6)

Por lo regular, el programa de perforación se modifica para ajustarse a las características de un equipo en particular, reduciéndose de esta manera la eficiencia de la perforación debido a que en muchas ocasiones los equipos de perforación presentan severas limitaciones sobre el control de una o más de las variables.

Antes de seleccionar un equipo de perforación específico se deben determinar los requerimientos del pozo por perforar. La profundidad era el criterio principal en la selección del equipo, actualmente también se toman en cuenta otros factores muy importantes, tales como los diámetros de los agujeros a perforar, requerimientos de potencia hidráulica, tipo y configuración de las sarta de perforación a emplear, programas de tuberías de revestimiento, problemas potenciales del agujero, etcétera.

1.1 Equipos terrestres

Los equipos terrestres son muy parecidos aunque varían en ciertos detalles como su tamaño ya que éste determina la profundidad a la que se puede perforar.(FIG. 1) Los rangos de profundidad de los pozos donde existe o creemos que se encuentra aceite o gas van de cientos o miles de pies a decenas de millares de pies. Los equipos terrestres son clasificados por su tamaño en: trabajo ligero, trabajo medio, trabajo pesado y trabajo muy pesado. (REFERENCIA 5)

La tabla 1 muestra los rangos de las profundidades a las cuales pueden perforar estos equipos.

Equipo	Profundidad máxima de perforación(pies)
Trabajo ligero	3 000- 5 000
Trabajo regular	4 000 – 10 000
Trabajo pesado	12 000 – 16 000
Trabajo muy pesado	18 000 – 25 000+

TABLA 1.1



FIG. 1. EQUIPO DE PERFORACIÓN TERRESTRE

Se debe tener presente que los equipos pueden perforar pozos en diferentes rangos de profundidad. Por ejemplo: Un equipo de trabajo medio puede perforar un a 2 500 pies (750 metros), aunque un equipo de trabajo ligero también lo puede realizar. Estos equipos no pueden perforar pozos más allá del índice máximo, ya que no pueden sostener grandes pesos.

La facilidad de transporte o manejo del equipo es una característica de los equipos de perforación terrestres. Un equipo puede perforar un pozo en un lugar, ser desensamblado, llevado a otro sitio y ser armado para perforar otro pozo. Los equipos de perforación terrestres son muy móviles que en términos de una definición "Son fábricas portátiles de pozos". Esta definición suena extraña pero es precisa. (REFERENCIA 7)

1.2 Semisumergibles

¿Porque se desarrollaron las unidades flotantes?, Las unidades fueron elaboradas por ser susceptibles al oleaje y, porque tanto el aceite como el gas eran descubiertos en aguas agitadas que permanecían así la mayor parte del tiempo.

Tipos de unidades semidumergibles: el tipo botella y el de columna estabilizadora semisumergible.

1.2.1 Semisumergible tipo botella.

En la búsqueda de un equipo capas de resistir mareas altas y como las botellas se inundan para

que el equipo se sumerja y así pueda apoyarse en el piso marino, se logra mejor estabilidad de la unidad.(FIG. 2)

Si las botellas no se inundan por completo el resto del equipo flota y se coloca debajo de la superficie del agua pero permanece sobre el piso marino.

La unidad puede amarrarse a una estación con anclas que proporcionarían el único contacto entre el equipo y el piso marino.

En este estado semisumergible, el equipo no es tan susceptible a la marea como una unidad superficial, particularmente a la oscilación e inclinación.

La oscilación es la tendencia de un objeto flotante a girar sobre una línea horizontal, deducida de la inclinación hacia su popa, cuando el estribor (derecho) del barco baja, la parte (izquierda) surge y viceversa.

La inclinación es la tendencia de un objeto que flota a moverse de arriba a bajo de la inclinación a la popa; cuando la inclinación baja, la popa surge, y viceversa.

Un equipo semisumergible tiene mucha estabilidad que es justo lo que se necesita para perforar en condiciones con mareas altas, tan exitoso resultado este primer diseño que los semisumergibles tipo botella que se utilizaron como sumergibles o semisumergibles, dependiendo de los requisitos ambientales.

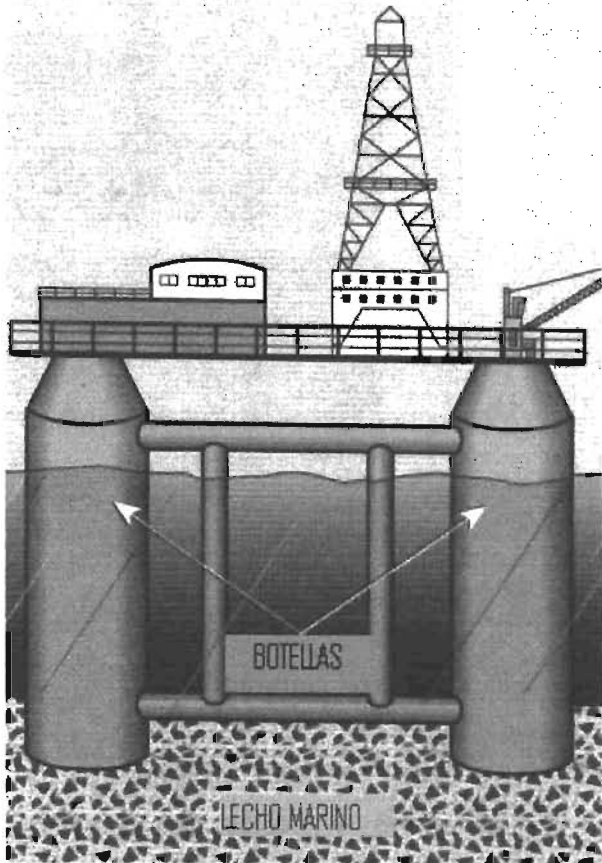


FIG. 2 SEMISUMERGIBLE TIPO BOTELLA

1.2.2 Semisumergible de columna estabilizadora.

Uno de los diseños más populares de semisumergibles es el de columna estabilizadora, el cual consiste de dos cascos de longitudes menores aerodinámicas, como un barco, varios cilindros verticales, o columnas, se montarían adelante y se extenderían hacia arriba del casco, la cubierta principal se colocaría encima de las columnas. Este tipo de unidades semisumergibles fueron llamadas después de columna estabilizadora.(FIG. 3)

Columnas pequeñas cruzadas entre la cubierta superior y las columnas grandes dan la fuerza estructural requerida, cuando el casco inferior se inunda, estos proporcionan un lastre (peso), haciendo que el equipo se sumerja parcialmente. Cuando el equipo requiere ser movido, el agua se bombea fuera del casco, y la unidad entera flota en la superficie, cuando el equipo se mantiene a flote este se remolca a la locación siguiente.

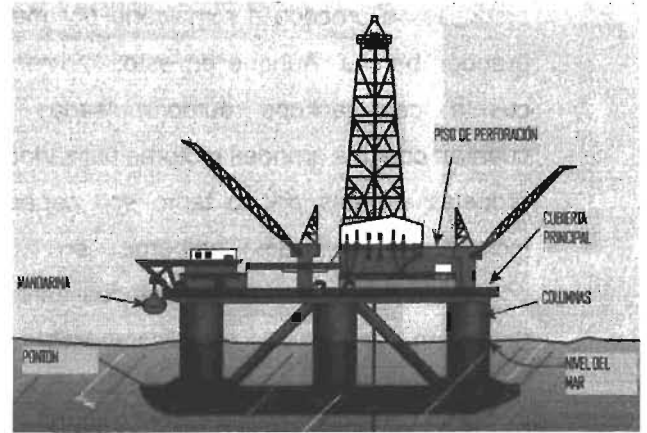


FIG. 3 SEMISUMERGIBLE DE COLUMNA ESTABILIZADORA

1.3 Autoelevables (Jackups)

El primer jackup autoelevable se construyó en 1954 y rápidamente se colocó como la unidad más popular de las unidades móviles de perforación costa afuera. Los jackups son populares debido a que con ellos se puede perforar en aguas relativamente profundas con un tirante de agua de unos 350 pies (107 mts). (FIG. 4)

Además provee una plataforma de perforación muy estable debido a que su estructura se encuentra en contacto con el lecho marino.

Básicamente se tienen dos tipos de jackups: piernas en forma de columnas, formadas de simples tubos grandes de acero y el piernas de braguero abierto el cual esta construido de acero tubular en forma de líneas cruzadas parecidas a las torres de alto voltaje de las ciudades.

Cuando un jackup es movido sus piernas son levantadas hasta el punto mas alto hasta alcanzar el nivel del mar, permitiendo que la unidad flote, entonces se procede a remolcarla por medio de grandes barcos. Aunque en estos momentos se cuenta con jackups autopropulsadas. Estas cuentan con dos grandes motores utilizados como propelas y estas por lo tanto son capaces de moverse solas. Sin embargo en muchas ocasiones se deben utilizar grandes barcos con un gran contenido de combustible para trasladarse grandes distancias. Debido a que muchas unidades no podrían lograr viajar estas largas distancias.

1.3.1 Componentes de los jackups

Cuando el jackup se encuentra sobre el sitio a perforar se procede a bajar las piernas hasta obtener un contacto firme con el lecho marino y después subir la cubierta para evitar que las olas la afecten. Cada pierna es levantada por medio de un sistema cremallera piñón el cual también permite bajar las piernas. En muchas ocasiones se debe utilizar una placa de acero en forma de A la cual permite un mejor contacto con el lecho marino que en muchas ocasiones se encuentra demasiado lodoso e inestable debido a lo suave de la formación. Fig. 4



FIG. 4 JACK UP

1.4 Barcos perforadores

Los barcos costeros móviles incluyen: barcos perforadores y barcos tipo barcazas, ambos parecen ser lo mismo, cuentan con inclinaciones aerodinámicas y popas cuadradas, los barcos perforadores y barcos tipo barcaza flota en la superficie del agua, es por esta razón que a veces son llamadas unidades de superficie.(FIG.5)



FIG.5 BARCO PERFORADOR

La diferencia principal entre un barco perforador y una barcaza es que un barco perforador tiene auto propulsión y una barcaza debe ser remolcada.

Un barco perforador o una barcaza tienen una torre de perforación, estructura necesaria en cualquier actividad de perforación, la torre se localiza en el centro del barco o barcaza. Además, la mayoría de los barcos perforadores y barcazas tienen una "piscina de luna", esta es una abertura amurallada debajo de la torre, abierta a la superficie del agua y a través de la cual varias herramientas de perforación pueden ser llevadas hacia el lecho marino.

Finalmente los barcos perforadores y las barcazas tienen un helipuerto el cual se localiza normalmente en la popa del buque y se usa, como una almohadilla de aterrizaje para los helicópteros.

1.4.1 Primeros barcos.

Los barcos perforadores y barcazas se desarrollaron al mismo tiempo como barcazas submarinas con postes a finales de 1940, las barcazas con postes trabajan bien en aguas poco profundas del Golfo de México, pero los exploradores y productores de aceite (petróleo) que trabajaron fuera de la costa de California se enfrentaron con un problema ya que las barcazas no se podrían manejar: el agua era demasiado profunda aproximadamente 600 pies (180 metros).

Y se tuvo la necesidad de desarrollar alguna clase de plataforma de perforación flotante.

Los barcos perforadores y los barcos tipo barcazas son las unidades de mayor movilidad de todas las unidades de perforación móviles y se

emplean por consiguiente a menudo en las aguas más remotas del mundo, son capaces de perforar pozos en aguas muy profundas donde, el apoyar las unidades en el fondo no es factible. Pero tienen un inconveniente mayor dado que estos flotan en la superficie del agua, son muy susceptibles al oleaje por lo cual, su uso no es conveniente en mares agitadas.

Una vez que los barcos perforadores o las barcazas están en el sitio de la perforación, puede mantenerse allí de dos maneras:

- Una forma directa es el uso de varias anclas, estas se despliegan del buque hacia el lecho marino, lo cual es muy semejante a cualquier barco grande que se fija en la costa.
- La otra forma directa de mantener un barco perforador o barcaza en el sitio es el uso de varios thrusters, o hélices (FIG. 6) que son colocadas en el frente y atrás de la popa y en ambos lados del buque. Controlados por una computadora que determina la posición del barco perforador, los sensores especiales atados al pozo y a la nave actúan automáticamente para mantener el buque estacionado.

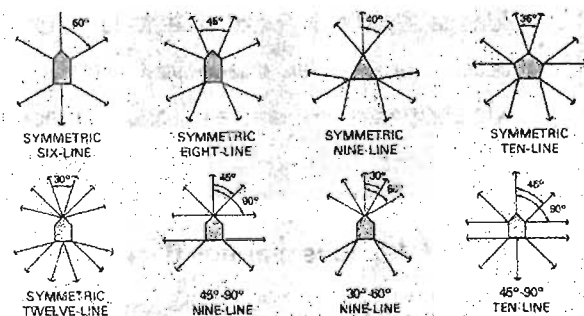


FIG. 6 COLOCACIÓN DE LAS HELICES

Sistema de posicionamiento dinámico, es un sistema semejante al de amarre, en general, el posicionamiento dinámico se usa en lugares donde el agua es tan profunda que las anclas convencionales no funcionan. Por otro lado si se usan anclas para mantener el buque en su sitio empleando una amarra extendida.

El posicionamiento dinámico, anclas, ó ambos, se usan para mantener el barco en su sitio dado que la precisión es necesaria.

Las amarras extendidas y el posicionamiento dinámico hacen posible que el barco permanezca estacionado dentro de los límites de movimiento requeridos.

Se debe tener presente que los equipos flotantes ofrecen ventajas sobre las unidades soportadas en el fondo, pero se tiene la desventaja del movimiento constante.

Un gran problema ha sido el cómo conectar la parte superior del pozo, que se encuentra a cientos o miles de metros debajo del lecho marino, con el equipo en movimiento perforando en la cubierta del barco. La solución se encuentra en usar tubería especial, misma que se extiende desde la cima del pozo en el fondo a una posición sólo debajo del casco del barco y usando dispositivos especiales que compensen el movimiento del equipo.

1.5 Equipos marinos fijos

Dos tipos de plataformas móviles de perforación costa afuera soportadas en el fondo son los sumergibles y los jackups. Las unidades

sumergibles incluyen barcazas sumergibles fijas, sumergibles tipo botella y sumergibles árticos.

Los jackups se diferencian principalmente por el diseño de sus piernas y la manera en la que la plataforma es montada sobre la cubierta de la unidad. En segundo lugar se encuentran las semisumergibles. Los barcos perforadores ocupan el tercer lugar. Los sumergibles se utilizan menos.

Cuando una unidad soportada en el fondo se utiliza, una parte de su estructura se encuentra en contacto con el lecho marino y el resto de la plataforma se sostiene arriba. Sin embargo la plataforma se puede mover por que es capaz de flotar, esta unidad flotante no descansa ni es sostenida por el fondo del mar aun cuando se esta perforando un pozo.

1.5.1 Barcazas sostenidas en el fondo

Básicamente el equipo esta constituido por una caja rectangular de acero y una base de una barcaza con todo y cascos. Varios postes de acero se levantaron desde la cubierta de la barcaza y la plataforma fue construida sobre los postes. Y el equipo de perforación se coloco sobre la plataforma. Dos flotadores se sujetaron con bisagras y cable en ambas caras del casco de la barcaza ayudando a estabilizar la unidad.

Cuando la unidad se tiene que mover, la barcaza y los flotadores se vacían para permitir que la unidad pueda flotar al desplazar el peso del agua, y este método permite que la unidad se pueda remolcar al sitio de perforación. Ya que se tiene el equipo en el sitio a perforar se inundan el casco los flotadores de

agua de forma controlada. Esto permite que el casco asiente en el fondo de manera lenta colocándose en el fondo marino.

Los postes se extendieron hacia arriba una cierta distancia sobre el casco de la barcaza permitiendo que la cubierta sobre la que se perfora permaneciera a una buena distancia sobre el nivel del mar. El movimiento de las olas sobre la superficie no afecto mucho debido a que los postes eran relativamente delgados y no los perturba demasiado. Además una vez que el casco principal descansaba en el fondo del mar, los flotadores también se inundaban proporcionando una plataforma muy estable para que el equipo pudiera perforar.

Estos quipos sumergibles con plataformas fijas han trabajado tan bien a bajas profundidades que aun se siguen construyendo aunque en menores cantidades. Sin embargo las versiones modernas ya no utilizan postes tan largos. Generalmente estos equipos son utilizados para perforar en aguas poco profundas cerca de los 30 a 35 pies. La mayoría de las plataformas flotantes se pueden ver trabajando en golfos y bahías muy cerca de la costa.

1.5.2 Sumergibles Tipo Botella.

Un equipo tipo Botella tiene cuatro cilindros altos de acero (botellas) en cada esquina de la estructura. La cubierta principal esta colocada a través de varios soportes de acero. El equipo y otros dispositivos se encuentran sobre la cubierta principal. Cuando se inundan las botellas,

provocan que el equipo se sumerja al fondo marino.

Actualmente han sido desplazadas por los jackups, que son menos costosos para su construcción que los Tipo Botella y pueden perforar en aguas más profundas. Lejos de desechar completamente estos equipos, se han hecho algunas modificaciones para que puedan perforar como semisumergibles los cuales aún están en uso.

1.5.3 Barcazas en tierra

Tiene un casco, una base horizontal y otra lateral semejante a una caja de acero. El equipo de perforación y otros dispositivos se encuentran en la cubierta.

Las barcazas en tierra son capaces de perforar en pantanos, bahías o en aguas poco profundas. Por definición las barcazas no son autopropulsadas, ya que no tienen la energía para moverse de un sitio a otro. Por lo tanto es necesario de barcos que remolquen dicha barcaza hasta el sitio de perforación. Cuando se está moviendo la barcaza flota en la superficie hasta que se encuentra posicionada, la barcaza es inundada hasta descansar en el fondo. Desde que se utilizan para perforar en pantanos. Se les conoce como "barcazas pantanosas".

1.5.4 Jackups.

La cubierta o barcaza flota cuando es remolcada a la localización a perforar. Los jackups tienen tres piernas con una cubierta en forma triangular aunque algunos poseen cuatro o más piernas con una cubierta rectangular. Las piernas de los jackups

pueden ser columnas cilíndricas semejantes a los pilares o pueden ser estructuras parecidas a un mástil o a una torre de perforación.

Cuando la cubierta del jackup es posicionada en el sitio de la perforación, la tripulación baja las piernas hasta que tengan contacto con el fondo marino. Después levantan la cubierta más allá de la cumbre de la ola más alta medida anteriormente. El equipo de perforación se coloca en la cubierta.

Los jackups más largos pueden perforar en profundidades de tirante de agua de 400 pies (120 metros) y son capaces de perforar pozos de más de 30 000 pies (10 Km.).

1.6 Equipos especiales (Snubbing y tubería flexible)

Los equipos especiales son empleados cuando se presentan condiciones que sean difíciles de manejar con equipo convencional, como se verá en la descripción de los equipos especiales, ya sea para cuando por ejemplo, se tenga que trabajar el pozo con altas presiones o se tenga un diámetro reducido para maniobrar dentro del mismo, o para cuando se tenga una alta inclinación y se corra el riesgo de que la herramienta no pase.

1.6.1 Snubbing:

Snubbing es un método para insertar las herramientas y tubería en pozos bajo presión y se asegura de que los pozos pueden ser controlados sin tener que utilizar el peso en el lodo para

“matar” el pozo. Teniendo como ventaja principal que se reduce el daño a la formación.(FIG. 7)



FIG. 7 SNUBBING

Se puede referir también a snubbing cuando la presión superficial y la combinación de la secuencia del trabajo es tal que, si es libre, la tubería sería expulsada del pozo, al movimiento de la tubería se le llama snubbing. El término común usado en el campo para describir esto es “pipe light”.

Por otro lado Stripping se refiere cuando el peso de la tubería llega a ser mayor que la fuerza de la presión que actúa en el área representativa de la tubería, esta caerá al fondo del pozo por gravedad. El término común usado en el campo para describir esta situación es “pipe heavy”.

Durante operaciones snubbing o stripping, para controlar el pozo se puede utilizar una combinación de BOPs, línea de acero y la presión hidrostática. El uso de los BOPs superficiales son la forma primaria para el control del pozo.

El Snubbing se utiliza principalmente en casos donde se desea mantener el pozo en condiciones de bajo balance.

Para asistir la operación de snubbing se emplean las torres hidráulicas, ya que son mas fáciles de transportar (con ayuda de un camión).(FIG. 8, FIG 9)



FIG. 8 TRANSPORTE

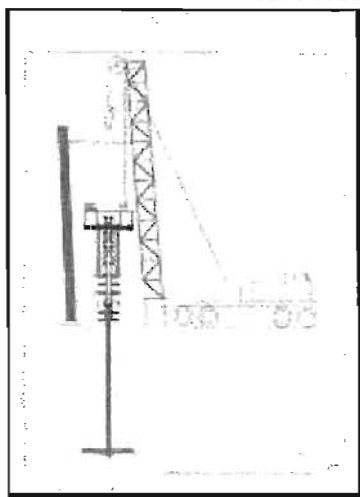


FIG. 9 TORRE HIDRÁULICA

Algunas aplicaciones de esta técnica son:

- Operaciones articuladas con la tubería
- Limpieza , remoción de asfaltenos y parafinas
- Secuencia de las terminaciones, sencilla y dual
- Operaciones realizadas con alta presión

- Anclando y recuperando los empacadores, los tapones y demás equipo que este dentro del pozo.
- Lavado del hidratos
- Bajando y recuperando las herramientas empleadas en la estimulación acida.
- Pesca de las herramientas
- Operaciones de molienda
- Perforación bajobalance
- Control de reventones
- Bajar y recuperar las pistolas de perforación, etc.

1.6.2 Tubería flexible:

Componentes principales del equipo de tubería flexible (FIG 10) (REFERENCIA 3)

- Unidad de bombeo
- Unidad de potencia
- Carrete y tubería flexible
- Cabina de control
- Cabeza inyectora
- Conjunto de preventores
- Grúa y subestructura

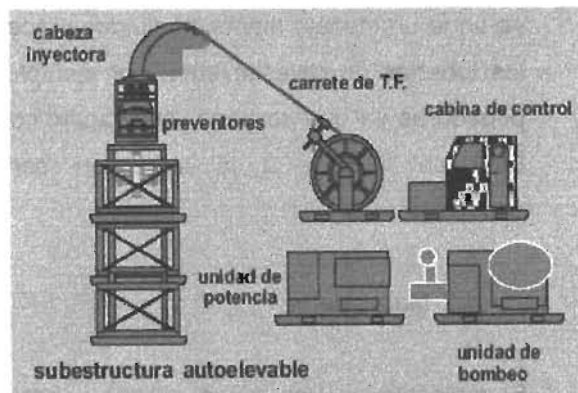


FIG. 10 COMPONENTES DEL EQUIPO DE TUBERÍA FLEXIBLE

1.6.2.1 Dimensiones y características de la TF:

Este equipo puede suministrarse en carretes de 1" hasta 3 ½ " y longitudes máximas de 25 mil pies. Las características que debe reunir el equipo de TF son :

- Acero con bajo carbón
- Esfuerzo mínimo a la cedencia 70-80000 psi
- Tensión mínima de 80-90000 lbs
- Dureza máxima Rockwell de 22C

Las principales aplicaciones de la TF son :

- Limpiezas
- Inducciones
- Estimulaciones
- Cementaciones
- Pescas
- Terminaciones
- Perforación

Algunas ventajas de operar con tubería flexible en cualquiera de sus aplicaciones son que no se necesita realizar conexiones ya que es continua; se tiene un manejo menor de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento, por ejemplo, evita pegaduras ya que se tiene circulación continua. Esto se traduce a la larga en beneficios económicos.

1.7 Malacate

El malacate es una pieza grande y pesada de maquinaria, este consiste en un carrete en el cual el equipo enrolla la cuerda de perforación. Es

como un catshaft en el cual están montados los cabestrantes, estos tienen clutch y cambios de velocidad (con cadenas), así el perforador podrá cambiar la velocidad y la dirección de este. El freno principal provee al perforador una vía de frenado lento y parar el tambor del malacate. Como auxiliar de frenado se tiene un freno eléctrico, este asiste al freno principal. (REFERENCIA 9)

Grandes electro magnetos sirven como auxiliares de frenado, ya que se oponen a las fuerzas de torsión del tambor y ayuda al freno principal.



FIG. II MALACATE

1.8 Mástil

Torre ó mástil. Aporta la altura vertical (y el soporte) requerido para levantar secciones de tubería del pozo o hacia el pozo. La longitud más común es de 27 a 30 pies (9 m), lo correspondiente a la altura de una "lingada" o tres tubos unidos.

El tamaño de una torre de perforación depende de que tan hondo sea el agujero que se vaya a perforar, puede tener de uno a cuatro motores. Naturalmente, una torre mas grande, puede perforar mas hondo y necesita de mas energía.

Las torres grandes tienen de tres a cuatro motores, entre todos proporcionan desde 3000 HP (2100 kW). Esta claro que cada motor proporciona esta energía, esta debe de ser transmitida a los componentes de la torre para que funcionen. Los generadores eléctricos transmiten la energía a la torre.

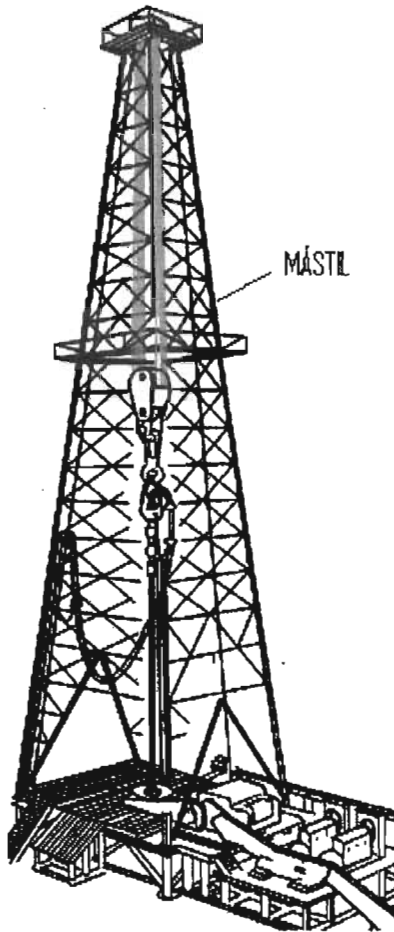


FIG.12 MÁSTIL

Los mástiles y las torres de perforación son las torres estructurales altas para soportar el ensamble de los bloques y las herramientas de perforación. También proporcionan la altura para permitir que el perforador levante el cable de perforación para que así los equipos de perforación puedan subirlos y bajarlos. Según lo mencionado anteriormente, un mástil es una torre

de perforación portable que los miembros del equipo pueden levantar y bajar como una sola unidad. Una torre de perforación estándar, por otra parte, requiere que los miembros de la cuadrilla la ensamblen y desensamblen pedazo por pedazo; no pueden erigirla o tomarla abajo como una sola unidad. La mayoría de los equipos utilizan hoy mástiles porque toman su posición de abajo hacia arriba mucho más aprisa que las torres de perforación estándar.

Los fabricantes tienen que hacer mástiles fuertes y, en el mismo tiempo, tienen que hacerlos portátiles. Las cargas que un mástil puede soportar pueden ser tan grandes como 1000 toneladas .

Por ejemplo, un mástil puede medir 136 pies (41,5 metros) de alto, pueda soportar 275 toneladas (249 toneladas), y ser capaz de soportar 161 kilómetro-por-hora, los vientos.

1.9 Sistema rotatorio

La función principal de una torre de perforación rotatoria es perforar un agujero, o como se dice "hacer un hoyo". Para hacer un agujero con una torre de perforación rotatoria se requiere de personal calificado así como de equipo suficiente. Para aprender acerca de los componentes de la torre, dividámoslos en cuatro sistemas principales:

- Sistema de energía
- Sistema de izaje
- Sistema rotatorio
- Sistema circulatorio

1.9.1 Sistema de energía

Toda torre necesita una fuente de energía para mantener el sistema circulatorio y el de izaje funcionando, y en muchos casos también el sistema rotatorio requiere de esta energía para hacer un agujero. En los primeros días de perforación, los motores de vapor proporcionaban energía a las torres. Por ejemplo, Coronel Drake mantenía su torre funcionando con un motor de vapor. Hasta 1940 y 50's, los motores de vapor manejaban la mayoría de las torres de perforación. Pero, como los motores de diesel y gas proporcionaban más energía y se tenía más fácil acceso a estas, las torres con funcionamiento mecánico empezaron a suplantar a las torres con funcionamiento a base de vapor. La gente que trabajaba en estas torres las comenzó a llamar "torres mecánicas", porque los motores manejaban maquinaria especial, la cual, proveía de energía a los componentes.

Después, en 1970's y 80's, los generadores eléctricos, trabajando a base de motores de diesel, comenzaron a remplazar al equipo mecánico usado para manejar los componentes de la torre de perforación. Hoy, esas "torres eléctricas" dominan el trabajo de perforación.

Mecánica o eléctrica, virtualmente cada torre de perforación moderna utiliza motores de combustión interna como fuente principal de energía, o fuente principal de movimiento. Un motor de una torre de perforación es similar a los motores de los automóviles, excepto que los de la torre son más grandes y más poderosos y no se usa gasolina como combustible.

Los motores en su mayoría utilizan diesel, por que el diesel como combustible es seguro de transportar y de almacenar que otros combustibles tales como el gas natural, gas LP o gasolina.

Los motores de diesel no tienen bujías como los de gasolina. En cambio el calor generado por compresión, enciende la mezcla de gas y aire dentro del motor. Todo el tiempo el gas es comprimido, por lo que su temperatura se incrementa. Se comprime lo suficiente (como en los motores de diesel), y, si el gas es flamable, proporciona el calor suficiente para encender. Así, los motores de diesel son llamados "motores de combustión – ignición". Los motores de gasolina son llamados "chispa – ignición".

El tamaño de una torre de perforación depende de la profundidad del agujero que se vaya a perforar, puede tener de uno a cuatro motores. Naturalmente, una torre más grande, puede perforar más hondo y necesita de más energía.

Las torres grandes tienen de tres a cuatro motores, entre todos proporcionan desde 3000 HP (2100 kW).

1.9.2 Transmisión mecánica de energía

Como se menciona antes, entre 1950's y 60's, la mayoría de las torres tenían funcionamiento mecánico, esto es, los motores eran manejados por grandes cadenas y engranes, los cuales proporcionaban energía a varias partes de la torre de perforación.

Más tarde los motores diesel – eléctricos comenzaron a dominar, ya que la transmisión eléctrica tiene más ventajas sobre la transmisión mecánica. La mayoría de las torres son “diesel – eléctricas”. Pero todavía existen las torres con transmisión mecánica.

Los motores eran manejados por engranes y cadenas que los envolvían. Las cadenas, manejan diferentes componentes de la torre de perforación. El arreglo de cadena y engrane son conocidos como recintos (compound) por que estos recintos o conectores proveían de energía a varios motores. Con motores de este tipo, el perforador puede usar uno, dos, o todos cada vez que los requiera.

1.9.3 Transmisión eléctrica de energía

En las torres “diesel – eléctrico” los motores de diesel son más poderosos, ya que manejan a los generadores eléctricos. Los generadores, producen electricidad que fluye a través de cables al switch eléctrico y al equipo de control, el cual está dentro de una cabina de control.

Desde el aparejo de control, la electricidad va a través de más cables a los motores eléctricos. El fabricante fija a los motores directamente con el equipo que será manejado; por ejemplo, el malacate o la bomba de lodos.

El sistema “diesel – eléctrico” elimina toda la maquinaria pesada y complicada de los recintos. Por que la torre eléctrica no necesita de recinto, el equipo no desperdicia tiempo de armado ni de conectar el recinto con el motor, ni con el

malacate. Así mismo en una torre de perforación (eléctrica) el diseñador de la torre, puede poner los motores en cualquier parte de la superficie destinada, los puede colocar lejos del piso de perforación y disminuir el ruido, mientras se perfora. En torres mecánicas, el recinto tenía que estar forzosamente cerca del piso de perforación.

1.9.4 Sistema de izaje

Sea mecánica o “diesel – eléctrica”, la función de la torre de perforación es perforar un agujero, para hacer este trabajo, se debe de contar con un sistema de izaje. Un sistema de izaje típico está conformado por el malacate (o izador), una grúa o mástil, el bloque de la corona, el bloque viajero, la línea de perforación. Por lo que la función principal del sistema de izaje es la de levantar y bajar tubería.

1.9.5 Los bloques y el cable de perforación

Las industrias manufactureras fabrican el cable de un material muy fuerte (alambre y cuerda). El cable de perforación tiene un diámetro de 7/8 a 2 [pulg] (22 51 [cm]) y tiene alma de acero, está diseñado especialmente para cargar, lo más pesado en la torre de perforación.

El cable viene de un gran carrete (el carrete de repuesto) de este carrete va a una “abrazadera”, esta línea es llamada “línea muerta” o “ancla”. Del abrazadera de la línea muerta, la línea de perforación va desde lo más alto del mástil o grúa a un set de poleas. Este conjunto de poleas es llamado bloque de la corona.

Las poleas son llamadas "roldanas" ; la línea se ensarta muchas veces entre el bloque de la corona con otro conjunto de roldanas, llamado bloque viajero. La línea o cable es ensartado entre las roldanas del bloque de la corona y el bloque viajero ; el efecto es tener muchas líneas para tener mayor fuerza.

El bloque viajero carga lo mas pesado, la mayoría de las veces la líneas es ensartada entre el bloque de la corona y el bloque viajero. Por ejemplo un agujero hondo, donde la carga del sistema de izaje es mayor se deben de tener mas líneas que para perforaciones menos profundas en donde la carga debe de ser menor , si se tuviesen 10 líneas nos indicaría que el cable se corrió 5 veces entre el bloque de la corona y el bloque viajero; 10 líneas pueden levantar fácilmente cargas muy pesadas ; con 8 líneas se soporta una carga menor; y para cargas muy pesadas se usan 12 líneas.

Cada que la ultima línea ha sido colocada en las roldanas del bloque de la corona, el final de la línea se dirige hacia abajo , hacia el tambor del malacate, donde es enrollada firmemente, después el perforador toma la línea enredada en el malacate. La parte de la línea que va del malacate al bloque de la corona es la "línea rápida" o "línea viva" (rápida por que se mueve conforme el perforador suba o baje el bloque viajero en el mástil o grúa) el final de la cuerda que va del bloque de la corona al ancla de la línea muerta se le llama " línea muerta" (muerta , por que no se mueve).

Las roldanas por las que pasa la línea de perforación son como de 5 [pies] (1.5 [cm]) o mas de diámetro , y los pernos en los que las roldanas rotan pueden ser de 1 [pie] (30 [cm]) o algo así de diámetro(esto es grande). Incidentalmente, el número de roldanas en el bloque de la corona excede en uno al número de roldanas del bloque viajero, la roldana extra en la corona es necesaria para sostener la línea muerta.

La colocación del bloque viajero incluye un resorte que actúa como amortiguador y un gran gancho del cual los miembros del equipo suspenden la cuerda de perforación.

1.10 Sistema circulatorio

Una característica única de la perforación rotatoria es el bombeo del líquido de perforación al fondo del pozo para recoger los cortes hechos por la barrena y para levantarlos a la superficie para su disposición. Al mismo tiempo las partículas sólidas en el fluido de perforación de la cara del pozo de formaciones porosas y permeables.

1.10.1 El Fluido De Perforación (Lodo)

El lodo de perforación es generalmente una mezcla del agua, arcilla y algunos productos químicos. Durante la perforación circula en las presas de lodo. Algunas formaciones se hinchan en la presencia del agua e impiden perforar, así que se emplea lodo base aceite. En algunos casos, se puede emplear aire como fluido de perforación (el fluido puede ser un gas o un líquido. El aire es un fluido gaseoso) a diferencia del lodo, el aire o el gas ejerce una presión muy pequeña en el fondo del agujero

porque es menos denso que el lodo. Por consiguiente, el aire o el gas puede aumentar dramáticamente el índice de perforación, o el índice de la penetración. El aire o el gas, por su densidad, permiten el corte de la barrena sea mas rápido.

Con tal ventaja, se pensaría perforar con aire o gas pero tiene una desventaja importante en una formación puede incorporar líquidos al agujero, mojar los recortes, y causar problemas como la pérdida de circulación. Desafortunadamente, la mayoría de las formaciones superficiales contienen grandes cantidades de agua; por lo tanto, el perforar con aire o gas ha limitado su uso.

Si es gaseoso o líquido, el fluido de perforación desempeña varios papeles vitales : Levanta el recorte hecho por la barrena a la superficie. También refresca y lubrica la barrena. Por otra parte, el lodo de perforación mantiene la presión hidrostática.

La presión del lodo en la perforación compensa la presión en una formación. Cuanto es más pesado, o es más denso, es más la presión que ejerce.

Para hacer que el agua o el aceite ejerza la cantidad correcta de presión el perforador hace que se adicione material. Un mineral llamado " barita " es un material que da peso al lodo. La barita se provee al equipo como polvo fino, y el chango lo agrega gradualmente al agua o al aceite del lodo. El lodo suspende el pulverizado.

En el equipo, se puede oír a personal hablar del " peso del lodo que es otra manera de decir densidad del lodo. Como lo anterior mencionado del lodo es importante porque indica cuánto presión ejerce el lodo para llevar a cabo la presión de la formación.

Cuando el perforador para el bombeo del lodo por cualquier razón, la arcilla hace el gel del lodo temporalmente. El lodo gelificado guarda los recortes suspendidos incluso cuando el lodo no se está moviendo. Se llama romper la circulación cuando el perforador comienza el bombeo otra vez.

Según lo mencionado antes, las partículas de la arcilla también sostienen la pared del agujero. Los sólidos de la arcilla forman enjarre que estabiliza el agujero.

El enjarre tiene espesores de algunos cuantos milímetros, pero el papel que desempeña en estabilizar el agujero es vital.

1.10.2 El Equipo De Circulación

El lodo circula por medio de muchas piezas del equipo, que desempeñan un papel importante. El equipo que circula incluye la bomba de lodos , la línea de descarga, la columna de alimentación, la manguera de lodos, la unión giratoria (o el mecanismo impulsor superior), y el kelly, el tubería de perforación, los drill collar ó lastra barrenas, la barrena, la espacio anular, las temblorinas, el desarenador, los tanques del lodo, y la línea de succión. La bomba del lodo lo toma de las presas del lodo y lo envía fuera de una línea de descarga a una columna de alimentación.

La columna de alimentación es un tubo de acero montado verticalmente en una pierna del mástil o de la torre de perforación. El lodo fluye de la columna de alimentación y en la manguera de lodos la cuál está conectado con la unión giratoria en equipos de sistema mesa-rotatoria o con el mecanismo Top drive. El lodo va abajo del kelly en equipos con un sistema top drive, el lodo pasa a través de espacios dentro de él. Una vez que pase a través del kelly o el top drive, el lodo fluye dentro de las tuberías, y sale por las toberas de la barrena. El espacio anular es el espacio entre el exterior la tubería de perforación y las caras del agujero. Mientras que fluye a través del espacio anular, el lodo acarrea los recortes.

Finalmente, el lodo deja el agujero a través de una tubería de acero llamada la línea de retorno de lodo y cae encima de la temblorina (Fig. 13). Cuya función principal es vibrar o agitar el lodo que retorna del agujero.



FIG. 13
TEMBLORINAS

Por lo regular los recortes se almacenan en contenedores para su tratamiento posterior, esto es para no causar daños en el medio ambiente.

Los recortes normalmente se descargan en una barcaza y se transportan a un sitio de la tierra para la disposición apropiada. En cualquier

embarque, los desagües de lodo atrás en los tanques de lodo dónde la bomba de lodo lo recicla para el motor de fondo.

El sistema circulatorio es esencialmente un sistema cerrado.

1.10.3 El Equipo Auxiliar

A veces la barrena crea las partículas tan pequeñas que la temblorina no puede removerlas del lodo. Así después del paso del lodo a través de la temblorina, el sistema envía el lodo a través del desarenador, desgasificador, limpiadores de lodo, y centrifugas de lodo. Estos elementos del equipo quitan las partículas finas, o sólidos pequeños, impidiendo contaminar el lodo perforado.

Un desgasificador quita cantidades pequeñas de gas que entra en el lodo. El perforador no puede recircular lodo con lecturas de gas en el lodo ya que lo hace menos denso. Si el lodo es muy ligero e incapaz de controlar la formación se presenta un brote.

1.11 Sistema de control

Componentes del subsistema para el control de pozos: (FIG.14)

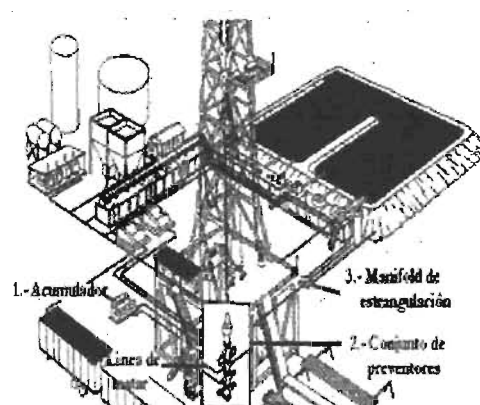


FIG.14 COMPONENTES DEL SUBSISTEMA PARA CONTROLAR EL POZO

Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación por que pone en peligro las vidas de la cuadrilla, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares, puede causar severos daños al ambiente; El fluido que brota del pozo , ya sea gas o aceite, sale con gran fuerza y suele encenderse; el problema surge cuando la presión de formación es mas 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 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 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 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 descontrolado de fluidos de la formación hacia fuera del pozo, el cual no se puede manejar a voluntad.

1.11.1 Preventores

La función de los preventores es de controlar el paso de los fluidos a la superficie.(FIG. 15)

Se clasifican en :

- a) Interior, cuya función es controlar el paso del fluido que proviene del interior de la tubería de producción o de trabajo.
- b) De ariete, cuya función es sellar el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior, o cerrarlo totalmente, funciona en pares e hidráulicamente; los tipos de arietes son :diámetros sobre medida, de diámetro ajustable o variable, ciegos y de corte. (FIG. 16)

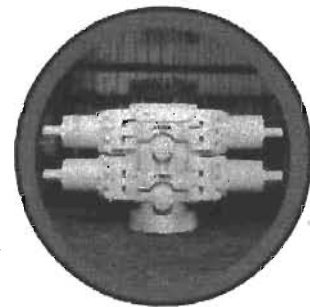


FIG. 16 PREVENTOR DE ARIETE

- c) Esféricos, cuya función es sellar el espacio anular o el pozo abierto a la atmósfera, cuando se detecta una señal del reventón,

al momento de estar metiendo o sacando tubería al pozo.

- d) Anular mecánico, este se utiliza en donde operen pozos de bombeo mecánico o hay operaciones donde sea necesario introducir tubería bajo presión.(fig17)

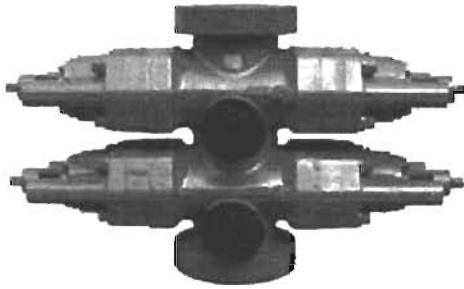


FIG. 17 PREVENTOR ANULAR MECÁNICO

1.11.2 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 de ser rápidos y confiables aún cuando estén cubiertos de lodo.

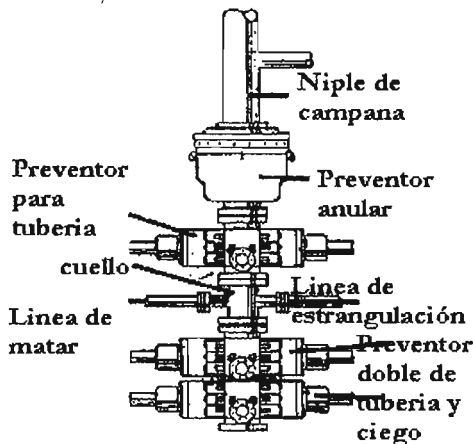
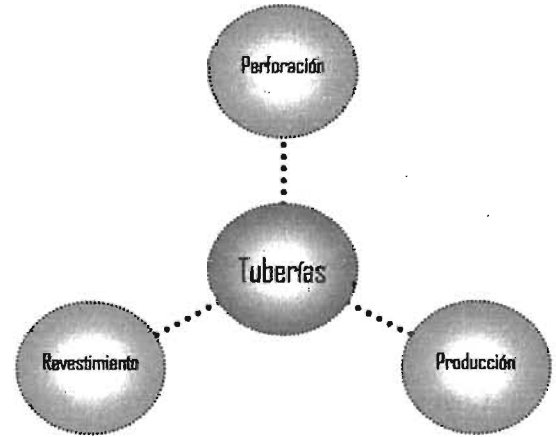


FIG. 15 COMPONENTES DEL PREVENTOR

1.12 .Herramientas de Perforación:

1.12.1 Tuberías

Se dividen en tres grandes ramas:



1.12.2 Tubería de perforación

Es una tubería utilizada durante la perforación, terminación, reparación y pruebas de formación de pozos para transmitir la energía mecánica de rotación y el peso de la misma sobre la barrena, así como la energía hidráulica al conducir el fluido de perforación desde la superficie hasta la barrena.

También sirve para bajar y levantar la barrena, lo que permite tener una extensión desde la superficie hasta el fondo del pozo.

1.12.3 Tubería de revestimiento y producción

En general, se puede definir como tubería de revestimiento a la que se utiliza para recubrir las

paredes del pozo, con el propósito principal de proteger las paredes del mismo. Usualmente está constituida por secciones de diferentes diámetros, espesores y materiales, dependiendo de las condiciones de profundidad, presión, temperatura, etc. reinantes en cada zona.

Por otra parte, la tubería de producción será aquella por donde circulará el crudo en su camino a la superficie.

En la Figura 18 se presentan esquemáticamente los diferentes tipos de tubería de revestimiento así como la de producción.

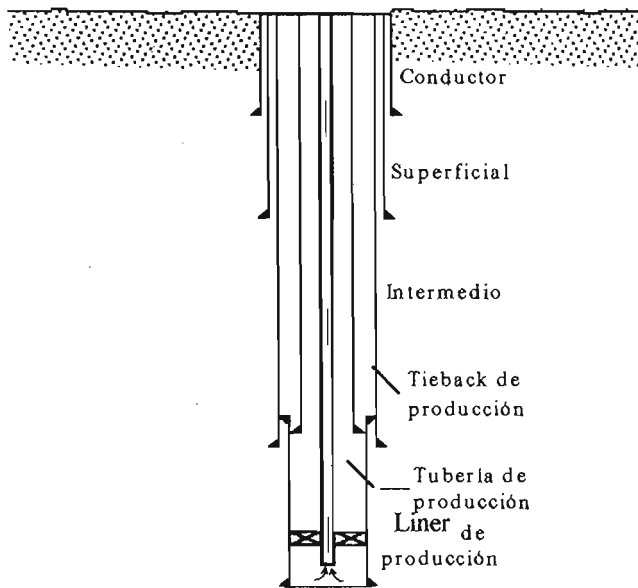


FIG. 18 ARREGLO DE LAS TUBERÍAS (REFERENCIA 8)

Hay tres señalamientos generales que se pueden aplica a cualquier elemento de la sarta, dependiendo de ciertas características. El primero es el calificativo de "producción". Un elemento es llamado "de producción" (tubería de revestimiento intermedio vs. Tubería de revestimiento de

producción) cuando existe la posibilidad de contacto con el fluido de producción. El segundo es "liner" o tubería corta se le denomina así a la tubería de revestimiento que no llega a la superficie, sino que es "colgado" de la tubería anterior.

Por otra parte las tuberías se clasifican según como sigue :

1.12.4 Conductor

Es la primer tubería de revestimiento, reúne las siguientes características:

- * Reduce al mínimo la pérdida de circulación a poca profundidad
- * Conducto por donde el lodo regresa a la superficie al inicio de la perforación
- * Minimiza la erosión de sedimentos superficiales
- * Protege de la erosión las tuberías de revestimiento subsiguientes
- * Sirve de soporte para el sistema desviador en caso de afluencia inesperada a poca profundidad.

1.12.5 Tubería superficial

- * Soporta y protege de la corrosión cualquier tramo de tubería de revestimiento subsiguiente
- * Previene los derrumbes de los sedimentos no consolidados, más debilitados, que se hallan próximos a la superficie
- * Protege de la contaminación las arenas someras que contienen agua dulce
- * Proporciona resistencia a las manifestaciones para poder perforar a mayor profundidad
- * Sirve de apoyo primario para los preventores

2.1.5 Tubería intermedia, liner de perforación

- * Permite cargar grandes pesos de lodo sin amenazar las formaciones someras

- *Controla las zonas de sal, y las lutitas desmoronables de fácil desprendimiento

1.12.6 Tubería de revestimiento de producción, liner de producción

- *Protege el ambiente en caso de una falla de tubería
- *Permite cambiar o reparar la tubería de producción
- *Aísla la zona productora de las demás formaciones
- *Crea un conducto de paso de dimensiones conocidas.

1.12.7 Tubería de producción

- *Constituye el conducto por donde fluye el fluido en la fase de producción
- *Sirve para controlar la presión del yacimiento
- *Permite estimular el yacimiento

1.13 Barrenas

El trabajo primario de las barrenas es rotar en el fondo del agujero. Existen varios tipos de barrenas en muchos tamaños y diseños. Están diseñadas para perforar un diámetro determinado del agujero en diferentes tipos de formación. (REFERENCIA 2)

La clasificación según su tipo :

- 1.13.1) Barrenas triconicas
- 1.13.2) Barrenas compactas (PDC)
- 1.13.3) Barrenas con insertos de tungsteno
- 1.13.4) Barrenas especialmente diseñadas para el corte de núcleos.

1.13.1 Barrenas Tricónicas:

El cuerpo de la barrena consiste de una conexión de rosca con la cual se sujeta la barrena de la

tubería, los conos están montados sobre unos cojinetes, el lubricante para estos cojinetes y los sitios por donde pasa de manera continua el fluido de perforación con el propósito de limpiar el fondo del agujero de los recortes producidos por la operación de perforación.

Uno de los propósitos de la forma del cuerpo de la barrena es para que el fluido de perforación llegue de forma directa donde este hará mas eficientemente su trabajo de limpieza.

Muchos de los diferentes tipos de barrenas tricónicas utilizan jets en la parte superior entre los conos para limpiarlos directamente.(Fig. 19)

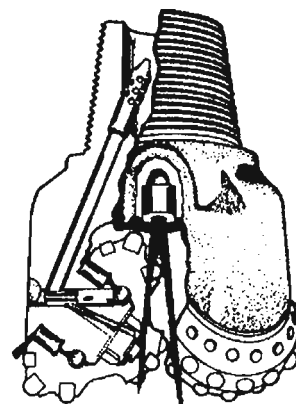


FIG. 19 BARRENA TRICÓNICA

El espacio distribuido entre los componentes depende del tipo de formación que se vaya a perforar con la barrena.

Es muy importante notar que la correcta selección del diámetro de las boquillas o jets juega un papel muy importante en la perforación, pues esto no genera una energía adicional al realizar la operación. (Fig. 20)



FIG. 20 BOQUILLA DEL JET

1.13.2 Barrenas Compactas.(PDC)

Otro tipo de barrenas llamadas de diamante, porque su elemento cortante lo forman diamantes industriales incrustados en el cuerpo de la barrena.

El diseño del cuerpo de la barrena así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas.

1.13.2.1 Diamante Natural



FIG.21 BARRENA DE DIAMANTE NATURAL

rotatoria y con motor de fondo.

Están diseñadas en varios tamaños, grados y concentraciones de diamante natural,

Estas barrenas son utilizadas en formaciones duras y abrasivas.

Presentan una variedad de estilos para perforación

dependiendo del uso específico que se le vaya a dar. (fig. 21)



FIG.22 y 23 GEOMETRIA E HIDRAULICA



1.13.3 Barrenas Con Insertos De Tungsteno

El carburo de tungsteno es la característica de las barrenas de PDC las cuáles son diamantes sintéticos pegados. (en este caso, es un disco pequeño hecho del carburo de tungsteno.) El fabricante trabaja a máquina los conos en el cuerpo de la barrena e inserta los insertos de diamante-revestidos en los conos. (fig. 24)

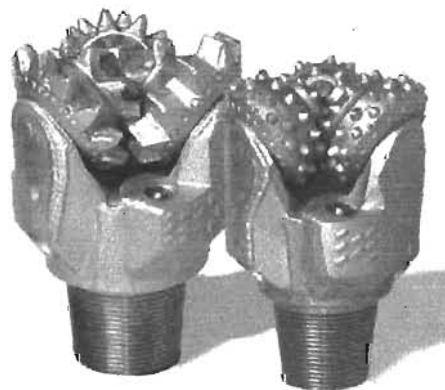


FIG. 24 BARRENA DE INSERTOS, MAQUINADOS E INSERTADOS

1.13.4 Barrenas Especialmente Diseñadas Para El Corte De Núcleos. (Coronas)

Los cortadores de núcleos son diseñados para recuperar una porción de formación; desintegrando solo la circunferencia, dejando la parte central intacta (núcleo). Existen varios tipos y modelos de estas barrenas cortadoras de núcleos o comúnmente llamadas coronas.

La figura 25 muestra una barrena cortadora de núcleos de 6 conos, que esta diseñada para formaciones abrasivas.



FIG. 25

La corona que se muestra en la figura 26 esta diseñada para formaciones de dureza media, provee de buenas condiciones para la recuperación del núcleo, ya que los cortadores son circulares.



FIG.26

La barrena mostrada en la figura 27 esta diseñada para formaciones blandas; los cortadores están acomodados tangencialmente a la circunferencia del centro del orificio donde se aloja el núcleo.



FIG.27

1.13.5 Tamaños Y Atributos De Las Barrenas

Las barrenas están disponibles en muchas medidas, a partir de 3 ¾ pulgadas hasta 28 pulgadas de diámetro, dependiendo del diámetro del agujero que el perforador necesite.

Por otra parte, porque existen las formaciones de varias durezas, existen barrenas con los cortadores diseñados para perforar formaciones de diversas durezas. En general, existen barrenas con los cortadores necesarios para perforar formaciones suaves, suavidad media, media, duro medio y formaciones abrasivas o muy duras.

1.13.5.1 El Peso En La Barrena

Poner el peso en una barrena hace que sus cortadores fracturen la roca. Generalmente, se aplica el peso en la barrena permitiendo que el peso de los drill collars actúe sobre la barrena. La cantidad de peso depende del tamaño y del tipo de barrena y de la velocidad en el cual se va a perforar. La cantidad de peso también depende del tipo de formación que es perforada. Para una idea general, se considera que un perforador puede rotar a partir 70 a 180 revoluciones por minuto y a partir

26000 a 130000 libras de peso o fuerza, por dar un ejemplo.

1.14 Estabilizadores

Los estabilizadores son herramientas cuya función principal es como su nombre lo dice dar estabilidad a la sarta de perforación dentro del agujero.

Tipos básicos de herramientas estabilizadoras:

1. Aleta móvil: Puede ser con aleta recta o aleta en espiral, en ambos casos la longitud de las aletas puede ser variable.

Fig. 28

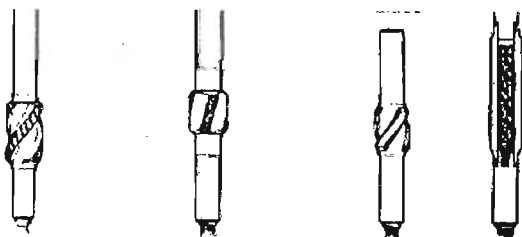


FIG. 28 ESTABILIZADORES

2. Aleta fija : Es el mas común , además de ser el mas seguro al momento de correr herramienta; este tipo de estabilizadores es mas efectivo en áreas de formación dura por ejemplo dolomitas; su única limitación es la temperatura, no debe de sobrepasar los 121°C.



FIG. 29
ESTABILIZADOR
DE ALETA FIJA

1.15 Lastrabarrenas

Drill collar o lastrabarrenas son tubos con la junta o rosca maquinada, esta se viene fabricada en el tubo como se muestra en la figura 30; (REFERENCIA 4)

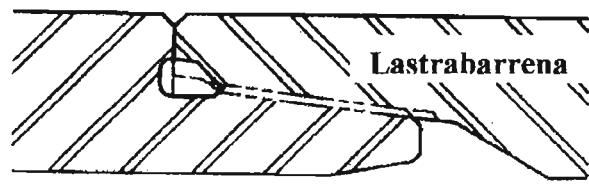


FIG. 30

Tiene la función de dar peso a la barrena y estabilidad a la sarta, proporcionando rigidez, son resistentes a la tensión y a la compresión, buscando que el punto neutro que es el punto que se toma como referencia para corroborar que las fuerzas que actúan sobre la sarta estén debidamente distribuidas; si es de compresión (parte inferior del punto neutro) o si es de tensión (parte superior del punto neutro). Quedando dentro de un margen de seguridad del 15 % (dentro de la longitud de los drillcollar).Fig. 31

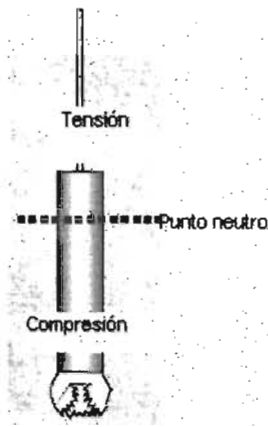


FIG 31 PUNTO NEUTRO

1.15.1 Determinar el diámetro de los lastrabarrenas.

Cuando las posibilidades de pegaduras por presión diferencial sean mínimas, la experiencia establece que el diámetro de los lastrabarrenas debe ser el máximo permisible, de acuerdo con la geometría del pozo y el diámetro de la barrena. Esto permitirá un mejor control direccional, menor longitud del ensamble de fondo, menor probabilidad de pegaduras por presión diferencial y menor margen de movimiento lateral (menor esfuerzo de pandeo y fatiga de las conexiones). La siguiente ecuación práctica proporciona una idea del diámetro mínimo de lastrabarrena d_{MLB} (pg) requerido.

$$d_{MLB} = 2 * d_{eCTR} - d_b \dots\dots\dots(1)$$

Donde d_{eCTR} es el diámetro exterior del cople de la TR (pg) y d_b es el diámetro de la barrena en pulgadas.

1.15.2 Calcular la longitud de los lastrabarrenas según la configuración definida.

Cuando el peso sobre la barrena es proporcionado únicamente por los lastrabarrenas, la longitud mínima de lastrabarrenas se calcula de la siguiente manera:

Primero calcular el factor de flotación F_F (adimensional), con la siguiente ecuación:

$$F_F = \left(1 - \frac{\rho_{lodo}}{7.856} \right) \dots\dots\dots(2)$$

Luego calcular la longitud mínima de lastrabarrenas L_B (m) con la siguiente ecuación:

$$L_{LB} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_F * \cos\theta} \dots\dots\dots(3)$$

Donde ρ es la densidad del lodo (gr/cm³), P_{SB} es el máximo peso requerido por la barrena en toneladas, F_d es un factor de diseño para asegurar que el punto neutro se ubique por debajo de la cima de los lastrabarrenas. Este factor de diseño varía entre 1.1 y 1.2, siendo 1.15 el valor más común. P_{LB} es el peso de los lastrabarrenas en el aire (lbs/pie) y θ es el ángulo del pozo con respecto a la vertical en grados.

Cuando el peso de la barrena es proporcionado por los lastrabarrenas y por la tubería pesada el número de lastrabarrenas debe ser el mínimo necesario para controlar la desviación del pozo

1.16 Sustitutos de enlace

Los sustitutos o "SUBS" son tubos que funcionan como extensiones de la tubería, a su vez sirven como combinaciones.(Fig. 32)

Los sustitutos de enlace son aquellos que tienen diferente combinación entre las juntas, así que

puede ser conectado a diferentes diámetros (superior e inferior).

Existen de diferentes medidas y están manufacturados con el mismo material de los lastrabarreras o drillcollar.

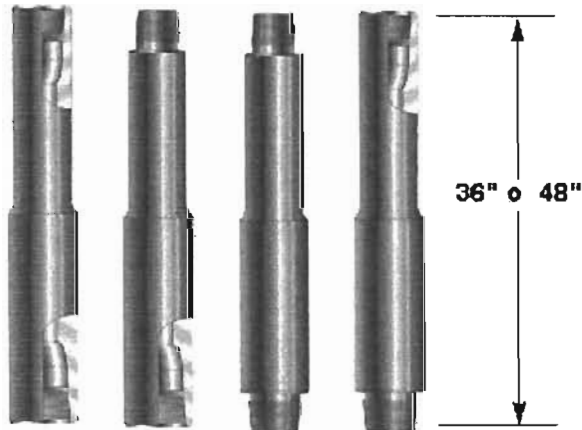


FIG. 32 SUSTITUTOS DE ENLACE

Por lo general ayudan a levantar la tubería, en específico a los drill collar ya que tienen la cuerda maquinada, el sub que tiene esta función se le denomina "Lift Sub" (Fig. 33)

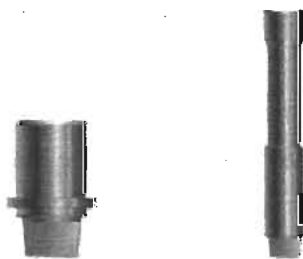


FIG. 33 LIFT SUB

También pueden ser de un solo diámetro o de diámetro exterior variable, como se muestra (Figuras 34, 35)

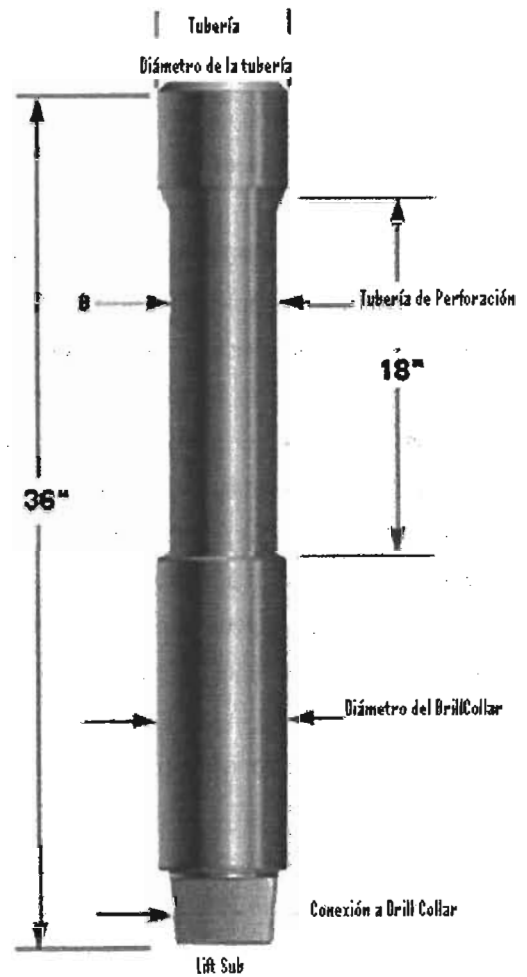


FIG.34 DIÁMETRO EXTERNO VARIABLE

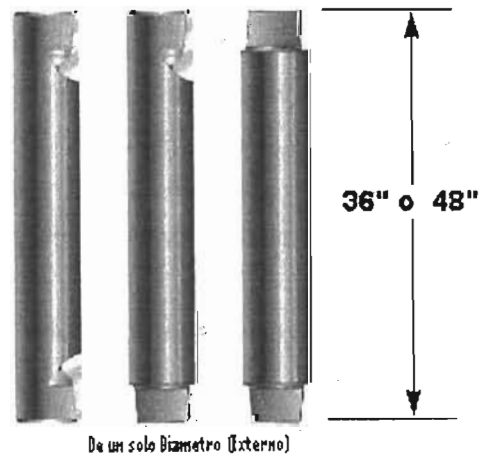


FIG.35 DE DIÁMETRO EXTERNO UNIFORME

1.17 Rotaria viajera

O sistema TOP DRIVE; se compone de una unión giratoria, motor eléctrico DC, frenos de disco para cualquier orientación direccional y un freno de inercia; de un sistema para controlar el torque, sistemas de control remoto para controlar el gancho, sistema de contrabalanceo para duplicar las funciones de amortiguamiento del gancho convencional, válvula de control inferior, elevador bi direccional para enganchar lingadas y elevadores de potencia. (Fig.36)

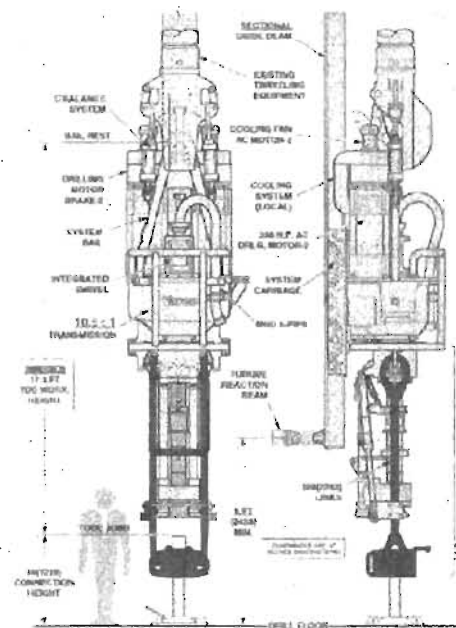


FIG 36 TOP DRIVE
(REFERENCIA 3)

Entre sus aplicaciones principales están:

- Útil en la perforación de pozos desviados, horizontales, multilaterales y bajobalance.

Teniendo como beneficios:

- Elimina 2/3 de las conexiones al perforar con lingadas de tres tubos.
- Mantiene la orientación direccional en intervalos de 90 ft y reduce el tiempo de supervisión, mejorando el control direccional.
- Toma núcleos en intervalos de 90 ft sin tener que hacer conexiones
- Se tiene perforación horizontal con tramos de 90 ft.
- Se puede escarear y circular durante los viajes.
- Mejora la seguridad en el manejo de la tubería.
- Empleado en perforación en tierra y costa afuera.

1.18 Motores de fondo

En situaciones especiales, el equipo puede utilizar un motor de fondo para rotar la barrena. Al contrario del sistema mesa-rotatorio o un sistema del top drive, un motor de fondo no gira la tubería de perforación, rota solamente la barrena. El todo de perforación acciona al motor de fondo.

Los motores de fondo están diseñados para poder optimizar los tiempos de penetración así como también, para realizar el menor numero de viajes, ya que dichos motores pueden llegar a ser utilizados como una sarta convencional, sin necesidad de realizar un viaje a la superficie; salvo situaciones ajenas a esta.

El motor de fondo consta de un motor hidráulico de desplazamiento positivo que se utiliza como una maquina perforadora de fondo.

La característica principal de este método de operación, es que la barrena se acciona sin necesidad de girar la tubería de perforación.

Este concepto de perforación tiene muchas ventajas sobre los métodos convencionales de perforación rotatoria:

1. Ubica la potencia de giro en la barrena.
2. Incrementa considerablemente la velocidad de la barrena.
3. Reduce el desgaste de la tubería de perforación.
4. Facilita la perforación a mayor profundidad.
5. Perfora con mayor precisión agujeros desviados.

El motor de fondo consta de 5 componentes básicos

1. El ensamble de paso doble
2. El ensamble del motor.
3. El ensamble de la varilla de conexión.
4. El ensamble del cojinete y la flecha motriz.
5. Sustituto de rotación para la barrena.

Cuando se bombea el fluido a presión al interior del motor, dicho fluido se dirige hacia abajo a través de las áreas vacías que existen entre el rotor y el pasaje espiral (recubierto de hule del estator). (Fig.37)

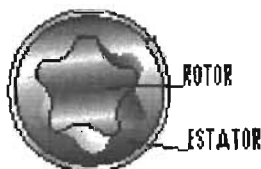


FIG. 37

Para que ocurra flujo, la presión de la columna del fluido desplaza y hace girar el rotor dentro del estator, lo que a su vez acciona la varilla de conexión, la flecha motriz hueca y por ultimo la barrena colocada en el extremo de la herramienta.

El fluido de perforación entra en la herramienta a través de la válvula de paso doble y ejerce fuerza hacia abajo el pistón con lo que se cierran los orificios, posteriormente el fluido debe entrar al motor por el espacio que existe entre el rotor espiral y el estator y continuar a través de la herramienta, por el espacio existente entre la varilla de conexión y la cubierta.

Al entrar al ensamble del cojinete y la flecha motriz, aproximadamente el 90% o 95% del fluido pasa por lo orificios colocados en la parte superior de la flecha motriz y por ultimo sale a través de la barrena el 5% o 10% restante del fluido, pasa a través del cojinete marino para lubricar y enfriar dicho cojinete y el cojinete inferior de carga. A continuación esta porción de fluido sale por encima de la barrena.

El motor de fondo opera en forma efectiva con casi todos los tipos de fluidos de perforación que varían desde el agua hasta los lodos muy pesados, incluyendo los lodos de base aceite, los lodos de agua salada, los lodos de emulsión de aceite, los lodos a base de bentonita y los lodos de alta viscosidad.

La capacidad del motor de fondo esta más relacionada con la cantidad de fluido de perforación utilizado, que con el tipo de fluido.

A medida que el fluido es bombeado a través del motor de fondo y la herramienta opera libremente lejos del fondo, la presión a lo largo del motor se mantiene constante y varía entre 10 y 100 psi, para los diferentes diámetros del motor. Cuando la barrena toca el fondo y se ejerce peso sobre ella, la presión del fluido aumenta, este incremento de presión es directamente proporcional al peso ejercido sobre la barrena o bien, al torque requerido y se conoce como la pérdida o caída de presión a través de la herramienta.

Conforme se agrega más peso, la presión incrementa hasta alcanzar el máximo incremento de presión.

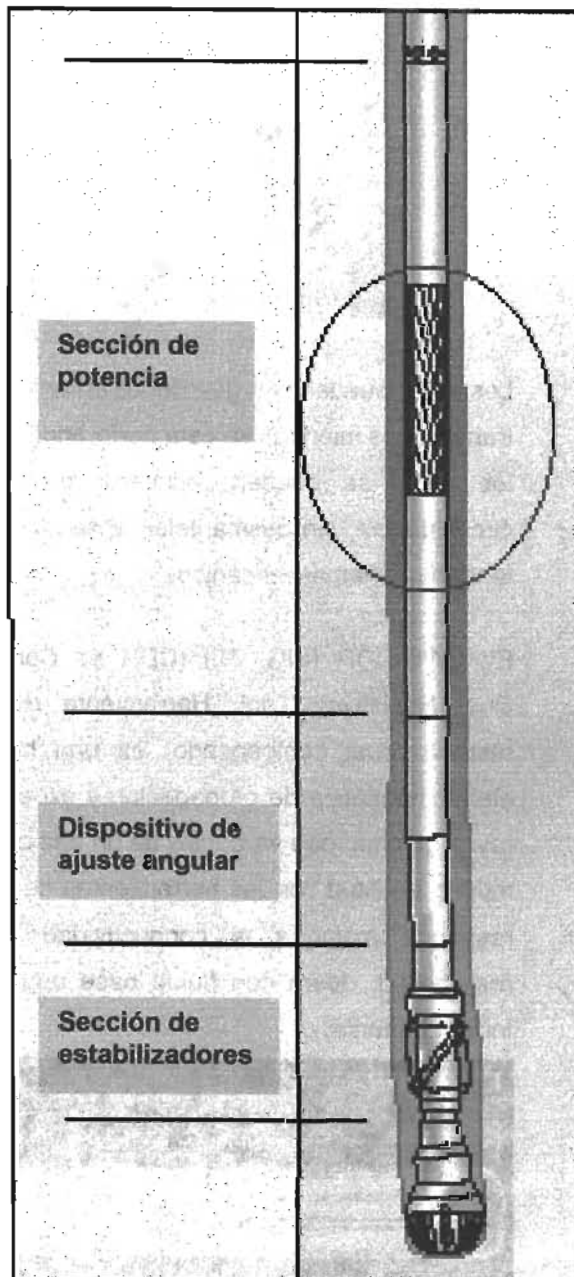
En este punto se produce el torque máximo y el motor se atasca. Esto se indica inmediatamente en el manómetro de presión, ya que el instrumento registra un incremento de presión de varios cientos de psi, si se adiciona o se quita peso, la presión se incrementará o se reducirá respectivamente.

La presión máxima o presión de atascamiento se detecta cuando el manómetro de presión registra un cambio de varios cientos de psi, y esta lectura no varía aunque se adicione más peso a la barrena.

Cuando esto ocurre, se rompe el sello que existe entre el rotor y el estator de hule, y el fluido de perforación pasa a través del motor sin hacer que gire la barrena.

Esto constituye un dispositivo de seguridad. Por ejemplo: si la barrena se atasca por un derrumbe del agujero, la circulación del lodo continúa a través del motor de fondo, aun cuando la barrena no gire.

Si el motor de fondo está atascado, el peso excesivo sobre la barrena debe quitarse tan pronto como sea posible ya que si se sigue bombeando fluido a través del motor sin que este gire, el daño a dicho motor puede ser considerable.



1.19 MWD y LWD

Medición mientras se perfora, MWD por sus siglas en inglés.

Lo más práctico para el control direccional de un pozo, es tener de una manera directa en la superficie información continua, el ángulo alcanzado y el rumbo al que está orientada la herramienta deflectora. El sistema que se utiliza en la zona marina, es el equipo M.W.D. (Medición Mientras Se Perfora).

Por medio de una sonda alojada dentro de la sarta de perforación (MWD), se transmiten pulsos a través de el lodo hasta la superficie, para ser exactos en el stand pipe donde está colocado un primer receptor de señales llamado translucor, esta a su vez manda la señal a un equipo de computo, donde se decodifica la señal dándonos información como ángulo, rumbo, temperatura, presión y orientación.

El equipo MWD consta de cuatro componentes importantes que son:

1. Conjunto del generador de pulsos con sustituto.
2. Sensor/elementos electrónicos de la sonda.
3. Unidad con largueros de arrastre
4. Sistema de computo.

Se hace mención que anteriormente para tomar un registro direccional, se requería aproximadamente un tiempo de hasta tres horas por cada toma (dependiendo de la profundidad y esta del pozo), sin embargo se logra que el tiempo se reduzca a

tres o cuatro minutos con el uso de herramientas tecnológicamente a la vanguardia.

Así como también, el tiempo para un inicio era de tres días promedio solo para levantar +/- 10 grados, sin embargo se ha logrado construir toda la sección de incremento de ángulo (dependiendo del ángulo máximo) en el mismo o menor tiempo.

Por otro lado el LWD, (FIG. 38) Registrando mientras perfora, por sus siglas en ingles .

LWD es el proceso por el cual se toman registros geofísicos en el agujero mientras se perfora. El LWD adquiere los datos a través de sensores integrados en la sarta de perforación, ubicados enseguida de la barrena. Los datos son grabados por la herramienta minutos después de que se va perforando, se podría decir que toma los datos casi en tiempo real.

Con la herramienta LWD se adquieren datos de muy buena calidad, y de mucha utilidad para pozos desviados o ambientes inestables que hacen muy difícil poder emplear la tecnología de correr registros con línea de acero (como convencionalmente se realizaba).

Las ventajas que tiene el LWD son:

Se tienen registros en "tiempo real", así como imágenes azimutales del agujero en el intervalo perforado, pudiendo adquirir datos de secciones críticas.



Los datos pueden ser guardados en una memoria o transmitidos mientras se esta perforando, por lo que los datos se pueden recuperar bajo cualquier circunstancia, sin desmantelar la sarta, aunque se tengan problemas mecánicos.

EL LWD-CDR (FIG. 39) (CDR es Compensated Dual Resistivity Tool, Herramienta del registro resistivo dual compensado) es una herramienta electromagnética de propagación y expectación de rayos gamma, que va dentro de un drill collar, tiene mucha similitud con las herramientas de inducción, responde mejor a la conductividad que a la resistividad, opera con fluido base agua o aceite Indistintamente.

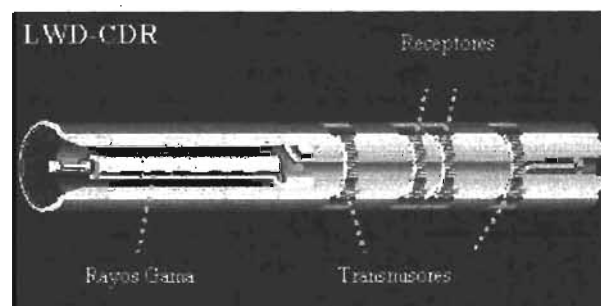
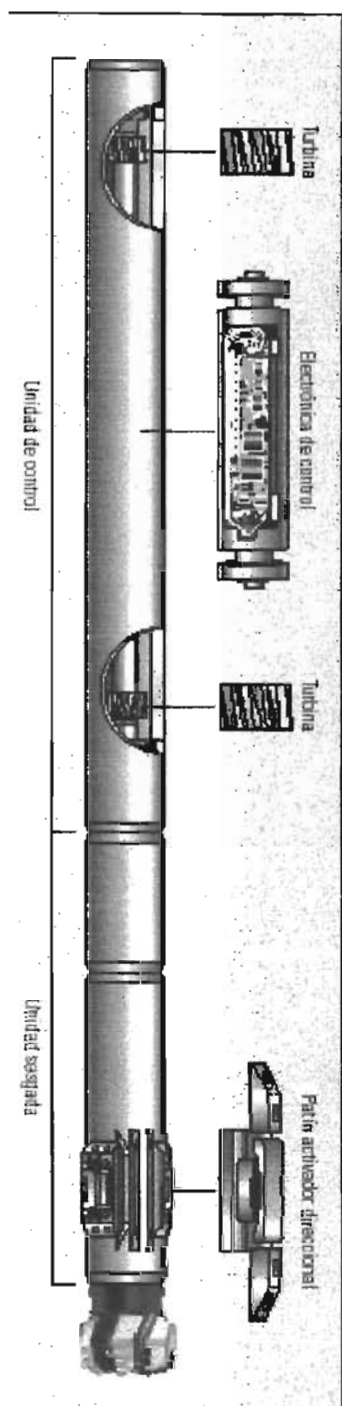


FIG 39 ALGUNOS COMPONENTES DE LA HERRAMIENTA



SARTA CON
MWD

CAPITULO II

“Origen y Migración Del Petróleo”

2 Origen y Migración del Petróleo

2.1 Principios de Geología

2.1.1 Rocas Ígneas

Las rocas ígneas o volcánicas se forman por la solidificación del magma, las llamadas piroclásticas, están formadas por las cenizas volcánicas o ash; este tipo de roca no sufre transporte; el material existente es producto del ascenso de gases y lava que rompen el conducto (tiene fragmentos de roca basáltica y vidrios en forma de esquirlas y astillas de las burbujas)

Las rocas ígneas son rocas que sufrieron cristalización del material fundido; se dividen en dos grandes grupos basados en "donde" se cristalizaron (FIG.40)

- *Roca Plutónica:* Son rocas que se cristalaron del magma de la tierra; también son llamadas rocas intrusivas.
- *Roca volcánica:* son rocas que se cristalizan de la lava en la superficie terrestre, también llamadas rocas extrusivas.

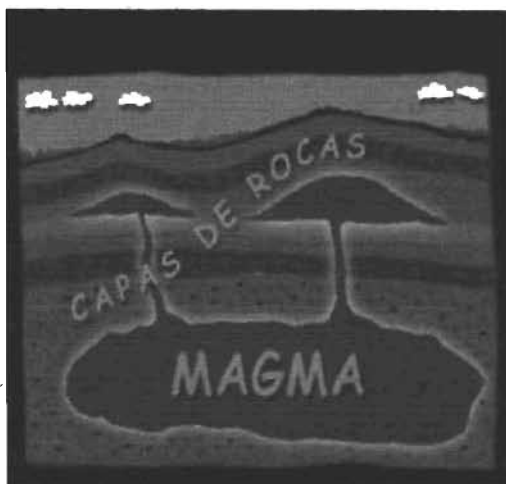


FIG. 40

Denominación de las rocas ígneas:

Las rocas ígneas son clasificadas en función de su textura y de su composición mineral.

Las diferentes texturas ígneas son consecuencia fundamentalmente de distintas historias de enfriamientos, mientras que la composición mineralógica de una roca ígnea es consecuencia del contenido químico de su magma primario.

La textura es gobernada por el rango en el cual la roca se cristaliza si es del magma o de la lava; si el material fundido se enfría lentamente (típico de las rocas plutónicas) resultan cristales en su mayoría gruesos; por otro lado si el material fundido se enfría relativamente rápido, (típico de las rocas volcánicas) los cristales que se encuentran son mas bien finos; a la textura gruesa se le llama fanerítica y a la textura fina se le llama afanítica y a la mezcla de texturas se le llama porfiriticas; estas ultimas no necesariamente se refieren a la mezcla de las texturas en las rocas ígneas, si no en general se les llama de esta manera si se tienen dos texturas contrastantes.

Algunas lavas se enfrían tan rápido que los elementos químicos no tienen el tiempo suficiente para organizarse entre sí con el orden necesario para la formación de minerales, por lo que se da la formación de vidrio con textura vítrea; las rocas volcánicas que no se pueden compactar son las obsidianas las cuales tienen una fractura de tipo concoidal como el vidrio común.

La roca volcánica puede tener poros microscópicos llamados vesículas producidas por

las burbujas de gas como la piedra pomex, esta piedra tiene un tipo de fractura con filo; se le detecta una textura vítrea, es muy porosa, muestra de ello es que este tipo de roca tiende a flotar en el agua.

El material que sale de la actividad volcánica como el ash y los piroclastos, se solidifican en la superficie terrestre teniendo una cementación por agua silicatada, como resultado se tiene una textura tobacea, que consiste en la generada por ceniza de menos de 4mm de tamaño; la toba es menos porosa que la piedra pómez, la toba no flotaría en el agua.

Por otro lado a la roca que tiene textura vesicular se le llama escoria, las burbujas en este tipo de roca son grandes de tal manera que se pueden ver a simple vista además de las burbujas en la textura fina.

La composición mineralógica de la mayoría de las rocas ígneas está gobernada por silicato; los más fáciles de identificar son las micas (muscovita y biotita) cuyo rango de dureza está entre los 5 y los 7; la dureza es una manera común de identificación entre las rocas ígneas; además de las otras propiedades físicas, como lo son: cristalización, echado, color, lustre, fractura.

Para poder determinar la composición mineralógica de la roca se deben de saber dos cosas:

1. *Que en estas rocas existe composición química pertenecientes a la parte de la tierra de la cual se formaron; lava en la corteza terrestre de la cual la roca ígnea se cristaliza, con esto se puede determinar la composición inicial del magma.*

Existen dos tipos de corteza:

La corteza continental: rica en sodio y potasio, por lo que el magma es rico en estos dos componentes.

Corteza oceánica: rica en metales y magnesio, el magma que se puede desarrollar en esta zona tiende a ser rico en estos elementos.

La composición inicial del magma puede diferir dependiendo del fundimiento de la roca madre.

Serie de reacción de Bowen:

Bowen se dio cuenta de la presencia de minerales a medida de que estos se cristalizan; se sabe cuál es el orden de cristalización de los minerales

Las series de reacción de Bowen indican la secuencia de cristalización de los silicatos a partir del magma que se enfría lentamente y que tiene una composición ideal primero se cristalizan los minerales de olivino a medida de que la temperatura del magma continúa descendiendo, cristalizan los piroxenos, anfíboles, luego la biotita en este mismo rango de enfriamiento también se cristalizan las plagioclasas durante las etapas finales de enfriamiento cristalizan los feldespatos alcalinos, luego la muscovita y finalmente el cuarzo.

Los minerales tienen diferentes puntos de fundición esto es un aspecto de real importancia ya que se pueden diferenciar los minerales a partir de la temperatura, es así como se puede distinguir la composición continental, ya que los continentes fueron desarrollados por la movilización de minerales de bajas temperaturas.

2. Cual es el elemento que fue removido del magma a través de una cristalización parcial, antes de que la roca se cristalice

Por otro lado, las rocas volcánicas provenientes de la corteza oceánica son menos propensas a formar vidrio que las provenientes de la corteza continental.

2.1.2 Rocas Sedimentarias

Las rocas sedimentarias al igual que las rocas ígneas consisten de materia derivada de rocas preexistentes; El material de las rocas sedimentarias es derivado de la erosión física o química de rocas mas viejas.

La erosión física es la erosión de la roca causada por el viento, el agua, el hielo, para producir material como la arcilla, arena etc. Las cuales con el tiempo pueden llegar a ser cementadas juntas para formar detritos; la roca preexistente cumple con el ciclo: se descomponen, se transportan y se depositan o sedimentan.

Química: es una alteración de las rocas por agua para producir elementos químicos en solución y /o residuos de arcilla. Se Pueden completar la solución de la roca entera, o los minerales de la roca pueden ser diluidos parcialmente; al mismo tiempo los elementos en solución pueden ser precipitados, orgánicamente e inorgánicamente para formar las rocas sedimentarias orgánicas y químicas; las rocas sedimentarias orgánicas están formadas en de mayoría por esqueletos y plantas de animales o vegetales; las químicas se forman a partir de la precipitación de directamente de los elementos en suspensión en el agua.

Las rocas que son mas fáciles de disolver son ciertamente las sedimentarias, aunque todas las rocas son solubles en cierto grado.

Los minerales silicatados presentan cierta diferencia en su solubilidad.

Clasificación de las rocas sedimentarias: (TABLA 1)

Detriticas: llamadas clásticas o terrigenas;; son clasificadas por el tamaño de grano; en 1922 el profesor Chester K. Wenworth propuso la siguiente clasificación de acuerdo al tamaño de grano.

Nombre del grano	Tamaño de grano	Roca
Grava	2 mm o mayor	Conglomerado
Arena	1/16 a 2 mm	Arenisca
Limo	1/256 a 1/16 mm	Limolita
Arcilla	1/256 o menor	Lutita

TABLA 1

Definiendo:

Grava: granos que tienen granos de tamaño grande.

Arena: con tamaño de grano del tamaño de la cabeza de un alfiler.

Limo: granos no visibles

Arcillas: no abrasiva, suave, se incha cuando se moja.

Se clasifican en rocas sedimentarias clásticas y rocas sedimentarias químicas.

2.1.2.1 Rocas sedimentarias clásticas:

Están hechas de fragmentos de otras rocas llamadas sedimentos. Cristales minerales llamados cemento, mantienen juntos a los sedimentos.

2.1.2.2 Rocas sedimentarias químicas:

Tienen cristales minerales hechos de elementos que están disueltos en el agua.

Entonces las rocas sedimentarias:

Se forman en superficie por efecto del sistema hidrológico.

Implican erosión, transporte, depositación, litificación; La estratificación es su estructura más importante.

Los procesos sedimentarios seleccionan al material según tamaño, composición, etc.

Los ambientes sedimentarios más importantes son: fluvial, abanico fluvial, eólico, glacial, delta, línea de costa, arrecife, marino somero, marino profundo.

2.1.3 Rocas metamórficas

El Metamorfismo es un proceso de transformación mediante el cual la composición mineral, la textura o ambas, de una roca cambian creando una nueva roca por efectos de presión, temperatura y fluidos químicamente activos. FIG. 41

Limites del metamorfismo

$T > 200 \text{ } ^\circ\text{C}$ $P > 300 \text{ Mpa}$ H_2O

Factores que controlan el metamorfismo

Composición Inicial

Presión

Temperatura

Esfuerzos: que indican una dirección preferencial.

El metamorfismo usualmente ocurre en el lugar en donde las placas se unen; las rocas son calentadas y se encuentran bajo alta presión.

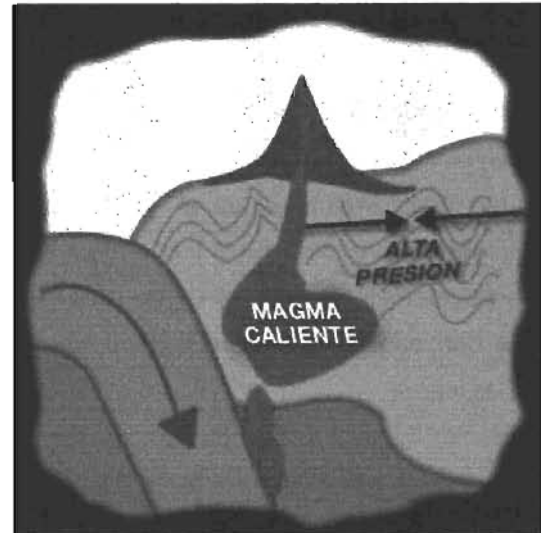


FIG 41

Cuando una roca sufre metamorfosis, el cristal mineral cambia. Generalmente, durante el proceso de metamorfosis, los mismos ingredientes químicos se usan para formar nuevos cristales. Otras veces, nuevos tipos de minerales que no estaban presentes en la roca anteriormente, crecen en ella.

Con frecuencia, minerales como la mica, se alinean perpendicularmente (en ángulo recto), con respecto a la presión. Cuando los minerales de una roca metamórfica se alinean de este modo se llama, foliación. Algunas rocas metamórficas son laminadas, mientras que otras no son laminadas.

Cualquier roca puede sufrir metamorfosis. Las rocas pueden ser alteradas en pequeñas áreas de metamorfismo por contacto, o en grandes áreas como el metamorfismo regional.

2.1.3.1 Metamorfismo por contacto:

Generalmente, las rocas que entran en contacto con el magma caliente, o con lava, se convierten en rocas metamórficas. A esto se le conoce como metamorfismo por contacto.

El metamorfismo por contacto puede ocurrir a grandes profundidades, o en la superficie de la Tierra. Debajo de la Tierra, el magma caliente ocupa grandes áreas de la corteza llamadas batolitos. El magma caliente altera a las rocas adyacentes. La cantidad de rocas alteradas depende de cuánta magma hay produciendo calor. La zona de la roca alterada alrededor del batolito se llama aureola, y puede cubrir más de 100 kilómetros cuadrados de suelo. En la superficie de la tierra, la lava en erupción también puede alterar a la roca sobre la cual cae.

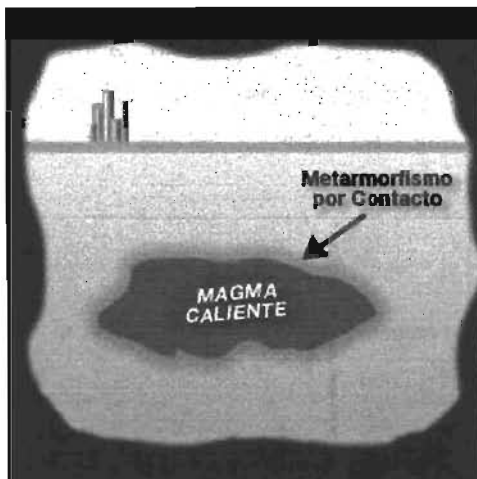


FIG.42

2.1.3.2 Metamorfismo regional:

Al metamorfismo de rocas que se sucede a mayor escala se llama metamorfismo regional.

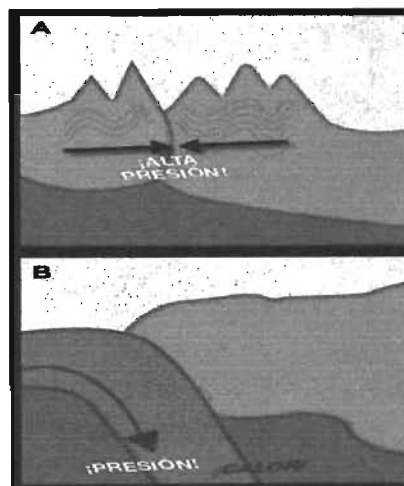


FIG.42.a

Cuando los continentes chocan (A), o cuando la corteza de los océanos es alterada por metamorfismo regional (B).

2.2 Propiedades de la Rocas

2.2.1 Permeabilidad

Propiedad que tienen algunas rocas para permitir el flujo de fluidos dentro de ellas debido a la intercomunicación de los poros; la permeabilidad se mide en Darcys o Milidarcys. Se dice que una roca tiene permeabilidad adecuada para permitir el paso de los hidrocarburos, si tiene: (FIG.43) (REFERENCIA 10)

- Porosidad.
- Poros interconectados.
- Poros del tamaño supercapilar.
- La unidad más utilizada para indicar la permeabilidad de una roca es el Milidarcy.

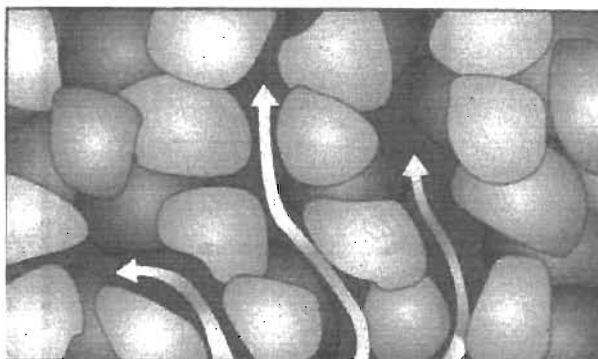


FIG.43 LOS POROS CONECTADOS AYUDAN A LA PERMEABILIDAD DE LA ROCA

La permeabilidad puede medirse con pruebas del laboratorio; se bombea fluido de viscosidad conocida a través de una muestra de roca con longitud y área transversal conocidas. La caída de presión a través de la muestra se mide por medio de manómetros. FIG. 44

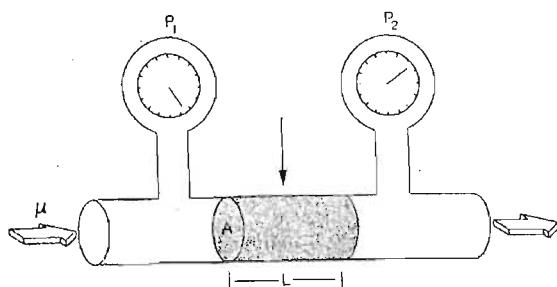


FIG.44

Se dice que la roca tiene una permeabilidad de un DARCY cuando , a través de una sección de un centímetro cuadrado y un centímetro de largo, bajo presión de una atmósfera , pasa por un segundo un centímetro cúbico de fluido de viscosidad de un centipoise.

$$q = k/\mu A dp/dx; \text{ Ley de Darcy}$$

La ley de Darcy solo es valida cuando no se tiene reacción química entre el fluido y la roca y cuando solo hay un fluido llenando los poros.

Los yacimientos de aceite generalmente necesitan permeabilidades del orden de los dieces de milidarcys para ser comerciales.

MILIDARCY: Un medio tiene una permeabilidad de 1md cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise se mueve un milímetro por segundo a través de una sección de un cm de roca con un gradiente de presión de 1 atmósfera por centímetro.

2.2.2, Porosidad

La porosidad es el primero de los requisitos que debe de tener una roca para que actúe como almacenadora de hidrocarburos; es simplemente la suma de los espacios vacíos o poros de una roca en relación con el volumen total de la misma, se mide en porcentaje, y su formula es la siguiente:

$$\text{Porosidad} = \text{volumen poros/volumen de roca}$$

En la figura 45 se muestra la frecuencia con que se encuentran los yacimientos de aceite y gas , comparados con los valores de porosidad:

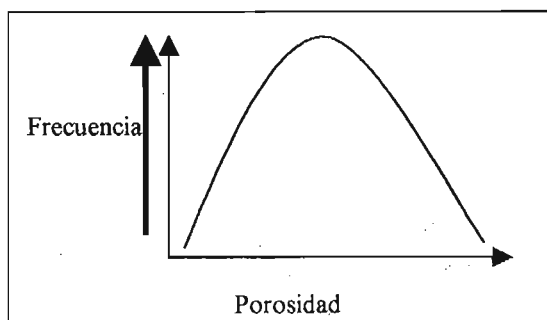


FIG.45

Se refiere a la medida del espacio intersticial entre grano y grano, la cual representa la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

La porosidad es el volumen de huecos de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar más o

menos cantidad de fluido. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o bruta). (FIG 46)
Influye también el tamaño de grano.

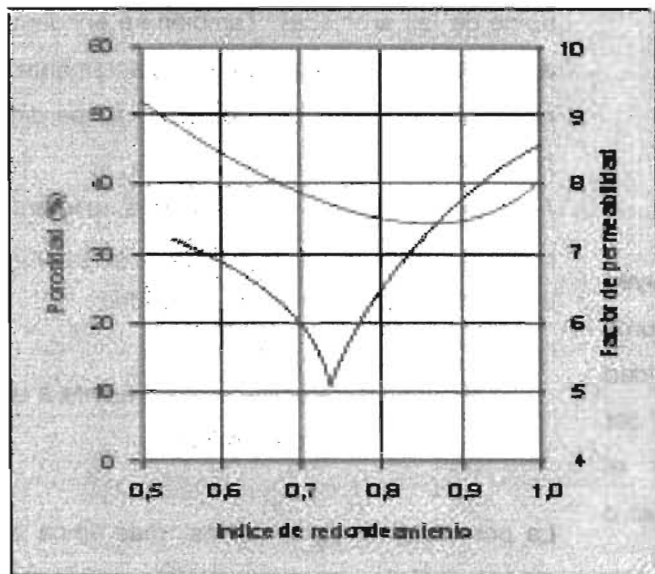


FIG. 46

Casi todos los yacimientos tienen porosidades que caen en un rango de 5 a 30%, con la mayor parte entre 10 y 20%. Una roca con valores de porosidad menor al 5% rara vez acumula hidrocarburos comerciales, y los valores mayores a 35 % son inusuales.

La porosidad puede medirse en el laboratorio a partir de los núcleos, o en el pozo, a través de los registros de pozos, especialmente el sónico, el de densidad y el neutrón, y ocasionalmente estimarse los datos sísmicos.

Hay tres tipos principales de porosidad:

- interconectada
- conectada
- aislada

Porosidad interconectada: utiliza múltiples gargantas para conectarse con los poros vecinos. FIG 47

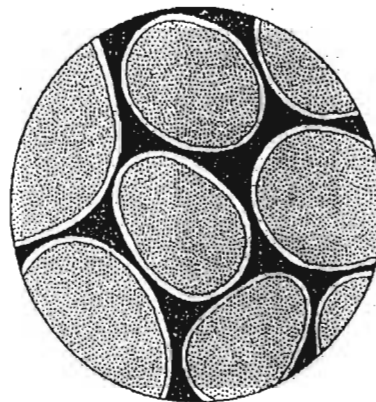


FIG 47 POROSIDAD INTERCONECTADA

Porosidad conectada, o de extremo cerrado: tiene un solo conducto o garganta conectando un espacio poroso con otro. FIG 48

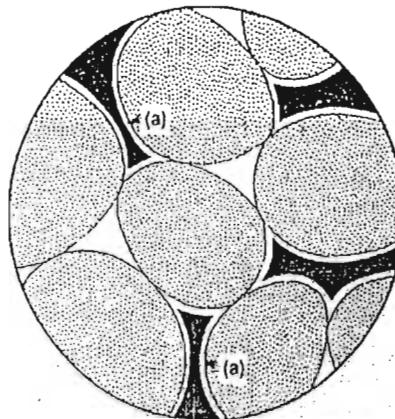


FIG 48 POROSIDAD CONECTADA

Porosidad aislada: no existe conexión entre poros. FIG 49

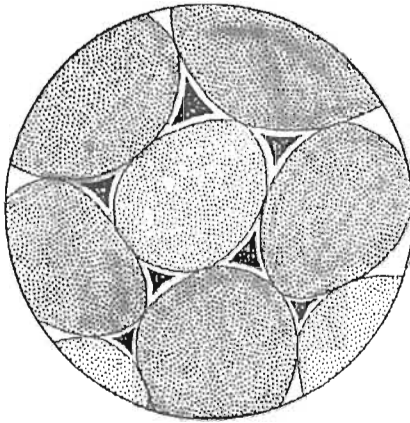


FIG.49 POROSIDAD AISLADA

Los poros interconectados y conectados constituyen la porosidad efectiva, puesto que los hidrocarburos pueden salir de ellos. En el caso de la porosidad interconectada el aceite y el gas pueden ser expulsados de los espacios porosos, por el movimiento de agua ya sea por medio natural o artificial.

En el caso de la porosidad conectada, no es afectada por el movimiento de agua, pero puede producir algo de aceite o gas por la expansión en la medida que disminuye la presión del yacimiento.

Los yacimientos con porosidad aislada no producen hidrocarburos. Cualquier cantidad de aceite o gas contenidos en ellos entro antes de que fueran cerrados por compactación o cementación. De tal manera, la porosidad aislada contribuye a la porosidad total de la roca pero no a la porosidad efectiva.

La relación de la porosidad efectiva a la porosidad total es muy importante, y esta relacionada directamente a la permeabilidad de la roca.

De acuerdo a su origen, la porosidad puede clasificarse en dos tipos principales: Porosidad Primaria y Secundaria.

Porosidad primaria: a su vez se divide en intragranular e intergranular.

La porosidad primaria intergranular, es la mas típica de las areniscas. También se encuentra en arenas calcareas depositadas recientemente; pero rara vez se presentan debido a la perdida de porosidad por cementación.

A menos que se tenga una cementación posterior, los yacimientos tiene buena porosidad interconectada y buena permeabilidad.

La porosidad efectiva es equivalente a la porosidad total.

La porosidad intragranular es mas típica en las arenas calcáreas esquelétales, depositadas recientemente. Usualmente no se preservan los poros. Generalmente los poros son rellenos por cemento durante el sepultamiento, pero en algunos casos pueden ser lavados (lixiviados) y aparecer de nuevo este tipo de porosidad. FIG 50

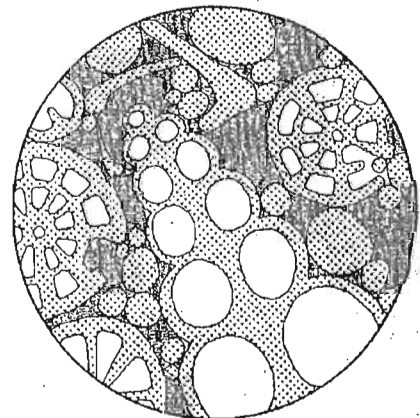


FIG 50 POROSIDAD INTRAGANULAR

La porosidad secundaria, puede ser fenestral, que se desarrolla cuando hay una abertura en la roca,

mas grande que los espacios porosos normales entre los granos, con soporte de grano a grano.

Porosidad Intercristalina: ocurre entre los cristales y es el predominante en varios campos importantes de aceite y gas. En calizas recristalizadas es de un valor insignificante.

Se forma por reemplazamiento de calcio por carbonato doble de calcio y magnesio. Da origen a buenos yacimientos.

Porosidad por disolución: Los poros secundarios por disolución, son arredondados, donde los pellets o granos de lodo calcareo han sido lavados, a este tipo de porosidad selectiva se le conoce como "pelmoldes" y a los poros como "pelmoldicos"; algunos espacios porosos irregulares que atraviesan el empaquetado y la orientación original de los granos de la roca, se les denomina vugs o cavidades, dando origen a la porosidad "vuggy" o en cavidades; en este tipo de porosidad los espacios porosos adyacentes pueden no estar conectados y por tanto, la porosidad efectiva puede ser mucho menor que la porosidad total y también la permeabilidad suele ser muy baja. FIG 51

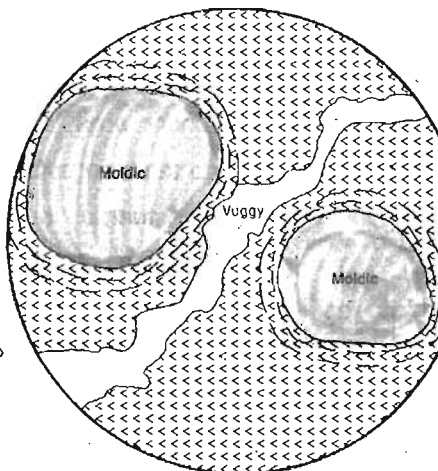


FIG 51 POROSIDAD POR DISOLUCIÓN

Por lo tanto, las areniscas generalmente contienen porosidad primaria intergranular, pero también pueden tener porosidad secundaria por disolución; los carbonatos generalmente tienen porosidad secundaria; la porosidad por fracturas se presenta en cualquier roca quebradiza.

En Fracturas: Las fracturas son producidas por fuerzas tectónicas asociadas con plegamiento y fallamiento. El encogimiento volumétrico por el enfriamiento de rocas ígneas y desecación de lutitas, también causa la formación de fracturas en las rocas; las fracturas son generalmente verticales a subverticales. FIG 52

Cuando se tienen este tipo de porosidad el yacimiento tiene una permeabilidad extremadamente alta.

Se debe distinguir entre la porosidad de la roca en sí y la porosidad en fracturas, por que frecuentemente las fracturas son una parte importante en la capacidad de almacenaje de aceite; aunque la producción de aceite puede ser alta viene seguida por una rápida declinación.

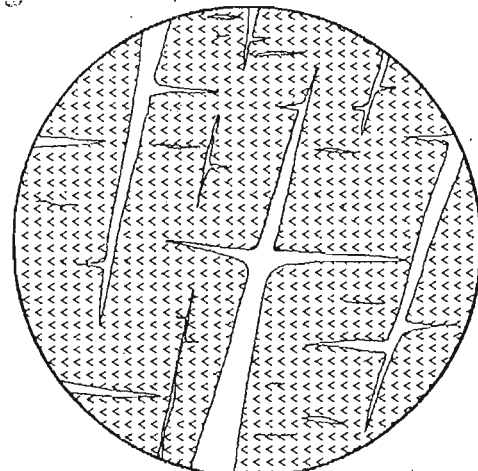


FIG 52 POROSIDAD POR FRACTURAS

2.2.3 Saturación

Se denomina Saturación a la fracción del espacio poroso ocupado por el fluido. Por definición, la suma de la saturación es 100%.

$$S_o + S_g + S_w = 100\% \dots\dots(4)$$

donde

S_o = saturación de petróleo, %.

S_g = saturación de gas libre, %

S_w = saturación de agua, %

La saturación de petróleo incluye todo el gas disuelto en el petróleo, mientras que la saturación de gas consiste solo de gas libre.

Todo yacimiento contiene un porcentaje de agua; sin embargo, a menos que la saturación de agua exceda un valor llamado la "saturación crítica de agua" (S_{wc}), la fase agua es inmóvil y no será producida. El agua dentro de los poros es a veces llamada "intersticial". El término "agua connata" es usado para denotar agua que fue depositada simultáneamente con los sedimentos.

Algunos yacimientos no contienen gas libre, ya que todo el gas esta disuelto en el petróleo. Estos yacimientos son conocidos como "yacimientos bajosaturados". La ecuación es:

$$S_o + S_w = 100\% \dots\dots(5)$$

En un yacimiento de gas que no contiene petróleo:

$$S_g + S_w = 100\% \dots\dots(6)$$

Existen, en general dos formas de medir la saturación original de fluidos: por procesos directos y por procesos indirectos.

El **proceso directo** involucra la extracción de los fluidos del yacimiento de una muestra de roca (núcleo). Los métodos directos incluyen la retorta, destilación con el procedimiento modificado ASTM y la centrifugación de fluidos. La experiencia demuestra que es complejo remover la muestra sin alterar el estado de los fluidos y/o roca.

El **proceso indirecto** se basa en medidas de otras propiedades, tales como presión capilar. El método indirecto usa medidas de perfiles o presión capilar.

2.2.4 Propiedades Mecánicas

2.2.4.1 Comportamiento mecánico de las formaciones

Las formaciones se componen de partículas sólidas y poros llenos de fluidos. Cuando un sistema roca-fluido está sometido a un esfuerzo externo, el mismo, se reparte en un esfuerzo intergranular y una presión de poros de manera que:

$$\sigma_o = \sigma_z + \alpha P_p \dots\dots(7)$$

donde σ_o es el esfuerzo total conocido también como esfuerzo de sobrecarga, σ_z es el esfuerzo intergranular llamado también esfuerzo matricial o efectivo y es el esfuerzo que controla el comportamiento mecánico de las formaciones; todos los efectos medibles de un cambio de esfuerzo (compresión, tensión, resistencia) son debidos solamente a esfuerzos efectivos. P_p es la presión de poros y α es una constante conocida como Coeficiente de Biot, que mide la cantidad de esfuerzo que toma el fluido. FIG.53

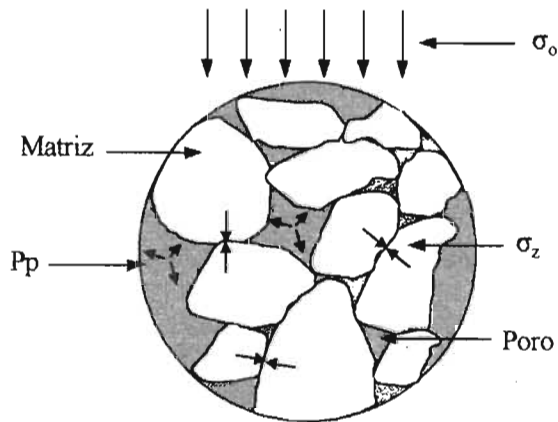


FIG.53

En materiales muy porosos (arenas no consolidadas) el valor de α tiene un máximo igual a 1.0, lo que significa que toda la presión de poros soporta el esfuerzo total. En rocas de baja porosidad es posible que este número sea cercano a 0.8. En materiales sin poros, no existe presión de poros y por lo tanto el esfuerzo efectivo es igual al esfuerzo total; que es el esfuerzo comúnmente referido en resistencia de materiales.

2.2.4.2 Características especiales de las formaciones

Las formaciones presentan características muy particulares y por lo tanto los problemas son bastante diferentes. Algunas de estas características son:

- Las formaciones son esencialmente diferentes en cada localidad y por lo tanto cada caso tiene que ser tratado de una manera particular. No existe una formación con propiedades constantes para una zona.
- El comportamiento de las formaciones depende de la presión, el tiempo y las condiciones ambientales, por lo tanto estos factores deben

ser determinados para evaluar su comportamiento.

- La historia pasada de las formaciones afecta su comportamiento futuro.
- En la mayoría de los casos la masa de sistema roca-fluidos por investigar representa una gran extensión areal a diferentes profundidades y ésta sólo puede ser evaluada sobre la base de pequeñas muestras obtenidas puntualmente.
- Debido a las grandes profundidades, resulta difícil y costoso obtener información de las características de la roca.
- Las formaciones son sensibles a la perturbación por las operaciones de muestreo por lo que las propiedades mecánicas medidas en el laboratorio pueden no ser representativas del comportamiento real in-situ.
- Los sistemas rocosos que conforman las formaciones no poseen una relación esfuerzo-deformación única y lineal; un mismo material presentará diferencias a diferentes presiones de confinamiento.

2.2.4.3 Análisis geomecánico

En la mayoría de los estudios geomecánicos se necesitan muestras de la roca por lo que resulta necesaria la obtención de núcleos geológicos.

Estos núcleos se utilizan para tomar muestras en ensayos especializados de laboratorio. Si es necesario obtener información sobre direcciones de los ensayos de laboratorio, los núcleos deben ser orientados por métodos tradicionales durante la toma de los mismos. Para núcleos ya tomados, solamente existe el método de orientación basado en paleomagnetismo que se hace en superficie.

En núcleos nuevos se puede utilizar el paleomagnetismo o el método tradicional, aunque este último resulta más costoso. Existe una gran variedad de ensayos de laboratorio para medir diferentes propiedades mecánicas de las rocas.

Las propiedades mecánicas de interés se dividen en:

- Aquellas que miden resistencia.
- Las que miden direcciones de esfuerzos o deformaciones.
- Las que miden comportamiento esfuerzo-deformación.

Generalmente existe un tipo de ensayo para medir una propiedad en particular:

- El tipo de ensayo más común en la geomecánica es el de compresión triaxial, que sirve para medir la resistencia al corte y el comportamiento esfuerzo-deformación de una muestra, a una cierta presión de confinamiento.
- Otro tipo de ensayo muy utilizado en la geomecánica, es el de compresión uniaxial que sirve para medir el comportamiento esfuerzo-deformación de una muestra sin deformación lateral.
- Se pueden realizar ensayos donde se midan las propiedades dinámicas de la roca en el laboratorio, los cuales pueden ser usados para correlacionar con registros petrofísicos de campo.
- También existen pruebas especiales tales como ASR, DSA, AAA y SWAA que realizadas en núcleos orientados permiten determinar la dirección de los esfuerzos principales en campo.

También existen varios tipos de trabajos de campo que resultan necesarios para un análisis geomecánico. El uso de herramientas petrofísicas acústicas que midan la velocidad de propagación de las ondas P y S resulta fundamental, ya que se pueden determinar las propiedades dinámicas de la formación.

Estas propiedades dinámicas de campo pueden ser comparadas con las propiedades dinámicas y propiedades estáticas (resistencia) de laboratorio para elaborar correlaciones predictivas.

También resulta muy importante conocer la magnitud del esfuerzo principal menor para determinar el estado de esfuerzos, por lo que se debe efectuar una prueba minifrac o microfrac que mida la presión de apertura y cierre a distintas profundidades.

Otra herramienta petrofísica de importancia la constituye el probador múltiple de formación (RFT, MDT) que mide la presión de poros a diferentes profundidades. Las pruebas de presión sea por DST o "buildup" pueden ser usadas para conocer la presión del yacimiento en un tiempo dado.

El conocimiento de las presiones de poros es fundamental para poder calcular el esfuerzo efectivo que controla el comportamiento mecánico de las rocas.

El comportamiento mecánico de las rocas de las formaciones resulta bastante complicado ya que es totalmente inelástico y no lineal. Para poder modelar la resistencia y el comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas, resulta necesario realizar ensayos de laboratorio a las

condiciones de esfuerzos y temperaturas existentes en el campo, lo cual servirá para calibrar luego parámetros de modelos basados en las teorías de elasticidad y plasticidad.

Existen varios modelos matemáticos basados en métodos numéricos y soluciones teóricas para resolver diferentes tipos de problemas, tales como esfuerzos en agujeros inclinados, fracturamiento hidráulico, estabilidad de cavidades disparadas, esfuerzos en yacimientos sometidos a compactación y subsidencia, etc..

Cabe señalar que todos los análisis teóricos necesitan datos de ensayos de laboratorio y pruebas de campo para poder arrojar una respuesta confiable.

2.3 Geología del Petróleo

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule: (REFERENCIA 11)

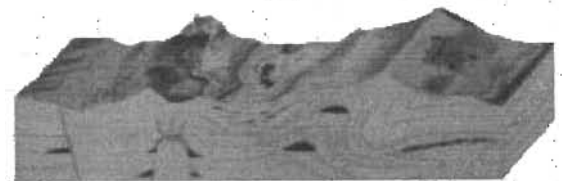
- Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el

efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento.

La búsqueda de petróleo o gas se enfrenta con el hecho de que la superficie de la tierra tiene una historia complicada. Los geocientíficos saben que parte de la corteza terrestre, que abarcan continentes y océanos, se han trasladado con relación a otras. Cuando los continentes se separaron, zonas que eran tierra quedaron sumergidas por el mar: esas zonas se convirtieron en lugares de deposición de rocas sedimentarias. Al producirse colisiones las enormes fuerzas originadas levantaron cadenas de montañas, estrujaron las rocas en plegamientos y las echaron unas sobre otras, para formar estructuras complejas. Algunas de éstas son favorables para la acumulación de petróleo.

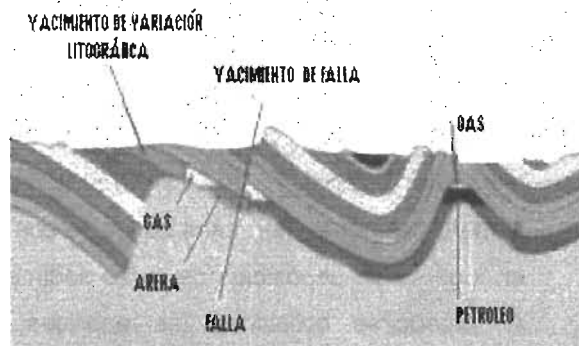
Una de las estructuras más comunes es el anticlinal, cuyas capas forman un arco hacia arriba o en forma convexa, con las capas antiguas cubiertas por las más recientes y se estrechan con la profundidad.

Debajo del anticlinal, puede encontrarse un yacimiento de hidrocarburos, sellado por una capa impermeable. Si se perfora un pozo a través de esta cubierta, hasta llegar al yacimiento, se puede sacar petróleo a la superficie.



FRANGA	CAUZA	ROCA ALTERADA
CONCREMADO	DOMO DE SAL	PUEQUES
ARENICA	FALLA	PETROLEO - GAS
ARCILLA	LENTOS DE ARENA	

Trampas estratigráficas: lentes de arena donde el petróleo se encuentra impregnado entre los granos (poros). Estos lentes se encuentran rodeados por material impermeable que actúa como roca sello.



Trampas estructurales: responde a fractura, fallamiento donde se desplaza un bloque respecto del otro, y a plegamiento. El petróleo se acumula en los laterales de la falla y en la cresta de los pliegues. Se desarrollara más a detalle mas adelante.

El petróleo no suele encontrarse en el lugar en el que se genera. La generación de petróleo se produce a partir de la materia orgánica que se encuentra en sedimentos de grano fino, como arcillas; a estos sedimentos se les llama rocas madre. Posteriormente el petróleo se traslada a sedimentos de grano más grueso, como areniscas, por medio de un proceso llamado migración; A veces el petróleo no encuentra obstáculos en su migración, por lo que sale o brota, a la superficie, o bien queda atrapado. Las trampas son sitios del subsuelo donde existen condiciones adecuadas para que se acumulen los hidrocarburos, éstas se caracterizan por la presencia de rocas porosas y permeables conocidas como rocas almacén o reservorios, donde se acumulan o almacenan los hidrocarburos bordeados de capas de rocas impermeables o rocas sello que impiden su migración.

Existen dos tipos de migración: primaria, desde la roca madre a la almacén y secundaria, dentro de la roca almacén. Mientras que la migración primaria se produce siempre a través de cortas distancia, la secundaria se puede dar a distancias muy largas.

2.3.1 Sistemas de deposito

AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Considerando ambientes sedimentarios continentales, de transición o costeros y marinos. (REFERENCIA 13)

Medios sedimentarios continentales.

Ocupan, en conjunto, una proporción pequeña de la superficie de los continentes (ya que en éstos dominan ampliamente las zonas sometidas a meteorización y erosión sobre aquéllas donde se produce depósito de materiales). Se dividen en los siguientes tipos:

A) Ambientes fluviales.

Corresponden a la desembocadura de arroyos o torrentes al pie de las montañas, donde los materiales depositados forman los característicos abanicos aluviales. Los depósitos son de tipo detrítico con una gran variabilidad de diámetros de las partículas (heterométricos). Además, las partículas detríticas son más o menos angulosas, ya que el corto transporte no permite el redondeamiento de las mismas. También se incluyen aquí los depósitos dejados por los ríos en sus llanuras de inundación, en relación con fenómenos esporádicos de desbordamiento. En este caso, el depósito es mucho más seleccionado por tamaño, dependiendo de la velocidad de la lámina de agua que deja los depósitos. Los

materiales detríticos son redondeados, consecuencia de fricciones y choques durante un transporte largo; los que son de mayor tamaño se denominan **cantos rodados**.

B) Medios lacustres y palustres.

Comprende los diversos tipos de lagos, lagunas y pantanos, de dimensiones y características muy variables, alimentados fundamentalmente por aportes fluviales. La sedimentación puede ser esencialmente detrítica, esencialmente química (carbonatos, sales) o mixta, en función sobre todo de condiciones climáticas. La velocidad de sedimentación es, generalmente, media o elevada.

C) Ambientes glaciares.

Son, principalmente, aquéllos en donde tiene lugar la acumulación de materiales transportados por los glaciares (**morrenas**).

Estos ambientes sedimentarios están muy localizados y ocupan pequeñas superficies. Los depósitos de mayores dimensiones están relacionados, de ordinario, con episodios de retirada de los hielos por cambios climáticos. Los sedimentos de origen glaciar reciben el nombre genérico de **till**, y se caracterizan por una gran heterometría y gran angulosidad.

D) Ambientes eólicos y desérticos.

Se trata de medios donde la acción geológica del agua y de los cambios de temperatura del aire juegan un papel sustancial. El depósito se efectúa, sobre todo, en las épocas excepcionales de lluvias, cuyas aguas arrastran los materiales erosionados hacia las zonas más bajas, donde sedimentan en relación con pequeñas **charcas endorreicas** de evaporación.

Medios sedimentarios de transición.

Localizados en la costa o en las proximidades de ésta.

A) Playas.

Lugares donde se depositan materiales como resultado de la acción geológica del oleaje que rompe sobre la línea de costa (también las mareas pueden jugar un papel importante en los procesos de transporte y sedimentación en ambientes costeros). Los materiales depositados son detríticos, y generalmente muy seleccionados por tamaño, en función de la energía del medio. Predominan los depósitos arenosos, pero son también frecuentes las playas de grava o de materiales más finos que la arena.

B) Deltas.

Son grandes acumulaciones de sedimentos detríticos junto a la desembocadura de ríos en el mar o en grandes lagos. El delta comprende tanto la parte aérea (con depósitos de carácter fluvial) como su prolongación subacuática, generalmente mayor y donde los depósitos presentan una marcada influencia marina. Dos características son destacables de los deltas como medio sedimentario: - Es el medio sedimentario que presenta una mayor velocidad de sedimentación y, por tanto, de subsidencia. - Es un medio muy rico en vida marina, por lo que la sedimentación orgánica es un componente importante.

C) Albuferas (lagoon) y bahías.

Las albuferas son lagunas costeras separadas del mar por un cordón de arenas, que permite, en mayor o menor medida, el intercambio de aguas entre los dos medios. Las bahías son entrantes del mar en la línea de costa. En ambas la velocidad de sedimentación es elevada, depositándose

materiales detríticos, químicos y, localmente, orgánicos (turba) en función de factores como clima, aportes fluviales, etc.

Medios sedimentarios marinos.

Al contrario que en las áreas continentales, en las marinas predominan las regiones donde hay sedimentación sobre aquéllas donde no la hay. La importancia del depósito es muy variable pero, en general, la velocidad de sedimentación es mayor en medios más próximos al continente y decrece hacia el centro de los mares.

A) Plataforma continental.

Las plataformas continentales constituyen la prolongación de los continentes bajo el agua. Su extensión es muy variable y su profundidad no supera 180 m. Son las áreas receptoras de la mayor cantidad de sedimentos procedentes de la erosión continental. La velocidad de sedimentación es elevada y las características del depósito varían en función de la profundidad, la temperatura, las corrientes marinas o la presencia de desembocaduras fluviales. Los depósitos de plataforma serán de naturaleza predominante detrítica en las zonas con aportes fluviales, y predominantemente químicos (carbonato) en las zonas sin estos. Son de destacar los depósitos conocidos como **facies de molasas**, en los que se producen ciclotemas (una alternancia) de depósitos detríticos de origen continental y de carbonatos de precipitación química marina.

B) Talud continental y fondo oceánico.

El talud continental corresponde a las áreas con mayor pendiente que marcan la transición de la plataforma continental al fondo oceánico. Denominamos fondo oceánico a las regiones de

mayor profundidad que ocupan el centro de los mares y océanos. En ambos medios la característica esencial del depósito es una velocidad de sedimentación muy baja (cm por millón de años). Este depósito puede corresponder a la fracción más fina del material detrítico (arcilla), que no se deposita en la plataforma, a depósitos de carbonatos disueltos (siempre en función de la temperatura del agua) o a sedimentos bioquímicos y orgánicos (la lenta velocidad de sedimentación detrítica y química permite que los restos de organismos lleguen a constituir la fracción esencial del sedimento).

C) Depósitos de turbiditas.

Se trata de depósitos puntuales localizados en áreas profundas al pie del talud continental en relación con la desembocadura de grandes cañones submarinos que recorren el talud. La alimentación de estos depósitos se produce por medio de esporádicas corrientes de turbidez, generadas con frecuencia en relación con movimientos sísmicos, que movilizan una gran cantidad de sedimentos de plataforma, se desplazan por los cañones submarinos del talud - con importantes efectos erosivos- y se depositan el material transportado en la desembocadura de estos cañones en los fondos oceánicos. Las acumulaciones de estos materiales se denominan **facies de flysch** y sufren una importante granuloclasificación.

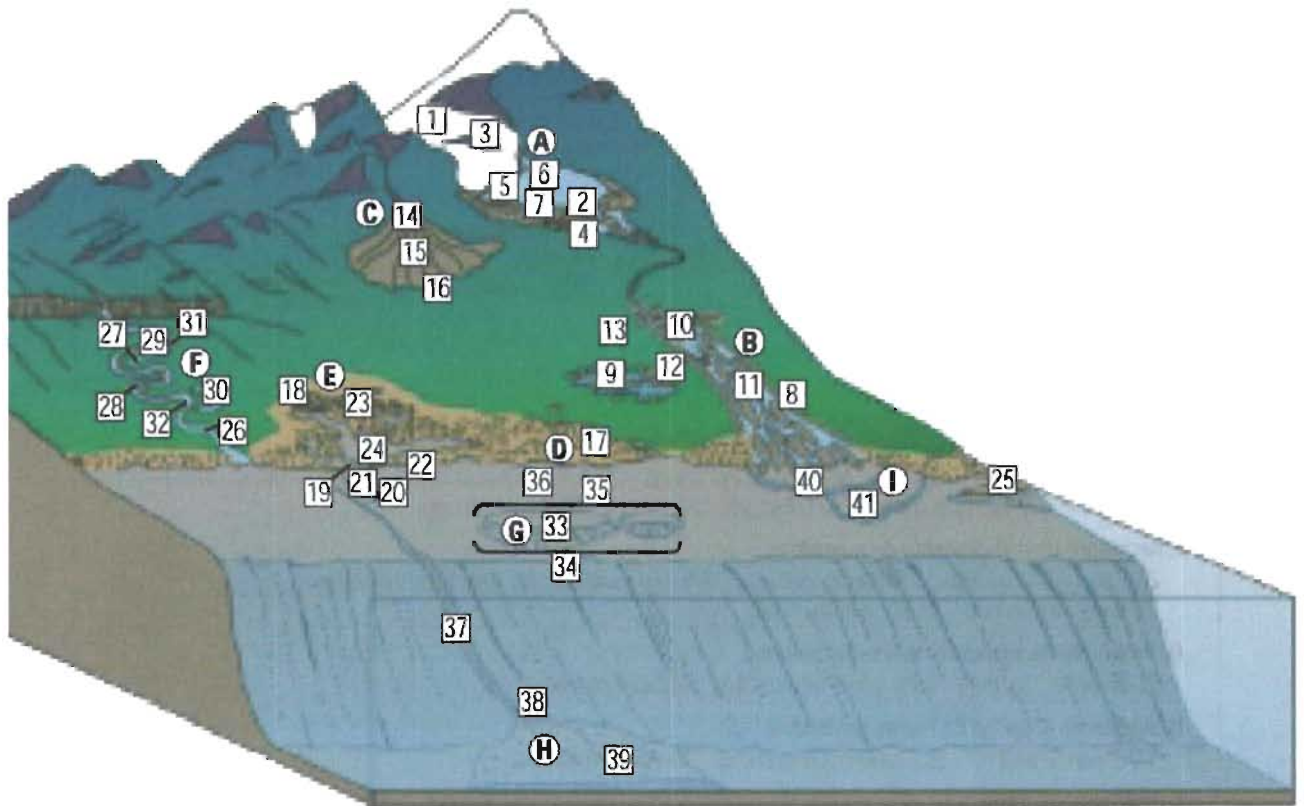
D) Ambiente arrecifal.

Los arrecifes son grandes construcciones de corales, organismos coloniales, en medios de aguas someras (plataformas continentales). El depósito es químico carbonatado, y se debe tanto

a la actividad de los organismos como a la erosión y redepósito de los materiales.

Esquema de Sistemas de Deposito:

- A. Ambiente glaciar**
 - 1. Manto de hielo 2. Morrena terminal 3. Nunatak 4. Delta 5. Morrena intermedia 6. Témpano de hielo 7. Glaclaciomarino
- B. Ambiente fluvial–Sistema anastomosado**
 - 8. Levee (albardón) 9. Pantano 10. Barra longitudinal 11. Barra transversal 12. Derrame 13. Llanura de inundación
- C. Ambiente de abanico aluvial**
 - 14. Proximal 15. Medio 16. Distal
- D. Ambiente eólico**
 - 17. Cresta de playa
- E. Ambiente marino–siliciclástico somero**
 - 18. Planicie de mareas 19. Delta de marea de inundación 20. Delta de marea de reflujó 21. Canal de marea principal 22. Complejo de barreras costeras 23. Pantano 24. Laguna 25. Isla de barrera
- F. Ambiente fluvial–Sistema de meandros**
 - 26. Canal 27. Canaleta 28. Banco cóncavo 29. Banco convexo 30. Laguna de media luna 31. Banco erosionado 32. Barra de meandro
- G. Ambiente de aguas someras–Carbonatos**
 - 33. Arrecife 34. Pre-arrecife 35. Post-arrecife 36. Canal de marea
- H. Ambiente clástico de mares profundos**
 - 37. Cañón submarino 38. Corrientes de turbidez 39. Abanico abisal
- I. Ambiente de delta**
 - 40. Cuña de delta en progradación activa 41. Cuña de delta abandonada



2.3.2 Generación

El aceite y el gas evolucionaron de la materia orgánica sintetizada biológicamente y producida en la superficie de la tierra.

La mayor parte de esta materia orgánica es biodegradada y reciclada, pero pequeñas cantidades son sepultadas junto con el lodo, y preservada. En los ambientes de depósito rápido o de reducción de oxígeno en cuerpos de agua estratificada están a favor de estos procesos. Durante la diagénesis, esta materia orgánica evoluciona al kerógeno, que se define como , materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, produce hidrocarburos cuando se somete a un proceso de diagénesis.

Hay tres tipos de kerógeno, tipo I o kerógeno algal, genera principalmente aceite. Kerógeno Tipo II, de una fuente marina mixta, también produce aceite pero genera mas gas que el Tipo I. El Tipo III o kerógeno carbonoso, el cual se deriva de madera de plantas continentales y tiende a ser productor de gas.

El kerógeno tipo IV es derivado de material orgánico oxidado y reciclado, es estéril. Los tipos de kerógeno también difieren en la cantidad total de hidrocarburos que pueden generar, así como sus razones aceite-gas.

El Tipo I genera mayor cantidad de hidrocarburos, seguido en abundancia decreciente por el Tipo II, III y IV.

El kerógeno debe calentarse a ciertas temperaturas críticas en orden a formar petróleo. La ventana del aceite se ubica entre las temperaturas de 60°C a 175°C, a temperaturas mas altas se genera el gas metano, tanto del kerógeno residual como del rompimiento de las moléculas de hidrocarburos mas pesados. Los métodos que miden las paleotemperaturas alcanzadas por las rocas generadoras utilizan propiedades tales como la química del kerógeno, el color de las esporas, la reflectancia de la vitrinita y las transformaciones de los minerales de arcilla. El tiempo también juega un papel importante en los procesos de maduración.

La generación de hidrocarburos puede relacionarse con la profundidad de sepultamiento de las rocas generadoras en particular dependerá del gradiente geotérmico local, así como del tipo de kerógeno e historia de sepultamiento. Las profundidades dadas en la figura 54 son promedios , profundidades máxima y mínima.

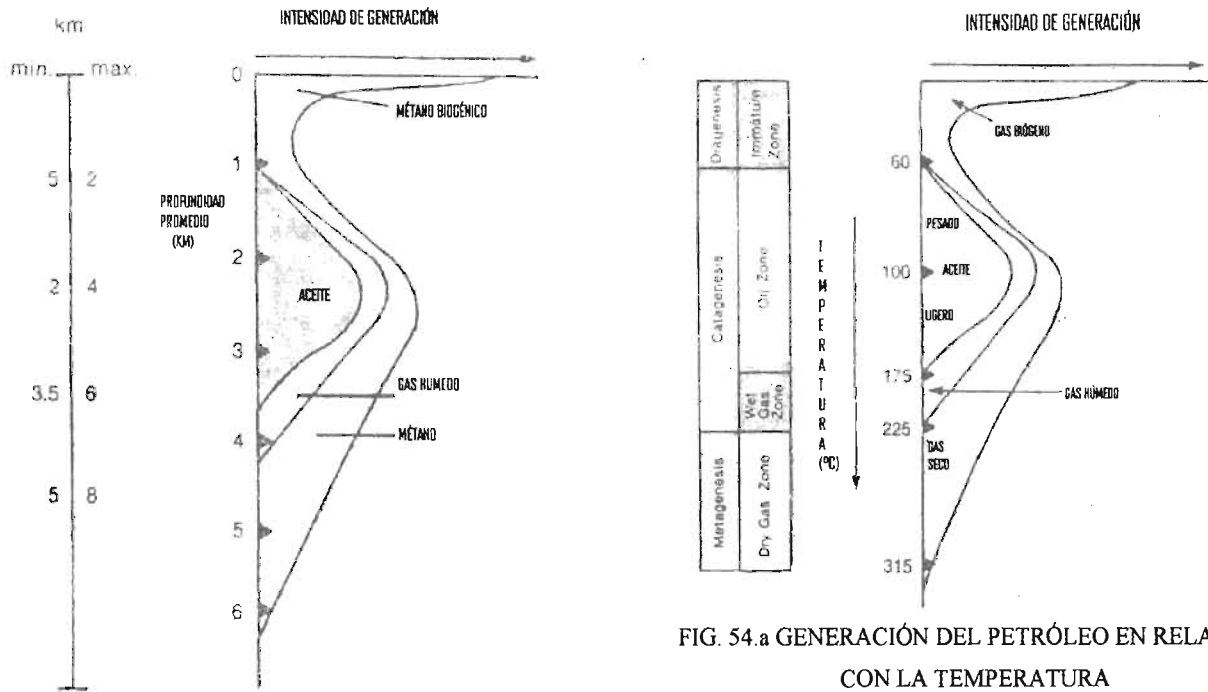


FIG.54 GENERACIÓN DEL PETRÓLEO EN RELACIÓN CON LA PROFUNDIDAD PROMEDIO

La correlación de la generación del petróleo a profundidad es inicialmente una función del incremento de la temperatura. La generación mas importante de aceite no ocurre hasta que las rocas generadoras son calentadas arriba de 60°C. Estos aceites de baja temperatura que se forman a profundidades someras tienden a ser pesados y ricos en compuestos NSO.(FIG.54.a) (REFERENCIA 12)

FIG. 54.a GENERACIÓN DEL PETRÓLEO EN RELACIÓN CON LA TEMPERATURA

La materia orgánica se compone de fragmentos orgánicos diseminados, que pueden agruparse en unidades llamadas macérales:

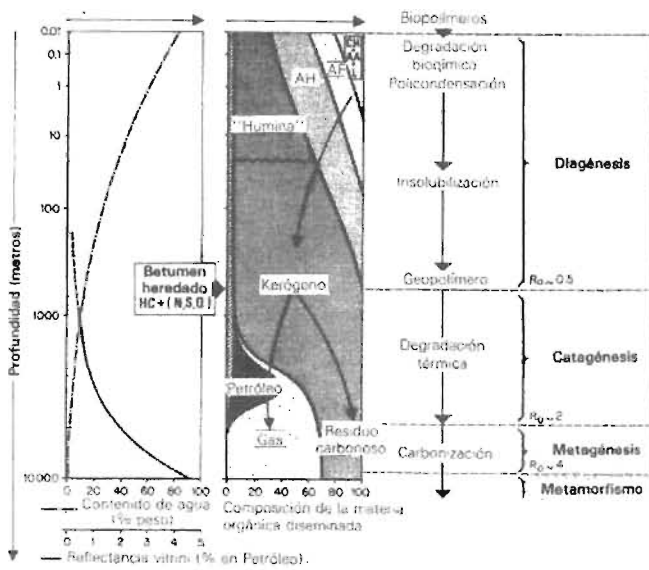
Vitrinita: principal tipo en muchos kerógenos, y componente esencial del carbón. Aparece en casi cualquier medio de depósito.

Exinita: derivado de algas, esporas, polen y ceras. No es muy común. Indica un medio lacustre o marino somero.

Inertinita: proviene de varias fuentes que han sido muy oxidadas durante la deposición.

Amorfinita: no es un componente "real" de los macérales, ya que incluye todos los componentes amorfos. Son los componentes más interesantes para la formación de petróleo, pues, al estar más comprimidos, madura a menores temperaturas.

En el siguiente esquema se muestra de una manera general la evolución de la materia orgánica:



Esquema general de evolución de la materia orgánica, desde los sedimentos recientemente depositados hasta la zona metamórfica. CH: carbohidratos, AA: aminoácidos fúlvicos, AH: ácidos húmicos, L: lípidos, HC: hidrocarburos, N.S.O: compuestos de N,S,O (no hidrocarburos).

2.3.3 Migración

Definiendo Migración; Es el movimiento de aceite o gas en los poros o discontinuidades de las rocas (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre.

Connigración: Son todos los desplazamientos de hidrocarburos que conducen mas o menos rápida y directamente a la formación de un yacimiento por acumulación y segregación en una trampa.

Dismigración: Son los desplazamientos de hidrocarburos a la superficie terrestre. Conducentes a la formación de manifestaciones superficiales.

2.3.3.1 Migración Primaria Y Secundaria

La migración se divide en dos grandes ramas, la migración primaria y la migración secundaria, FIG.55

Migración primaria: Designa los movimientos de los fluidos de la roca madre hacia la roca almacén. Comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerogeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de las rocas de grano fino. Los lodos se compactan muy rápidamente en la diagénesis temprana; con el tiempo las lutitas son sepultadas 2 Km. aproximadamente, profundidad a la cual se tiene la generación del aceite. Los diámetros de los poros son muy reducidos, haciendo mas complicada la movilidad de los hidrocarburos sin embargo, la compactación de las lutitas puede causar acumulaciones de presión y producir una red de microfisuras con diámetros más grandes que la de los poros.

Por otro lado la baja solubilidad de los hidrocarburos en el agua presentaría un problema ya que la mayoría de los modelos para la migración primaria suponen procesos acuosos, dado que los poros de las lutitas están llenos de agua. La solubilidad de los hidrocarburos se incrementa exponencialmente con la temperatura, pero aún así es casi insignificante debajo de los 200°C.

La migración primaria, ocurre en un corto tiempo después de que el petróleo se genera.

Migración secundaria: Desplazamiento de los hidrocarburos, en el interior de los horizontes permeables de una serie estratigráfica, hacia las trampas donde se produce la acumulación. Es el movimiento del petróleo, después de su expulsión de la roca generadora a través de poros mas amplios de las rocas portadoras y almacenadoras, mas permeables y porosas.

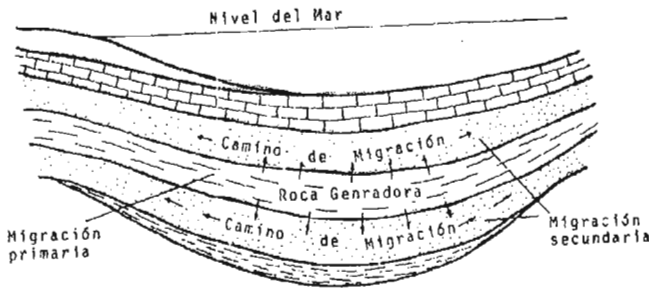


FIG 55 MIGRACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA

2.3.3.2 Migración Lateral Y Vertical

Migración lateral (paralela): Son los desplazamientos de hidrocarburos en el interior de una formación de la misma edad, sea cual sea la distancia y el desnivel recorridos.

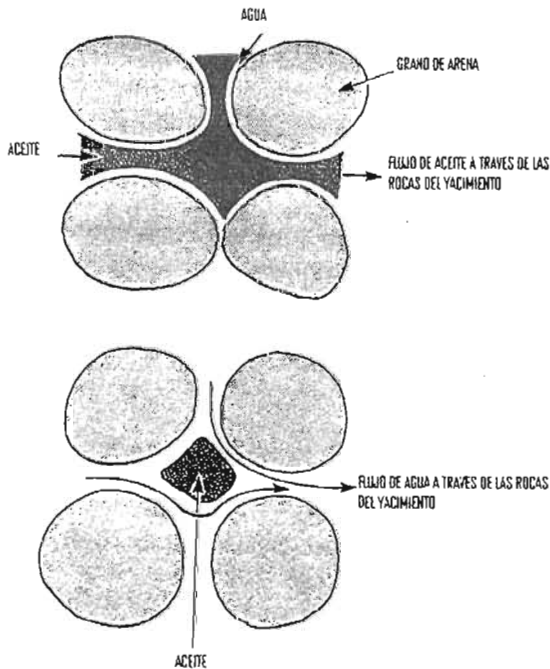
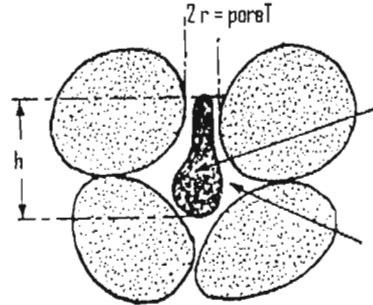


FIG. 56 MIGRACIÓN LATERAL

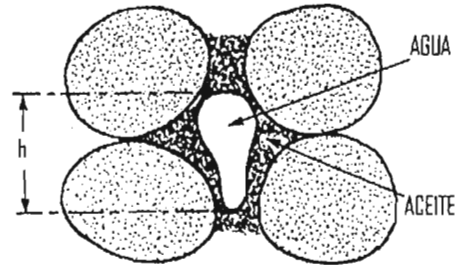
Migración vertical (transversal): Se refiere a movimientos de hidrocarburos de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos y que

ocasiona que fluidos de una formación determinada circulen a otra formación de edad diferente. Existen dos casos.



YACIMIENTO MOJADO POR AGUA

Fuerzas que actúan hacia arriba: flotación
 $h(p_v - p_o)g$



YACIMIENTO MOJADO POR ACEITE

Fuerzas que actúan hacia abajo:
 $h(p_v - p_o)g$

"Per ascensum": Si el paso de hidrocarburos se realiza de una formación antigua a otra estratigráficamente mas joven.

"Per descensum": Si el paso de hidrocarburos se realiza de una unidad estratigráfica joven a mas antigua.

2.3.3.3 Dirección Del Desplazamiento De Los Hidrocarburos

De acuerdo a los planos de estratificación el petróleo puede migrar paralela o transversalmente a la estratificación.

Migración transversal: Puede ser descendente o ascendente. Si el movimiento es originado por la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua, la dirección de migración es ascendente. Si el petróleo está siendo expulsado de una roca bajo comprensión se moverá en la dirección de menor resistencia; por lo que puede ascender o descender.

Migración paralela: Es posible cuando existe un estrato rocoso poroso y permeable del mismo nivel estratigráfico en la sección sedimentaria.

2.3.3.4 Evidencias De La Migración

- Presencia de chapoteras.
- Presencia de escapes de gas.
- Acumulaciones de hidrocarburos en rocas sin contenido de materia orgánica.
- Correlación entre aceites del receptáculo y aceites residuales encontrados en las rocas generadoras.
- Aceites químicamente semejantes en una serie de receptáculos sobrepuestos.
- Ajustes estructurales (acomodo y distribución) de los hidrocarburos en el yacimiento.
- Consideraciones volumétricas cuantitativas, ya que existen yacimientos con volúmenes muy grandes.
- Explotación de hidrocarburos sin bombeo.
- Presencia de bacterias que se alimentan de hidrocarburos en sitios donde no hay derrames producidos por el hombre.

2.3.3.5 Fuerzas Que Causan La Migración Del Petróleo

Al investigar el fenómeno de la migración del petróleo, se estudian también las fuerzas que contribuyen a ella. Estas fuerzas se pueden clasificar en cinco tipos:

Fuerzas debidas a la acción de la gravedad: Estas fuerzas incluyen la presión ejercida por las capas de rocas, fenómenos relativos, la presión del agua y el peso específico diferencial. La presión de las rocas causa la migración del petróleo hacia arriba, es debida a las presiones diferenciales a diferentes profundidades. La presión hidrostática ayuda a la presión ejercida por las rocas; el agua tiende a moverse y al fluir en dirección de la presión mínima, este movimiento generalmente es horizontal. El peso específico diferencial del petróleo y del agua y su inmiscibilidad provocan en estos líquidos un movimiento relativo en que el petróleo tiende a situarse sobre el agua.

Fuerzas moleculares: La adhesión, la absorción y la tensión superficial son tres posibles causas de la migración del petróleo debido a fenómenos moleculares.

Absorción.-Ocurre cuando las rocas atraen las moléculas de aceite o gas y las retiene entre sus poros.

Adhesión.- Es la mutua atracción entre las moléculas desiguales; la adhesión controla la dirección de la acción capilar.

La tensión superficial y la acción capilar.- Son probablemente dos de las fuerzas moleculares más importantes que contribuyen a la migración del petróleo. La tensión superficial disminuye cuando

aumenta la presión y temperatura, por lo tanto será mayor cerca de la superficie de la tierra que a grandes profundidades.

El efecto de las fuerzas moleculares es el de segregar el petróleo y el agua en cuerpos donde pueda actuar el peso específico diferencial.

Fuerzas debidas a la acción química: La cementación gradual o sea el relleno de los intersticios entre los granos de la roca, desplazan a los hidrocarburos. Esta cementación puede eventualmente causar la acumulación del petróleo en pequeñas bolsas porosas completamente rodeadas por el creciente anillo de cementación. Los cementantes mas comúnmente son la calcita, el sílice y el óxido de hierro.

Fuerzas debidas a movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento: Estas fuerzas comprenden la formación de pliegues y fallas, los terremotos, el gradiente de temperatura, los movimientos oscilatorios y las mareas. El gradiente de temperatura tiende a forzar el movimiento oscilatorio al que a su vez causa la migración del petróleo hacia arriba o sea en la dirección de la mínima resistencia.

Los pliegues y las fallas estimulan la migración del petróleo y tienden a encontrar su dirección, por la forma que tienen y por el reacomodo que sufren sus capas.

Los temblores y los efectos de las mareas en aguas superficiales producen movimientos migratorios que agitan los cuerpos de petróleo y agua dando lugar a que actúe la gravedad específica diferencial.

Fuerzas debidas a la acción bacterial: Una de las mas importantes funciones de las bacterias es la de liberar el petróleo de los sedimentos. Se efectúa por la disolución de las calizas, las dolomías y otras rocas calcáreas por el ataque de ácido carbónico y otros ácidos orgánicos producidos por las bacterias.

2.3.3.5 Factores Que Gobiernan La Migración Del Petróleo

- Porosidad efectiva de las rocas.
- Grado de saturación de las rocas.
- Peso específico, viscosidad y cantidad de gas.
- La migración es favorecida por fuertes pendientes en los estratos, por las discordancias angulares y por el fracturamiento.
- La composición y cantidad de las aguas asociadas con el petróleo afectan su migración.
- Tamaño de la garganta del poro.

2.3.3.6 Distancia De La Migración

La distancia a través de la cual puede migrar el petróleo, o ha emigrado en el pasado geológico, es función del tiempo si se supone una continuidad en la permeabilidad y en el gradiente. Rocas sepultadas a profundidad altamente porosas y permeables son el conducto por el cual el petróleo puede migrar; estas capas se llaman capas conductoras.

Los hidrocarburos a través de estas rocas por los poros y discontinuidades (porosidad primaria y secundaria), llegan a las rocas almacén.

2.3.3.7 Mecanismos De La Migración

Algunos mecanismos actúan sobre el conjunto de los fluidos, agua, aceite y gas, contenidos en los poros de las rocas, otros actúan principalmente sobre los hidrocarburos tendiendo a separarlos del agua y aislarlos en una trampa. Los primeros parecen tener una acción primordial en la migración primaria, mientras que los segundos parecen tenerla en la migración secundaria y en la acumulación de los yacimientos.

2.3.3.8 Diferencias Entre Las Características Físicas De Los Fluidos

La diferencia de densidad entre el agua y el petróleo origina la acción de fuerzas de gravedad, las cuales tienden a separar los dos fluidos tanto en medio estático como dinámico.

A su vez las fuerzas de tensión superficial e interfacial introducen en el medio poroso presiones diferenciales, las cuales influyen en el movimiento y sobre la segregación de los fluidos.

2.3.3.9 Fenómenos Que Actúan Sobre El Conjunto De Los Fluidos De La Roca

Crean desplazamientos en masa entre zonas de alta y baja presión por :

Compactación de los sedimentos: Produce aumento de la densidad y disminución de la porosidad en las rocas debida a la salida de fluidos.

Subsidencia: Se expulsan los fluidos de los sedimentos finos comprensibles hacia los

sedimentos mas gruesos donde reinan presiones inferiores y es mayor la porosidad.

Infiltraciones en los afloramientos: A partir de discontinuidades de las rocas se favorece la movilidad de fluidos a zonas de menor presión. La carga hidrostática participa en el proceso.

2.3.3.10 Otros Mecanismos De Migración

Presencia de gas disuelto: favorece la movilidad del aceite ya que disminuye su viscosidad al comportarse como una mezcla homogénea.

Cementación de las rocas almacén: al acumularse con cemento (sílice, carbonato de calcio, etc.) en los poros de las rocas desplazan a los fluidos o los rodean y los dejan sin movilidad.

Formación de estructuras geológicas: al formarse algunas estructuras geológicas cambia la posición de las rocas o se generan discontinuidades, que favorecen que se muevan los hidrocarburos.

2.3.3.11 Otros Agentes De Migración

Dilatancia: puede definirse como el incremento de volumen en las rocas producido por fracturamiento. Produce una disminución repentina de presión con el resultado de que los fluidos de las rocas son absorbidos y se mueven por las fracturas recién formadas.

Capilaridad: propiedad de los sólidos de atraer a los líquidos que los mojan y repelen a los que no los mojan. Ayuda en la migración primaria, pero en la

secundaria puede retardar el movimiento de los fluidos. En las areniscas donde los granos gruesos están envueltos por agua connata, esta puede impedir la entrada de aceite a la roca.

Expansión del agua y corrientes de gas (efervescencia): debido a la tensión superficial de los fluidos (tensión hidrostática), estos tienden a desplazarse.

Por lo que el sistema petrolero en resumen es el mostrado en la siguiente figura 57:

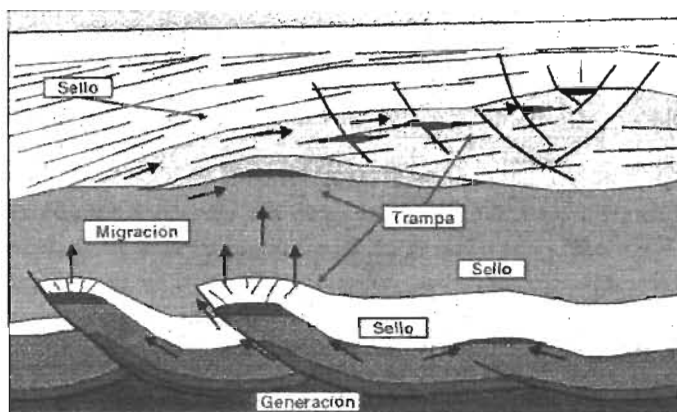


FIG 57 GENERACIÓN Y MIGRACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

2.3.4 Trampas estructurales y estratigráficas

Trampa

Es una característica geológica que permite que el aceite y/o gas se acumule y conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. Son receptáculos cerrados en la corteza terrestre que cuentan con rocas almacén y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen los hidrocarburos. Las trampas petroleras tienen una determinada forma, tamaño geometría, cierre y área de drenaje. Los dos últimos conceptos se definen como:

CIERRE: es la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa.

FIG 58



FIG. 58 CIERRE

AREA DE DRENE: es la máxima abertura (área) de la trampa, echado abajo, se mide en la parte inferior de la trampa. (REFERENCIA 11)

Algunas trampas presentan características adecuadas para almacenar hidrocarburos, con una buena relación entre la roca almacén y la roca sello; sin embargo se encuentran sin aceite y/o gas, las causas por las que una trampa está vacía son:

- 1.- No existió materia orgánica (roca generadora).
- 2.- No hubo generación de petróleo.
- 3.- El petróleo no alcanzó la trampa.
- 4.- El petróleo migró.
- 5.- El petróleo se destruyó.
- 6.- La trampa se formó tardíamente

Definiendo entonces:

Trampa estructural es aquella en la que el límite superior de la o las unidades estratigráficas se han vuelto cóncava, vistas desde abajo, por efecto de alguna deformación local; como puede ser plegamiento, fallamiento, o ambos, tanto en la roca almacén como en la roca sello. Los límites de un yacimiento que se da en una trampa estructural están determinados total o parcialmente por la

intersección del nivel de agua inferior con el techo de la roca almacén deformada.

Las trampas estructurales están netamente asociadas con los anticlinales (FIG 59), fallas (FIG 60) y domos salinos(FIG 61).

El anticlinal es asociado a los pliegues, un pliegue es una estructura secundaria producida cuando una superficie originalmente plana es inclinada o curveaba como resultado de deformación dúctil heterogénea, la cual se manifiesta como una o varias ondulaciones de sus elementos originales. Su formación es debida al plegamiento, que es el resultado de la aplicación de un sistema de esfuerzos sobre una secuencia estratificada, que provoca un cambio permanente en las rocas en forma de arcos; por lo general el esfuerzo principal mayor es compresivo y es horizontal o subhorizontal.

El pliegue se denomina anticlinal cuando las rocas más antiguas se localizan hacia la zona cóncava del arqueamiento o núcleo del pliegue.

La falla es una estructura geológica que consiste de una fractura en la roca, a lo largo de la cual ha habido un perceptible deslizamiento. Cada una de las zonas que resultan de una superficie de ruptura se denominan bloque.

Los domos salinos también llamados díapiros de sal; de la descripción de las estructuras salinas se infiere que muchos de los emplazamientos de rocas evaporíticas son de tipo dómico diapirico ya que dicho diapiro lo constituye el núcleo de sal que se encuentra en ellos.

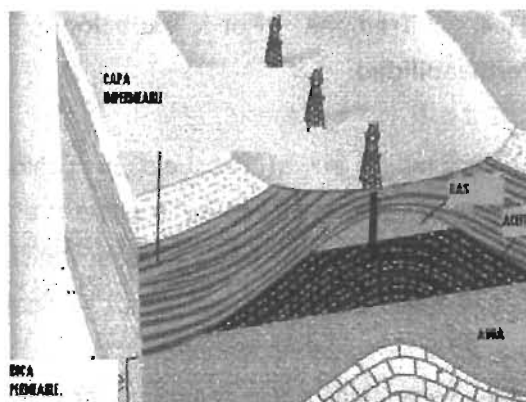


FIG .59 TRAMPA ASOCIADA A UN ANTICLINAL

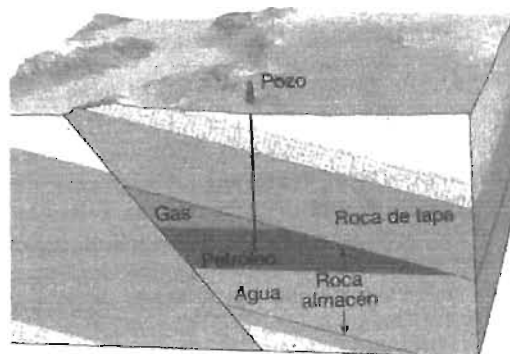


FIG 60 TRAMPA ASOCIADA A UNA FALLA

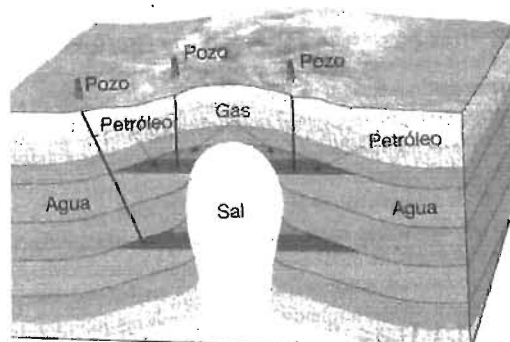


FIG 61 TRAMPA ASOCIADA A UN DOMO SALINO

Trampa estratigráfica, Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

2.3.4.1 Trampas Por Variación De La Permeabilidad:

Se acumulan en el subsuelo sin deformación estructural. Son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca- almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente, se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones.(FIG.62)

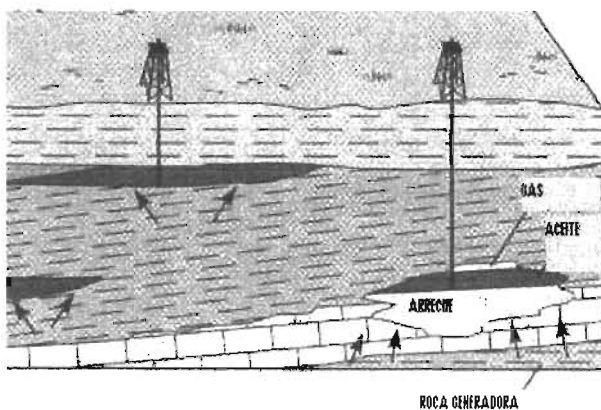


FIG 62 TRAMPA POR VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Las trampas por variación de permeabilidad más comunes e importantes son las trampas estratigráficas, las cuales se dividen en:

2.3.4.1.1 Trampas estratigráficas primarias.

2.3.4.1.2 Trampas estratigráficas secundarias.

2.3.4.1.1 Trampas Estratigráficas Primarias:

Están condicionadas por la presencia de un cuerpo rocoso, poroso, permeable, de tamaño limitado.

Existen debido al hecho de que un sedimento capaz de originar un almacén, tiene buena porosidad y permeabilidad y se encuentra rodeado de rocas impermeables. A esta categoría pertenecen los

cuerpos arenosos lenticulares y los arrecifes calcáreos.

Son consecuencia del modo y medio de sedimentación, su tamaño, su aspecto, su disposición relativa y su posición en la cuenca, condicionan la naturaleza de la trampa. Las trampas estratigráficas primarias se subdividen en:

- Trampas de la serie detrítica.
- Trampas de la serie carbonatada.
- Trampas combinadas.

a) Trampas estratigráficas primarias, serie detrítica

Son resultado de la presencia de un cierto volumen de roca almacén con buena porosidad y permeabilidad, embalado en una formación impermeable, lo más frecuentemente arcillosa, que asegura su estanqueidad y su cierre.

Para que un cuerpo arenoso forme una trampa, se debe evaluar:

- El volumen (longitud, anchura, potencia) del sedimento.
- La morfología en planta y en corte del cuerpo arenoso.
- La composición litológica y caracteres petrográficos.
- La posición, repartición y orientación en la cuenca.
- La madurez textural y mineralógica del sedimento.
- Las relaciones con las rocas sello que los cubren.

Lo anterior está condicionado por el medio de transporte, el ambiente sedimentario, la forma y tamaño de la cuenca.

b) Trampas estratigráficas primarias en serie carbonatada:

La existencia de estas trampas está estrechamente ligada a la presencia de una roca que tenga características primarias de porosidad y permeabilidad adecuadas. Se sabe, que tales características en las formaciones carbonatadas, aparecen a menudo, ligadas a los fenómenos de formación bioquímica de las calizas o a relaciones texturales propias del ambiente de depósito.

El estudio de las trampas estratigráficas de la serie carbonatada, se complementa en gran parte, con el estudio de la sedimentación de las calizas de origen biológico, de su litología, de las formas de biohermios o depósitos resultantes y de su repartición en los conjuntos sedimentarios.

Trampas primarias en carbonatos:

La existencia de estas trampas está estrechamente ligada a la presencia de una roca que tenga características primarias de porosidad y permeabilidad adecuadas. Se sabe, que tales características en las formaciones carbonatadas, aparecen a menudo, ligadas a los fenómenos de formación bioquímica de las calizas o a relaciones texturales propias del ambiente de depósito.

El estudio de las trampas estratigráficas de la serie carbonatada, se complementa en gran parte, con el estudio de la sedimentación de las calizas de origen

biológico, de su litología, de las formas de biohermios o depósitos resultantes y de su repartición en los conjuntos sedimentarios.

2.3.4.1.2 Trampas Estratigráficas Secundarias:

Se crean por fenómenos posteriores a la sedimentación y a veces se forman durante la diagénesis, las que resultan de una discordancia angular o una discordancia basal. Las trampas estratigráficas secundarias son un tránsito a las trampas mixtas.

Trampas en cuerpos arenosos

- Arenas
 - a) Depositadas en canales y terrazas.
Fluviales
 - b) Depositadas en medios mixtos: estuarios y deltas.

- Arenas eólicas
 - a) Desiertos
 - b) Litorales.

- Arenas de playa.

- Arenas que forman cordones o barras litorales, depositadas en medio marino, pero susceptible de emersión.

- Arenas depositadas en condiciones batimétricas profundas (sobre o en la proximidad de relieves submarinos).

- Arenas lacustres.

Las trampas estratigráficas secundarias: son resultado de fenómenos posteriores a la sedimentación y a la diagénesis, que crean un almacén local en el interior de una formación inicialmente impermeable, o bien un cierre por depósito de una cobertura sobre un almacén existente, pero no protegido; estas anomalías estratigráficas, en la mayor parte de los casos están siempre asociadas con discordancias por lo que pueden ser llamadas "Trampas por discordancias".

No todas las discordancias pueden formar trampas petroleras. Las paraconformidades y las disconformidades difícilmente presentan arreglos adecuados para formar trampas, en cambio las discordancias angulares y las discordancias basales (inconformidad), tienen mejores posibilidades

Trampas en discordancias:

Una discordancia es un cambio en la secuencia geológica marcada por una superficie de erosión o no depósito que separa dos grupos de estratos de diferente edad.

Si las capas de encima y de debajo de la superficie de discordancia son paralelas o aproximadamente paralelas se llaman paraconformidades o disconformidades, pero si los estratos de encima y de debajo de la discordancia no son paralelos y se encuentran en ángulo, el contacto es llamado discordancia angular o discordancia angular erosiva.

Una superficie de discordancia puede marcar el límite entre una formación permeable y una impermeable y así formar el límite superior o inferior de un yacimiento cuando se combinan de manera adecuada las rocas sello con las rocas almacén..

Los cambios más pequeños entre estratos se llaman diastemas.

Trampas formadas por construcciones arrecifales:

Los atolones son construcciones arrecifales en anillo más o menos regular, situadas sobre un alto fondo. Los atolones propiamente dichos son anillos arrecifales de tamaño relativamente pequeño que encierran una laguna ("lagoon"), parecen raros en las formaciones antiguas. Los arrecifes flanqueantes y de barrera situados en los bordes de plataformas son más abundantes.

Se pueden encontrar bancos arrecifales dentro de la plataforma de forma aislada.

Los arrecifes más abundantes se encuentran en plataformas y rampas carbonatadas con climas cálidos. En ambientes donde predominan siliciclásticos, se encuentran poco desarrollados y aislados.

CAPITULO III

“Determinación de Presiones de Formación y de Fractura”

3 Determinación de Presiones de Formación

Definiendo presión de formación; es la presión de un fluido, ya sea aceite, gas o agua que ejerce en los poros de una formación de roca. (FIG 63); en otras palabras, es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación.

(REFERENCIA 15)

3.1 Presión de formación normal

Se dice que es presión de formación normal cuando es generada por una columna de agua nativa del lugar, desde la superficie hasta la profundidad en estudio (si es 80,000 ppm de NaCl = 1.07 g/cc)

Por otro lado la presión anormal es la que se aparta de la tendencia normal (baja o alta, siendo esta última la de mayor frecuencia) FIG. 64

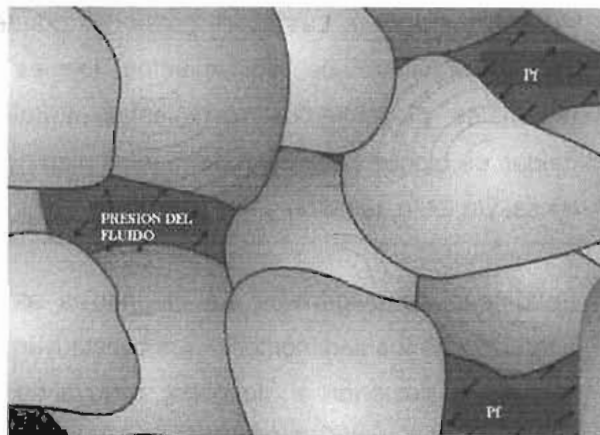


FIG.63 PRESION EJERCIDA DEL FLUIDO HACIA LA FORMACIÓN

Las principales causas de que se presenten las presiones anormales son:

Nivel piezométrico: Cuando una capa porosa y permeable que esta confinada por estratos impermeables, aflora en un nivel muy superior (una montaña), el fluido alcanza un mayor nivel piezométrico regional

Características del sistema roca-fluido: En formaciones cerradas con grandes buzamientos y anticlinales, donde se acumulan fluidos de baja densidad (aceite o gas) que desplazan el agua de la formación existe un incremento de energía provocado por el empuje del agua, la cual intenta ocupar el espacio del fluido de baja densidad, represionandolo.

Sedimentación y ambiente de depósito: Durante la generación de las formaciones, en ritmos de rápida depositación de sedimentos, asociados con atrapamiento de fluidos (con alguna roca sello), existirá represionamiento de estos últimos conforme se acumulen mayores estratos .

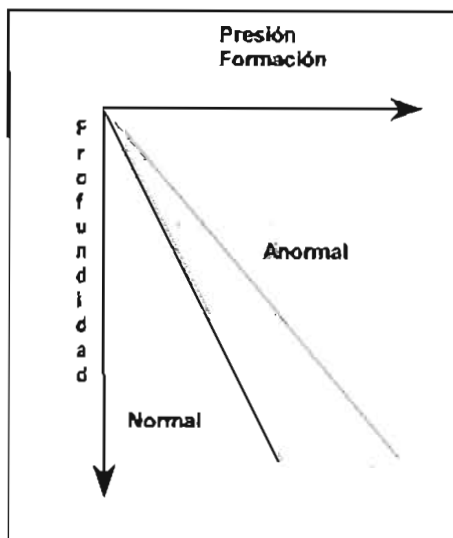


FIG 64

Actividad tectónica: Las sobre presiones pueden ser el resultado de afallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos laterales, caídas de bloque fallados, movimientos diapíricos de sal y/o lutita, temblores, etc.

Fenómeno de diagénesis: La diagénesis es la alteración de los sedimentos y sus constituyentes minerales, posterior al depósito, incluyendo la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización.

Arenas y lutitas: por incremento del volumen de agua en el sistema represionándolo, existe hidratación a temperaturas altas en la transformación de minerales (montmorillonita convertida a hilita liberando agua)

Carbonatos: se crean barreras impermeables restringiendo la salida de fluido, lo que provoca que se incremente su presión

Fenómenos osmóticos: Cuando dos soluciones de diferente concentración salina están separadas por una membrana semi-impermeable se genera una presión (osmótica) en la solución de mayor salinidad.

En las formaciones, las lutitas fungen como membranas semi-impermeables, y si existen fluidos de diferente salinidad (agua dulce y salmuera) se genera este efecto.

Efectos termodinámicos: Efectos combinados de presión y temperatura afectan las características del fluido contenido en las formaciones, principalmente la temperatura incrementa el volumen (dilata) y con la compactación de las

rocas se genera un represionamiento en los fluidos dentro de los poros.

3.2 Presión de formación anormal

3.2.1 Determinación de las presiones anormales

Antes de la perforación:

SISMOLOGÍA. Las secciones sísmicas son una representación de los cambios del producto velocidad-densidad de la roca en el subsuelo (impedancia acústica) Fig.65

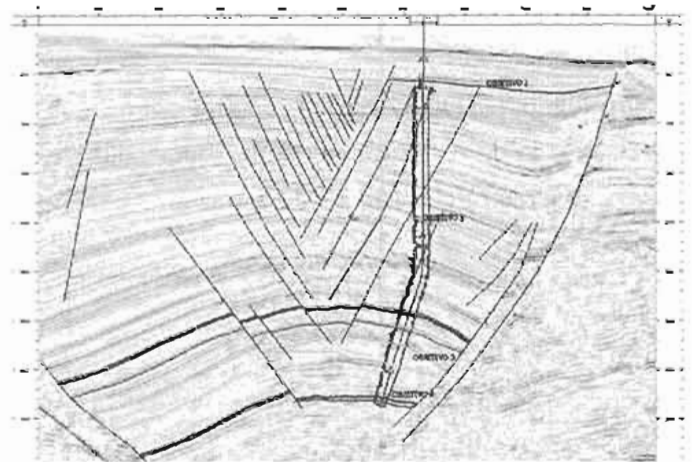


FIG.65 SECCIÓN SÍSMICA CAMPO KOSNI

Durante la perforación:

- Ritmo de penetración
- Torsión aplicado a la tubería
- Carga soportada por el gancho
- Presión de bombeo
- Volumen de lodo en presas
- Contenido de cloruros en el lodo
- Cantidad de recortes

Después de la perforación:

- Datos de conductividad y resistividad

Resistividad= f (porosidad, temperatura, salinidad, mineralogía)

f es el más significativo, si disminuye f, la resistividad aumenta (hay menos fluido por donde pase la corriente eléctrica) FIG.66

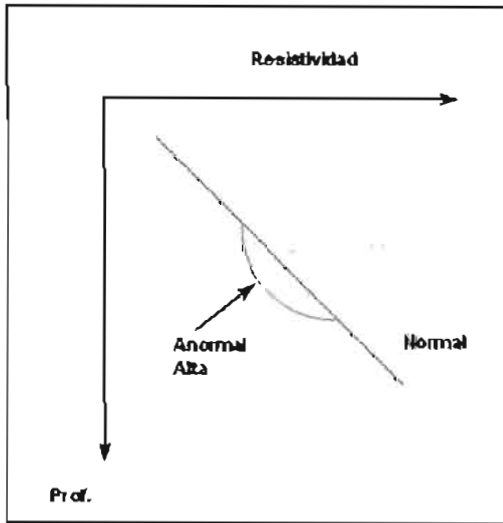


FIG.66

- Datos de tiempo de tránsito

Dt, tiempo requerido para que el sonido recorra cierta distancia a través de la formación (inverso de la velocidad)FIG.67

$$f = \frac{(Dt - Dtm)}{(Dt - Dtm)}$$

$$Dt = f(Dt - Dtm) + (Dtm)$$

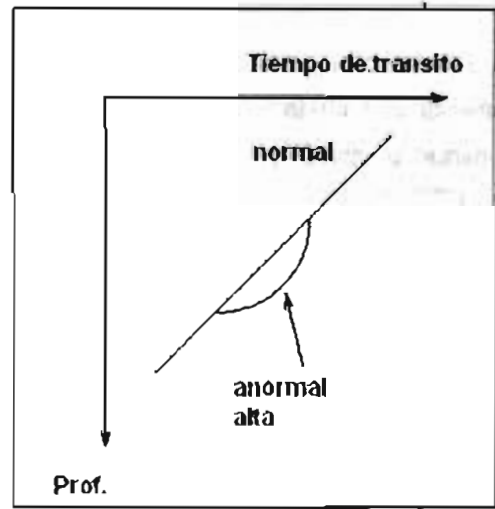


FIG 67

- Datos de densidad

Conforme la f disminuye la densidad de la formación (roca y fluidos), aumenta por haber mayor compactación.

En zona anormal f tiende a aumentar por tanto la densidad de la formación a disminuir. FIG.68

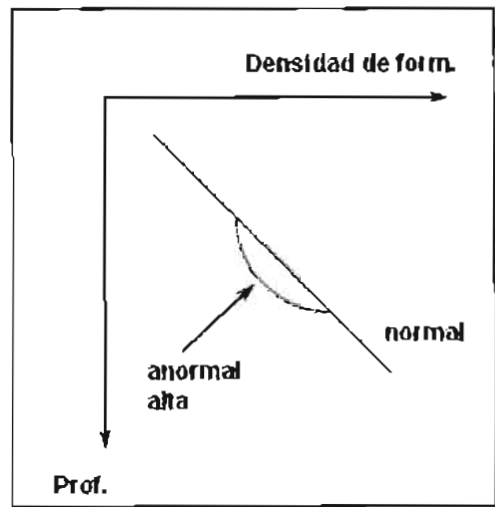


FIG.68

- Datos de salinidad:

A mayor profundidad mayor contenido de sales minerales, por tanto mayor salinidad de los fluidos.

En zona anormal, f tiende a aumentar por tanto aumenta la cantidad de fluidos lo que tiende a disminuir la salinidad. FIG.69

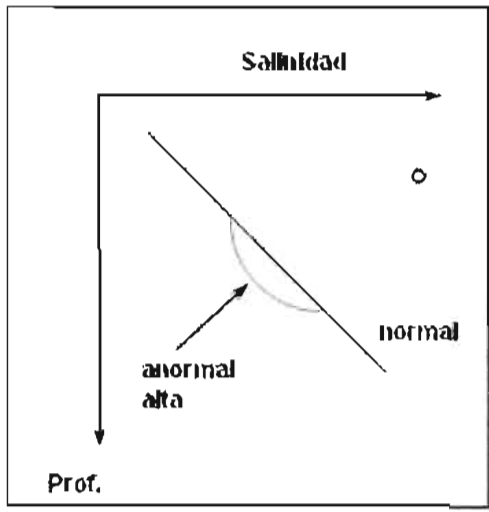


FIG.69

- Datos de temperatura

Conforme se incrementa la profundidad, también aumenta la temperatura (gradiente geotérmico)

En presencia de zonas de presión anormal el comportamiento se ve afectado. FIG.70

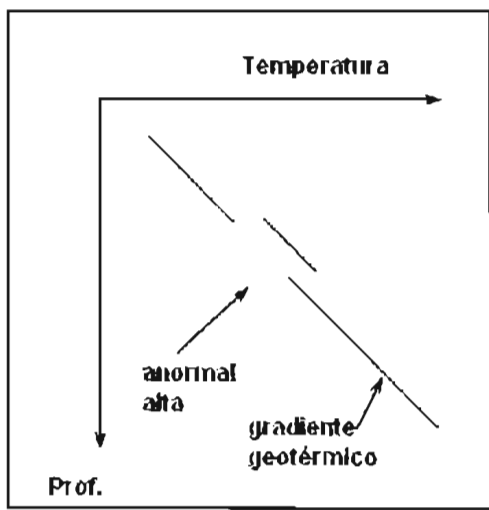


FIG.70

3.3 Determinación de presiones de formación

3.3.1 Determinar la presión de poro

(REFERENCIA 18)

En un estudio del estado del arte de los métodos de predicción de presión de poro se identificaron 15 métodos. Sin embargo, los mejores y más usados por la industria petrolera son: el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o profundidad equivalente, el método de Eaton y el método del exponente dc .

A diferencia de los otros métodos, estos cuatro métodos son sencillos y utilizan información convencional y de fácil acceso.

3.3.1.1 Método de Hottman y Johnson (H&J)

Usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana, H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de poro, como se indica a continuación.

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (FIG.71)

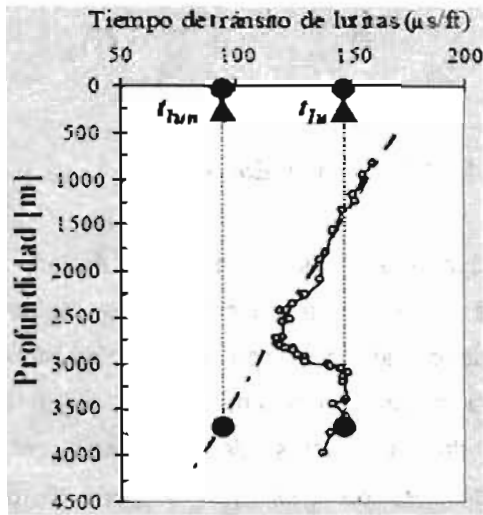


FIG 71

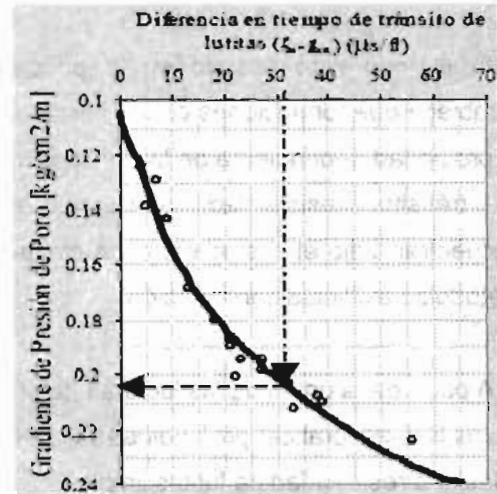


FIG.72

2. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total
3. A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal y de la curva graficada con los valores del registro.
4. Se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito ($t_{lu} - t_{lu}$) o la relación de resistividades (R_{on}/R_o)_{lu} entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada.
5. Con el valor obtenido en el punto se entra a la correlación de H&J y se determina el gradiente de presión de poro.

FIGS. 72 Y 72.a

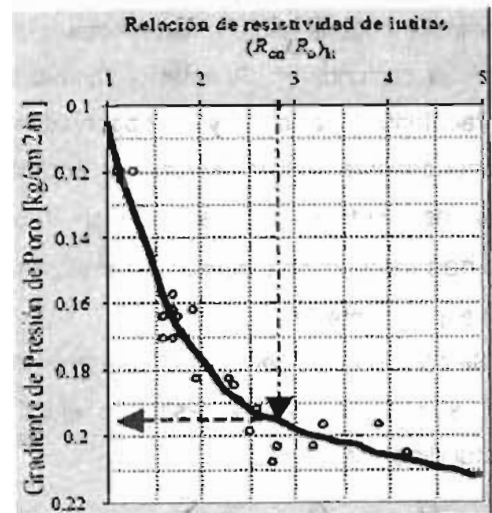


FIG.72.a

6. Finalmente, el gradiente de presión de poro obtenido en el punto 5 se multiplica por la profundidad para obtener la presión de poro buscada.

Mathews & Kelly y Fertl desarrollaron correlaciones similares usando un mayor número de datos de otras áreas geológicas, utilizando el mismo principio de H&J.

3.3.1.1.2 Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente.

Este método está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo σ . El método se explica a continuación.

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias.
2. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total.
3. A la profundidad de interés D , leer el valor extrapolado tu_n y observados tu . Posteriormente, de la lectura observada trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente D_n .
4. Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

$$\sigma_{(D)} = \sigma_{(D_n)} = S_{(D_n)} - P_{p(D_n)}$$

$$\therefore P_{p(D_n)} = \frac{\rho_{FF} * D_n}{10}$$

Donde ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.03 gr/cm³, cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación de pozos de correlación.

5. Finalmente se calcula la presión de poro a la profundidad de interés.

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - \sigma_{(D)}$$

3.3.1.1.3 Método de Eaton

Al igual que el método de H&J, el método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada. El método se explica a continuación. (REFERENCIA 17)

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas "limpias".
2. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total.
3. A la profundidad de interés D , leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal tu_n y de la tendencia observada tu y la profundidad equivalente el mismo valor del tiempo de tránsito observado D_n .
4. Calcular la presión de poro a la profundidad de interés D , según el registro que se tenga, con las siguientes ecuaciones:

Sónico

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(D_n)}) \left(\frac{t_{(D)}}{t_n} \right)^{1.0}$$

Resistivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(D_n)}) \left(\frac{R_o}{R_{on}} \right)^{1.2}$$

Conductivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(D_n)}) \left(\frac{C_{on}}{C_o} \right)^{1.2}$$

Aun cuando el método de Eaton esta basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso y sencillo de utilizar.

3.3.1.1.4 Método del exponente *dc*

Jorden y Shirley propusieron usar el modelo de Bingham para normalizar el ritmo de penetración *R* considerando los efectos ocasionados por cambio del peso sobre barrena *W*, de las revoluciones por minuto de la rotaria *N* y del diámetro de la barrena *db* a través del cálculo del exponente *dc*, definido como:

$$dc = \frac{\log\left(\frac{R}{18.29N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{454d_b}\right)}$$

Donde *R* esta en m/h, *N* en RPM, *W* en toneladas y *db* en pulgadas.

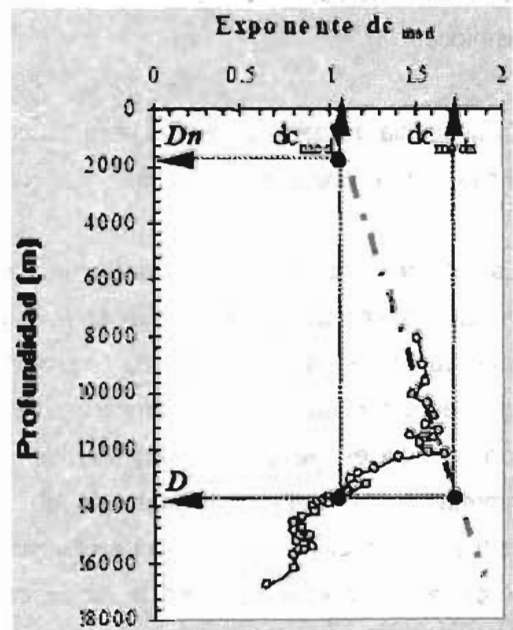
Para corregir el exponente *dc* por cambios de densidad de lodo, Rehm y McClendon propusieron la siguiente ecuación:

$$dc_{mod} = dc \frac{\rho_{FF}}{\rho_{lodo}}$$

Donde ρ_{lodo} es la densidad equivalente de circulación durante la perforación y ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación.

Basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal, el método del exponente *dc* consiste en lo siguiente:

1. Calcular el exponente *dc* y el exponente modificado *dcmod* durante la perforación de lutitas. Los datos de perforación obtenidos en formaciones que no sean lutitas deben eliminarse.
2. Graficar profundidad vs. Exponente *dcmod*



3. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total.
4. A la profundidad de interés *D*, leer los valores del exponente *dcmod*, y en la tendencia normal

dc_{modn} . Además, para el valor de dc_{mod} , leer la profundidad equivalente, en la zona de presión normal D_n .

5. Finalmente, calcular la presión de poro a la profundidad de interés D , usando la fórmula de Eaton.

$$P_p(D) = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_p(D_n)) * \left(\frac{dc_{mod}}{dc_{Dn}} \right)^{1.2}$$

3.3.1.1.5 Predicción de la presión de poro antes de la perforación

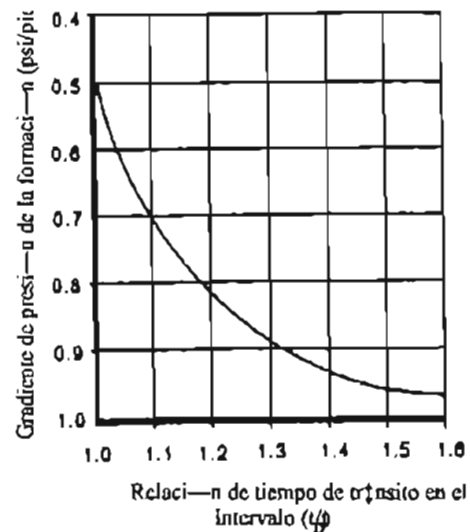
Las técnicas que se emplean para determinar las presiones de poro de la formación antes de comenzar la perforación se basan en la correlación de datos de pozos vecinos o de datos sísmicos.

En ausencia de datos de pozos vecinos, como en el caso de los pozos exploratorios.

La presión de poro se puede determinar a partir de datos sísmicos cuando se conoce la velocidad acústica promedio en función de la profundidad. Los geofísicos que se encuentran familiarizados con el área en general podrán suministrar esta información. El parámetro requerido, el "tiempo de tránsito en el intervalo", está en función de la porosidad y se expresa como la recíproca de la velocidad. Como los tiempos de tránsito en los fluidos son mayores que en los sólidos, el tiempo de tránsito observado en la roca aumenta a medida que aumenta la porosidad.

Algunos métodos de cálculo emplean una relación logarítmica o exponencial para graficar la presión

de la formación vs. el tiempo de tránsito en el intervalo, tal como se muestra en la figura de Pennebaker.



La predicción de las presiones de la formación en cuencas sedimentarias más antiguas puede ser mucho más compleja debido a los cambios más frecuentes de porosidad que afectan el tiempo de tránsito.

Cuando se perfora, existen varios signos que indican el paso de una zona de presión normal a una zona de presión anormal. Los cambios de las propiedades de la roca y el comportamiento de la barrena son las primeras señales de la transición. El equipo de análisis del lodo y el de perfilaje del subsuelo pueden permitir la detección temprana de los cambios de presión. Uno de los métodos más populares para correlacionar la presión de poro y el peso del lodo fue el que desarrolló Bingham en 1965, que utiliza el *exponente d*.

Se puede calcular una forma simplificada del *exponente d* de la manera siguiente:

$$\text{exp}d = \frac{\log(R/60N)}{\log(12W/1000d_b)}$$

donde:

R	=tasa de penetración (pie/hr)
N	=velocidad de rotación (rpm)
W	=peso sobre la barrena (klbf)
d_b	=diámetro de la barrena (pulgadas)

Esta técnica se puede utilizar si la densidad del fluido (peso del lodo) se mantiene constante y se aplica la fórmula a formaciones de baja permeabilidad, a menudo de lutitas. En las formaciones de presión normal, los exponentes d tienden a aumentar con la profundidad. En presencia de una presión anormal, ocurre una desviación en la tendencia de la presión normal y entonces el exponente d aumenta con menos rapidez a medida que aumenta la profundidad.

3.4 Determinación de la presión de fractura

La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura.

(REFERENCIA 16)

3.4.1 Fenómeno de fracturamiento

Si se aplica presión a una roca, los esfuerzos en la matriz se reducirán igualmente en sus tres direcciones principales, a medida que se reduce el esfuerzo principal menor alcanzará un valor igual a cero y un incremento adicional en la presión provocará tensionamiento en la roca en esa dirección. Cuando se excede la resistencia a la tensión de la roca esta se partirá a lo largo del

plano perpendicular a su mínimo esfuerzo principal.

FIG 73

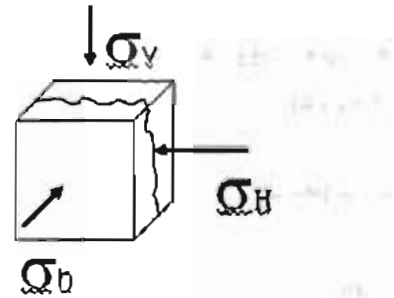


FIG. 73 ESFUERZOS A LOS QUE LA ROCA ES SOMETIDA

3.4.2 Determinación de la presión de fractura

3.4.2.1 Método directo: Prueba de goteo (Leak-Off test)

El procedimiento para la realización de esta prueba es el siguiente:

Después de cementar TR se introduce barrena y represiona (según especificaciones) para verificar que no hay fugas.

Se perforan de 5 a 10 m (rebaja cemento)

Se levanta barrena a la zapata y se circula tiempo de atraso.

Se cierran preventores y se "bombea" hasta generar una admisión de fluido en la formación (ritmo de bombeo: de 0.5 a 1.5 bl/min)

Al bombear un fluido dentro del pozo y hacia la formación, la presión aumenta en forma lineal con respecto al volumen de fluido inyectado.

En un momento (punto A), los datos divergen formando una curva.

Al continuar bombeando se llega a un punto B, donde la presión comienza a disminuir.

A partir de B la formación esta fracturada. (FIG.74)

$$F_p = P_{fg} + (rD) - P_c$$

donde:

F_p - presión de fractura

P_{fg} - presión en el punto B

rD - columna de lodo

P_c - presión de cedencia del lodo

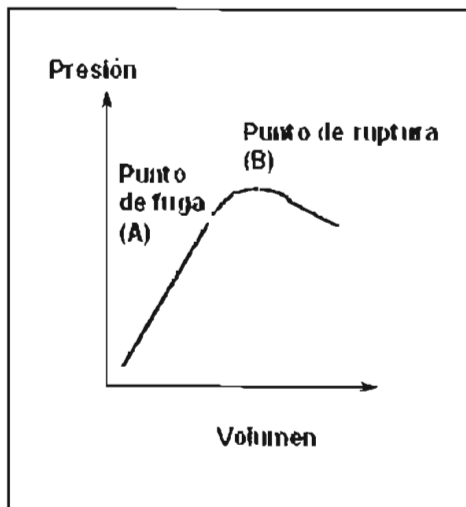


FIG. 74

3.4.2.2 Método indirecto

Partiendo de observaciones teóricas y experimentales se encontró que el plano de fractura de una formación es normal al plano de mínimo esfuerzo. En fallamientos "normales", el menor esfuerzo es horizontal (las fracturas son verticales).

La presión de sobrecarga es igual en magnitud a la suma de la presión del fluido y del esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$S = p_{form} + \sigma_v$$

La presión de fractura es igual a la presión del fluido más el esfuerzo horizontal al que esta sometida la roca.

$$F_p = p_{form} + \sigma_h$$

En condiciones de fallamiento normal el esfuerzo horizontal es proporcional al esfuerzo vertical

$$\sigma_h \propto \sigma_v$$

$$\sigma_h = Cte \cdot \sigma_v$$

Obteniendo:

$$F_p = p_{form} + Cte(S - p_{form})$$

3.4.2.2.1 Correlación de Hubbert & Willis

En fallamientos normales el esfuerzo horizontal varía entre 1/3 a 1/2 del esfuerzo vertical.

$$\sigma_h = (1/3 \text{ a } 1/2) \sigma_v$$

o sea que $Cte = (1/3 \text{ a } 1/2)$

Por lo que la correlación es:

$$F_p = p_{form} + (1/3 \text{ a } 1/2)(S - p_{form})$$

3.4.2.2.2 Correlación de Matthews & Kelly

Introducen un coeficiente de esfuerzos de la matriz rocosa denominado K_i , el cual es una variable que relaciona los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca.

Por lo que para ellos $Cte = K_i$

Y su correlación es:

$$F_p = p_{form} + K_i (S - p_{form})$$

Por otro lado para determinar esta presión se propone emplear el método de Eaton, tal y como se plantea a continuación.

3.4.2.2.3 Método de Eaton

La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura (p_{FR}) está en función de la presión de poro (p_p) y de la sobrecarga (S), previamente calculadas, así como de la relación de Poisson (ν).

$$p_{FR(D)} = p_{p(D)} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) [S_{(D)} - p_{p(D)}]$$

1. Calcular la relación de Poisson. La relación de Poisson es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Para calcularla, tenemos dos opciones:

a) A partir del registro sísmico dipolar de pozos de correlación.

$$\nu = \frac{0.5 \left(\frac{ts}{tc} \right)^2}{\left(\frac{ts}{tc} \right)^2 - 1}$$

donde :

ts , tiempo de tránsito de corte (microseg/pie)

tc , tiempo de tránsito compresional (microseg/pie)

b) A partir del nomograma de Eaton, el cual se expresa en la siguiente ecuación para cada profundidad de interés.

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673$$

Finalmente, se sustituye en la ecuación:

$$p_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - p_{p(Dn)}) * \left(\frac{dc_{mod}}{dc_{Dn}} \right)^{L2}$$

y se obtiene la presión de fractura.

Otra opción es obtener la relación de Poisson a partir de ensayos mecánicos de laboratorio a muestras de núcleos, con la consideración de que esta medición es puntual y referida a la profundidad a la cual se obtuvo la muestra.

CAPITULO IV

“Asentamiento de Tuberías”

4 Determinación de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento

4.1 Determinación de la profundidad de asentamiento

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que debe cumplir la tubería. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta de las tuberías de revestimiento comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura. (REFERENCIA 19,20)

En el caso de perforación en zonas ya explotadas, cuyas tendencias geológicas se conocen, inclusive la presión intersticial y los gradientes de fractura, resulta muy sencillo seleccionar la profundidad óptima a la cual se habrá de asentar la tubería. La estrategia utilizada más eficazmente para determinar el lugar de asentamiento de la tubería de revestimiento consiste en seleccionar la sarta más profunda primero, para luego ir pasando sucesivamente de la tubería de fondo a la de superficie.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de presión intersticial o presión de poro y del gradiente de fractura. El primero se refiere a la presión que ejercen los fluidos de la formación (la presión que se mediría si se colocara un

manómetro a esa profundidad), mientras que el gradiente de fractura se refiere a la presión que es capaz de romper la formación.

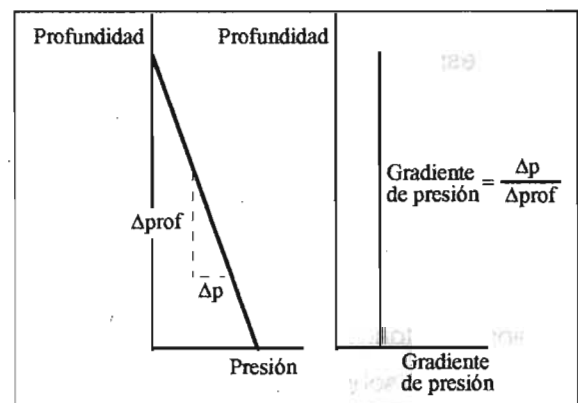
Ahora bien, la presión absoluta aumenta con la profundidad, tal como se muestra en la parte (a) este aumento de presión puede caracterizarse a través de la pendiente o "gradiente", de forma tal que el gradiente de presión se define como:

Al representar el gradiente de presión como función de la profundidad de un agujero lleno con un fluido, se obtiene una línea recta vertical, tal como se muestra en la parte (a).

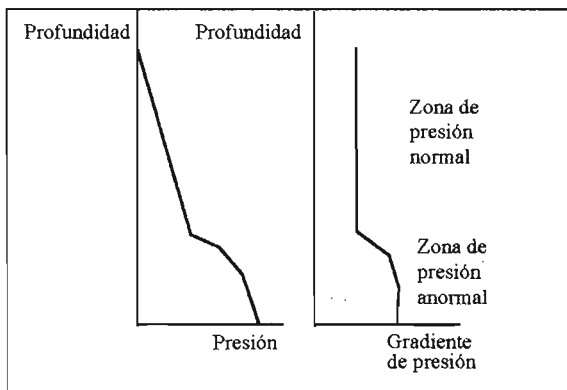
Sin embargo si las presiones no aumentan en forma lineal, sino que hay cambios debido a la presencia de condiciones geológicas extraordinarias, entonces los diagramas de presión vs. profundidad y gradiente de presión vs. profundidad se transforman en lo que se muestra en la parte (b)

(REFERENCIA 22)

a)



b)



Diagramas esquemáticos de presión vs. profundidad y "gradiente de presión" vs. profundidad.

Entonces, para la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento se utiliza un gráfico donde se muestren: el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura.

Evidentemente el gradiente de fractura es superior al de presión de poro.

La operación normal de perforación se desarrollará en el espacio entre ambos gradientes. Es decir, se utilizará un fluido de perforación que genere más presión que la presión de poro para "controlar" el pozo¹ y sin embargo, ese fluido no deberá generar una presión tan grande que fracture la formación y se fugue hacia ésta. Por razones de seguridad, se trabaja entonces con una presión ligeramente superior o sobrebalance a la presión de poro, generalmente entre 0,5 y 1,0 lb/gal (0.01 y 0.11

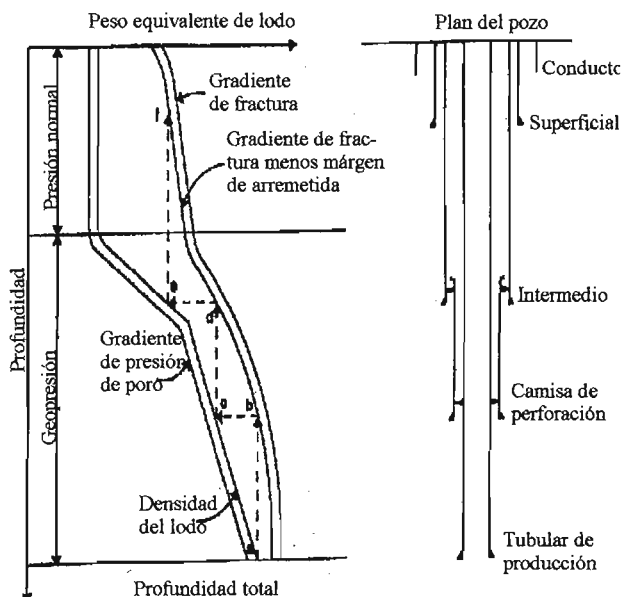
g/cc). Igual se hace con la presión de fractura a la que se le sustrae un valor similar por seguridad.

Así finalmente, el proceso de selección de la profundidades de asentamiento se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobrebalance) hasta el punto en que intercepta el gradiente de fractura menos un margen de brote (segmento a-b). Se "asienta" la tubería de revestimiento en ese punto y da inicio al proceso otra vez (segmento c-d).

Siempre que los esfuerzos subterráneos sigan el patrón normal según el cual el esfuerzo y la

$$\text{Gradiente de presión} = \frac{\text{Aumentode presión}}{\text{Aumentode profundidad}} = \frac{\Delta p}{\Delta \text{prof}}$$

resistencia a la fractura aumentan a medida que aumenta la profundidad, será muy fácil determinar los puntos de asentamiento de la tubería siempre y cuando se cuente con buena información geológica.



¹- Una notable excepción a esto es la perforación "bajo balance", en la que el fluido de perforación tiene un peso menor al que la presión de poro indica.

Relación entre la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento, poros de la formación, gradiente de presión y gradiente de fractura

Cuando se encuentre una presión anormal en la formación, será preciso aumentar la densidad del fluido de perforación para evitar la entrada de fluidos desde alguna formación permeable. Como es necesario mantener la presión del pozo por debajo de la presión que fracturaría la formación más débil y menos consolidada que se encuentra justo por debajo de la zapata precedente, existe una profundidad máxima hasta la cual se puede perforar el pozo sin tener que colocar ni cementar tubería de revestimiento.

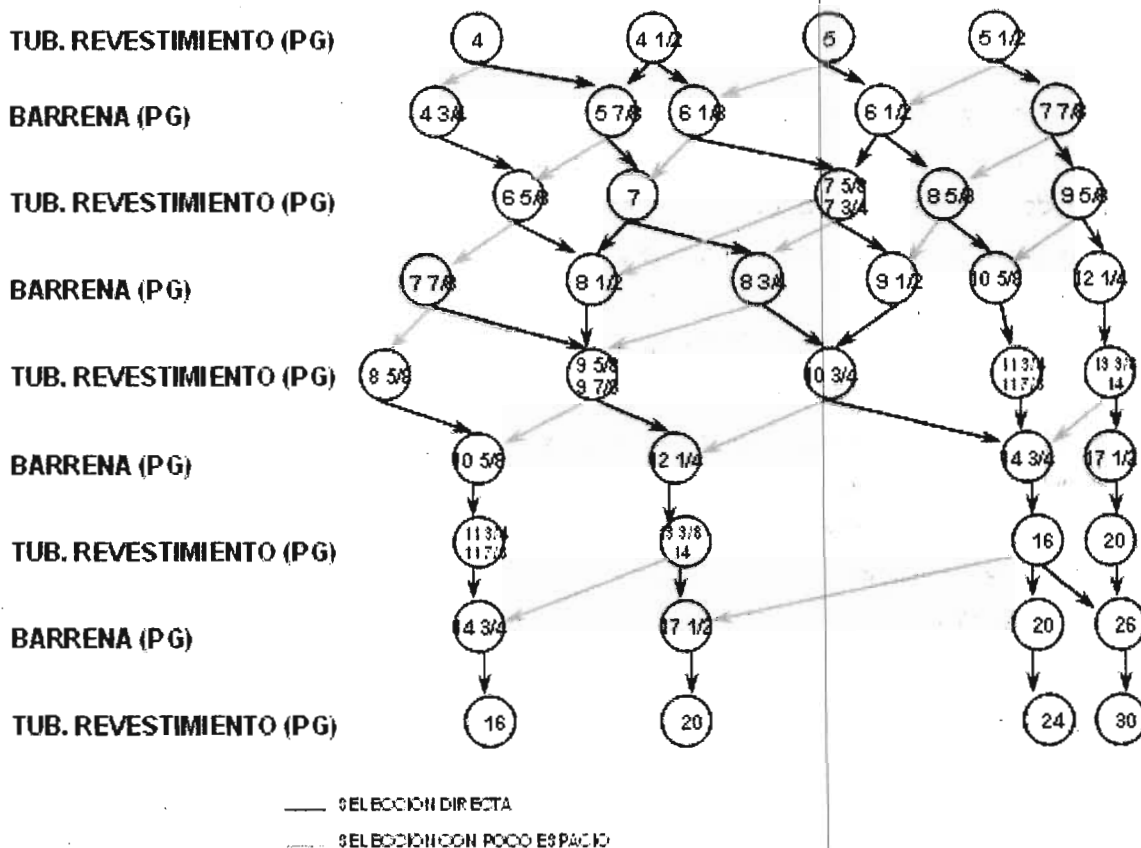
(REFERENCIA 21)

Para la determinación de diámetro de la barrena se puede emplear el siguiente diagrama en el cual se entra con el diámetro de la tubería de revestimiento.

Se tienen 2 opciones para la selección, ya sea directa o con espacio reducido.

4.2 Determinación de Diámetro de Barrenas

GRAFICA PARA LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y BARRENAS



4.3 Ejemplos Prácticos de campo

Para ejemplificar el asentamiento de tuberías se dará un ejemplo didáctico en la parte de los anexos. (REFERENCIA 22)

Ver Anexo.

CAPITULO V

“Hidráulica de la Perforación”

5. Hidráulica de la Perforación

Reología de Fluidos de Perforación

REOLOGÍA

Es la ciencia de la deformación y flujo de los materiales. Es la rama de la física que trata sobre la mecánica de los cuerpos deformables. (REFERENCIA 25)

La mayoría de la teoría sobre reología trata con casos idealizados, basados en ecuaciones diferenciales de primer orden y sobre el concepto de que las constantes en esas ecuaciones no varían con los cambios en las variables involucradas.

Sin embargo, existen numerosas excepciones de los conceptos ideales, las cuales han sido matemáticamente desarrolladas. Por tanto estos sistemas reológicos, llamados "anómalos", parecen ser aún más comunes que los sistemas ideales.

Además, aun cuando la teoría sobre reología, tanto cualitativa como cuantitativamente, trata con fenómenos reversibles, a menudo se encuentra la irreversibilidad.

5.1 Esfuerzo Cortante

Al poner un fluido de control en circulación, inicialmente tiende a resistirse al flujo si en el interior de su estructura las capas cilíndricas que forman el flujo se mueven a diferentes velocidades, esta resistividad de la fuerza ejercida entre capas da origen a un resbalamiento o escurrimiento que se conoce como esfuerzo de corte.

El esfuerzo de corte (τ) es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte.

Las indicaciones del cuadrante del viscosímetro de lodo (Θ) tomadas con la combinación de balancín y resorte estándar pueden ser convertidas en un esfuerzo de corte (τ) con unidades de lb/100 pies² multiplicando la indicación por 1,067.

$$\tau_b = 1.067 \Theta \left\{ \frac{\text{lb}_\tau}{100 \text{ pies}^2} \right\} \dots \dots \dots (4)$$

Las lecturas del viscosímetro son frecuentemente usadas como indicación del esfuerzo de corte (τ) en lb/100 pies² sin realizar la conversión, ya que la diferencia es pequeña.

5.2 Velocidad de Corte

La velocidad de corte se puede definir como un gradiente de velocidad a través de las capas adyacentes cuando el flujo es laminar, se define como:

$$\Gamma = \frac{du}{dy} = \frac{\text{velocidad}}{\text{distancia}} = \text{gradiente de velocidad} \left[\frac{1}{\text{seg}} \right]$$

5.3 Viscosidad Aparente del Fluido

La viscosidad efectiva a veces es llamada Viscosidad Aparente (VA). La viscosidad aparente está dada por la lectura del viscosímetro de lodo a 300 RPM (Θ 300) o la mitad de la lectura del viscosímetro a 600 RPM (Θ 600). Cabe indicar que ambos valores de viscosidad aparente concuerdan con la fórmula de viscosidad:

$$VA(cp) = \frac{300 \times \Theta}{\omega} \dots\dots(5)$$

5.4 Modelos Reológicos

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas. Afortunadamente en el campo de la ingeniería los fluidos no-Newtonianos más abundantes, estudiados y mejor entendidos son los fluidos pseudoplásticos.

Algunas de las relaciones empleadas para describir a estos fluidos han sido aplicadas al comportamiento reológico de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.

Por lo tanto, los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos pueden ser representados por varios modelos reológicos o ecuaciones constitutivas; entre las cuales, las más empleadas son el modelo de Bingham, Ostwald-de Waele y Herschel-Bulkley. Recientemente, los modelos de Robertson y Stiff y de Casson han sido propuestos para caracterizar a los fluidos de perforación y las lechadas de cemento.

Modelos reológicos más complejos como el modelo de Ellis y el de Sisko han sido y pueden ser empleados en algunos casos.

Indudablemente, existen muchos modelos reológicos que involucran más de tres parámetros ajustables. Sin embargo, estos modelos están fuera del alcance de este manual; por lo tanto, si el lector desea estudiar algunos de ellos, el lector es referido a la bibliografía.

5.4.1 Modelo De Newton

Este modelo propuesto por Newton, representa a los fluidos ideales. Es decir, caracteriza a aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. La constante de proporcionalidad, conocida como coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, es suficiente para describir su comportamiento de flujo.

Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \gamma \dots\dots(6)$$

donde μ es la viscosidad absoluta, viscosidad Newtoniana o simplemente viscosidad. Esta viscosidad permanece constante a cualquier velocidad de corte; siempre y cuando el flujo sea laminar y las propiedades del fluido permanezcan inalterables.

Ejemplos de fluidos newtonianos lo son todos los gases, líquidos de moléculas simples no elongadas y suspensiones pseudohomogéneas de partículas esféricas en gases o líquidos.

5.4.2 Modelo De Bingham

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.

A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia, τ_y ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica, η_p .

Así, el modelo de Bingham esta representado como:

$$\tau = \frac{\eta_p}{g_c} \dot{\gamma} + \tau_y \dots\dots(7)$$

donde:

$$\dot{\gamma} = 0 \text{ si } \tau \leq \tau_y$$

$$\dot{\gamma} \neq 0 \text{ si } \tau > \tau_y$$

Aunque este modelo es un caso idealizado, las suspensiones de arcillas (20 a 60% de arcillas cálcicas en agua) y el flujo de fluidos de perforación en espacios anulares, asemejan su comportamiento de flujo a este modelo.

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la ingeniería petrolera; aun cuando el comportamiento real del lodo de perforación no presenta una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

5.4.3 Modelo De Ley De Potencias

El modelo de Ostwald-de Waele, comúnmente conocido como modelo de Ley de Potencias, es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación está caracterizada por dos constantes reológicas y expresada como:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \dots\dots(8)$$

en donde el índice de consistencia K, es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido. Es decir, si el valor de K es alto, el fluido es más "viscoso" y viceversa. En tanto que el índice de comportamiento de flujo n, es una

medida de la no-Newtonianidad del fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, más no-Newtoniano es el comportamiento del fluido. (1.3)

Si el valor de n es mayor que cero y menor que la unidad, el modelo representa a los fluidos pseudoplásticos; en tanto que si n es mayor que la unidad, el modelo representa a los fluidos dilatantes. Nótese que este modelo se reduce a la Ley de la Viscosidad de Newton, si n es igual a la unidad, con $K = \mu/g_c$.

No obstante que el modelo de Ley de Potencias es eminentemente empírico, ha sido ampliamente utilizado, debido a que a gradientes de velocidad intermedios reproduce adecuadamente el comportamiento de flujo de muchos fluidos pseudoplásticos y dilatantes. Otra ventaja en el uso de este modelo, lo constituye el hecho de que es simple y posee únicamente dos constantes reológicas (n y K); además de que cuando ha sido empleado en problemas de flujo en tuberías ha dado excelentes resultados.

5.4.4 Modelo De Ley De Potencias con Punto de Cedencia

El modelo de Herschel-Bulkley, también conocido como modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia, fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes que presentan un punto de cedencia.

Entre los modelos propuestos que involucran el uso de tres constantes o parámetros ajustables, el modelo de Herschel-Bulkley es de los más simples y exactos. Este modelo está representado por:

$$\tau = K \gamma^n + \tau_y \dots \dots \dots (9)$$

con:

$$\gamma = 0 \text{ si } \tau \leq \tau_y$$

$$\gamma \neq 0 \text{ si } \tau > \tau_y$$

donde τ_y representa un esfuerzo inicial o punto de cedencia.

Las constantes n y K tienen un significado similar a las constantes reológicas del modelo de Ley de Potencias.

Este modelo es más general que los anteriores. Es decir, los modelos de Newton, Bingham y Ostwald-de Waele son soluciones particulares de éste; pues si n es igual a la unidad y τ_y es cero, el modelo se reduce a la Ley de Newton ; en tanto que si τ_y es diferente de cero, este modelo representa al modelo de Bingham , con $K = \eta_p/g_c$.

Por otro lado, si n es diferente de la unidad y τ_y es cero, resulta el modelo de Ley de Potencias . Por este motivo, a este modelo se le ha denominado como modelo de Ley de Potencias Modificado.

5.5 Constantes Reológicas

Se debe tener en mente que el término "viscosidad" es apropiado solamente para fluidos newtonianos. Para los fluidos no-Newtonianos, este término no tiene sentido, al menos en sentido estricto.

Sin embargo es común referirse a la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte como un término de viscosidad. esto es:

$$\eta = g_c \frac{\tau}{\gamma} \dots \dots \dots (10)$$

De tal manera que para fluidos no-Newtonianos, el término "viscosidad" significa exactamente la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, τ_y y γ , cualquiera que sea la relación existente entre ambas, $\tau = f(\gamma)$. Por este motivo, la viscosidad deberá ser especificada a una velocidad de corte determinada.

En el campo, es necesario determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos, en una forma rápida y sencilla de tal manera que los cálculos a realizar sean fáciles y los resultados prácticos y confiables.

Para la determinación de las constantes reológicas en el campo, se supone que la velocidad de corte depende únicamente de la geometría del viscosímetro y de la velocidad de rotación; es decir, no depende de las propiedades reológicas (esto es solamente cierto para fluidos newtonianos). Además, en algunos casos se supone que la lectura del aparato, θ , es igual al esfuerzo cortante.

En este manual, se considerará el viscosímetro Fann 35-VG (FIG.75) comúnmente empleado en la industria petrolera, equipado con la combinación estándar de bob-camisa y resorte de torsión No. 1, por ser éstos los suministrados con cada aparato. Para combinaciones o aparatos diferentes, referirse a los catálogos y manuales del proveedor; no obstante, el procedimiento a seguir es similar, variando entonces los valores de las constantes y otros factores.



FIG. 75 VISCOSIMETRO ROTACIONAL

Para el viscosímetro rotacional de campo y la combinación bob-camisa estándar y resorte de torsión No. 1, se tiene:

R_c	=	1.8420	cm
R_b	=	1.7250	cm
h_e	=	4.0500	cm
β	=	1.0678	
K_R	=	387.0000	dinas-cm/grado

Por lo que el esfuerzo de corte estará definido por la ecuación:

$$\tau_b = \frac{KR\theta}{2\pi R_e h_e} = \frac{387\theta}{2\pi(1.725)(4.050)} \dots(11)$$

$$\tau_b = 5.1109\theta \left\{ \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right\} \dots(12)$$

y en unidades prácticas de campo:

$$\tau_b = 1.067\theta \left\{ \frac{\text{lb}_f}{100 \text{ pies}^2} \right\} \dots(13)$$

Por otro lado, la velocidad de corte está definida por la ecuación:

$$\gamma_w = \frac{\pi N}{15} \left(\frac{\beta^2}{\beta^2 - 1} \right) = \frac{\pi N}{15} \left(\frac{1.06782^2}{1.06782^2 - 1} \right) \dots(14)$$

$$\gamma_w = 1.703N \quad \{\text{seg}^{-1}\} \dots(15)$$

En tanto que la viscosidad del fluido, a cualquier velocidad de corte está definida por:

$$\eta = g_o \frac{\tau_b}{\gamma_w} = 32.17 \frac{1.067\theta}{(100)(1.703)N} \dots(16)$$

$$\eta = 0.2016 \frac{\theta}{N} \left\{ \frac{\text{lb}_m}{\text{pie} \cdot \text{seg}} \right\} \dots(17)$$

y en unidades de campo:

$$\eta = 300 \frac{\theta}{N} \quad \{\text{cp}\} \dots(18)$$

5.5.1 Modelo de Bingham

La determinación de la viscosidad plástica y el punto de cedencia se basa en las lecturas a 600 y 300 rpm. Evaluando el modelo de Bingham en estas lecturas:

$$\tau_{600} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{600} + \tau_y \dots(19)$$

$$\tau_{300} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{300} + \tau_y \dots(20)$$

y resolviendo las dos ecuaciones anteriores para la viscosidad plástica, se tiene:

$$\eta_p = g_c \left(\frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right) \dots(21)$$

Sustituyendo :

$$\eta_p = \frac{(32.17)(1.067)(\theta_{600} - \theta_{300})}{(100)(1.703)(300)}$$

$$\eta_p = 0.000672 (\theta_{600} - \theta_{300}) \left\{ \frac{\text{lb}_m}{\text{pie} \cdot \text{seg}} \right\} \quad (22)$$

y en unidades prácticas:

$$\eta_p = (\theta_{600} - \theta_{300}) \quad \{ \text{cp} \} \dots (23)$$

El punto de cedencia se obtiene del modelo de Bingham evaluado a 300 rpm, sustituyendo η_p de la expresión 1.5.12 y resolviendo para τ_y , así:

$$\tau_y = \tau_{300} - \left(\frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right) \gamma_{300}$$

$$\tau_y = \tau_{300} - (\tau_{600} - \tau_{300})$$

Suponiendo que $\tau = \theta$:

$$\tau_y = \theta_{300} - (\theta_{600} - \theta_{300})$$

finalmente resulta:

$$\tau_y = \theta_{300} - \eta_p \left\{ \frac{\text{lb}_f}{100 \text{ pies}^2} \right\} \dots (24)$$

Nótese que el valor del punto de cedencia es una aproximación, $\tau \neq \theta$.

5.5.2 Modelo De Ley De Potencias

A partir de la ecuación constitutiva del modelo, evaluada a 600 y 300 rpm, resultan:

$$\tau_{600} = K \gamma_{600}^n \dots (25)$$

$$\tau_{300} = K \gamma_{300}^n$$

las cuales pueden ser resueltas simultáneamente. Así, para el índice de comportamiento de flujo, se tiene:

$$n = \frac{\log \left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{300}} \right)}{\log \left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}} \right)} \dots (26)$$

y en base a las lecturas Fann y revoluciones por minuto:

$$n = \frac{\log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)}{\log (2)}$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad \{ \text{adim} \} \dots (27)$$

Ahora, despejando K del modelo:

$$K = \frac{\tau}{\gamma^n}$$

suponiendo que $\tau = \theta$:

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} = \frac{\theta_{300}}{511^n} \left\{ \frac{\text{lb}_f \cdot \text{seg}^n}{100 \text{ pies}^2} \right\} \dots (29)$$

5.5.3 Modelo De Ley De Potencias Modificado

Este modelo presenta tres parámetros reológicos, lo cual hace difícil la evaluación de éstos. Por lo que, para su solución es necesario suponer:

$$\tau = \theta \quad \text{y} \quad \tau_y = \theta_0$$

donde θ_0 es el valor de gelatinosidad (gel) inicial; considerado en este caso como una aproximación al verdadero valor de τ_y .

Mediante la evaluación del modelo a 600 y 300 rpm se tiene:

$$\tau_{600} = K \gamma_{600}^n + \tau_y \dots (30)$$

$$\tau_{300} = K \gamma_{300}^n + \tau_y \dots (31)$$

Resolviendo simultáneamente ambas ecuaciones, resulta:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600} - \tau_y}{\tau_{300} - \tau_y}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}}\right)} \dots (32)$$

y en función de las lecturas del viscosímetro y las revoluciones por minuto:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0}\right)}{\log(2)} \dots (33)$$

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0}\right) \quad \{\text{adim}\} \dots (34)$$

Así mismo, despejando K del modelo:

$$K = \frac{\tau - \tau_y}{\gamma^n}$$

y en función de las lecturas, suponiendo que $\tau = \theta$ y $\tau_y = \theta_0$:

$$K = \frac{\theta_{600} - \theta_0}{1022^n} = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{511^n} \left\{ \frac{\text{lb}_f - \text{seg}^n}{100 \text{ pies}^2} \right\} \dots$$

(35)

5.6 Hidráulica de Perforación

5.6.1 Pérdidas de Presión por Fricción

Factor de fricción

El factor de fricción es un parámetro adimensional que indica el nivel de esfuerzo cortante en la pared del conducto. Por lo que el factor de fricción es la relación entre el esfuerzo cortante en la pared τ_w y la energía cinética por unidad de volumen del fluido; es decir:

$$f = \frac{2 \tau_w g_c}{\rho V^2} \dots (36)$$

pero de un balance de fuerzas se puede obtener:

$$\tau_w = -\frac{D}{4} \frac{dPf}{dx} \dots (37)$$

por lo que f está definida por:

$$\frac{dPf}{dx} = \frac{2f\rho V^2}{g_c D} \dots (38)$$

La expresión 38 es conocida como la **Ecuación de Fanning**, la cual es válida para el flujo turbulento de cualquier fluido, siempre y cuando el valor del factor de fricción f sea apropiadamente determinado.

En régimen laminar el valor de f deberá de ser tal que las ecuaciones proporcionen el mismo valor para el gradiente de presión por fricción. Así, igualando estas expresiones y resolviendo para f se tiene, que para flujo laminar:

$$f = \frac{16}{NR_e} \dots (39)$$

Pérdidas de presión por fricción en el sistema hidráulico

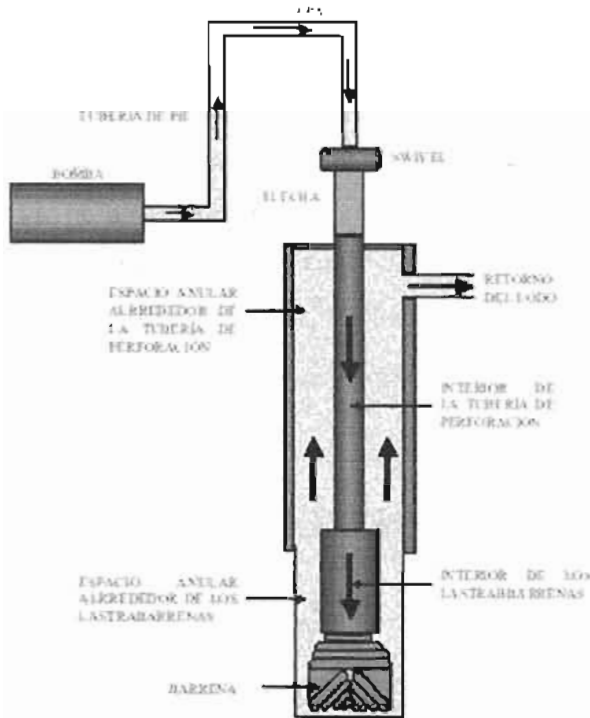


FIG. 76 SISTEMA HIDRÁULICO DEL POZO

Debido a que el fluido entra al pozo y sale de él a la misma altura, la velocidad del fluido a la entrada y a la salida del pozo es la misma, entonces:

$$\frac{V \, dV}{g_c} = 0$$

$$\frac{g}{g_c} \, dZ = 0$$

Por lo tanto, la ecuación 38 se reduce a:

$$dP = dP_f$$

por lo que:

$$\Delta P = \Delta P_f \dots (40)$$

La expresión anterior indica que la presión superficial de la bomba (presión de bombeo), necesaria para circular el fluido a través del sistema hidráulico del pozo (Figura 76), es únicamente la

suma de las caídas de presión por fricción en cada una de las secciones que lo componen; es decir:

$$\Delta P_s = \Delta P_{CS} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_b + \Delta P_{TPa} + \Delta P_{Lba}$$

De donde:

ΔP_s : Presión superficial de bombeo.

ΔP_{CS} : Caída de presión por fricción a través de las conexiones superficiales.

ΔP_{TP} : Caída de presión por fricción en el interior de la tubería de perforación.

ΔP_{LB} : Caída de presión por fricción a través del interior de los lastrabarrenas.

ΔP_b : Caída de presión por fricción a través de las toberas de la barrena.

ΔP_{TPa} : Caída de presión por fricción en el espacio anular, alrededor de la tubería de perforación.

ΔP_{Lba} : Caída de presión por fricción a través del espacio anular alrededor de los lastrabarrenas.

Con el objeto de poder determinar la presión superficial de bombeo para circular el fluido de perforación a través del sistema circulatorio del pozo, es necesario determinar las caídas de presión en cada una de las secciones.

5.6.2 Determinación De Las Pérdidas De Presión Por Fricción A Través Del Interior De Tuberías Y Espacios Anulares

Considerando una sección de tubería o espacio anular, de sección transversal constante, fluido incompresible y flujo isotérmico, se tiene:

$$\frac{V dV}{g_c} = 0$$

$$\frac{g}{g_c} dZ = 0$$

por lo que la ecuación de balance de energía mecánica se reduce a:

$$\Delta P = \Delta P_f$$

La expresión anterior indica que la caída de presión en una sección interior o anular es únicamente debida a la fricción, basados en las siguientes suposiciones:

- La sarta de perforación está colocada concéntricamente dentro del agujero o de la tubería de revestimiento.
- No existe rotación de la sarta de perforación.
- Las secciones de agujero descubierto son circulares y de diámetro conocido.
- El fluido de perforación es incompresible.
- El flujo es isotérmico.

En realidad, ninguna de las suposiciones anteriores es totalmente válida, además de que los modelos reológicos del fluido no toman en cuenta la naturaleza tixotrópica del mismo. Sin embargo en la práctica se ha demostrado que las suposiciones realizadas no afectan en gran medida los resultados.

El procedimiento de cálculo de las caídas de presión por fricción se efectúa mediante la determinación de los parámetros reológicos del modelo, que mejor caracteriza el comportamiento del fluido, determinar la velocidad media del lodo y el régimen de flujo, a fin de poder determinar la caída de presión por

fricción ya sea en régimen de flujo laminar, transicional o turbulento.

5.6.3 Determinación De Las Pérdidas De Presión A Través De Las Conexiones Superficiales

Debido a que los equipos de perforación rara vez estén equipados con las el mismo equipo superficial (conexiones superficiales), estas caídas de presión son variables.

Las conexiones superficiales consideradas en el análisis de las caídas de presión son la tubería de pie (stand pipe), la manguera, el tubo lavador de la unión giratoria (swivel), el cuello de ganso y la flecha.

La estimación analítica de las caídas de presión en las conexiones superficiales es compleja por los cambios de dirección del flujo y geometría de sus componentes.

Una forma para la determinación de las caídas de presión sería medirlas, circulando el lodo de perforación, solamente a través de las conexiones superficiales, a diferentes gastos. Sin embargo, ésta no es una práctica recomendable.

Generalmente, para las aplicaciones prácticas de campo, las caídas de presión por fricción en las conexiones superficiales se determinan considerando una longitud equivalente de tubería de perforación, de acuerdo con cualquiera de las cuatro combinaciones de equipo superficial mostradas en la Tabla 2.

CONEXIONES SUPERFICIALES								
COMPONENTES DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES			COMBINACIONES DE CASOS					
			CASO 2		CASO 3		CASO 4	
			DI	L	DI	L	DI	L
			300	300	300	300	300	300
TUBERÍA DE TUBERÍA			300	122	400	130	400	130
TUBO CAJÓN DE LA BARRA GRACIA A VUELTO DE CASO			300	158	300	158	300	158
			300	1.5	300	1.5	300	1.8
TUBERÍA DE PERFORACIÓN			305	122	305	122	400	130
			LONGITUD EQUIVALENTE DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES EN EL SISTEMA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN					
DI	PIED	DI						
IN	(IN)	IN						
3.00	0.30	2.75	4.10	—	—	—		
4.50	0.40	3.80	2300	1600	1000	—		
6.00	0.50	4.25	—	2600	1700	—		

TABLA 2

Por lo tanto, para determinar las caídas de presión a través de las conexiones superficiales de un equipo, se selecciona el caso de conexiones, de acuerdo con las dimensiones de las conexiones superficiales, y de la tabla anterior se determina la longitud equivalente de tubería de perforación y su diámetro interior.

Por ejemplo, suponga que el equipo de perforación está dotado de conexiones superficiales del tipo CASO 4, entonces se tiene:

Longitud equivalente: 103.7 metros de TP de 3.826 pg de diámetro interior o bien:

Longitud equivalente: 176.5 metros de TP de 4.276 pg de diámetro interior.

Una vez determinada tanto la longitud equivalente de tubería de perforación como el diámetro interior, la caída de presión por fricción se determina en forma similar a las caídas de presión a través del interior de tuberías.

5.6.4 Determinación En El Campo De Las Pérdidas De Presión Por Fricción.

La determinación analítica de las caídas de presión por fricción en el sistema circulatorio del pozo, proporciona resultados, si no exactos, sí bastante cercanos a los valores reales medidos en el equipo de perforación.

Los valores determinados son aplicables en la mayoría de los casos, pese a las suposiciones involucradas. Sin embargo, en ciertas situaciones, tales como brotes, optimización de la hidráulica, etc., es necesario determinar las caídas de presión por fricción a varios gastos de flujo en una forma más exacta.

Es posible medir directamente en el equipo de perforación la caída de presión por fricción en el sistema a varios gastos de circulación, obteniendo de esta manera valores reales de las pérdidas de presión a través del sistema hidráulico del pozo.

El procedimiento básicamente consiste en circular el fluido de perforación a diferentes gastos de circulación (mínimo dos diferentes gastos) y medir la presión de bombeo superficial necesaria para vencer las pérdidas por fricción. Esto deberá realizarse colocando la barrena o extremo de la sarta de perforación a la profundidad de interés.

Si se consideran las pérdidas de presión por fricción a través del sistema circulatorio excluyendo la barrena como ΔP_p , es decir:

$$\Delta P_p = \Delta P_{CS} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LB} + \Delta P_{TPa} + \Delta P_{LBa} \dots (41)$$

Donde ΔP_p es denominada como la caída de presión parásita (caída de presión en el sistema excluyendo a la barrena), debido a que ésta representa la presión necesaria para circular el fluido de perforación, la cual no produce beneficio alguno. Es decir, es una presión que es necesario gastar si se desea circular el lodo a través del pozo.

Por lo tanto, la presión superficial de bombeo se reduce a:

$$P_s = \Delta P_p + \Delta P_b \dots (42)$$

La caída de presión a través de las toberas de la barrena, ΔP_b , puede ser determinada con exactitud

$$\Delta P = \Delta P_b = \frac{\rho}{2 g_c} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{\rho V n^2}{2 g_c} \quad \text{Eckel y}$$

Bielstein mostraron que un valor del coeficiente de descarga igual a 0.95 produce resultados satisfactorios, y expresándola en unidades prácticas de campo, se tiene:

$$\Delta P_b = \frac{\rho Q^2}{18511.7 A_t^2}$$

donde:

- ρ = Densidad del fluido de perforación, gr/cm^3
- Q = Gasto volumétrico de flujo, gpm
- A_t = Area total de flujo (área de toberas), pg^2
- ΔP_b = Caída de presión a través de la barrena, kg/cm^2

; en tanto que la presión superficial de bombeo, P_s , es directamente medida en el manómetro de la tubería de pie. De aquí, es posible despejar la caída de presión parásita; es decir:

$$\Delta P_p = P_s - \Delta P_b \dots (43)$$

Las pérdidas de presión por fricción dependen de las dimensiones del conducto a través del cual se circula el fluido, las características reológicas y físicas del fluido, el gasto de flujo y el régimen de flujo.

En régimen laminar, la caída de presión por fricción es una función lineal de la velocidad de flujo o del gasto de circulación:

$$\Delta P = f(V) = f(Q) \dots (44)$$

En tanto que en régimen de transición o turbulento, la pérdida por fricción es una función de la velocidad de flujo o del gasto al cuadrado:

$$\Delta P = f(V^2) = f(Q^2) \dots (45)$$

Dependiendo principalmente de las características del fluido y del gasto de circulación, a través del sistema circulatorio del pozo se pueden presentar varios regímenes de flujo (turbulento y/o transicional en el interior de la sarta de perforación y laminar y/o transicional en el espacio anular), por lo que las pérdidas de presión parásitas se pueden representar mediante:

$$\Delta P_p = K Q^m \dots (46)$$

donde:

K = Constante denominada caída de presión por fricción por gasto unitario, la cual depende de las características del fluido y de la geometría del pozo, $kg/cm^2/gpm$

m = Constante que depende principalmente del régimen de flujo y de las características del fluido, adim.

Scott demostró que el valor de la constante m varía entre un valor tan bajo como 1.12 y tan alto como 1.96. Como una aproximación, el valor de m puede ser considerado igual a 1.86.

De aquí, es posible afirmar que expresión 46 expresa la caída de presión parásita a través del sistema circulatorio del pozo, excluyendo la barrena, como una función del gasto de circulación.

Determinación De Los Valores De m Y K

Los valores de las constantes m y K pueden ser determinados directamente en equipo de perforación, circulando el fluido a varios gastos y midiendo la presión superficial de bombeo (presión registrada en el manómetro de la tubería de pie).

Se determina la caída de presión a través de la barrena a cada uno de los gastos y de aquí la caída de presión parásita en el sistema.

Una vez determinadas las caídas de presión parásitas a cada uno de los gastos de flujo, el valor de las constantes m y K se pueden determinar mediante una gráfica logarítmica de ΔP_p contra Q, como se muestra en la Figura 77

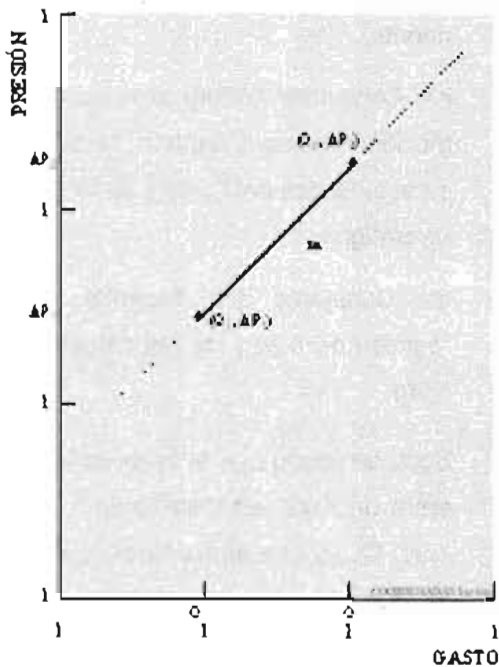


FIG. 77 MÉTODO DE CAMPO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN

La expresión 46 representa una línea recta cuando se grafica en coordenadas logarítmicas la presión contra el gasto, es decir:

$$\log(\Delta P_p) = \log(K) + m \log(Q) \dots (47)$$

Donde m representa la pendiente de la recta y K es el valor de la ordenada al origen.

En caso de que se cuente con más de dos valores de presión superficial de bombeo contra gasto, un ajuste lineal por mínimos cuadrados proporcionará una mejor determinación de las constantes m y K.

En el caso de que solo se cuente con dos valores, entonces:

$$m = \frac{\log\left(\frac{\Delta P_{p1}}{\Delta P_{p2}}\right)}{\log\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)} \dots (48)$$

y

$$K = \frac{\Delta P_{p1}}{Q_1^m} = \frac{\Delta P_{p2}}{Q_2^m} \dots (49)$$

5.7 Optimización de la Hidráulica

5.7.1 ECUACIONES GENERALES

La hidráulica de perforación óptima se define como el balance apropiado entre los elementos de la hidráulica con el fin de obtener una limpieza adecuada del fondo del agujero y de la barrena, empleando la potencia hidráulica disponible tan eficientemente como sea posible.

En la optimización de la hidráulica de perforación, los elementos considerados en el análisis son:

Gasto De Flujo: Determina la velocidad anular del fluido y las caídas de presión por fricción en el sistema circulatorio del pozo.

Presión De Bombeo: Determina la velocidad del fluido en las toberas de la barrena.

Relación Gasto-Presión De Bombeo: Determina la potencia hidráulica disponible en la barrena.

Fluido De Perforación: Determina las pérdidas de presión por fricción en el sistema y la velocidad de acarreo de los recortes.

A la fecha, la verdadera optimización de la hidráulica de perforación no ha sido completamente definida. Esto se debe a que no se han desarrollado modelos que permitan una mejor definición del efecto de la hidráulica sobre:

- a) La velocidad de penetración
- b) Los costos de operación
- c) El desgaste de la barrena
- d) Los problemas potenciales del agujero (erosión, etc.)
- e) La capacidad de acarreo de los recortes

Por otro lado, aún en la actualidad existe desacuerdo en el sentido de cual o cuales de los parámetros deberán de ser empleados para indicar el nivel adecuado de limpieza hidráulica.

Sin embargo, actualmente los parámetros o criterios de diseño hidráulico más comúnmente empleados incluyen:

- a) La máxima potencia (caballaje) hidráulica en la barrena
- b) La máxima fuerza de impacto hidráulico

- c) La máxima velocidad del fluido en las toberas de la barrena

Recientemente, aun cuando no muy bien definido, la velocidad del flujo cruzado (cross-flow) en el fondo del pozo ha sido definida como un criterio alternativo de diseño hidráulico. Investigaciones recientes han demostrado que la maximización de este parámetro permite una mejor limpieza del fondo del pozo. Sin embargo a la fecha no ha sido posible la definición completa de este parámetro.

Así, la práctica común en el diseño de un programa hidráulico optimizado consiste en la determinación apropiada de los gastos de flujo y tamaño de toberas de la barrena, para un pozo y fluido determinado, que como resultado permitan que alguno de los criterios de optimización sea máximo.

La decisión con respecto a como definir el balance apropiado entre los elementos de la hidráulica hace de ésta una de las fases más difíciles de la optimización de la perforación.

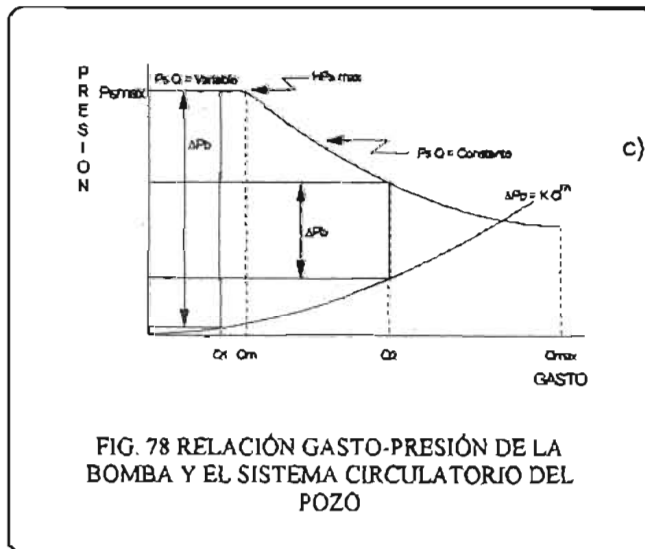
5.7.2 Condiciones Óptimas Para Maximizar La Potencia Hidráulica A Través De Las Toberas De La Barrena

El empleo en el campo de las barrenas de toberas está sujeto a las siguientes limitaciones de la hidráulica:

- a) La máxima presión superficial de la bomba ($P_{s_{max}}$)
- b) El máximo gasto que puede aportar la bomba a la máxima presión, de tal manera que se obtenga la máxima potencia hidráulica de la bomba, ($Q_{max} @ P_{s_{max}}$)
- c) El gasto máximo de la bomba, empleando la camisa de mayor diámetro (Q_{max})

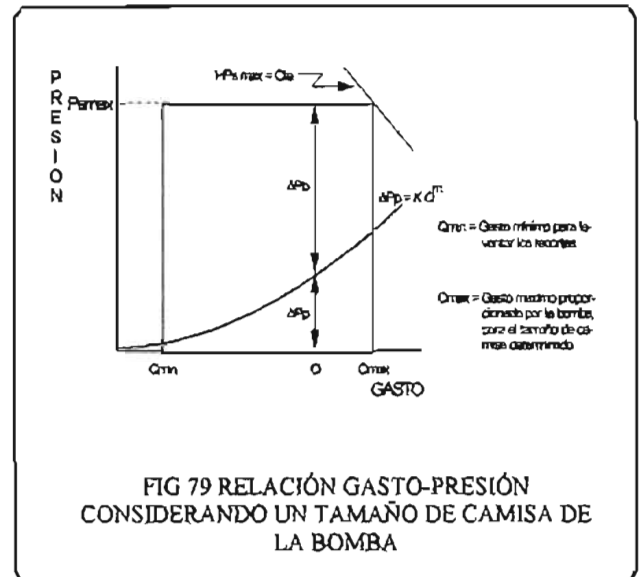
- d) La máxima potencia hidráulica superficial que puede aportar la bomba (HPs_{max})
- e) La presión superficial de la bomba a cualquier gasto (P_s)
- f) La potencia hidráulica superficial de la bomba a cualquier gasto (HPs)
- g) El gasto mínimo para lograr una remoción adecuada de los recortes generados por la barrena (Q_{min})
- h) A cualquier profundidad, la variación de las caldas de presión por fricción en el sistema circulatorio del pozo, excluyendo la barrena, con respecto al gasto de circulación ($\Delta P_p @ Q$).

Estas limitaciones pueden ser representadas en la Figura 78 en una gráfica de presión contra gasto.



Desde el punto de vista práctico, normalmente en el campo se selecciona un tamaño de camisa de la bomba apropiado para cada etapa de la perforación del pozo.

Las limitaciones de la hidráulica, de acuerdo con la Figura 79 se reducen a:



- a) La máxima presión de la bomba (P_{smax})
- b) El gasto máximo de la bomba (Q_{max})

Ambos parámetros (P_{smax} y Q_{max}) relacionados por:

$$HPs = \frac{P_s Q}{120.7 Ev} \dots (50)$$

- c) El gasto mínimo necesario para levantar los recortes (Q_{min}); el cual depende de las condiciones del agujero y de las características del fluido de perforación.

En caso de contar con un valor de la velocidad anular mínima requerida, el gasto mínimo puede ser determinado mediante:

$$Q_{min} = \frac{V_{amin} (Da^2 - DTP^2)}{24.51} \dots (51)$$

o bien, en una forma aproximada, mediante la relación empírica propuesta por Fullerton:

$$Q_{min} = \frac{57.54 (Da - DTP)}{\rho Da} \dots (52)$$

- d). A la profundidad deseada, la relación entre las pérdidas de presión parásitas y el gasto ($\Delta P_p @ Q$).

Esta relación está expresada mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_p = K Q^m \dots (53)$$

- e) La relación entre la presión parásita óptima y la presión superficial máxima, de acuerdo con el criterio de optimización seleccionado ($\Delta P_{p_{opt}}/P_{s_{max}}$).

Máxima Potencia Hidráulica

$$\Delta P_{p_{opt}} = \left(\frac{1}{m+1} \right) P_{s_{max}}$$

$$\Delta P_{b_{opt}} = \left(\frac{m}{m+1} \right) P_{s_{max}} = P_{s_{max}} - \Delta P_{p_{opt}}$$

Máxima Fuerza De Impacto Hidráulico

$$\Delta P_{p_{opt}} = \left(\frac{2}{m+2} \right) P_{s_{max}}$$

$$\Delta P_{b_{opt}} = \left(\frac{m}{m+2} \right) P_{s_{max}} = P_{s_{max}} - \Delta P_{p_{opt}}$$

Máxima Velocidad En Las Tobéras

$$\Delta P_{p_{opt}} = \Delta P_p @ Q_{min}$$

$$\Delta P_{b_{opt}} = P_{s_{max}} - \Delta P_{p_{opt}}$$

$$Q_{opt} = Q_{min}$$

5.7.3 Criterios De Optimización

La práctica de campo ha demostrado que la velocidad de perforación se incrementa conforme la energía hidráulica disponible en el fondo del pozo se

incrementa; aumentando así la efectividad del empleo de las barrenas de chorro.

Sin embargo, una vez que se alcanza un nivel de limpieza "perfecta", cualquier aumento de la energía hidráulica en la barrena ya no trae consigo un aumento en la velocidad de penetración. FIG. 80

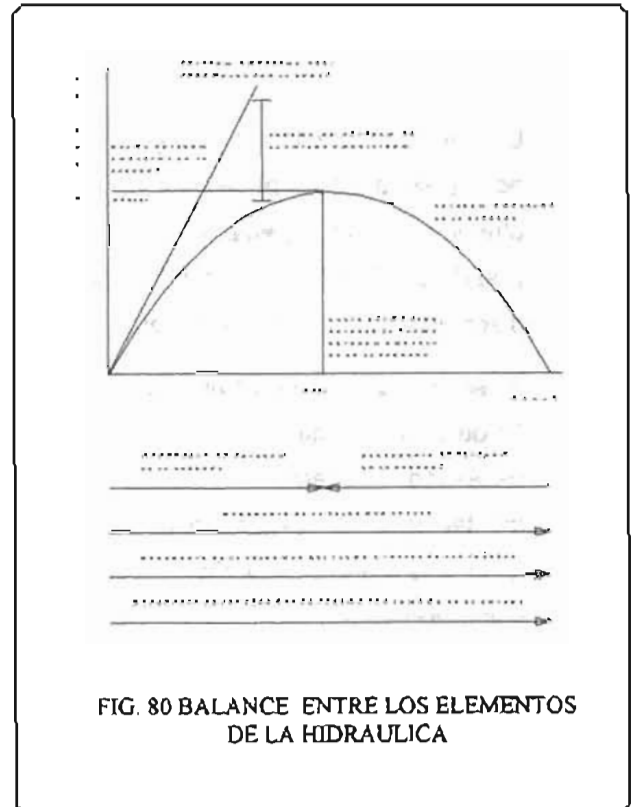


FIG. 80 BALANCE ENTRE LOS ELEMENTOS DE LA HIDRAULICA

5.7.3.1 Máxima Potencia Hidráulica

Potencia define como la capacidad de realizar un trabajo por unidad de tiempo, por lo que la potencia hidráulica que el fluido desarrolla al moverse a través del sistema circulatorio está definida por la relación gasto-presión.

5.7.3.2 Potencia Hidráulica Superficial Disponible

La potencia hidráulica superficial disponible de la bomba está definida por la siguiente relación:

$$HPs = \frac{Ps Q}{120.7 Ev} \dots (54)$$

5.7.3.3 Potencia Hidráulica En La Barrena

La potencia hidráulica en la barrena se expresa mediante:

$$HPb = \frac{\Delta P_b Q}{120.7} \dots (55)$$

La potencia hidráulica (caballaje) desarrollada por la bomba se utiliza en parte para vencer la resistencia ofrecida por el sistema circulatorio (pérdidas de presión por fricción parásitas), mientras que el resto disponible se destina a la barrena.

Si se deseara incrementar la potencia superficial a fin de utilizar la máxima potencia de la bomba, sería necesario aumentar el gasto de circulación, manteniendo la presión de la bomba constante e igual a la presión superficial máxima. Esto traería como consecuencia un incremento en las pérdidas por fricción a través del sistema circulatorio, debido al incremento en el gasto de flujo.

Por lo tanto, gran parte de la potencia superficial desarrollada por la bomba sería destinada a vencer principalmente la resistencia a la circulación del fluido, a costa del caballaje en la barrena.

Lo anterior significa que el parámetro que se requiere maximizar es la potencia hidráulica en la barrena y no la potencia superficial.

5.7.3.4 Máximo Impacto Hidráulico

La fuerza de impacto hidráulico se define como la rapidez en el cambio de momento del fluido con respecto al tiempo; es decir, es la fuerza impartida a

la formación por el fluido saliendo de las toberas de la barrena e incidiendo sobre el fondo del pozo.

La teoría del impacto hidráulico considera que la remoción de los recortes depende de la fuerza con la cual el fluido golpea el fondo del pozo.

La fuerza del impacto hidráulico es proporcional al gasto de flujo y a la raíz cuadrada de la caída de presión en la barrena, definida mediante:

$$F_b = \left(\frac{\rho \Delta P_b Q^2}{28.27} \right)^{1/2} \dots (56)$$

Trabajos experimentales reportados en la literatura han determinado que la velocidad de perforación se incrementa con el incremento en la fuerza de impacto hidráulico. Experimentos más recientes han mostrado que maximizando el impacto hidráulico se maximiza la velocidad del flujo a través del fondo del pozo (cross-flow), obteniéndose así una mayor velocidad de penetración. Por lo tanto, a fin de obtener una mejor limpieza en el fondo del pozo, es necesario maximizar la fuerza de impacto hidráulico en la barrena.

5.7.3.5 Máxima Velocidad En Las Toberas

Estudios realizados con las primeras barrenas de toberas mostraron que la velocidad de penetración se mejoraba notablemente conforme la velocidad del fluido a través de las toberas se incrementa.

Antes de la introducción de las barrenas de toberas, las bombas se operaban generalmente al gasto correspondiente a la mínima velocidad anular requerida para levantar los recortes. En cierto punto, esta práctica actualmente continúa siendo válida. (REFERENCIA 30)

La velocidad del fluido a través de las toberas es proporcional a la raíz cuadrada de la caída de presión en la barrena e inversamente proporcional a la densidad del fluido. De tal manera que ésta puede ser expresada como:

$$V_n = \left(\frac{1902.81 \Delta P_b}{\rho} \right)^{1/2} \dots (57)$$

La optimización consiste en seleccionar el tamaño de las toberas de la barrena de tal manera que la presión superficial a un gasto mínimo indispensable para levantar los recortes sea la máxima presión superficial disponible.

Por lo tanto, la velocidad del fluido a través de las toberas de la barrena es máxima cuando la caída de presión en la barrena es máxima y la caída de presión por fricción en el sistema es mínima y la presión superficial es máxima.

A su vez, la caída de presión por fricción en el sistema es mínima, cuando el gasto de circulación es mínimo. Por lo que la velocidad del lodo en las toberas es máxima cuando el gasto es mínimo y la presión superficial es máxima.

5.7.4 Procedimiento Para La Optimización De La Hidráulica

El objetivo de la optimización de la hidráulica de perforación es la obtención de una limpieza adecuada del fondo del pozo y de la barrena, mediante el balance apropiado de los elementos de la hidráulica.

Por lo que se puede establecer, considerando las limitaciones de la hidráulica en el campo, que dicha

optimización consiste en la selección del tamaño adecuado de las toberas de la barrena y del gasto de circulación óptimo, que permitan maximizar una función objetivo.

5.7.4.1 Método Analítico

El método analítico consiste de una secuencia de cálculo para la determinación de la hidráulica de perforación optimizada, como se muestra a continuación:

- a) Determinar la presión y gasto máximo de la bomba.
- b) Determinar el gasto de circulación mínimo para levantar los recortes.
- c) A la profundidad deseada determinar un valor de presión parásita (ΔP_p) a un gasto de flujo (Q).
- d) Determinar el valor de la constante m
 - d.1) Si se cuenta con dos datos de presión superficial contra gastos (P_s vs Q):

$$m = \frac{\log \left(\frac{\Delta P_{p1}}{\Delta P_{p2}} \right)}{\log \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)} \dots (58)$$

con ΔP_p expresada como:

$$\Delta P_p = P_{s_{max}} - \Delta P_b @ Q \dots (59)$$

y ΔP_b definida por:

$$\Delta P_b = \frac{\rho Q^2}{18511.7 At^2} \dots (60)$$

$$At = \frac{\Pi}{4096} (d_1^2 + d_2^2 + d_3^2) \dots (61)$$

d.2) Si no se cuenta con valores de P_s contra Q , emplear un valor de m teórico:

$$m = 1.86$$

e) Determinar las pérdidas de presión óptima en el sistema, de acuerdo con el criterio de optimización.

En caso de que el criterio de optimización seleccionado sea la máxima velocidad en las toberas, determinar el gasto óptimo ($Q_{opt} = Q_{min}$) y continuar en el paso h.

f) Determinar el gasto de circulación óptimo

$$Q_{opt} = Q \left(\frac{\Delta P_{p_{opt}}}{\Delta P_p} \right)^{1/m} \dots (62)$$

g) Corregir el gasto óptimo, si es necesario.

Si $Q_{opt} \gg Q_{max}$, entonces:

$$Q_{opt} = Q_{max}$$

Si $Q_{opt} \ll Q_{min}$, entonces:

$$Q_{opt} = Q_{min}$$

h) Si se cumple cualquiera de las dos restricciones del paso g (anterior), o si el criterio seleccionado fue el de máxima velocidad en las toberas, determinar la caída de presión por circulación óptima. En caso contrario continúe en el paso i.

$$\Delta P_{p_{opt}} = \Delta P_p \left(\frac{Q_{opt}}{Q} \right)^m \dots (63)$$

i) Determinar la presión disponible para utilizarla en la barrena

$$\Delta P_{b_{opt}} = P_{s_{max}} - \Delta P_{p_{opt}} \dots (64)$$

j) Determinar el tamaño adecuado de las toberas de tal manera que se consuma la presión disponible en la barrena

.1.) Obtener el área de flujo

$$A_t = \left(\frac{\rho Q^2}{18511.7 \Delta P_{b_{opt}}} \right)^{1/2} \dots (65)$$

.2) Determinar la combinación de toberas que proporcione una área de flujo igual o mayor que la requerida

k) Para la combinación de toberas y área de flujo seleccionadas, determinar la caída de presión real en la barrena, la presión superficial requerida de la bomba, la potencia hidráulica requerida de la bomba, la potencia hidráulica empleada en la barrena, la fuerza de impacto hidráulico la barrena y la velocidad del fluido a través de las toberas de la barrena.

5.7.5 Método Gráfico

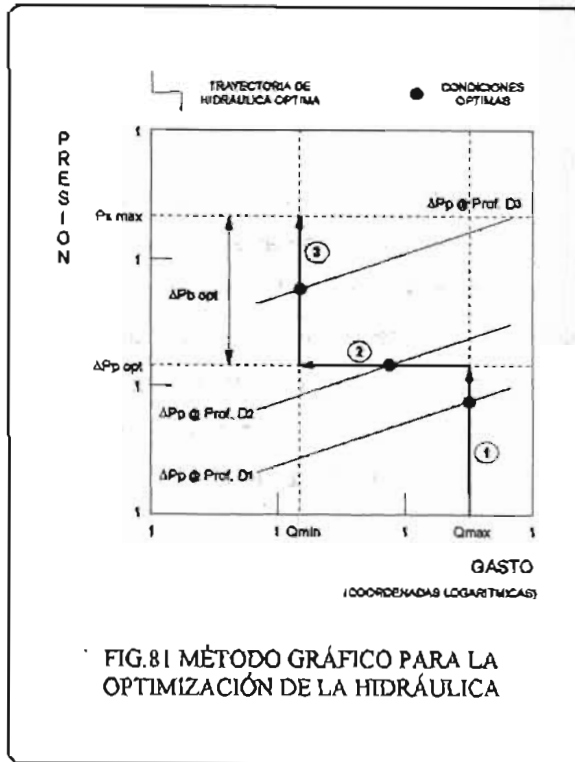


FIG.81 MÉTODO GRÁFICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA

La determinación de las toberas de la barrena y del gasto de flujo, para la optimización de la hidráulica, puede ser fácilmente realizada empleando el método gráfico (gráfica log-log de Q vs P), como se ilustra en la Figura 81

a) Determinar la presión y gasto máximo de la bomba, gasto de circulación mínimo, a la profundidad deseada determinar un valor de presión parásita (ΔP_p) a un gasto de flujo (Q) y el valor de la constante m (mismos pasos desde el inciso a hasta el inciso d del método analítico)

b) En una gráfica logarítmica de gastos contra presión, graficar las siguientes líneas:

- Presión máxima de la bomba
- Gasto máximo de la bomba
- Gasto de circulación mínimo

c) Graficar la caída de presión por fricción en el sistema excluyendo la barrena (ΔP_p) a un gasto (Q) y trazar una recta de pendiente m a través de este punto.

Si se cuenta con dos datos de PS contra Q, determinar primero los valores ΔP_p a cada gasto Q, graficar los dos puntos y trazar una recta a través de ellos.

La recta trazada a través de este o estos puntos representa la relación $\Delta P_p = K Q^m$.

d) Determinar las pérdidas de presión en el sistema, de acuerdo con el criterio de optimización.

En caso de que el criterio de optimización seleccionado sea la máxima velocidad en las toberas, determinar el gasto óptimo ($Q_{opt} = Q_{min}$) y continuar en el paso g.

e) Determinar el gasto de circulación óptimo en el punto donde ocurre la intersección entre la recta $\Delta P_p = K Q^m$ y la recta de pérdida de presión por circulación óptima $\Delta P_{p_{opt}}$.

f) Si el gasto óptimo es menor que el gasto mínimo o mayor que el gasto máximo, corregir el gasto óptimo:

Si $Q_{opt} \gg Q_{max}$, entonces:

$$Q_{opt} = Q_{max}$$

Si $Q_{opt} \ll Q_{min}$, entonces:

$$Q_{opt} = Q_{min}$$

g) Si se cumple cualquiera de las dos restricciones del paso f (anterior), o si el criterio seleccionado fue el de máxima velocidad en las toberas, determinar la caída de presión por circulación óptima en la intersección del gasto óptimo con las líneas de

gasto máximo (Q_{max}) o gasto mínimo (Q_{min}), ver Figura 2.2.3.2.1

h) Determinar la presión disponible en la barrena ($\Delta P_{b_{opt}}$).

i) Determinar el tamaño adecuado de las toberas de tal manera que se consuma la presión disponible en la barrena

j) Para la combinación de toberas y área de flujo seleccionadas, determinar la caída de presión real en la barrena, la presión superficial requerida de la bomba, la potencia hidráulica requerida de la bomba, la potencia hidráulica empleada en la barrena, la fuerza de impacto hidráulico la barrena y la velocidad del fluido a través de las toberas de la barrena.

Como se ilustra en la Figura 81, las condiciones para la selección apropiada de las condiciones de operación de la bomba y del tamaño de las toberas de la barrena, ocurren en la intersección de las líneas que representan las pérdidas de presión por fricción en el sistema (ΔP_p) y la trayectoria de hidráulica óptima, la cual está representada por los intervalos 1, 2 y 3.

INTERVALO 1:

Definido por la línea de gasto igual a gasto máximo, $Q = Q_{max}$, corresponde a la parte somera del pozo donde la bomba de lodos es operada al máximo gasto de flujo posible y a la máxima presión de bombeo, de acuerdo con el tamaño de la camisa y la potencia de la bomba.

En éste intervalo, a fin de obtener una velocidad anular adecuada para una buena limpieza del agujero, el gasto de flujo deberá de ser el máximo debido a los diámetros grandes de los agujeros

superficiales y a las bajas caídas de presión por fricción en el sistema.

INTERVALO 2:

Definido por la caída de presión óptima en el sistema excluyendo a la barrena ($\Delta P_{p_{opt}}$) constante, corresponde a la parte intermedia del pozo donde el gasto de flujo se deberá reducir gradualmente a fin de mantener la relación $\Delta P_{p_{opt}}/P_{s_{max}}$ al valor apropiado para obtener la máxima potencia hidráulica y/o la máxima fuerza de impacto hidráulico en la barrena.

INTERVALO 3:

Definido por la línea de gasto igual a gasto mínimo, $Q = Q_{min}$, corresponde a la parte profunda del agujero donde el gasto de flujo se ha reducido al valor mínimo necesario para levantar los recortes hasta la superficie.

El gasto de circulación deberá mantenerse al mínimo debido a que las profundidades elevadas del agujero y lo pequeño de sus diámetros, consumen una gran parte de la presión superficial disponible de la bomba.

CAPITULO VI

“Pérdidas de Circulación y Atrapamiento de la tubería”

6.1 Pérdidas de Circulación

La pérdida de circulación es la reducción o ausencia total de flujo de fluido por el espacio anular comprendido entre la formación y la tubería de revestimiento, cuando se bombea fluido. (REFERENCIA 34)

La pérdida de circulación de fluido constituye un peligro para las operaciones de perforación y cementación efectuadas en yacimientos de alta permeabilidad, en zonas agotadas, y en formaciones débiles o naturalmente fracturadas, yugulares o cavernosas. La circulación puede deteriorarse incluso cuando las densidades de los fluidos se mantengan en los márgenes de seguridad habituales; gradiente menor que el gradiente de fractura de la formación.

Las pérdidas de circulación se definen de distintas maneras:

- Filtración; cuando las pérdidas son inferiores a 1.5 m³/h (10 barriles)
- De retorno parcial; implican la pérdida de más de 1.5 m³/h (10 barriles)
- Total; no sale ningún fluido del espacio anular.

El caso de la pérdida total es el más severo, el pozo quizá no retenga una columna de fluido aunque se detengan las bombas de circulación.

Si el pozo no permanece lleno de fluido, la presión hidrostática generada por la columna de fluido es menor a la que se generaría cuando se

tenga la columna completa y la presión ejercida hacia la formación también se reduciría.

La pérdida de circulación ocurre por uno de los siguientes mecanismos:

- Pérdidas naturales; ocurre cuando la formación es altamente permeable, no consolidada, fracturada, cavernosa o yugular.
- Pérdidas inducidas; ocurre cuando al elevar la presión, se fractura la formación.

Las pérdidas naturales también pueden ser llamadas por invasión; que ocurre cuando el fluido de control invade a la formación que admita dicho fluido; este tipo de pérdida, la mayoría de las veces es inevitable ya que el factor dominante es la formación. (fig.82)

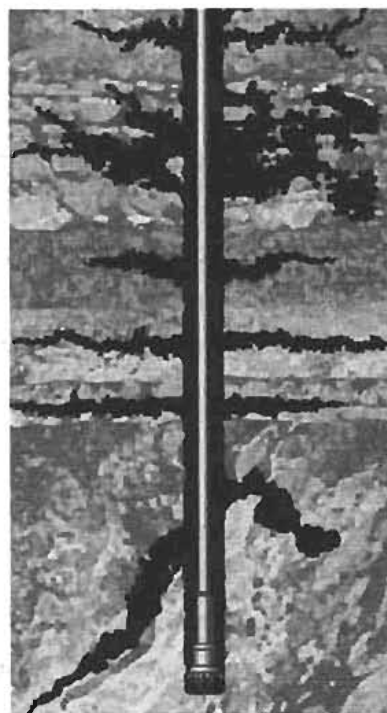


FIG 82

La formación puede ser de grano grueso o formación agotada; en el primer caso se encuentra la zona con permeabilidades muy altas permitiendo la invasión de la matriz por fluido de perforación; en el caso de la formación agotada se genera una zona de presión anormal por la extracción de los fluidos contenidos en la formación correspondientes al mismo campo o zonas muy cercanas entre si, por lo que se requiere que el peso del fluido sea considerablemente alto para controlar la zona de presión anormal(zona agotada en este caso) entonces el lodo invade la formación con presión anormalmente baja.

Cuando se tienen formaciones en las que se puede presentar la lixiviación o lavado (en el caso de calizas), se tienen fisuras por las cuales se puede presentar la pérdida en el caso de que no se este llena de hidrocarburo.

Por otro lado en el caso de las fracturas inducidas o provocadas por el fracturamiento de la formación, esto es cuando se alcanza la presión de fractura de la formación; la pérdida puede ser causada por que se solo asentó incorrectamente una tubería de revestimiento intermedia, aun que la mayoría de las veces las pérdidas se presentan en la zona mas cercana a la zapata.

Si se tiene presiones de fondo excesivas por fuerzas mecánicas, involucrando una hidráulica con gastos de bombeo que exceden los óptimos alterándonos la densidad equivalente de circulación.

Operativamente, si se aumenta muy rápido la velocidad de bombeo después de realizar las conexiones, afectándose principalmente cuando se emplea el lodo base aceite, ya que si no se aumenta paulatinamente la velocidad de las bombas, las presiones de circulación sobre la formación son mas altas por la propiedad del fluido de control que tiende a diluirse al aumentar la temperatura que esta en función de la profundidad. Si se tiene un ritmo de penetración alto (ROP) y no se permite una limpieza del agujero adecuada, se tendría una acumulación de recortes por lo que se generaría una densidad equivalente de circulación elevada.

Si no se tiene una estabilidad del agujero controlada o adecuada, se genera también la densidad equivalente elevada por el acumulamiento de recortes; en el caso de pozos direccionales se pueden presentar lo que se conoce como cama de recortes, que se interpreta como el asentamiento de sólidos en la parte inferior (fig 83)

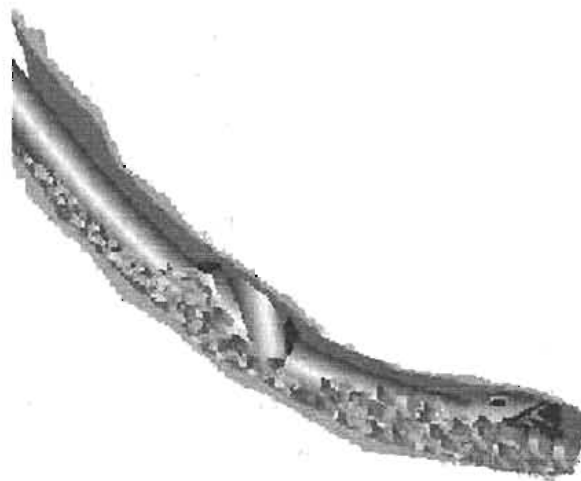


FIG 83. CAMA DE RECORTES

Si se tienen altas viscosidades y esfuerzos de gel muy elevados en el fluido de control, se propiciará a la pérdida inducida.

Si se desea impedir que suceda una pérdida se pueden tomar las siguientes medidas:

1. Diseñar un asentamiento de la tubería de revestimiento adecuado.
2. Tratar de que las presiones en el fondo sean mínimas

Entre más larga sea la tubería, más significativo será el aumento de presión, entonces al tener profundidades totales mayores, más lenta debe de ser la introducción de la tubería en el pozo.

Se debe de controlar el ritmo de penetración (ROP) y circular antes de realizar las conexiones; cuando la densidad equivalente de circulación se aproxima a la presión de fractura. Considérese también que la concentración de recortes no debe exceder el 4% en el espacio anular para minimizar su efecto sobre la DEC (densidad equivalente de circulación).

Considérese el empleo de suficientes drillcollar o lastrabarreras para buscar el punto neutro de la sarta y evitar el golpeo.

En el caso de que ya se haya presentado la pérdida se puede deducir la localización de la profundidad donde se haya presentado, siempre y cuando se cuente con la información geológica pertinente, así como la bitácora de operaciones.

No se debe de dejar pasar mucho tiempo antes de reestablecer la circulación, ya que se generarían

problemas de mayor índole, además de costos adicionales y pérdidas de tiempo.

Para la determinación exacta de la zona de pérdida de circulación se emplean métodos como:

- Introducción de un girador en el pozo con ayuda de cable (línea de acero)
- Estudio de la temperatura, ya sea con termómetro (subsuperficial)
- Con trazadores radiactivos (baches de lodo adicionado con material radiactivo) empleando antes y después un registro de rayos gama.
- Estudio de temperatura empleando una resistencia de alambre calibrada.
- Estudio con un transductor para medir presiones

Aunque si es importante la localización de los puntos de pérdida de circulación la mayoría de los métodos retardan en tiempo el avance de la perforación, además de que por lo general se obtienen resultados complicados al interpretarlos.

La circulación se tiene que recuperar lo más pronto que se pueda para evitar problemas más graves; si no se ha determinado con certeza la zona de pérdida, los obturantes son colocados en otra zona y no se resuelve el problema.

Hay que tener en cuenta que el ajuste del material para controlar la pérdida debe ser acorde al tipo de esta, ya sea por filtración, parcial, total o inducida.

Existen varias técnicas para solucionar las pérdidas, dichas técnicas se dividen en función del tipo de pérdida:

La técnica de levantar la sarta hasta un punto seguro, esperando que el pozo permanezca estático en un periodo de tiempo determinado; este modo de operar funciona para la determinación de zonas de pérdidas parciales, por filtración e inducidas.

Se emplean diferentes agentes obturantes para controlar el problema de la pérdida de circulación; se dividen en fibrosos, granulares, mezclas y escamas. Fig.84

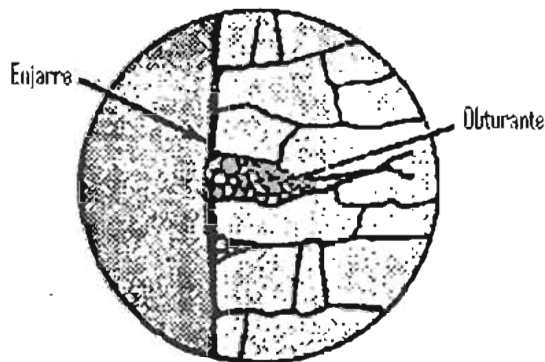


FIG. 84

El empleo de estos agentes es para cuando se presenten pérdidas parciales, por filtración y totales; se introducen baches mezclados con los diferentes tipos de agentes, una vez que se detecta la zona de pérdida. Considérese el uso de obturantes de tamaño mediano para no tapar los conductos de la barrena; además el tamaño y geometría debe ser adecuado a la severidad de la pérdida ya que es muy difícil conocer el tamaño de los conductos.

Otra opción de control de pérdida de circulación es la inyección de lechada de alta pérdida de

filtrado; ya que esta funciona de manera eficaz para la colocación del material obturante.

Si se analiza en función de tipo de pérdida, entonces se pueden seguir los siguientes procedimientos:

Cuando se presenta la pérdida por filtración, se puede hacer una lechada que contenga bentonita tratada con sosa cáustica; se aumentara la viscosidad, así que se le adiciona cal, para flocular la bentonita y aumentar el filtrado y adicionar con algún material obturante; una vez hecho eso , se posiciona a la barrena frente a la zona de pérdida, se cierran los arietes y se inyecta a baja presión y bajo gasto.

Es importante considerar que la presión superficial mas la hidrostática no debe sobrepasar a la presión de sobrecarga.

En el caso de pérdida parcial, se emplea una lechada igual, de bentonita o atapulguita adicionada con cal, a diferencia de la lechada anterior a esta se le adicionan diferentes tamaños de material obturante; se posiciona la tubería de perforación frente a la zona de pérdida y se bombea a baja presión y bajo gasto , se suspende por unos instantes y se reinicia el bombeo, se repite la operación hasta que se llena el pozo, una vez lleno , se cierran los arietes y se inyecta presión en el espacio anular a muy baja presión para desplazar la lechada.

Cuando se presenta la pérdida total se realiza el mismo procedimiento anterior, con la única diferencia, que el tamaño y geometría de los

agentes obturantes, además de que se intercalan baches de material que ayude a controlar la pérdida. También se pueden preparar tapones de cemento; por ejemplo:

- Tapón de cemento Portland puro
- Tapón de cemento de bentonita
- Tapón de cemento Portland de Gilsonita

Se puede emplear también:

- Método de las columnas balanceadas,
- La inyección de presión de lechada de diesel-bentonita-cemento
- Tapones blandos
- Inyecciones de polímero reticulado

Cuando se emplea lodo base aceite, y se fractura a la formación se requiere de una presión menor para la propagación de dicha fractura, no siendo así cuando se emplea fluido base agua, se genera el enjarre casi de manera inmediata lo que contribuye a la obturación de las formaciones permeables.

Las propiedades de los fluidos base aceite son variables con la temperatura, si el lodo se calienta hasta alcanzar la temperatura y viscosidad normal de circulación, evitando densidad equivalente de circulación alta.

Como el fluido base aceite tiende a expandirse al disminuir la temperatura, el peso del fluido en superficie va a ser diferente, razón por la cual siempre se debe registrar la temperatura a la cual de peso el lodo para poder definir cuando realmente esta incrementando peso por otras razones.

6.2 Atrapamiento de Tubería

Cuando la tubería se "pega" o atrapa se presenta uno de los mas grandes problemas en la perforación, ya que representa perdidas de tiempo y de dinero. (REFERENCIA 33)

Una tubería pegada, puede generar lo que comúnmente se conoce como "pescado".

Cuando se presenta un problema de esta índole, se debe actuar con rapidez ya que entre mas tiempo quede la tubería atrapada, se corre mas riesgo de que la operación resulte sin éxito.

La tubería puede atraparse ya sea por un problema mecánico o por presión diferencial.

Se le llama problema mecánico cuando se presenta una obstrucción física; se puede presentar lo que comúnmente se llama cama de recortes, que es una acumulación de recortes de perforación en algún punto del pozo, lo que ocasiona una reducción del agujero; este problema ocurre regularmente en las zonas agrandadas donde la velocidad anular es mas baja y no se tiene un adecuado acarreo de los recortes.

Algunos factores que agudizan el mal acarreo de los recortes son:

- Una hidráulica inadecuada
- Velocidades de penetración muy elevadas en relación a la velocidad de circulación determinada.
- Formación deleznable alrededor de la sarta de perforación
- Reología de lodos inadecuada

- Trayectorias de pozos muy desviadas

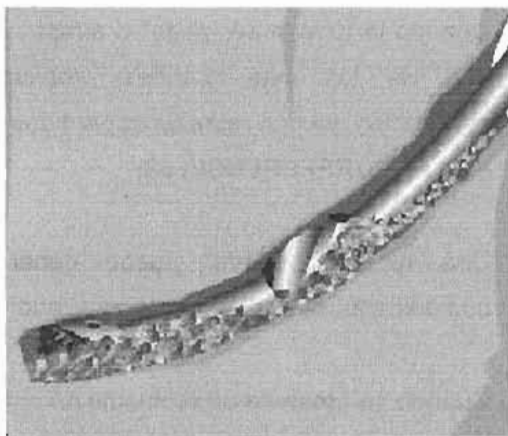


FIG 85

- Perforación sin retornos de lodo
- Perforación involuntaria sin circulación

Para determinar cuando se presenta la depositación de los recortes se consideran, entre otros, los siguientes indicadores:

- Si la cantidad de recortes no es proporcional a la velocidad con la que se va perforando.
- Aumento del torque, arrastre y presión de bombeo.
- Sobretensión tanto en conexiones como durante la recuperación de tubería.
- Aumento del peso del lodo (aumento de la cantidad de sólidos)

El atrapamiento por fallas mecánicas se puede prevenir si se mantiene una buena reología del fluido de perforación; circular baches de lodos de alta viscosidad en pozos verticales, y con píldoras de barrido de alta y baja viscosidad asegurándose que estas retornen a superficie. Emplear una

hidráulica de pozo adecuada; llevar una perforación controlada, entre otras.

Cuando se atraviesa una formación compuesta por lutitas inestables, se corre el riesgo de que se presente la pega y atrapamiento de la tubería ya que caen dentro del pozo; las lutitas pueden ser reactivas (que se hinchan con el agua), las lutitas presuizadas (sometidas a esfuerzos mecánicos, que al ir perforando con peso de lodo insuficiente se desprenden en el pozo)(FIG.86)

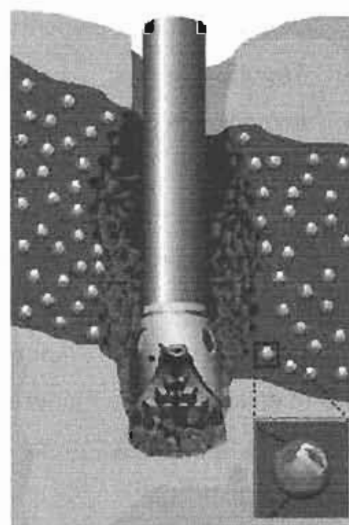


FIG 86

Cuando se tienen formaciones fracturadas o falladas también se presenta un derrumbe de formación provocando un acumulamiento de esta atrapando la tubería.

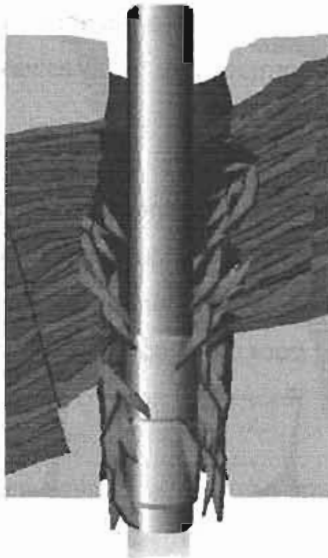


FIG 87

Si se presenta algún indicio de derrumbe de la formación, se debe actuar con prontitud, algunas acciones que se pueden tomar son las siguientes:

1. Interrumpir la perforación
2. Circular con lodo viscoso para generar un buen barrido de recortes.
3. Mejorar las prácticas operacionales para asegurar que se tendrá un buen transporte de los recortes.

Un indicador de cuando se atraviesa formación no consolidada que generara atrapamiento es el aumento en el torque y el arrastre.

En estas formaciones se debe de emplear un lodo que genere buen enjarre y que la presión hidrostática pueda estabilizar a la formación.

Si no se tiene un buen manejo de los materiales y se genera basura dentro del pozo, se pueden crear "cuñas" que atrapan a la tubería:

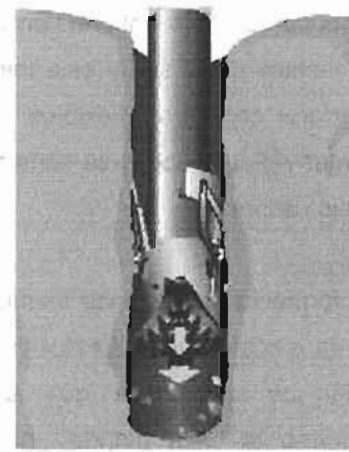


FIG 88

En cuanto a geometría del pozo, entre más desviado sea este más riesgo de que se sufra la pegadura de la tubería, los pozos tipo S son los más propensos al atrapamiento, debido al aumento de fricción y arrastre. El diámetro y ángulo del pozo se relacionan con la rigidez de la sarta,

Los tipos de perturbación en la geometría del pozo son, los llamados ojos de llave que se forman cuando la sarta roza la formación en la parte inferior de una pata de perro (Dogleg), la tensión mantiene la columna de perforación contra el pozo, mientras que la rotación y el movimiento de la tubería forman una ranura en un costado del pozo.

El atascamiento de la tubería en este caso (ojo de llave) se presenta cuando la ranura es muy estrecha y la sarta es levantada, por lo general, ocurre cuando la tubería es levantada, la medida más propia para la liberación de esta es el golpe hacia abajo del martillo.

El atrapamiento también ocurre cuando algunos elementos de la sarta son desgastados por materiales muy agresivos y el diámetro del agujero

se reduce (de bajo calibre), entonces al realizar movimientos de la sarta, esta tiende a atraparse. Al perforar con sartas flexibles y luego introducir una más rígida, el pozo se comporta como si fuera de bajo calibre.

Si la formación atravesada es móvil, es decir que se vea afectada por los esfuerzos tectónicos y la presión de sobrecarga, que aprietan a la sal plástica o la lutita blanda hacen que caigan dentro del pozo lo que ocasiona un atrapamiento. Las formaciones blandas se derrumban por varios motivos, no siendo así con las formaciones duras que se mantienen en calibre; si se tienen estratificadas, las aletas de los estabilizadores se tienden a atascar en las zonas blandas.

Si los esfuerzos alrededor de la tubería de revestimiento exceden los que esta soporta, se presenta el colapso y puede llegar hasta la ruptura, lo que de manera evidente atrapa a la tubería.

Operacionalmente, algunas prácticas para minimizar la pegadura son:

- La optimización en el diseño de la sarta y de su rigidez.
- Si se localiza una zona con sal (móvil) cambiar el sistema de fluido por uno subsaturado o más pesado para estabilizar la zona.
- Tener un diseño de las tuberías propio que soporten la presencia de formaciones plásticas.
- En el caso de que se infiera un ojo de llave, emplear escariadores.
- Prever para cuando se presenten las formaciones abrasivas con tubería reforzada.
- Introducción controlada de la sarta, para evitar la formación de patas de perro.
- Tratar de que las desviaciones o micro patas de perro en el pozo sean mínimas, para evitar agujeros de bajo calibre.
- Repasar el agujero para verificar su calibre.

La pega de tubería o atrapamiento también es causada por la presión diferencial generada en el pozo, que se debe a las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobrealimentada que actúa sobre la columna de perforación contra el enjarre (el espesor del enjarre está determinado por la cantidad de sólidos que contenga el fluido de perforación y del filtrado) depositado en una formación permeable.

Este tipo de atrapamiento ocurre principalmente cuando la tubería queda estacionaria por periodos largos de tiempo, también si se presenta que la presión hidrostática del lodo excede la presión de la formación adyacente y si la formación es permeable y porosa.

Las principales causas de la ocurrencia del atrapamiento de la tubería por presión diferencial son:

- Formación permeable (generalmente arenisca) en el punto donde se atrapa la tubería.
- La presión hidrostática excede a la de formación.

Cabe resaltar que cuando ocurre la pegadura por presión diferencial, existe espacio libre por donde se tiene circulación, por lo que no se obtura el agujero.

Como medidas preventivas, se puede mantener una buena práctica operativa en la perforación, por ejemplo, mantener el peso del lodo lo más bajo permisible para reducir la presión diferencial.

Reducir el espesor del enjarre, disminuyendo el filtrado y el contenido de sólidos (manteniendo las condiciones óptimas del diseño).

Mantener un movimiento constante de la tubería, empleando el martillo para despegar la tubería cuando sea necesario.

Las situaciones más comunes en las cuales se puede presentar la pega de la tubería son:

Cuando se introduce la tubería y antes de que la barrena llegue a la zapata de cementación, por lo que pudo haber sido por dos causas o la tubería de revestimiento se haya caído (cuando ocurre esto, se mantiene la circulación); si no, se puede deber a que no se efectuó bien la limpieza del pozo y la tubería se pega con cemento revuelto al lodo de perforación (no se puede circular)

Otra situación es cuando se pega después de pasar la zapata, si no se puede girar, posiblemente la tubería está acuñaada en una pata de perro, permite una circulación limitada; si la tubería está pegada cerca del fondo, y también se tiene circulación limitada, puede ser la indicación de un pozo por debajo del calibre.

Cuando se tiene el pozo sucio (con basura) existe circulación y el movimiento rotatorio de la sarta, pero no se puede levantar o presenta tensionamiento.

Por otro lado, si la tubería se pega al levantarla o introducirla, y se tiene circulación total, posiblemente se haya generado un ojo de llave, y esté asentada en este.

Existen varios métodos para liberar la tuberías, de entre estos destacan los que responden a acciones netamente mecánicas, como golpear hacia abajo y torsionar la tubería, claro está que es mejor si se actúa enseguida de que se detecta la pega.

Siguiendo la lógica, si se tiene un pozo de bajo calibre y la tubería se atrapa, no se recomienda el golpe hacia abajo por que se tendería a atrapar más la sarta.

Otro método que es de utilidad para liberar tubería es el método de fluido de emplazamiento; este método es de utilidad cuando se determina que el atrapamiento de la tubería se debe a presión diferencial, se llena con fluido de emplazamiento desde la barrena hasta el punto libre, que se determina por métodos sencillos, como por ejemplo el estiramiento de la tubería funciona para la determinación sencilla de la profundidad de pega.

Se emplea una solución de imbibición, que es una solución que cambia la fase mojante, cuando se está empleando fluido base de agua, la solución de imbibición debe ser base aceite y viceversa.

Si se pega el lastrabarrenas el procedimiento para liberarlo es el siguiente: Se tiene que determinar el volumen de solución de imbibición requerido para llenar alrededor del lastrabarrena, que puede ser calculado multiplicando el volumen del espacio anular por la longitud de los lastrabarrenas.

Se tiene que considerar que el agujero va a aumentar su espacio, por lo que se toma en cuenta un volumen adicional para que se permita una circulación constante y amortiguar la migración del fluido a la formación. Se determinan las carreras de la bomba y el volumen a bombear de fluido de emplazamiento así como de lodo, para desplazar todo el espacio anular del lastrabarrenas.

Se coloca la lechada y se apaga la bomba. Posterior se somete la tubería a un esfuerzo de compresión para lograr movimiento, se aplica giro de 1.5 de torque por cada 1000 pies para lograr que se libere la tubería, este procedimiento se repite, hasta que se libere con éxito. Se le aplica un esfuerzo de compresión ya que al tensionar por lo regular la tubería se pega mas arriba en un ojo de llave o en micro-patas de perro.

Se puede emplear el ácido clorhídrico para liberar tubería pegada en formaciones carbonatadas; ya que este ácido provoca la degradación de la roca carbonatada, disminuyendo el área de contacto entre la tubería y la formación, permitiendo que se pueda golpear para la liberación.

Nótese que se debe de tener la precaución de revisar si las tuberías son resistentes (ya que

están sujetas a la ruptura por la absorción de hidrogeno) .

Para la colocación del HCl (ácido clorhídrico) frente a la zona de pega o atrapamiento, se sigue el sencillo procedimiento que a continuación se enuncia:

- a) Bombear un fluido espaciador, que por lo regular es agua o diesel)
- b) Posterior se bombea la solución de HCL al 15%, y dejar que actúe por un tiempo determinado, sin realizar movimiento alguno en la tubería. (dejar solución dentro de la sarta para que se pueda realizar el mismo procedimiento de colocación por segunda ocasión en caso de ser necesario)
- c) Se vuelve a bombear un bache similar al empleado en a)

Cuando se circula la solución de HCl se incorpora al fluido de control, este se puede reacondicionar con carbonato de sodio, sosa cáustica o cal.

La tubería se pueda liberar mediante la reducción de la presión diferencial; se puede colocar un fluido más ligero que el fluido de perforación dentro del pozo, encima del punto pegado, se emplea comúnmente agua o aceite para esta operación.

Con la herramienta de prueba de productividad de potencial de la formación (DST) también se puede ocasionar una baja en la presión diferencial para liberar la tubería pegada por esta misma causa.

El empleo de esta herramienta es más seguro, ya que obliga a tener bajo control el pozo, entre los inconvenientes está el tiempo en que tarda la herramienta al lugar donde se vaya a emplear. La técnica consiste en bajar un pescante por debajo del empacador y llenar el conjunto del DST con un fluido de densidad inferior, dependiendo la disminución de la presión diferencial deseada; una vez conectado el pescante al pez, se coloca el empaque para reducir la presión, con esta maniobra se pueden obtener resultados de liberación inmediatos reflejados en un aumento brusco de peso en la carga, si esto no ocurre, se procede a aplicar presión hidrostática, sobrealanceando la presión nuevamente, ahora si se logra la liberación del pez, el empacador queda libre y se tiene que desplazar inmediatamente la tubería hacia arriba y hacia abajo.

Para estimar la zona pegada, se puede recurrir al estiramiento de la tubería; una vez que se evaluó la tensión máxima, esta práctica aplica para pozos verticales, consiste en marcar la diferencia entre dos puntos de cuando la tubería está en estado de reposo, y cuando se le aplica tensionamiento, se obtienen valores y se determina el valor de S en la siguiente ecuación:

$$\text{Profundidad} = \frac{735.3 \times W \times S}{\Delta P} \dots(66)$$

Donde :

W= Peso por pie, tubería de perforación (lb/ft)

Profundidad en (ft)

S= estiramiento medio de la tubería (in)

ΔP = tracción diferencial (lb)

CAPITULO VII

“Estabilidad del Agujero”

7 Estabilidad del Agujero

La inestabilidad del agujero es causada por un cambio radical del esfuerzo mecánico de los ambientes químicos y físicos durante la perforación exponiendo la formación al fluido de perforación; dicha inestabilidad se puede atribuir a las lutitas deleznablees lo que consecuentemente ocasiona ensanchamiento del agujero; trayendo consigo problemas mecánicos, pega de tubería, desviación del pozo, dificultades relacionadas con los registros y su interpretación. (REFERENCIA 35)

Las principales causas de inestabilidad del pozo son:

- Por esfuerzos mecánicos: como rotura causada por la tensión y pérdida de circulación o por la compresión y colapso del flujo plástico.
- Interacciones químicas con el fluido de perforación; como la hidratación, hinchamiento de las arcillas y disolución de formaciones solubles.
- Interacciones físicas con el fluido de perforación, como la erosión, la humectación a lo largo de las fracturas preexistentes o la invasión de fluido a su vez la transmisión de presión.

Existen diferentes condiciones mecánicas y químicas que afectan a la estabilidad del pozo que deben ser evaluadas para poder obtener un criterio que de solución al problema de inestabilidad, entre las cuales destacan:

- Problemas de limpieza del agujero
- Esfuerzos del pozo

- Erosión
- Reactividad de la formación quebradiza
- Daños causados por impactos físicos
- El peso del lodo y la presión de poro
- Compatibilidad química del sistema de lodo
- Disolución del material dentro del pozo

7.1 Estabilidad Mecánica:

Cuando se presenta la rotura o derrumbe por causas mecánicas se puede pensar en dos situaciones, una es que el peso del lodo era muy elevado para la formación, ocasionando una pérdida de circulación, o por el contrario la segunda, si el peso del lodo es demasiado bajo se presenta el derrumbe en la formación por la diferencia de presiones.

Normalmente se aumenta la densidad del lodo para mantener controlada la formación y la presión hidrostática se mantiene ligeramente mas elevada que la presión de poro; si se sobrepasa la presión de la roca, se ocasionan fracturas en la formación; la fractura esta orientada en el plano paralelo a la dirección del esfuerzo máximo y perpendicular al esfuerzo mínimo.

Si se presenta el hinchamiento y el peso del lodo es excesivo el pozo presenta una reducción de diámetro, ocasionando atrapamiento de la tubería.

Las lutitas sometidas a esfuerzos y las lutitas presurizadas son dos problemas especiales en la estabilidad del pozo que ocurren cuando el peso del lodo no satisface las resistencias a la compresión, el principal indicador de este problema es la presencia de mas recortes en las temblorinas,

además de que la geometría de estos es mas angular , astillosa y de mayor tamaño.

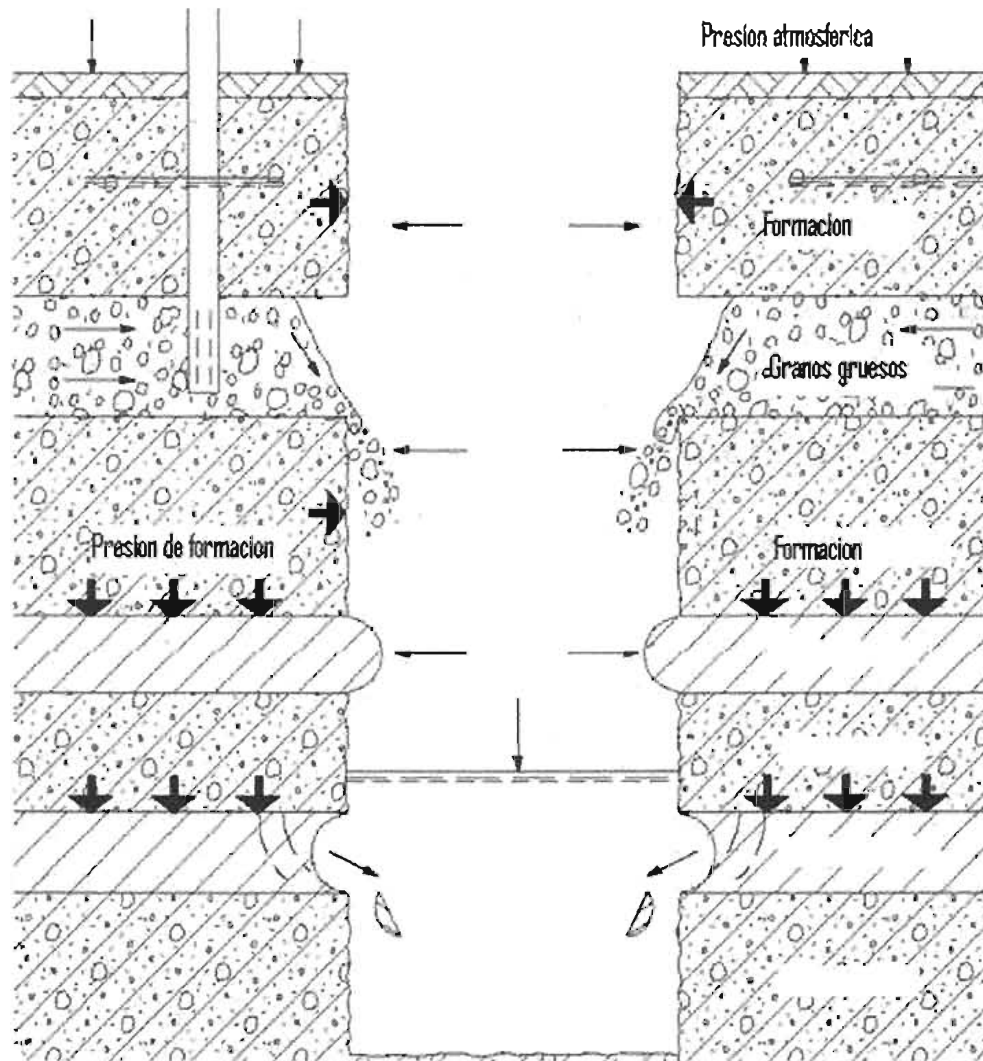


FIG. 89 ESTABILIDAD DEL POZO

Las lutitas al someterse a esfuerzos se podría intuir que no se hidratan, por que presentan fracturas y por lo regular son deleznales; este tipo de lutitas se pueden controlar con el peso del lodo , pero no por completo , se supone que siempre se van a presentar derrumbes.

Y se debe de mejorar la limpieza del agujero, se recomienda usar un sistema de lodo que disminuya

considerablemente su viscosidad con el esfuerzo de corte con un valor "n" bajo y altos esfuerzos frágiles de gel, además de que generen buen enjarre y bajo filtrado.

El valor bajo de n ayudará a impedir el derrumbe causado por los esfuerzos al mantener un perfil de flujo hidrodinámico, y ayudará a limpiar el pozo.

Los altos esfuerzos de gel ayudaran a que se tenga una suspensión de los recortes adecuada cuando la sarta de perforación este fuera del agujero.

La inestabilidad del agujero esta relacionada con la rotura de las formaciones más débiles que suelen esta fracturadas o falladas por los esfuerzos.

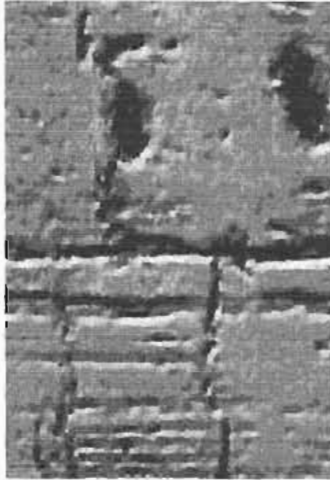


FIG. 90 FRACTURAS EN LAS PAREDES DEL POZO

La fractura en la formación causa pérdidas de circulación y la inestabilidad en el agujero, cuando las presiones del lodo se acercan a la magnitud del esfuerzo mínimo.

El colapso del pozo ocurrirá cuando las presiones de lodo son demasiado bajas para mantener la roca por debajo de su resistencia a la compresión; cabe resaltar que la orientación de la trayectoria del pozo en relación con las fuerzas tectónicas puede ayudar a reducir los problemas.

Otras recomendaciones , son que se mantenga un buen monitoreo en las temblorinas (por si se requiere mejorar la limpieza del pozo, o se dan indicios de inestabilidad) hacer un buen diseño de

las tuberías de revestimiento, para cubrir las zonas problema.

Una practica que se sigue y da buenos resultados es aumentar el peso del lodo, este no se incrementas, solo que la presión hidrostática generada por la columna de lodo sea menor que la presión generada por la formación (en este caso , se puede tener lutita presurizada).

Otras prácticas que se siguen son, mantener el pozo lleno cuando se saque la tubería, para tener la presión hidrostática en el nivel mas alto; la baja viscosidad y los bajos esfuerzos de gel del lodo contribuirán a la prevención del pistoneo; por ultimo, si se saca lentamente la tubería a través de la zona problema.

7.2 Estabilidad Química

La lutita se ve afectada por el tipo de fluido con el cual se este perforando, si es base de agua , la formación reacciona, se puede decir que se reactiva, las lutitas que son sensibles al agua o hidratables contienen altas concentraciones de arcilla montmorillonita, las que no , pero de cualquier manera reaccionan, son las lutitas tipo illita, clorita o kaolinita.

La hidratación puede ocurrir de dos maneras en las lutitas sensibles al agua: por adsorción superficial y osmótica.

La inestabilidad también se puede deber a interacciones físicas, esto es por ejemplo la erosión que ocasiona el ensanchamiento del pozo, la humectación a lo largo de las fracturas

preexistentes y la invasión de fluido; un pozo es más estable cuando hay suficiente presión hidrostática para que el sobrebalance siga actuando sobre el frente del pozo y cuando el esfuerzo máximo sobre el pozo es inferior a la resistencia de la formación.

La erosión es causada por la turbulencia del fluido de perforación sobre las formaciones blandas, como por ejemplo las areniscas no consolidadas; y se puede considerar que la alta velocidad de corte de las toberas contribuye directamente a su desarrollo. La alta velocidad de corte en las barrenas, es empleada principalmente para maximizar la velocidad de penetración.

Para el control de las lutitas, se puede lograr un sello en la formación para protegerla de la invasión de fluido; se logra controlando la filtración de alta temperatura y alta presión y la calidad del enjarre que se genera con polímeros.

El enjarre ayuda a tener un pozo estable; con los lodos base agua el uso de un aditivo insoluble ayuda a limitar la filtración creando buen enjarre en las areniscas y dentro de los microporos de las lutitas.

De entre los aditivos más usados destaca la gilsonita y el asfalto sulfonado.

Se pueden seguir los siguientes pasos básicos para entender y tratar mejor la inestabilidad del pozo:

1. Monitorear y analizar los esfuerzos que se ejercen en el pozo, que pudieran causar rotura

Se debe tener un buen procesamiento de los datos de perforación como la velocidad de penetración, las revoluciones por minuto, el peso sobre barrena, el torque, la tensión bajando y subiendo tubería, el gasto, el peso del lodo, la reología, etc.

Estos datos se tienen que analizar continuamente y comparados con los síntomas de estabilidad del pozo, con esto se puede evaluar el rendimiento y establecer tendencias o desviaciones.

Al caracterizar la formación se aplican conocimientos de pozos análogos y realizar evaluaciones de las lutitas en el laboratorio, obteniendo la capacidad de hidratación, la capacidad catiónica, el contenido coloidal, y la compatibilidad con el fluido de perforación, entre otras.

Las principales opciones para contrarrestar los problemas relacionados con la lutita in situ son:

- Cambiar la densidad del fluido de perforación,
- Cambio de base del lodo siempre y cuando se permita.
- Adición de inhibidores al lodo base agua.
- Aumentar la viscosidad del filtrado.
- Ajustar los parámetros de perforación.

Los principales indicios de inestabilidad como una cantidad excesiva de recortes en las temblorinas para una velocidad de penetración ROP determinada, las dificultades al realizar los viajes, el torque, la pegadura de la tubería, etc. Se debe de tener un registro, para posterior correlacionar con tiempo y profundidad y poder estimar la severidad y la posición de las secciones "problema" del pozo.

2. Entender los mecanismos de rotura.

Se tiene que analizar:

Los derrumbes;

La dificultad en los viajes

Las condiciones de perforación,

El sistema de lodo y las condiciones insitu.

3. Modelar el problema teniendo en cuenta el impacto de los cambios propuestos.

El análisis de las relaciones entre los esfuerzos mecánicos y las reacciones a estos esfuerzos ha contribuido al desarrollo de requisitos apropiados de densidad para la estabilidad del pozo.

CAPITULO VIII

“Optimización de la Perforación”

8 Optimización de la Perforación

8.1 Velocidad de perforación

La velocidad de penetración, denominada también como velocidad de perforación, ritmo de perforación o ritmo de penetración, representa una indicación de que tan rápido perfora la barrena a través de una formación, bajo ciertas condiciones de operación dadas. (REFERENCIA 41)

Por definición, puede ser considerada como la longitud, distancia o intervalo perforado por unidad de tiempo de rotación de la barrena en el fondo del pozo; es decir durante el tiempo en que la barrena esté perforando:

$$R = \frac{Y}{T_R} \dots (67)$$

donde:

R: Velocidad de penetración, m/hr (pies/hr).

Y: Intervalo perforado, m [pies].

T_R: Tiempo de rotación de la barrena, hr.

La velocidad de penetración puede ser definida sobre las bases de metro a metro perforado por la barrena, intervalo perforado por una barrena o sobre el intervalo total perforado por una misma familia de barrenas.

En lo que a la operación se refiere, la velocidad de penetración es un factor importante en el costo total de la perforación; pero ésta deberá de ser considerada conjuntamente con otros factores que también ejercen una gran influencia sobre el costo de perforación.

Desde principios de la década de los años 50's se han realizado una gran cantidad de estudios e

investigaciones, tanto en el campo como en el laboratorio, con a finalidad de definir con mayor precisión los efectos de varios parámetros sobre la velocidad de penetración.

Como resultado de lo anterior y en un intento de reducir los tiempos de perforación, actualmente se cuenta con mejores equipos, novedosos diseños de barrenas y herramientas de fondo, registradores de los parámetros operacionales y tecnología mejorada de los fluidos de perforación, entre otros desarrollos tecnológicos.

Así, es posible establecer que el incremento de la eficiencia del proceso de perforación ha sido el resultado de las experiencias obtenidas en el campo; en tanto que la definición cuantitativa y cualitativa de los efectos de las variables que afectan el proceso de perforación es el resultado de experimentos e investigaciones controladas de laboratorio.

Por otra parte, se debe establecer que aun cuando generalmente es deseable incrementar la velocidad de penetración, tal incremento no deberá de ser obtenido a expensas de efectos adversos. Es decir, la mayor velocidad de penetración de la barrena en el fondo del pozo, no dará necesariamente como resultado el costo más bajo del intervalo perforado; pues otros factores tales como un desgaste acelerado de la barrena, falla del equipo, problemas de desviación del agujero, inestabilidad de la sarta, etcétera, pueden elevar el costo de perforación. Por lo tanto, estos efectos adversos deberán mantenerse en mente cuando se intente obtener un incremento en la velocidad de penetración.

De acuerdo con *Lummus*, en términos generales, las variables que afectan a la velocidad de

penetración pueden ser clasificadas en dos grandes grupos:

Alterables: Comprende a todas aquellas variables que se pueden cambiar, modificar y/o alterar de acuerdo con las necesidades de la perforación.

Inalterables: son todas aquellas que no pueden ser modificadas o cambiadas por el operador. En su mayoría son todos aquellos factores o propiedades inherentes a la localización del pozo y a la formación a ser perforada.

En la Tabla se muestra la clasificación general de las variables que afectan a la velocidad de penetración.

VARIABLES QUE AFECTAN A LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN

ALTERABLES	INALTERABLES
<p><u>PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ DENSIDAD ▪ VISCOSIDAD ▪ CONTENIDO DE SÓLIDOS ▪ PÉRDIDA DE FILTRADO ▪ CONTENIDO DE ACEITE <p><u>HIDRÁULICA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ GASTO DE FLUIDO ▪ POTENCIA HIDRÁULICA ▪ FUERZA DE IMPACTO HIDRÁULICO ▪ VELOCIDAD DEL FLUIDO EN LAS TOBERAS <p><u>FACTORES MECÁNICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PESO SOBRE LA BARRENA ▪ VELOCIDAD DE ROTACIÓN <p><u>BARRENA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ TIPO DE BARRENA ▪ DESGASTE DE LA BARRENA 	<p><u>PERSONAL</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ CAPACITACIÓN Y EFICIENCIA ▪ MOTIVACIÓN ▪ RELACIÓN EMPRESA-TRABAJADOR <p><u>EQUIPO DE PERFORACIÓN</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ CAPACIDAD ▪ FLEXIBILIDAD, GRADO DE AUTOMATIZACIÓN ▪ POTENCIA <p><u>CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN ▪ ELASTICIDAD ▪ TENDENCIA DE ENGOLAMIENTO ▪ PERMEABILIDAD ▪ CONTENIDO DE FLUIDOS ▪ PRESIÓN DE FORMACIÓN ▪ POROSIDAD ▪ TEMPERATURA

8.2 Personal

En la perforación se ven involucrados:

- Jefe de la unidad o departamento
- Personal de diseño
- Personal de operación
- Personal de servicio a pozos
- Personal de servicios auxiliares
- Personal de administración y finanzas
- Personal de seguridad y protección ambiental
- Personal técnico y obrero

8.2.1 Personal profesional

Ingeniería de diseño: es el grupo de profesionistas encargados de la elaboración de los programas de los pozos, tanto de diseño como de operación, entre ellos realizan los diseños de cementaciones, tuberías, barrenas, pruebas técnicas, etc., son responsables de elaborar los informes finales, de la elaboración de estadísticas, así como de llevar el seguimiento de las obras (la perforación del pozo).

Ingeniería de operación: son profesionistas encargados de realizar y dirigir las operaciones, seleccionar y supervisar el personal técnico y obrero, hacer ejecutar programas y es responsable del suministro a los equipos, materiales, así como de la logística y el seguimiento de la perforación de los pozos.

Personal de administración y finanzas. Integrados por personal de diferentes niveles, profesionistas y técnicos, avocados a las actividades administrativas de:

- La contratación, supervisión y seguimiento de recursos humanos
- Elaboración y seguimiento del costeo de la perforación
- Seguimiento financiero de la unidad
- Abastecimiento, localización y adquisición de materiales
- Elaboración y supervisión de los contratos
- Proceso de capacitación del personal técnico y obrero.

8.2.2 Personal técnico

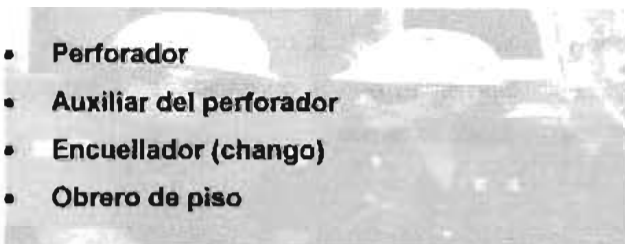
Supervisor: también conocido como coordinador o superintendente, según el nombramiento interno de la Cia., es el responsable del equipo de perforación. Generalmente esta disponible las 24 hrs. Sus conocimientos provienen de años de experiencia escalando los diversos puestos.

Dirige las operaciones, puede ser el encargado de las nuevas contrataciones de obreros y participa en las negociaciones entre la compañía operadora y la contratista.

Cuadrillas: el número de personas que involucra una cuadrilla de perforación depende del tamaño de la instalación, de la política de la empresa, del tipo de equipo de perforación (marino o terrestre) y de las operaciones programadas.

Básicamente esta compuesta por:

- **Perforador**
- **Auxiliar del perforador**
- **Encuellador (chango)**
- **Obrero de piso**



- **Mecánico**
- **Electricista**
- **Soldador**
- **Ayudantes**
- **Químico**

Perforador: son los encargados de operar el equipo (operan malacate, bombas de lodo, rotaria, llaves de apriete y desenrosque).

Llevan acabo el control sobre las condiciones de operación y los metros perforados

Esta a cargo de las tareas rutinarias de la perforación, controla la máquina de perforación.

Es el jefe de la cuadrilla.

Junto con los demás miembros de la cuadrilla hacen el trabajo directo de perforar el pozo.

Auxiliar del perforador o Cabo: es el segundo a cargo, después del perforador.

Dada su experiencia y habilidades en ausencia del perforador lo sustituye.

Durante las operaciones de meter y sacar tubería del pozo asiste a los ayudantes de piso.

Puede manejar la consola del perforador.

Maneja los motores auxiliares.

Encuellador: conocido como chango, torrero o enganchador, trabaja en el piso de enganche, le sigue de rango al perforador supléndolo en su ausencia. Cuando se esta sacando tubería manipula el extremo superior de las lingadas, y mientras se esta perforando es responsable de mantener las propiedades del lodo, de las bombas y demás equipos de circulación.

Obrero de piso: es el encargado de realizar todas las maniobras de ayudantía (es el menor rango de la cuadrilla de perforación).

Su labor principal es conectar y desconectar tubería durante la introducción o sacada de la misma.

Cuando no se "corre" tubería, se encarga del mantenimiento y limpieza del equipo.

Esta disponible para cualquier requerimiento o necesidad en el equipo.

Mecánico: se encarga del mantenimiento general de todos los componentes mecánicos de la instalación. Puede hacer reparaciones y arreglos menores en los motores, bombas y otras maquinarias de la instalación.

Auxilian al control de máquinas de combustión interna, centrifugas (partes mecánicas y eléctricas), son los encargados de llevar el consumo de combustible y lubricantes.

Electricista: mantiene y repara los sistemas de generación de energía y distribución de la instalación. Puede hacer reparaciones menores en los generadores o motores eléctricos, inspeccionar y mantener la línea eléctrica.

Soldador: son los que proporcionan el mantenimiento preventivo y correctivo de la parte estructural del equipo de perforación, auxiliando además en introducción de TR's

Ayudantes: dependiendo del tamaño del equipo, el tipo de instalación (marina o terrestre), las políticas de la empresa y las necesidades se podrá disponer de ayudantes para el mecánico, el soldador y el electricista, quines asistirán al titular en su labor, así

como se irán capacitando para suplirlos en su ausencia o cuando sean ascendidos.

Químico (ITF): profesionalista técnico encargado de supervisar y garantizar las propiedades reológicas del fluidos de perforación. Prepara, mantiene y da tratamiento al fluido de perforación. Es responsable de la existencia adecuada de materiales necesarios para el lodo, así como del control de pegaduras de tubería durante la perforación, reporta un análisis del lodo periódicamente (usualmente cada 12 horas en equipos marinos y 24 hrs. En terrestres) y debe reportarle al personal operativo y al responsable del equipo cualquier anomalía en el lodo.

8.2.3 Personal adicional en un equipo de perforación marino

ITP, inspector técnico de perforación, es el responsable de la ejecución de las operaciones y la seguridad (en ausencia del ingeniero de proyecto)

ATP, auxiliar técnico de perforación.-atienden a barcos y lanchas abastecedoras, así como a helicópteros que trasportan materiales. Reciben tubería (TR, TP, etc.) Apoyan en el control del pozo y otros siniestros.

Gruero: opera las dos grúas con que cuenta el equipo, descargando y cargando materiales de la plataforma a los barcos de abastecimiento y viceversa. Acomoda materiales en cubierta, apoyando en las operaciones de introducción de tuberías al pozo.

Ayudantes de trabajos de perforación: hacen funciones diversas, sobre todo en la descarga de materiales con el fin de no distraer a la cuadrilla.

Ayudante de contra incendio.- su función es operar en primer instancia el equipo de contra incendio, en caso de algún siniestro

Administrador: lleva el control administrativo del personal, como es el de cocina, el de limpieza, distribuye camarotes, además lleva el control de todos los suministros.

Ayudante de producción: supervisa y reporta los diversos movimientos en los pozos que se encuentran en producción en la plataforma.

Médico: por normatividad en cada plataforma debe haber a bordo un médico, quien asiste al personal cuando se requiere su servicio.

Bombologo: mantiene en condiciones de operación las bombas de lodo y es responsable de la existencia de refacciones para las mismas (pistones, válvulas, empaques, etc.)

Personal de cocina y aseo.- preparan los alimentos, realizan el aseo de las habitaciones y el lavado de la ropa de trabajo del personal operativo.

Capitán de barco: entre otras funciones, coordina todas las actividades previas y de movilización de la plataforma. Revisa y distribuye la carga variable de la plataforma. Distribuye las cargas de los tanques de lastre. Autoriza la recepción de materiales a la plataforma. Mantiene el torque de los motores de izaje de las piernas de la plataforma.

Conociendo las funciones específicas de cada uno de los integrantes del personal que se integra a un

equipo de perforación, no olvidemos que existe un sinnúmero de factores que afectan la productividad y eficiencia del personal, los principales factores que afectan su rendimiento en las operaciones de perforación: Capacidad y Factores Psicológicos.

Capacidad: La eficiencia del personal depende en gran medida de su capacidad para realizar las operaciones en el equipo. Estrictamente hablando, capacidad puede definirse como la aptitud o talento para realizar una tarea dada o comprender bien las cosas; es decir, es el medio para ejecutar una tarea.

Por lo que en la realización de cualquier actividad es conveniente contar con personal con mayor capacidad; de esta manera, las labores de perforación podrán ser ejecutadas con mayor eficacia y por lo tanto la capacidad del personal no limitará las operaciones. Además, la capacidad del personal es un factor íntimamente ligado con la experiencia y el entrenamiento.

Factores Psicológicos: Dentro de éstos se incluyen a todos aquellos factores internos o externos que de alguna manera afectan el comportamiento del personal. Posiblemente sean éstos factores los que determinen, en un momento dado, la eficiencia o capacidad de las personas.

Aun cuando tal vez no son los más importantes, ni en el orden en que aparecen, estos factores psicológicos son:

- Relación empresa trabajador
- Orgullo por el trabajo

- Oportunidad de desarrollo , motivación.

8.3 Equipo de perforación

A fin de seleccionar el tipo y capacidad del equipo de bombeo es necesario determinar los requerimientos de potencia hidráulica y la geometría del pozo.

Criterios comúnmente empleados en la selección del equipo de perforación adecuado para obtener una operación eficiente:

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO

DISPONIBILIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA

- Potencia hidráulica necesaria para obtener velocidades del fluido en las toberas del orden de 350 p/seg.
- En ningún caso velocidades del fluido en las toberas menores de 250 p/seg.
- Potencia necesaria para la operación combinada de las bombas de lodos y la mesa rotatoria.

DISPONIBILIDAD DE LASTRABARRENAS

- Peso sobre barrena suficiente, dependiendo de las formaciones esperadas.

DISPONIBILIDAD DE VELOCIDADES DE ROTACIÓN

- Rangos apropiados de velocidad de rotación requeridos, dependiendo de las formaciones esperadas.

EQUIPO PARA EL MANEJO Y CONTROL DE SÓLIDOS

- Tanques de asentamiento adecuados, bombas de mezclado del lodo y productos químicos; así como el equipo necesario para la remoción de los sólidos y su control.

Si estos criterios no son empleados y se selecciona el equipo inadecuado, existe la posibilidad que se presenten algunas de las limitaciones siguientes:

- Una hidráulica deficiente limitará la aplicación de peso debido principalmente a un problema de limpieza del fondo del pozo y por consiguiente en un embolamiento de la barrena, reduciendo así la velocidad de penetración.

- La selección inadecuada de las velocidades de rotación puede ocasionar la perforación ineficiente de algunas formaciones.

- Una disponibilidad inadecuada de lastrabarreras reduce el peso aplicado sobre barrena resultando en una reducción de la velocidad de penetración.

- Un equipo deficiente para el manejo del fluido puede reducir todo el esfuerzo de perforación, debido a que las propiedades deseadas del mismo no pueden ser mantenidas a un nivel óptimo.

8.4 Características de la formación

Las propiedades de la formación que gobiernan la velocidad de penetración no han sido claramente establecidas; al menos no han sido modeladas en forma cuantitativa.

Esto se debe a la falta de correlación entre las propiedades elásticas y resistencia de la roca medidas a condiciones de laboratorio y a las condiciones de presión y temperatura existentes a la profundidad a que se encuentran sometidas en el subsuelo (condiciones in situ).

Para propósitos de perforación, las rocas se pueden clasificar como rocas suaves, medias o duras , las cuales son perforadas por las barrenas mediante diferentes mecanismos de corte. Las formaciones suaves o blandas son perforadas principalmente por una acción de rascado y escariado de la barrena, en tanto que las formaciones duras son básicamente perforadas por una acción de triturado por el diente de la barrena.

1. ROCAS SUAVES

- Arcillas y lutitas suaves
- Arenas no consolidadas y moderadamente cementadas

2. ROCAS MEDIAS

- Lutitas medias
- Calizas porosas
- Arenas consolidadas
- Yeso

3. ROCAS DURAS

- Calizas y dolomitas densas
- Arenas cementadas
- Cuarzo
- Granito
- Pedernal

El diámetro del agujero, tipo de barrena, fluido de perforación y en general los procedimientos operacionales son dictados por la naturaleza de las formaciones a ser perforadas. Consecuentemente, las características de las formaciones son de primordial importancia.

Resistencia a la compresión: La resistencia a la compresión se define como la resistencia que presentan las rocas a ser penetradas. Así, en formaciones suaves el diente de la barrena penetra fácilmente a la roca; en tanto que en formaciones duras, una gran proporción del peso aplicado a la barrena es utilizado para vencer la resistencia a la compresión y lograr la penetración del diente. Por lo que en términos generales la velocidad de penetración varía inversamente proporcional con la resistencia a la compresión de las formaciones a ser perforadas.

La dureza y abrasividad de las formaciones son propiedades íntimamente relacionadas con la resistencia a la compresión de la roca y ambas afectan a la velocidad de penetración, debido al efecto que éstas tienen sobre el desgaste de la barrena.

Las formaciones duras, para ser perforadas eficientemente requieren de la aplicación de altos pesos sobre barrena y como resultado del empleo de cargas elevadas, la barrena tiende a fallar o a desgastarse prematuramente, tanto en su estructura de corte (dientes) como en el sistema de rodamientos (baleros).

La abrasividad de la formación afecta directamente los dientes de la barrena, desgastando la estructura de corte en un mayor grado a medida que ésta se incrementa y como resultado del desgaste de la barrena se tiene una reducción significativa de la velocidad de penetración.

Elasticidad (fragilidad plástica): En las rocas sedimentarias comunes el modo de falla puede variar desde un tipo de falla frágil hasta una falla de tipo plástico, dependiendo de la magnitud de la diferencia entre la presión de confinamiento y la presión de formación (estado de esfuerzos del subsuelo).

Experimentos realizados en el laboratorio han demostrado que cuando la presión de confinamiento y la presión de formación son de igual magnitud, la roca presentará un tipo de falla frágil. Sin embargo, cuando esta diferencial de presión se incrementa (presión de confinamiento mayor que la presión de la formación), la falla de la roca cambia gradualmente de frágil a plástica.

Lo anterior indica que las propiedades elásticas de las formaciones son principalmente influenciadas por el estado de esfuerzos del subsuelo al cual están sujetas.

La presión de confinamiento al afectar a las características elásticas de las formaciones

influencia la velocidad de penetración, reduciendo ésta a medida que la presión de confinamiento se incrementa.

En formaciones suaves el efecto de la presión de confinamiento es más notable que en formaciones duras.

Permeabilidad: El efecto de la permeabilidad de la formación sobre su perforabilidad se debe principalmente a su tendencia para aliviar las presiones impuestas en el fondo del pozo, por el peso de la columna del fluido de perforación, al permitir que el fluido de perforación penetre dentro de los poros de la formación.

Si el agujero está lleno de fluido, la parte superior del elemento estará sujeta a una presión hidrostática que depende de la densidad del lodo y la profundidad; en tanto que la parte inferior estará sujeta a la presión de la formación. De esta manera existe una fuerza resultante sobre el recorte que trata de mantenerlo pegado al fondo del pozo.

En operaciones normales de campo, esta diferencial de presión, la cual actúa en el sentido de la gravedad, dificulta la remoción del elemento de formación, reduciendo así la velocidad de penetración.

Si la roca fuera lo suficientemente permeable al fluido de perforación (filtrado del lodo), la presión diferencial a través del elemento de formación no existiría, debido a un equilibrio hidrostático de las presiones; por lo que este efecto de retención del recorte en el fondo del pozo sería eliminado o minimizado.

Por lo tanto, se puede concluir que las rocas permeables, que permiten una igualación de la presión, a través de la formación inmediatamente

enfrente de la barrena, son perforadas con una mayor rapidez debido a que el recorte puede ser removido con facilidad y por lo tanto la velocidad de penetración no experimentará cambios significantes por los efectos de la presión diferencial.

Contenido de fluidos (presión de formación): Pruebas de laboratorio y campo han demostrado que una roca completamente saturada con fluidos incompresibles (agua) es menos sensitiva a los efectos de la presión diferencial en el fondo del pozo, que en el caso de una formación que contiene fluidos compresibles (gas). Este efecto se debe a que en la primera, una pequeña cantidad de filtrado del lodo es suficiente para lograr un equilibrio hidrostático de las presiones.

En cuanto a la presión de la formación, es un hecho plenamente comprobado que cuando ésta es igual o menor que la presión hidrostática impuesta por la columna del fluido de perforación, la velocidad de penetración se incrementa. Esto se debe a que no existe una diferencial de presión en el fondo del agujero o bien ésta es negativa.

Diversas pruebas de laboratorio han demostrado que la velocidad de penetración se reduce cuando la diferencial de presión entre la presión hidrostática en el agujero y la presión de formación se incrementa. Asimismo, las altas velocidades obtenidas en la perforación cuando se emplea aire o gas o bien cuando se perforan formaciones con presión de formación anormal alta (quiebre de perforación).

Porosidad: Una práctica de perforación muy empleada en el campo, para la detección de las zonas de presión de formación anormal alta, es la presencia de un incremento en la velocidad de

penetración. Estas zonas geopresionadas se encuentran asociadas a formaciones con porosidades anormalmente altas para la profundidad a la cual se encuentran confinadas.

Naturalmente, una zona porosa presenta una perforabilidad mayor que una zona densa de la misma roca. Este efecto probablemente sea originado debido a que la resistencia a la compresión de las formaciones se incrementa con la reducción en la porosidad.

Temperatura: El efecto de esta variable sobre la velocidad de penetración no está bien definido, debido a que en el rango de temperaturas encontradas en la perforación de pozos petroleros, el efecto de esta variable sobre las propiedades de la roca es generalmente despreciable; no obstante, se ha comprobado que la falla de la roca se torna cada vez más plástica conforme la temperatura se incrementa. Por lo tanto, la velocidad de penetración se reducirá a medida que la plasticidad de la formación aumenta con la temperatura.

Tendencia al embolamiento: El embolamiento de la barrena ocurre cuando los fragmentos de la formación, generados por la barrena, se aglutinan y se adhieren entre los dientes, llegando en casos severos a cubrir parcial o totalmente a la barrena, de tal manera que esta última no es capaz de "cortar" más formación. Esto se atribuye comúnmente a un problema de falta de limpieza, por el fluido de perforación, tanto del fondo del pozo como de la barrena.

Sin embargo, existen formaciones que presentan una marcada tendencia de embolamiento principalmente debido a su composición mineralógica. Así, formaciones con alto contenido de arcillas hidratables, particularmente del tipo de

las bentonitas, en contacto con el agua del fluido de perforación forman una mezcla pastosa y pegajosa, que se adhiere a la barrena. Esto trae como consecuencia una reducción en la acción cortadora de la barrena y por consiguiente un decremento en la velocidad de penetración.

Profundidad: Indudablemente la profundidad a la cual se encuentra una formación en el subsuelo no es una propiedad de la misma. Por el contrario, casi todas las características de las formaciones dependen en gran medida de la profundidad a la cual se encuentran al ser penetradas por la barrena.

Un hecho ampliamente conocido es el que una roca perforada a condiciones atmosféricas presenta características de perforabilidad mayores que cuando la formación se encuentra a una cierta profundidad.

En términos generales esto se debe a que la presión de confinamiento, dureza, resistencia a la compresión, plasticidad, compactación, temperatura, etcétera, se incrementan con la profundidad y de esta manera se reduce la velocidad de penetración.

8.5 Propiedades del fluido

El fluido de perforación es considerado el factor simple más importante que afecta a la velocidad de penetración; de aquí que para un área en particular la selección apropiada, diseño y mantenimiento de las propiedades del fluido de perforación permitirá el empleo de una hidráulica óptima para obtener una limpieza eficiente tanto de la barrena como del fondo del pozo, así como la definición óptima de la relación peso sobre

barrena-velocidad de rotación, a fin de obtener velocidades de penetración adecuadas.

El efecto de las propiedades del fluido de perforación sobre la velocidad de penetración ha sido un tema extensamente estudiado tanto en el laboratorio como a través de pruebas controladas de campo.

Debido a la falta de una definición cuantitativa, las relaciones propuestas para establecer el efecto de las propiedades del fluido sobre la velocidad de penetración están basadas en ajustes empíricos de las formas de las curvas obtenidas a partir de determinaciones experimentales de laboratorio y en algunos casos de observaciones de campo.

Los fluidos de perforación se diseñan y seleccionan de acuerdo con las características de la formación a ser perforada y deben cumplir al menos una o varias de sus funciones principales. Estas funciones, mostradas en la Tabla, son realizadas por el fluido mediante sus propiedades físicas, químicas o fisicoquímicas.

FUNCIONES PRINCIPALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación
- Remover los recortes del fondo del pozo y del agujero
- Transportar los recortes hacia la superficie
- Minimizar el daño a la formación
- Controlar las presiones de formación
- Mantener la estabilidad del agujero
- Permitir las operaciones de toma de registros
- Minimizar la corrosión de las sargas de tuberías
- Minimizar los problemas de contaminación e impacto ambiental
- Reducir el torque, fricción y tendencias de pegaduras de las tuberías
- Incrementar la velocidad de perforación

8.6 Hidráulica

La remoción instantánea de los recortes debajo de la barrena es prácticamente imposible; sin embargo, la utilización apropiada de la energía hidráulica disponible puede minimizar la permanencia de los recortes en el fondo y evitar sean remolidos por la barrena y de esta manera, incrementar la velocidad de penetración. Por lo tanto, se puede establecer que la aplicación de la hidráulica no tiene como función perforar el agujero, sino acelerar la remoción de los recortes.

Generalmente se ha aceptado el hecho de que se requiere de un gasto de flujo suficiente para limpiar la barrena y que la velocidad del fluido a través de las toberas sea la necesaria a fin de liberar los recortes debajo de la barrena, que son retenidos contra el fondo del pozo por efectos de la presión diferencial. Por otra parte, se ha establecido que la velocidad del fluido debajo de la barrena tiene un mayor efecto sobre la velocidad de penetración que el gasto de flujo.

En muchas formaciones suaves y medias es difícil determinar el límite de limpieza del fondo necesaria para obtener una mayor velocidad de penetración. Ya que en muchos casos, la velocidad de penetración es tan alta que parece que el agujero está siendo excavado por la acción del fluido y la hidráulica.

En el caso real, se ha establecido que la velocidad de penetración es directamente proporcional al peso sobre barrena aplicado, siempre y cuando se tenga una limpieza perfecta del fondo del pozo; situación que no se cumple en la mayoría de los casos.

Una limpieza deficiente origina tendencias de embolamiento de la barrena, el cual llega a ser más severo conforme el peso sobre barrena se incrementa. Obviamente, esto indica un problema de limpieza del fondo del agujero.

Datos de campo en formaciones suaves y medias parecen indicar que el ritmo de penetración se incrementa cuando la potencia hidráulica en la barrena se incrementa, aun cuando existe controversia sobre si estos incrementos correlacionan mejor con la fuerza de impacto hidráulico. Es decir, la velocidad de penetración es una función de la potencia hidráulica en la barrena:

$$R = f(HPb) = f(Q Vn^2) \dots (68)$$

o una función de la fuerza de impacto hidráulico en el fondo del pozo:

$$R = f(Fb) = f(Q Vn) \dots (69)$$

En tanto que en formaciones duras parece ser que el incremento en la velocidad del fluido a través de las toberas, mejora la velocidad de penetración, debido a que minimiza el remolido de los recortes.

$$R = f(Vn) \dots (70)$$

donde:

HPb: Potencia hidráulica en la barrena, HP.

Fb: Fuerza de impacto hidráulico, lb_f.

Vn: Velocidad del fluido en las toberas, p/seg.

Q: Gasto volumétrico de flujo, gpm.

Una relación matemática entre la hidráulica y la velocidad de penetración es muy difícil de obtener. No obstante, como una indicación, esta relación puede ser expresada como:

$$R_2 = R_1 \frac{\left(\frac{Q}{350 dn}\right)_2^{0.5}}{\left(\frac{Q}{350 dn}\right)_1^{0.5}} \dots (71)$$

donde:

Q: Gasto de flujo, gpm.

dn :Diámetro equivalente de toberas, pg.

o bien, en términos de la potencia hidráulica específica en la barrena (Potencia hidráulica en la barrena por pulgada cuadrada de área del agujero – HPb/pg²), mediante curvas hidráulicas de perforabilidad.

8.7 Desgaste en barrena

Un aspecto importante de la reducción de la velocidad de penetración con respecto a la barrena, es el desgaste de ésta a medida que va perforando (desgaste de la estructura de corte). Así, a cualquier peso sobre barrena y velocidad de rotación, una barrena nueva perfora más rápidamente que una barrena desgastada, debido a que el diente afilado o nuevo penetra la formación en un mayor grado que un diente con un cierto valor de desgaste.

La reducción de la velocidad de penetración con respecto al desgaste de la estructura de corte no es lineal. Esto resulta en una mayor reducción en las primeras etapas de desgaste del diente que cuando el diente se desgasta significativamente.

La relación entre la velocidad de penetración y el desgaste de la barrena (dientes) es inversamente proporcional; es decir:

$$R = f \left\{ \frac{1}{F(h)} \right\} \dots (72)$$

donde:

F(h): Función de desgaste del diente.

h: Desgaste normalizado del diente.

con:

h : 0 Barrena Nueva.

h : 1 Barrena Totalmente Gastada.

Algunos investigadores han desarrollado expresiones matemáticas para describir la función de desgaste del diente; entre ellos:

- Galle & Woods

$$F(h) = (0.93h + 6h + 1)^P \dots (73)$$

con:

P: 1.0 Barrenas de cresta plana

P: 0.5 Barrenas de dientes autoafilables

- Young & Edwards

$$F(h) = 1 + Ch \dots (74)$$

donde C tiene un valor aproximadamente igual a 2.

- Burgoyne & Young

$$F(h) = e^{1.11h} \dots (75)$$

8.8 Velocidad de rotación

La velocidad de rotación es la velocidad a la cual la mesa rotatoria hace girar la sarta de perforación y ésta a su vez a la barrena. La velocidad de rotación se expresa comúnmente en revoluciones por minuto.

El efecto de la velocidad de rotación sobre la velocidad de penetración no está tan bien definido como el efecto del peso sobre barrena. No obstante, el ritmo de perforación se incrementa a medida que la velocidad de rotación se incrementa.

En formaciones suaves la velocidad de penetración es directamente proporcional a la velocidad de rotación; es decir, existe una relación lineal entre ambas. En formaciones duras, la relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación de la barrena está mejor definida por una relación de tipo exponencial.

Por este motivo, cuando se perforan formaciones duras no deberán emplearse altas velocidades de rotación (superiores a 150 rpm), aun cuando se trate de formaciones medias; ya que el incremento en la velocidad de penetración tiende a reducirse rápidamente a valores elevados de velocidad de rotación.

La razón por la cual la velocidad de penetración no es proporcional a la velocidad de rotación en formaciones medias y duras, se debe a que en este tipo de formaciones se requiere de un tiempo finito para lograr la penetración del diente y fracturar la formación.

Como en el caso del efecto del peso sobre barrena, a fin de obtener una acción total de la velocidad de rotación, se requiere tener una limpieza eficiente del fondo del pozo, con el objeto

de que los impactos sucesivos de los dientes de la barrena se efectúen sobre roca virgen.

8.9 Efectos combinados

8.9.1 Entre el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación:

El peso sobre barrena y la velocidad de rotación son dos parámetros interrelacionados, por lo que un incremento en cualquiera de las variables requiere normalmente de una disminución en la otra para obtener una operación económica. Por lo tanto, estos dos parámetros deberán ser discutidos en forma conjunta.

El incremento en el nivel de energía mecánica sobre la barrena (incremento en el peso sobre barrena y/o velocidad de rotación) dará como resultado un aumento de la velocidad de penetración; siempre y cuando exista la energía hidráulica apropiada para lograr una limpieza eficiente del fondo del pozo. Por otro lado, un incremento en el nivel de energía mecánica tendrá efectos negativos sobre la velocidad de penetración, ya que ello origina un desgaste acelerado o prematuro de la estructura de corte y rodamientos de la barrena.

Debido a la interrelación que existe entre estos dos parámetros, uno de ellos puede incrementarse para obtener el aumento deseado en la velocidad de penetración, cuando existe alguna limitación para la aplicación del otro.

Existe una proporción directa entre el peso sobre la barrena y la velocidad de penetración, esto una vez que la resistencia compresiva de la roca y el peso crítico han sido rebasados. Esta relación se puede expresar mediante:

$$R = f(W + M)^{a_1} \dots (76)$$

En tanto que para la velocidad de rotación y el ritmo de penetración, la relación se puede definir de acuerdo a:

$$R = f(N)^{a_2} \dots (77)$$

Por lo que si se consideran los efectos combinados del peso sobre barrena y velocidad de rotación sobre la velocidad de penetración, las expresiones anteriores pueden relacionarse de la siguiente manera:

$$R = f\left\{\left\{W - M\right\}^{a_1} (N)^{a_2}\right\} \dots (78)$$

Nótese que, en el desarrollo de esta ecuación, los efectos del tipo y desgaste de la barrena sobre la velocidad de penetración han sido despreciados.

Con el fin de reducir o eliminar el efecto del tamaño de la barrena sobre el ritmo de penetración, en la expresión anterior el peso sobre barrena aplicado, W , se substituye por el peso sobre barrena por pulgada de diámetro de agujero (barrena), W/Db ; por lo que se tiene:

$$R = f\left[\left\{\left\{\frac{W}{Db}\right\} - \left\{\frac{M}{Db}\right\}\right\}^{a_1}\right] (N)^{a_2} \dots (79)$$

La proporcionalidad o relación funcional entre la velocidad de penetración y el efecto combinado del peso sobre barrena y velocidad de rotación depende, principalmente, de la naturaleza de la formación que está siendo perforada y del tipo de fluido, entre otras variables.

Debido a que es difícil, si no es que prácticamente imposible, describir en forma cuantitativa el efecto

de las características de la formación sobre la velocidad de penetración, estas propiedades son generalmente consideradas en un término que incluye a todas aquellas características de la formación que no pueden ser modeladas matemáticamente, denominado como la "Constante de Perforabilidad de la Formación (K).

La constante de perforabilidad de la formación, K, se puede considerar como una constante de proporcionalidad o escalamiento de la relación entre el peso sobre barrena, velocidad de rotación, características de la formación y velocidad de penetración. Entonces, introduciendo la constante de perforabilidad de la formación se tiene:

$$R = K \left[\left\{ \left(\frac{W}{Db} \right) - \left(\frac{M}{Db} \right) \right\}^{a_1} \right] (N)^{a_2} \dots (80)$$

donde:

K : Constante de perforabilidad de la formación.

W : Peso sobre barrena, 1000 lbs.

Db : Diámetro de la barrena, pg.

M : Peso extrapolado a cero velocidad de penetración, 1000 lbs.

N : Velocidad de rotación, rpm.

a₁ : Exponente del peso sobre barrena.

a₂ : Exponente de la velocidad de rotación.

con los siguientes valores para las constantes:

M : 0.0 Formaciones suaves.

a₁ : 1.0 a 1.8: Formación suave a dura.

a₂ : 0.4 a 0.9 : Formación dura a suave.

Los valores de las constantes de la formación a₁, a₂ y K pueden obtenerse a través de pruebas de perforabilidad.

Para fines de comparación de la perforabilidad o de las velocidades de penetración entre intervalos o formaciones similares, la expresión se puede normalizar empleando las siguientes condiciones:

CONDICIONES NORMALES

W/Db : 4,000 lb/pg

N : 100 rpm

por lo que la expresión última resulta:

$$R = K \left\{ \frac{\left(\frac{W}{Db} \right) - \left(\frac{M}{Db} \right)}{4 - \left(\frac{M}{Db} \right)} \right\}^{a_1} \left(\frac{N}{100} \right)^{a_2} \dots (81)$$

Nótese que cuando se perfora una formación empleando las condiciones normales de peso sobre barrena y velocidad de rotación, el valor de la constante de perforabilidad es numéricamente igual al ritmo de penetración obtenido (K = R).

Para fines prácticos de ingeniería y determinaciones rápidas, se puede expresar como:

$$R = K \left(\frac{W}{Db} \right)^{a_1} \left(\frac{N}{100} \right)^{a_2} \dots (82)$$

la cual proporciona resultados rápidos y satisfactorios.

8.9.2 De la energía hidráulica y mecánica

La combinación del peso por pulgada de diámetro de la barrena y la velocidad de rotación, (W/Db)-N, es una Indicación del nivel de energía mecánica aplicada en la interfase roca-barrena para producir los recortes. La aplicación de esta energía mecánica a la formación será efectiva siempre y cuando se disponga de un nivel de energía hidráulica apropiado para la remoción de los recortes del fondo del pozo.

Es decir, la energía mecánica aplicada a la formación a través de la barrena destruye la roca, en tanto que la energía hidráulica elimina del fondo del pozo los recortes generados. Por lo que si existiera una limitación o deficiencia en cualquiera de estos niveles de energía la velocidad de penetración se verá sensiblemente disminuida.

Por lo tanto, cuando se perfora con una cierta combinación de peso sobre barrena-velocidad de rotación existirá, para una formación dada, una potencia hidráulica en la barrena óptima que producirá una limpieza eficiente del fondo del pozo; esto de acuerdo con el diámetro del agujero. Si se emplea un nivel de energía hidráulica menor que este valor óptimo, entonces la velocidad de penetración será reducida debido al remolido de los recortes. Por el contrario, si la energía hidráulica es mayor que el valor óptimo existirá gasto inútil o desperdicio de energía.

CAPITULO IX

“Limpieza del Agujero”

9 Limpieza del agujero

Los factores que mas influencia tienen en la limpieza del pozo, son la viscosidad efectiva del fluido en el espacio anular y la velocidad anular con la que el fluido se mueve, así como la velocidad de asentamiento de los recortes y su velocidad relativa de ascenso y la densidad equivalente de circulación que se origina en el fondo del pozo cuando se toman en cuenta los recortes al perforar o moler cemento o accesorios. (REFERENCIA 54)

9.1 Viscosidad efectiva en el espacio anular

Los fluidos de control no-Newtonianos son fluidos de disminución de corte. A velocidades de corte muy bajas su viscosidad es mas alta que a velocidades de corte altas, la velocidad en el espacio anular varía de sección de acuerdo as la velocidad anular y la velocidad de corte anular que se maneja en cada sección, esta variación ocurre cuando aunque la velocidad de flujo se mantenga constante y se origina debido a que cada sección tiene capacidades diferentes.

Para los fluidos Newtonianos el valor de la viscosidad aparente es igual al de la viscosidad efectiva en el espacio anular, pues está representada por una línea recta que parte del origen y su valor es constante. Su expresión matemática es:

$$\mu_{ea} = \frac{\tau}{\gamma} = \mu \dots (83)$$

De donde:

μ_{ea} = Viscosidad efectiva anular en cp

τ = Esfuerzo de corte en lb/100pie²

γ =Velocidad de corte en rpm o seg⁻¹

En los fluidos No -Newtonianos la viscosidad es variable y por lo tanto la viscosidad efectiva también variará, para calcular su valor se utilizará la expresión 7.2:

$$\mu_{ea} = \frac{213\tau_o(D-d_1)}{V_a} + \mu_p \dots (84)$$

De donde :

μ_{ea} = Viscosidad efectiva anular en cp

τ_o = Punto de cadencia en lb/100pie²

D= Diámetro interior de la TR en pg

D1= Diámetro exterior de la tubería en pg

μ_p = Viscosidad plástica, en cp

V_a = Velocidad anular, en pie/min

La ecuación se deriva del modelo plástico de Bingham y únicamente es valida para calcular la viscosidad efectiva en los fluidos que caen dentro de este modelo y del Plástico de Bingham ajustado.

Para los modelos de Ley de Potencias y Potencias modificado se emplea la formula 7.3:

$$\mu_{ea} = 479K \left[\left(\frac{58.82Q}{(D-d_1)^2(D+d_1)} \right) \left(\frac{2n+1}{3n} \right) \right]^{n-1} \dots (85)$$

De donde:

μ_{ea} = Viscosidad efectiva anular en cp

K= Índice de consistencia de flujo laminar en lb-seg/100pie²

Q= Velocidad de flujo, gasto, en gal/min

D= Diámetro interior de la TR en pg

D1= Diámetro exterior de la tubería en pg

n= Índice de comportamiento de flujo laminar adimensional

9.2 Velocidad anular

Es la velocidad con la que el fluido de control se transporta en el espacio anular y se expresa en m/min o pies/min, es uno de los factores importantes que influyen en la limpieza y remoción de recortes del fondo del pozo a la superficie y mantenerlo limpio.

La velocidad depende de tres factores:

- Capacidad de la bomba recíproca
- Diámetro del pozo
- Diámetro exterior de la tubería y lastrabarrenas

Para calcular la velocidad anular se emplea la fórmula 7.4:

$$V_{ea} = \left(\frac{24.51Q}{D^2 - d_1^2} \right) \dots (86)$$

De donde:

V_{ea}= Velocidad en el espacio anular, pies/min

Q= Gasto de la bomba, gal/min

D= Diámetro interior de la TR,pg

D1= Diámetro exterior de la TP, pg

La velocidad anular podrá aumentarse o disminuirse de acuerdo a los requerimientos de las operaciones que se realizan. La eliminación apropiada de los recortes también evita o disminuye el peligro de que la sarta de tubería se atrape.

Con frecuencia los fluidos de control no son capaces de desarrollar plenamente sus funciones, debido a que su velocidad anular no es la adecuada o es insuficiente; los valores de la tabla una guía práctica de las velocidades anulares que se recomiendan para diferentes diámetros de agujero.

Diámetro del pozo	Velocidad anular recomendable	
	(m/min)	(pie/min)
15	24	80
12 1/4	27	90
10 3/4	33.5	110
8 5/8	36.6	120
7 5/8	39.6	130
6	42.7	140

9.3 Velocidad de asentamiento de los recortes

Una de las funciones más importantes de los fluidos de control es la de transportar los recortes a la superficie. Si esta función no se efectúa adecuadamente, provoca que se genere un exceso de sólidos en el fluido, bajo promedio de penetración en las molienda o atropamiento de la tubería.

Esta función depende de:

- La viscosidad efectiva en el espacio anular
- La densidad de los recortes, obtenidos de la perforación o molienda
- La velocidad ascendente del fluido en el espacio anular

La figura 92 muestra cuatro etapas por las que pasan los recortes al estar circulando: (REFERENCIA 48)

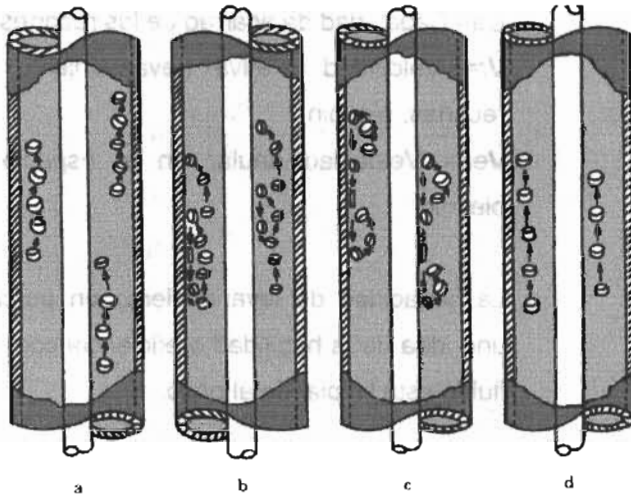


FIG 91 ASCENSO DE RECORTES EN EL FLUIDO DE CONTROL CON TUBERÍA EN REPOSO

- a) Disco o recorte transportado en un fluido turbulento
- b) Disco o recorte pequeño transportado en flujo laminar
- c) Disco o recorte tamaño medio transportado en flujo laminar
- d) Disco o recorte grande transportado en flujo laminar

Los recortes tienden a caer a través del fluido debido a la acción de la fuerza de gravedad y al mismo tiempo son soportados por la fuerza helicoidal ejercida hacia arriba por la velocidad del fluido de control y la fuerza centrífuga que ejerce la velocidad de rotación que se aplica a la sarta.

Para que los recortes sean transportados hacia la superficie, el movimiento de los mismos hacia abajo debe ser menor que el movimiento del fluido hacia arriba. Al descenso de los recortes se le llama velocidad de asentamiento. Para obtener el resultado positivo o negativo del levantamiento de los

recortes, es necesario calcular esta velocidad para compararlo con el de la velocidad anular y así obtener la velocidad relativa a la que los recortes conllevados a la superficie.

Para el cálculo de la velocidad de asentamiento de los recortes, se emplea la formula 87:

$$V_s = \frac{175\phi_p(\rho_s - \rho_f)^{0.667}}{\rho^{0.333}\mu_e^{0.333}} \dots (87)$$

Donde:

V_s = velocidad de asentamiento de los recortes, pie/min

ϕ_p = Diámetro equivalente del corte, pg

ρ_s = Densidad del corte, lb/gal

ρ_f = Densidad del fluido de control, lb/gal

μ_e = viscosidad equivalente en espacio anular, cp

El diámetro equivalente de los recortes se obtiene de la siguiente manera , con la ecuación 88:

$$\phi_p = 1.145 \times h^{0.333} d^{0.666} \dots (88)$$

Donde :

ϕ_p = Diámetro equivalente del recorte, pg

h = espesor del corte, pg

d =diámetro del recorte, pg

9.4 Velocidad de acarreo

Es la velocidad con la que los recortes son transportados por el espacio anular hasta la superficie y resulta de restarle a la velocidad promedio del fluido de control en el espacio anular,

la velocidad de asentamiento de los recortes, se calcula con la expresión 89:

$$V_r = V_{pea} - V_s \dots (89)$$

Donde:

V_r = Velocidad relativa de los recortes, pie/min

V_{pea} = Velocidad promedio del fluido en espacio anular, pie/min

V_s = Velocidad de asentamiento de los recortes, pie/min

Al aumentar la velocidad anular se reduce la viscosidad del fluido de control y en consecuencia se aumenta la velocidad del deslizamiento. Sin embargo, en la mayoría de los casos cuando se aumenta la velocidad anular, la velocidad relativa de elevación de los cortes también se incrementa; esto indica que el aumento en la velocidad tiene un efecto mucho mayor en relación con la correspondiente reducción de viscosidad.

De acuerdo a lo anterior se deduce que a velocidades anulares altas se obtiene una mejor limpieza del pozo, pero esto ocasiona que el valor de la caída de presión por fricción aumente. Por esta razón lo más recomendable en estos casos, es aumentar el punto de cadencia.

Las condiciones de limpieza varían en cada pozo, así que será de utilidad el relacionar la capacidad de acarreo y la velocidad relativa con la velocidad anular del fluido, con la formula 90:

$$C_a = \frac{V_r}{V_a} \times 100 \dots (90)$$

Donde:

C_a = Capacidad de acarreo de los recortes (%)

V_r = Velocidad relativa (levantamiento) de los recortes, pie/min

V_a = Velocidad anular en el espacio anular, pie/min

La capacidad de levantamiento en porciento da una idea de la habilidad o eficiencia con la que el fluido esta limpiando el pozo.

9.5 Tiempo de atraso

Es el tiempo que tarda un fluido de control en transportar los recortes del fondo del pozo a la superficie y esta relacionado con la profundidad, la velocidad anular y la de asentamiento. Para obtenerlo, se calcula el tiempo de atraso en cada sección del espacio anular tomando como base las variables anteriores y por ultimo se suman los valores obtenidos para obtener el tiempo de atraso total. Empleando la formula 91:

$$T_{ap} = \left(\frac{H}{V_r} \right) \dots (91)$$

Tap = Tiempo de atraso de las partículas, min

H= longitud de cada sección, pies

V_r = velocidad relativa en cada sección, pie/min

9.6 Densidad equivalente de circulación (DEC)

Cuando se circula normal en un pozo, el manómetro del múltiple del tubo vertical nos muestra la presión que la bomba deberá ejercer

para que el fluido circule a través del sistema de circulación. Durante la circulación, la presión P' en el espacio anular a una profundidad L es la suma de las siguientes dos variables:

- La presión hidrostática ejercida por el fluido de control a esa profundidad
- Las caídas de presión debida al movimiento del fluido de control desde esa profundidad en el espacio anular hasta la superficie

$$P' = Ph + \sum \Delta P_{fea} \dots (92)$$

Por regla general la densidad del fluido de control que esta dentro de la tubería de trabajo o de producción será igual a la del fluido del espacio anular, o sea que las dos columnas se balancean entre si como si fuera un tubo en U. En cualquier punto del sistema la presión de circulación, será la necesaria para hacer llegar el fluido de ese punto a la superficie.

En el espacio anular esta presión y la presión hidrostática que ejerce el fluido de control a esa profundidad dan como resultado la presión total que se está ejerciendo contra la pared del pozo en ese punto, transmitiéndose igualmente en todas direcciones.

Si esta presión total que ejerce el fluido de control contra las paredes del pozo en cualquier punto, se convierte a peso equivalente del fluido, se obtiene la densidad equivalente de circulación (DEC), sin considerar los recortes en suspensión se calcula con la expresión 93.

$$DEC_1 = \frac{Ph + \sum \Delta P_{fea}}{0.052H} \dots (93)$$

Donde:

DEC= densidad equivalente de circulación , lb/gal.

Ph=Presión hidrostática, lb/pg2

$\sum \Delta P_{fea}$ = Suma de caídas de presión en el espacio anular, lb/pg2

H= profundidad vertical, pies

Convirtiendo la presión hidrostática a densidad del fluido de control (gr/cm3) obtenemos la formula 94:

$$DEC_1 = \rho_f + \frac{\sum \Delta P_{fea}}{0.052H} \dots (94)$$

ρ_f = Densidad del fluido de control, lb/gal

La DEC es importante conocerla ya que si se tienen zonas susceptibles de pérdida de circulación y la densidad del fluido no puede reducirse, entonces se deberá mantener una diferencia baja entre ambas; esto se logra manteniendo la velocidad anular y viscosidad en valores mínimos requeridos para la limpieza efectiva del pozo y suspensión de sólidos en el fluido. (REFERENCIA 55)

La DEC es afectada por los recortes que el fluido mantiene en suspensión al estar perforando o moliendo, por lo que debemos tomar en cuenta la nueva DEC que resulta por la acción de este efecto, con la formula 95 se calcula.

$$DEC_2 = DEC_1 + \frac{6.8 \times 10^{-4} \times D_b \times A_v (\rho_r - \rho_f)}{Q \times 8.33} \dots(95)$$

El lodo viscoso limpia el agujero de recortes y el incremento en la pérdida de presión en el espacio anular es muy pequeño.

Donde:

DEC1= Densidad equivalente de circulación sin tomar en cuenta los recortes, gr/cm³

DEC2= Densidad equivalente de circulación tomando en cuenta los recortes en suspensión, gr/cm³

Db= Diámetro de la barrena o molino, pg

Av= rango de perforación, pie/min

pr= densidad de los recortes, lb/gal

pf= Densidad del fluido de control, lb/gal

Q=Gasto de circulación, gal/min

Limpieza del agujero, asociada con pérdidas de circulación

Cuando mas necesaria es la capacidad de la limpieza del agujero, la dificultad es lograr el resultado optimo, sin incrementar las pérdidas de presión en el espacio anular, y si se tiene el problema potenciado la pérdida de circulación, la solución es comprometedora. Un método de solución puede ser la de reducir la densidad del lodo e incrementar la viscosidad, manteniendo la pérdida de presión en el espacio anular, constante.

Si la densidad del lodo no puede reducirse por la presión de formación, entonces la mejor alternativa es la de usar un bache de lodo muy viscoso, este procedimiento involucra la mezcla de 25 barriles, aproximadamente, de lodo muy viscoso, que ocupa sólo una pequeña parte del total del espacio anular.

CONCLUSIONES

Conclusiones

- Basados en el objetivo principal de este trabajo escrito, se puede concluir que es de suma importancia que se cuente con técnicos especialistas para realizar o prestar servicios a Pemex Exploración y Producción; si se tiene un buen manejo de los fluidos se logra que se optimicen operaciones realizadas durante la perforación de los pozos.
- Como el diplomado va dirigido a ingenieros o técnicos de distintas especialidades pero con común denominador la formación técnica previa, sirve para la unificación de criterios y así poder mantener los estándares de calidad en los servicios prestados a PEMEX Exploración y Producción.
- La Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y PEMEX Exploración y Producción evaluarán a los técnicos egresados de los distintos módulos; esto a mi particular punto de vista es necesario para poder tener la confianza de la calidad del Diplomado.
- En los Primeros capítulos que refieren en si a una "Introducción a la Ingeniería de Perforación" se abordan temas generales de la ingeniería de perforación, se llega a la conclusión que es muy importante enfatizar que los Técnicos en Fluidos, además de su experiencia de campo adquirida, deben de afianzar los conocimientos básicos de ingeniería de perforación; es de los más sencillos ya que se plantea de una manera general y objetiva los conceptos básicos que todo ingeniero en perforación debe tener.
- Si se posee la capacidad de comprender los procesos y orígenes de los ambientes en que un sedimento se puede depositar, se pueden hacer reconstrucciones razonables acerca de los sistemas de depósito en que se depositó una secuencia. Así mismo se pueden hacer predicciones sobre la manera en que un cuerpo de roca, que aflora en la superficie, puede presentarse por debajo de esta.
- En los capítulos posteriores se ve el avance en cuanto a conocimientos, ya que se aplica directamente la ingeniería y se evalúan resultados; para poder tomar a partir del capítulo V, por ejemplo, se deben de tener los antecedentes teóricos pertinentes.

- Este trabajo en si es un compilado bibliográfico, que servirá, a juicio del profesorado como principal fuente de consulta para llevar a bien el diplomado, teniendo en cuenta que no es la única y que existe la posibilidad de tener tanto apoyo bibliográfico como sea necesario.
- La energía mecánica impuesta sobre el fondo del pozo se refiere a la aplicación de la carga sobre barrena, transmitida a la formación a ser perforada por esta última, y a la velocidad de rotación impuesta en la barrena mediante la sarta de perforación y la mesa rotaria. Con esto, los elementos cortadores de la barrena realizan la función de rascar, triturar o fracturar las formaciones.
- La energía hidráulica proporcionada por la circulación del fluido de control a través del sistema circulatorio del pozo, tiene como principal función la limpieza del fondo del pozo y del agujero, así como el transporte de los mismos hacia la superficie
- Es necesario contar con el conocimiento cabal del equipo hidráulico superficial y sus componentes; así como de la evaluación analítica de la energía hidráulica disponible; asociándose generalmente el término potencia hidráulica con el empleo en el campo de las barrenas (toberas).
- El principal objetivo de la optimización de la hidráulica de perforación es el de maximizar una función objetivo que permita obtener una limpieza eficiente del fondo del pozo y de la barrena y no la de hacer agujero, aun cuando en formaciones muy suaves el chorro del lodo puede por sí solo ayudar a "hacer agujero".

Anexos

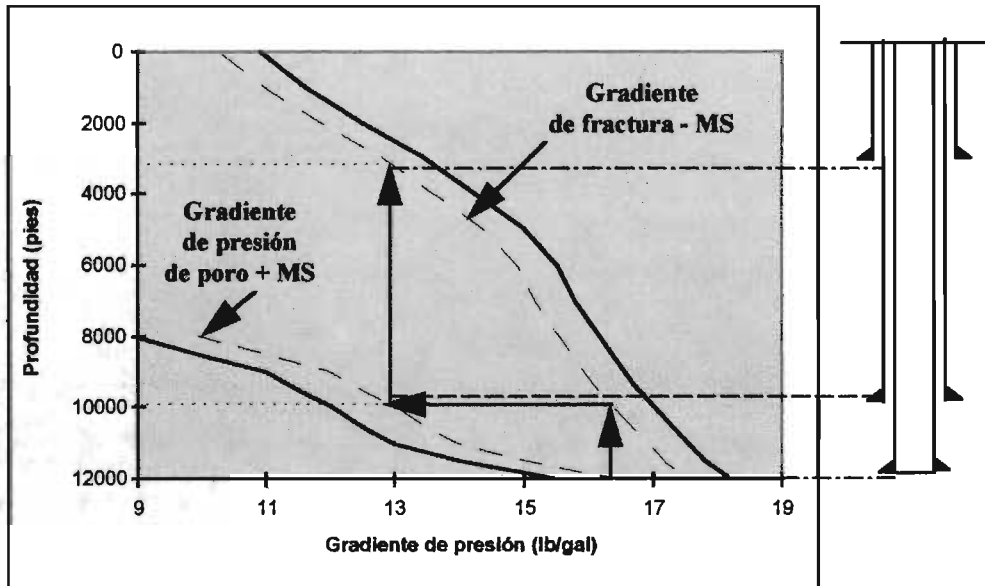
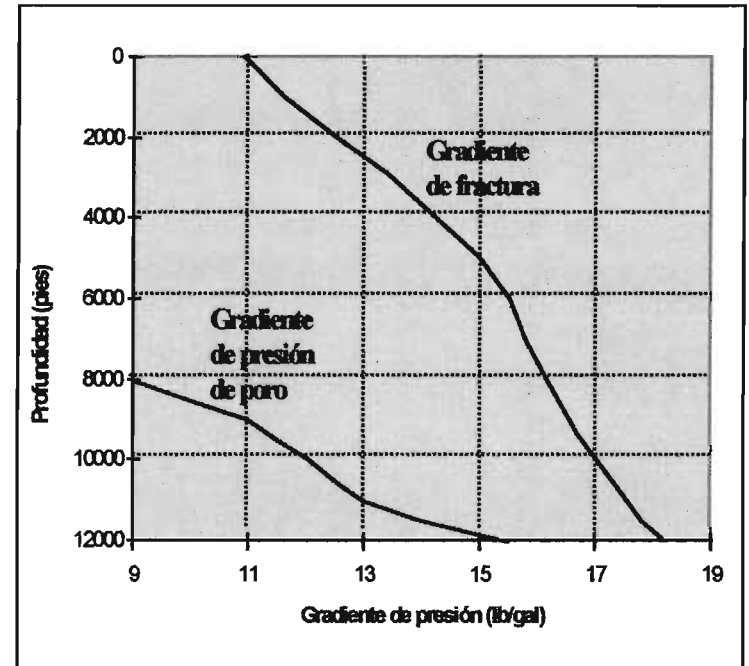
Ejemplo de aplicación

Determine las profundidades de asentamiento para el pozo cuyas gradientes se muestran en la figura

Solución:

Considerando los márgenes de 0.5 lpg, las profundidades de asentamiento resultaron:

- TR producción: 12,000 pies
- TR. intermedia: 10,000 pies
- TR superficial: 3,200 pies



Solución:

Verificando la posibilidad de pegadura diferencial de la TR superficial a 3,200 pies:

$$\Delta P = 0.052 * (P_{lodo} - P_{poro}) * z$$

$$\Delta P = 0.052 * (10.0 - 9.0) * 3,200 = 166 \text{ psi} < 2,000 \text{ No habrá problemas}$$

Repitiendo la operación para la TR intermedia a 10,000 pies:

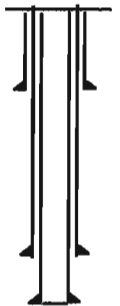
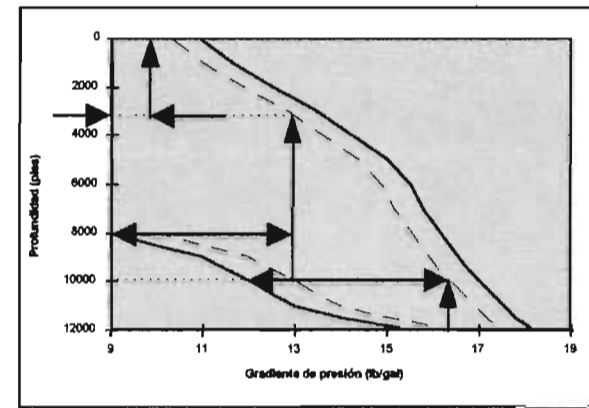
$$\Delta P = 0.052 * (P_{lodo} - P_{poro}) * z$$

$$\Delta P = 0.052 * (13.0 - 9.0) * 8,000 = 1,664 \text{ psi} < 2,000 \text{ Tampoco habrá problemas}$$

Y para el revestidor de producción a 12,000 pies:

$$\Delta P = 0.052 * (P_{lodo} - P_{poro}) * z$$

$$\Delta P = 0.052 * (16.2 - 12.0) * 10,000 = 2,184 \text{ psi} > 2,000 \text{ Puede haber problemas}$$



Solución:

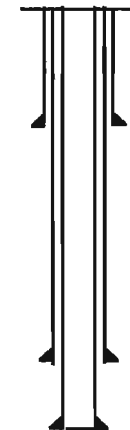
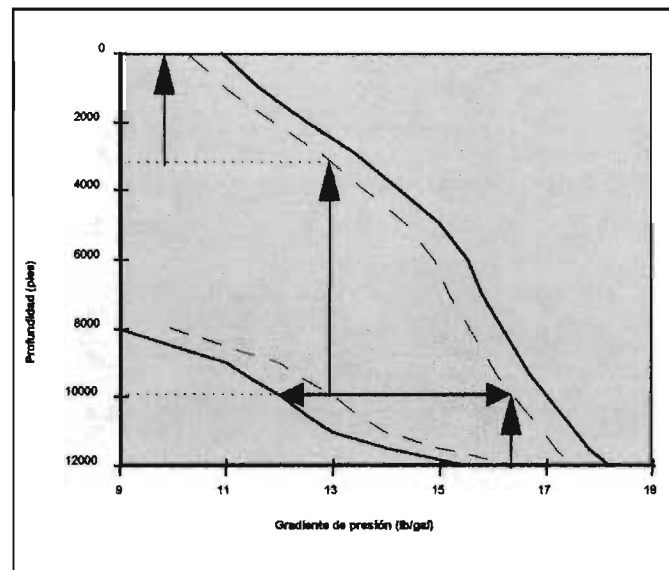
$$\Delta P = 0.052 * (16.2 - 12.0) * 10,000 = 2,184 \text{ psi} > 2,000$$

Este último resultado significa que no se puede usar un lodo de 16.2 lpg porque a la profundidad de 10,000 pies se pegaría la tubería.

¿Cual sería el lodo menos denso que se puede usar?:

$$0.052 * (Plodo - 12.0) * 10,000 \text{ pies} = 2,000 \text{ psi}$$

$$Plodo = 2,000 / (0.052 * 10,000) + 12.0 = 15,8 \text{ lpg}$$



Solución:

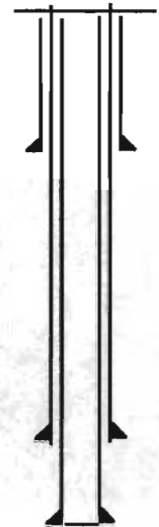
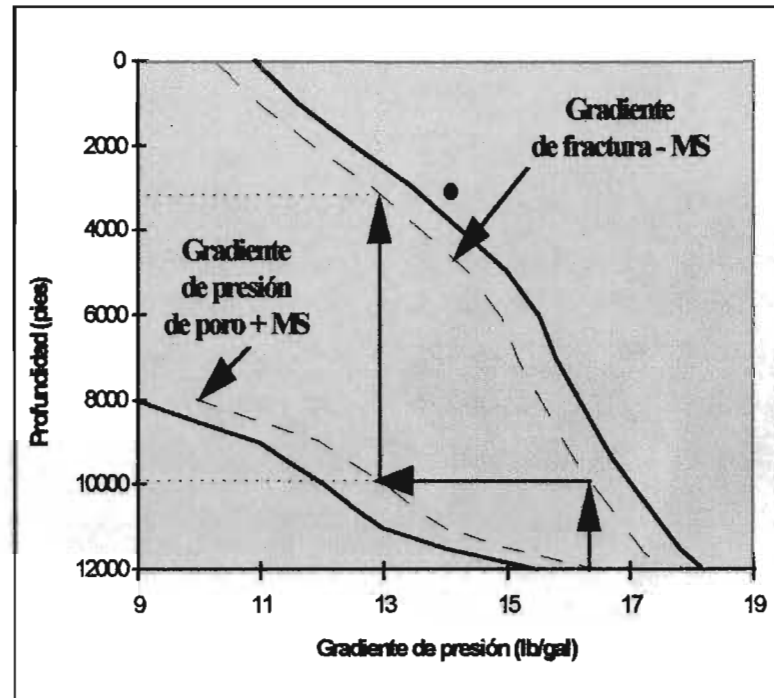
Finalmente se verificará que la TR superficial, asentada a 3,200 pies resista un brote.

Para ello se calculará la presión que generaría en la zapata a 3,200 pies, un brote que tenga lugar cuando se perfora el segundo agujero a 10.000 pies.

$$P_{\text{brote}} = (\text{prof. total} / \text{prof. de interés}) (\Delta M) + P_{\text{lodo}} =$$

$$= (10,000/3,200) \times (0.5) + 13.0 = 14.6 \text{ lb/gal}$$

La presión de fractura a 3,200 pies es de sólo 13.2 lpg por lo que el brote generaría una **fractura** de la formación.



Solución:

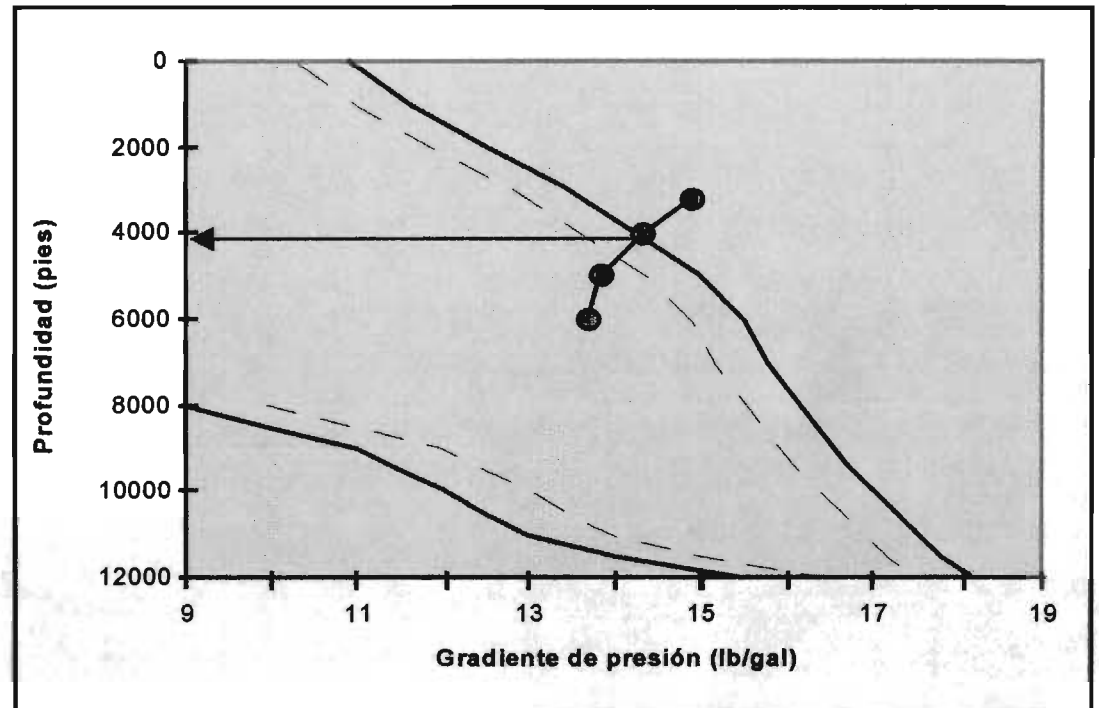
Para evitar el problema de brote hay que calcular una nueva profundidad de asentamiento, utilizando la misma ecuación anterior y se calcula para diferentes profundidades. Luego se comparan los valores con el gradiente de fractura.

$$P_{\text{brote}} =$$

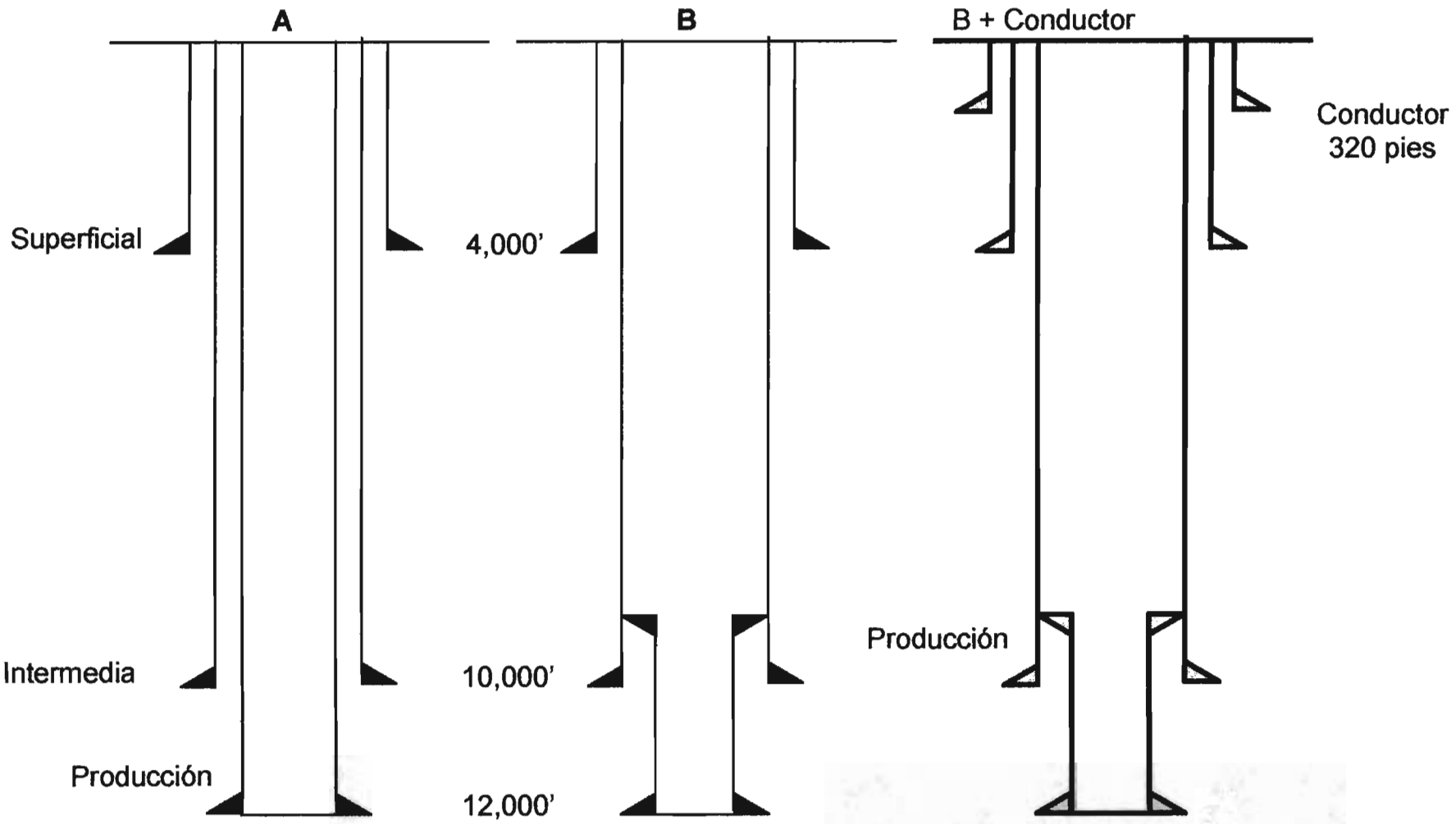
$$= (10,000/3,200) \times (0.5) + 13.0 = 14.6 \text{ lb/gal}$$

$$= (10,000/4,000) \times (0.5) + 13.0 = 14.3 \text{ lb/gal}$$

$$= (10,000/6,000) \times (0.5) + 13.0 = 13.8 \text{ lb/gal}$$



Solución:



Lista de Figuras

Lista de figuras

Página

● CAPITULO I Equipos y herramientas de Perforación y sus Componentes

1. Equipo de Perforación Terrestres	1
2. Semisumergible tipo Botella	3
3. Semisumergible de columna estabilizadora	3
4. Jack Up.....	4
5. Barcos perforadores	4
6. Colocación de las Hélices	5
7. Snubbing	8
8. Transporte del snubbing	9
9. Torre Hidráulica del equipo snubbing	9
10. Componentes del equipo de Tubería Flexible	9
11. Malacate	10
12. Mástil	11
13. Temblorinas	16
14. Componentes del Subsistema para controlar el pozo.....	16
15. Componentes del preventor	18
16. Preventor de Ariete	17
17. Preventor anular mecánico	18
18. Arreglo de las tuberías	19
19. Barrena tricónica	20
20. Boquilla del Jet	21
21. Barrena de diamante	21
22. Geometría e hidráulica de la barrena	21
23. Geometría e hidráulica de la barrena	21
24. Barrena de insertos	22
25. Barrena cortadora de núcleos, 6 conos	22
26. Barrena cortadora de núcleos, formación de dureza media	22
27. Barrena cortadora de núcleos, formaciones blandas	22
28. Estabilizadores	23
29. Estabilizadores de aleta fija	23
30. Lastrabarrenas	23
31. Punto Neutro del lastrabarrena	24
32. Sustitutos de enlace	25
33. LiftSub	25
34. Sustituto de enlace, diámetro externo variable	25
35. Sustituto de enlace, diámetro externo uniforme	25
36. TopDrive.....	26
37. Rotor / estator.....	27
38. LWD (logging while drilling).....	30
39. LWD-CDR(componentes de la herramienta)	30

● CAPITULO II Origen y Migración del Petróleo

40. Rocas ígneas	32
41. Rocas Metamórficas	35
42. Metamorfismo por contacto.....	36
42.a Metamorfismo regional.....	36
43. Poros conectados.....	37
44. Prueba del laboratorio para medir la permeabilidad.....	37
45. Frecuencia de yacimientos, comparado con la porosidad.....	37

46. Grafica de Porosidades.....	38
47. Porosidad interconectada.....	38
48. Porosidad conectada.....	38
49. Porosidad aislada.....	39
50. Porosidad intragranular.....	39
51. Porosidad por disolución.....	40
52. Porosidad por fracturas.....	40
53. Esfuerzos que actúan sobre la roca.....	42
54. Generación del petróleo en relación con la profundidad promedio.....	51
54.a Generación del petróleo en relación con la temperatura.....	51
55. Migración primaria y secundaria.....	53
56. Migración lateral.....	56
57. Generación y migración de Hidrocarburos.....	57
58. Cierre de una trampa.....	56
59. Trampa asociada a un anticlinal.....	58
60. Trampa asociada a una falla.....	58
61. Trampa asociada a un domo salino.....	58
62. Trampa por variación de la permeabilidad.....	59

◆ **CAPITULO III Determinación de Presiones de Formación y de Fractura**

63. Presión de ejercida del fluido a la formación.....	62
64. Presión normal y anormal.....	62
65. Sección sísmica del campo Kosni.....	63
66. Gráfica profundidad vs resistividad.....	64
67. Gráfica tiempo de tránsito vs profundidad.....	64
68. Gráfica de densidad de la formación vs profundidad.....	64
69. Gráfica de salinidad vs profundidad.....	65
70. Gráfica de temperatura vs profundidad, Gradiente geotérmico.....	65
71. Gráfica tiempo de tránsito vs profundidad II.....	66
72. Gradiente de presión de poro.....	66
72.a Gradiente de presión de poro.....	66
73. Esfuerzos a los que la roca esta sometida.....	70
74. Gráfica de punto de ruptura (Volumen vs Presión).....	71

◆ **CAPITULO V Hidráulica de la Perforación**

75. Viscosímetro rotacional.....	81
76. Sistema hidráulico del pozo.....	84
77. Método de campo para la determinación de las pérdidas de presión por fricción.....	88
78. Relación gasto-Presión de la bomba y el sistema circulatorio del pozo.....	90
79. Relación gasto-presión considerando un tamaño de camisa de la bomba.....	90
80. Balance entre los elementos de la Hidráulica.....	91
81. Método gráfico para la optimización de la hidráulica.....	91

◆ **CAPITULO VI Perdidas de Circulación y Atrapamiento de Tuberías**

82. Pérdida de circulación.....	97
83. Cama de recortes.....	98
84. Obturante y enjarre.....	100
85. trayectoria desviada.....	102
86. Hinchamiento de arcillas.....	102
87. Derrumbe de la formación.....	103
88. Basura en el pozo.....	103

● CAPITULO VII Estabilidad del agujero	
89. Estabilidad del agujero.....	108
90. Fracturas en las paredes del pozo.....	109
● CAPITULO IX Limpieza del agujero	
91. Ascenso de recortes en el fluido de control con tubería en reposo	129

Bibliografía

Bibliografía

Capítulo 1

1. Morales, Alejandra; Notas Personales: Curso impartido por el IMP, Formación y preparación de profesionistas de exploración y producción de hidrocarburos, Región Norte, " Introducción a la Ingeniería petrolera". Poza Rica Ver. 2004
2. Subdirección general de Capacitación y Servicios Técnicos del IMP. "Barrenas, conceptos básicos" 1996.
3. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, "Un Siglo de la perforación en México", Tomo VIII, Diseño de Perforación de Pozos, PEMEX Exploración y producción 2000.
4. Smith Services, Drilling Handbook; DRILCO GROUP, Smith International, 2000.
5. Moore, P.L.: "DRILLING PRACTICES MANUAL"; Tulsa: PennWell Books, 1974.
6. Terrazas, Martín; Martínez José; Apuntes materia de Perforación de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.
7. Morales, Alejandra. Notas Personales, "Perforación de Pozos " , FI, UNAM
8. Knowledge Systems, INC. Introduction to DRILLWORKS, Predict. June 2001.
9. A Primer of Oil Well Drilling, 6th edition.

Capítulo 2

10. Arellano G. J.: Apuntes de Geología de Yacimientos. Facultad de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México, México 2004.

11. Arellano G. J.: Apuntes de Geología del Petróleo. Facultad de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México, México 2004.
12. Selley, R.C.; C. Morrill,: Fundamentos de geología del petróleo, Generación y Migración de los Hidrocarburos, Internacional Human Resources Development Corporation.
13. Jenchen, Uwe; De León Gómez, Héctor.: Sedimentología, Curso Taller. Proyecto Brigada Escuela de Geología superficial. Brigada 3 PEMEX-UANL. Agosto 2003
14. Selley, R.C.; C. Morrill,: Conceptos Básicos de Geología del Petróleo, Internacional Human Resources Development Corporation.

Capítulo 3

15. Bourgoyne, Adam T., Millheim, Keith K., Chenevert, Martín E. "Applied Drilling Engineering" SPE Textbook Series
16. Eaton, B.A.: "Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations" JPT (Oct. 1969).
17. Eaton, B.A.: "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs" SPE 5544 (Sep. 1975)
18. Knowledge Systems, INC. Introduction to DRILLWORKS, Predict. June 2001.

Capítulo 4

19. Morales, Alejandra, Notas personales "Perforación de Pozos ", FI, UNAM.
20. Morales, Alejandra, Notas Personales " Terminación e ingeniería de Pozos", FI, UNAM
21. Mc Cray, Arthur; Cole, W. Frank .: Tecnología de la perforación de pozos petroleros; Ed. Continental

22. Brito Esteban; Notas personales, Curso " Asentamiento de Tuberías de revestimiento"; PDVSA, 2004

Capitulo 5

23. Api Boletin "The Reology Of Oil-Well Drilling Mud"; American Petroleum Institute; API BUL 13D; Second Edition, mayo 15 de 1985.

24. Cortéz, A.M., Martínez, L.R. y Leon Loya, J.G.; Características de Diseño de un Viscosímetro Capilar de Laboratorio; IMP, Subd. Tec. Explotación - Div. Perforación; agosto de 1986

25. Leon Loya, J.G.; "Fundamentos De Reología No-Newtoniana Y Viscosimetria Capilar Y Rotacional"; Subd. Tec. Explotacion, IMP; 1987.

26. Craft, B.C., Holden, W.R. y Graves, E.D.: Well Design Drilling and Production; Prentice Hall, New Jersey 1962

27. M.I., Manual de Técnicos en fluidos, Revisión 2001.

28. Moore, P.L.: "DRILLING PRACTICES MANUAL"; Tulsa: PennWell Books, 1974.

29. Zamora, M. y Lord, D.L.: "Practical Analysis of Drilling Mud Flow in Pipes and Annuli"; Paper SPE 4976, Presented at the SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston; October 6-9, 1974.

30. Kendal, W.A. y Goins, W.C.: "Design and Operations of Jet Bit Programs for Maximum Hydraulic Horsepower, Impact Force, or Jet Velocity"; Transactions of AIME, 1960, pag. 238.

31. Sifferman, et al.: "Drill Cutting Transport in Full-Scale Vertical Annuli"; Journal of Petroleum Technology; Nov. 1974.
32. Smith Services, Drilling Handbook; DRILCO GROUP, Smith International, 2000

Capítulo 6

33. Bowen, Colin & Procter, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook, 1997, Schlumberger.
34. MI, Drilling Fluids Manual; Stuck Pipe, Lost circulation"; 2001,

Capítulo 7

35. MI, Drilling Fluids Manual; "Wellbore Stability"; 2001,

Capítulo 8

36. Azar, J.J.; DRILLING OPTIMIZATION; The University of Tulsa; Tulsa, OK.
37. Azar, J.J.; PETROLEUM ENGINEERING; The University of Tulsa; Tulsa, OK.
38. Craft, B.C., Holden, W.R. y Graves, E.D.: Well Design Drilling and Production; Prentice Hall, New Jersey 1962.
39. Eckel, J.R. y Bielstein, W.J.: "Nozzle Design and Its Effect on Drilling Rate and Pump Operation"; API Drilling and Production Practice, 1951.
40. Kendal, W.A. y Goins, W.C.: "Design and Operations of Jet Bit Programs for Maximum Hydraulic Horsepower, Impact Force, or Jet Velocity"; Transactions of AIME, 1960.
41. Leon Loya, J.G.; NOTAS PERSONALES, Cursos sobre Optimización de la Perforación y Cursos sobre Reología de Fluidos e Hidráulica, ESIA-IPN, DEPI-UNAM.

Capítulo 9

42. Moore, P.L.: "DRILLING PRACTICES MANUAL"; Tulsa, Ok.; PennWell Books, 1974.
43. Randall, B.V.: "Optimum Hydraulics in the Oil Patch".
44. Scott, K.F.: "A New Approach to Drilling Hydraulics"; Petroleum Engineer
45. Moore, P.L.: DRILLING PRACTICE MANUAL; Petroleum Publishing Company; 1974.
46. Chien, Sze-Foo: "Annular Velocity for Rotary Drilling Operations"; International Journal Rock Mechanics and Mining Sci.: Vol. 9; 1972.
47. Walker, R.E., Mayes, T.M.: "Design Muds for Carrying Capacity"; Journal of Petroleum Technology; Julio 1975.
48. Sifferman, et al.: "Drill Cutting Transport in Full-Scale Vertical Annuli"; Journal of Petroleum Technology; Nov. 1974.
49. Williams, C.E., Bruce, G.H.: "Carrying Capacity of drilling Muds"; Transactions of AIME; 1951; Vol. 191.
50. Zeidler, H.U.: "An Experimental Analysis of the Transport of Drilled Particles"; Soc. of petroleum Engineers Journal; Febrero, 1972.
51. Zeidler, H.U.: "Fluid and Drilled Particle Dynamics Related to Drilling Mud Carrying Capacity"; Ph. Disertación, The University of Tulsa, 1974.
52. Sample, K.J., Bourgoyne, A.T.: "An Experimental Evaluation of Correlations Used for Predicting Cutting Slip Velocity"; SPE Paper No. 6645; 1977.
53. Sample, K.J., Bourgoyne, A.T.: "Development of Improved Laboratory and Field Procedures for Determining the Carrying Capacity of Drilling Fluids"; SPE Paper No. 7497; 1978.

54. Leon Loya, J.G.; NOTAS PERSONALES, Cursos sobre Levantamiento de Recortes, ESIA-IPN, DEPMI-UNAM.

55. Morales, Alejandra Notas Personales: Curso impartido por el IMP, Formación y preparación de profesionistas de exploración y producción de hidrocarburos, Región Norte, "Densidad equivalente de circulación". Poza Rica Ver. 2004