



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR Y APLICAR FLUIDOS PARA PERFORAR FORMACIONES ALTAMENTE FRACTURADAS.

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

JOSÉ JAVIER TORRIJOS FLORES

JOSÉ GUADALUPE VARGAS CASTRO

DIRECTOR: QUÍM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ



MÉXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA, OCTUBRE 2002.



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.

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

NOMBRE: Tortijos Flores

José Tortijos

FECHA: 02-10-2002

FIRMA: Tortijos Flores J.J.

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

NOMBRE: Vargas Castro

José Guadalupe

FECHA: 02-10-2002

FIRMA: José Guadalupe

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

NOMBRE: Tortijos Flores

José José

FECHA: 02-10-2002

FIRMA: Tortijos Flores J.J.

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

NOMBRE: Vargas Castro

José Guadalupe

FECHA: 02-10-2002

FIRMA: José



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA 14
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-967

SR. JOSÉ GUADALUPE VARGAS CASTRO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Quím. Rosa de Jesús Hernández Álvarez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR Y APLICAR FLUIDOS PARA PERFORAR FORMACIONES ALTAMENTE FRACTURADAS

- RESUMEN
- I INTRODUCCIÓN
- II ASPECTOS GENERALES SOBRE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
- III FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD
- IV CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- ANEXOS
- REFERENCIAS

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 27 de agosto de 2002
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERNANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

ll



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-965

SR. JOSÉ JAVIER TORRIJOS FLORES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Quím. Rosa de Jesús Hernández Álvarez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR Y APLICAR FLUIDOS PARA PERFORAR FORMACIONES ALTAMENTE FRACTURADAS

- RESUMEN**
- I INTRODUCCIÓN**
- II ASPECTOS GENERALES SOBRE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
- III FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD**
- IV CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO**
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- ANEXOS**
- REFERENCIAS**

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 27 de agosto de 2002
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg





**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR Y
APLICAR FLUIDOS PARA PERFORAR
FORMACIONES ALTAMENTE FRACTURADAS.**

Alumnos:

José Javier Torrijos Flores	8803253-9
José Guadalupe Vargas Castro	8929028-6

Director de tesis: Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE:	Dr. Rafael Rodríguez Nieto
VOCAL:	Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez
SECRETARIO:	M.I. José Martínez Pérez
1ER. SPTE:	Ing. María Cristina Avilés Alcántara
2DO. SPTE:	Ing. Eva Sánchez Olea

[Handwritten signatures and initials over the names of the jury members]



MÉXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA, OCTUBRE 2002.

Doy gracias a Dios por ser la luz que ilumina mi camino.

Con respeto y admiración dedico este trabajo

A mis padres:

Sr. Daniel Torrijos Torres.

Sra. Maria Felix Flores Garcia.

Por creer en mi, y tener mucha paciencia para alcanzar esta meta.

A mis hermanos:

Daniel y Rocio con mucho cariño por apoyarme siempre.

Con mucho Amor a:

Adriana Jiménez por estar siempre a mi lado y a mi hija Sara

A mis abuelitas:

Irene Torres.

Josefina Garcia.

A mis sobrinos:

Damián, Zayra, Israel, Dania y Dafne, para que sean mejores que nosotros.

J.J.T.F.

Doy gracias a Dios por ser la luz que ilumina mi camino.

Con respeto y admiración dedico este trabajo.

A mis padres:

Sr. Juan Vargas Cruz.

Sra. Margarita Castro Soledad.

Por su confianza para alcanzar una meta más.

A mis hermanos:

Juan, Esther y Maricruz con mucho cariño por apoyarme siempre.

Con mucho Amor a:

Leticia Flores por estar siempre a mi lado en los momentos más difíciles de mi carrera.

A mi abuelita:

Maria de los Ángeles, por enseñarnos a no renunciar.

A mis sobrinos:

Juan, Yazmín,, Cinthya y Natalia para que sean mejores que nosotros.

J.G.V.C.

C O N T E N I D O

	Pág.
RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN	2
Objetivo	3
2 ASPECTOS GENERALES SOBRE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	4
2.1 Definición de yacimiento	4
2.2 Clasificación de los diferentes tipos de yacimientos	4
2.2.1 De acuerdo al tipo de empuje	4
2.2.2 De acuerdo al tipo de fluido contenido	6
2.2.3 De acuerdo al tipo de roca almacenadora	10
2.2.4 De acuerdo a su porosidad	11
2.2.4.1 Porosidad (ϕ)	11
2.2.4.2 Porosidad primaria	12
2.2.4.3 Porosidad secundaria	15
2.3 Definición de yacimiento naturalmente fracturado	16
2.3.1 ¿Qué es una fractura?	17
2.3.2 Distribución de las fracturas	19
2.4 Procesos de deformación	21
2.4.1 Plegamientos	22
2.4.2 Fracturas, juntas y diaclasas	23
2.4.3 Fallas	23
2.4.4 Efectos de plegamientos, juntas, fracturas y planos de estratificación	24
2.5 Procesos diagenéticos	25
2.6 Permeabilidad (k)	29
2.6.1 tipos de permeabilidad	30
2.7 Geopresiones	30

	Pág.
2.7.1 Presión hidrostática	31
2.7.2 Presión de sobrecarga	32
2.7.3 Presión de formación	34
2.7.4 Presión de fractura	38
2.8 Métodos de cuantificación del gradiente de presión de sobrecarga, formación y fractura	39
2.8.1 Gradiente de presión de sobrecarga	39
2.8.1.1 Uso de la profundidad únicamente	42
2.8.1.2 Combinación de los modelos de profundidad y compactación	46
2.8.1.3 Densidad y gradiente de sobrecarga a partir de información acústica	49
2.8.2 Gradiente de presión de formación	51
2.8.2.1 Métodos directos	53
2.8.2.2 Métodos del esfuerzo horizontal efectivo	56
2.8.2.3 Otros métodos del esfuerzo efectivo	57
2.8.3 Gradiente de presión de fractura	59
2.8.3.1 Métodos del esfuerzo mínimo	61
2.8.3.2 Métodos del esfuerzo tangencial	65
2.8.3.3 Métodos directos	69
2.9 Origen de las presiones anormales	73
2.9.1 Nivel piezométrico del fluido	76
2.9.2 Características del sistema roca – fluido	77
2.9.3 Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito	78
2.9.4 Actividad tectónica	79
2.9.5 Efectos diagenéticos	81
2.9.6 Fenómenos osmóticos y de filtración	84
2.9.7 Efectos termodinámicos	85
2.10 Detección de presiones anormales	86
2.10.1 Antes de la perforación	86

	Pág.
2.10.2 Durante la perforación	89
2.10.3 Después de la perforación	93
3. FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD	94
3.1 Definición de fluido de perforación	94
3.2 Definición de fluido de baja densidad	95
3.3 Clasificación de fluidos de perforación	95
3.4 Fluido en estado gaseoso	97
3.4.1 Aire	97
3.4.2 Nitrógeno gaseoso	98
3.5 Fluido base aceite	100
3.5.1 Aceite nitrificado	100
3.5.2 Emulsión inversa	100
3.6 Mezcla-gas-liquido	101
3.6.1 Fluidos gasificados	101
3.6.2 Niebla	102
3.6.3 Espumas	104
3.7 Propiedades físicas del aire o gas	110
3.8 Reología y tixotropía	115
3.8.1 Fluidos newtonianos	118
3.8.2 Fluidos no newtonianos	119
3.8.2.1 Fluidos independientes del tiempo	119
3.8.2.2 Fluidos dependientes del tiempo	123
3.9 Análisis reológico y tixotrópico del fluido Fax	125
3.10 Densidad equivalente del fluido de perforación	136
3.11 Viscosidad	137
3.12 Esfuerzo gel	138
3.13 Temperatura	139

	Pág.
3.14 Tamaño de sólidos en el fluido	139
4 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO	140
4.1 Selección y aplicación del fluido ligero	140
4.1.1 Información requerida	142
4.1.2 Determinación de geopresiones	142
4.1.3 Selección del fluido a partir de las geopresiones y características de la formación	144
4.1.4 Evaluación técnica del uso del fluido seleccionado	147
4.1.5 Costos	148
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	150
REFERENCIAS	152

RESUMEN

La finalidad del presente trabajo es recopilar y analizar diversos aspectos en la selección de fluidos empleados en la perforación de formaciones fracturadas, a partir del análisis bibliográfico y experimental; este se ejemplifica con un fluido empleado actualmente.

En el capítulo dos se describen aspectos generales sobre yacimientos naturalmente fracturados.

Se presentan en el capítulo tres algunos fluidos ligeros existentes, así como la experimentación de un sistema base aceite empleado actualmente en la terminación y reparación de pozos petroleros.

Para el capítulo cuatro se tienen las consideraciones para su selección.

Posteriormente se presentan las conclusiones y recomendaciones, de acuerdo a los resultados experimentales y el análisis bibliográfico.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

La selección del fluido de perforación constituye una de las partes más importantes en la perforación, debido a que el fluido evitará problemas durante la perforación del pozo, tales como: pérdidas de circulación, pegaduras de tubería por presión diferencial y algunos otros.

A partir de 1974, en Chiapas, Tabasco y el Golfo de Campeche, se han intervenido pozos en los que predominan formaciones carbonatadas que presentan fisuras, cavernas, microfracturas, una permeabilidad promedio alta y porosidad variable.

Estas características han dificultado su intervención debido a que los fluidos de perforación, actualmente empleados, ocasionan a menudo pérdidas de circulación por no reunir las propiedades requeridas, como son la baja densidad, la viscosidad, la estabilidad a los agentes contaminantes y las altas temperaturas encontradas.

El gigantesco Campo Cantarell, ubicado en la Bahía de Campeche, descubierto en 1979, produce aproximadamente 1.6 millones de barriles de petróleo por día, esto es el 42% de la producción diaria de México, de formaciones fracturadas o cavernosas, de carbonatos del Paleoceno y del Cretácico Superior. Este campo también contribuye con el 30% de la producción de gas de las zonas marinas de México. Las pérdidas de circulación durante las operaciones de perforación y cementación en este campo constituyen un gran desafío para el operador, debido a la posibilidad de inducir fracturas.

La formación La Brecha se perfora utilizando un fluido de perforación con 65% de emulsión diesel y una densidad de 0.89 g/cm^3 . Las pérdidas de circulación son tan grandes que ningún fluido retorna a la superficie durante la perforación.

OBJETIVO

Presentar las características más importantes de la perforación de los yacimientos naturalmente fracturados, así como establecer los criterios y características para la selección de fluidos ligeros, finalmente mostrar los resultados obtenidos del fluido analizado en el laboratorio, el cual es conocido como FAPX, que es utilizado por PEMEX.

CAPÍTULO 2. ASPECTOS GENERALES SOBRE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.1 DEFINICIÓN DE YACIMIENTO

En términos generales, un yacimiento es la acumulación de gas o aceite de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida al mismo sistema de presión.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS

La clasificación de los yacimientos puede variar, dependiendo de las diferentes características; éstas pueden ser de acuerdo al tipo de:

- Empuje.
- Fluido contenido.
- Roca almacenadora.
- Porosidad.

2.2.1 De acuerdo al tipo de empuje

Desplazamiento por segregación gravitacional

La segregación gravitacional o drene por gravedad es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación de aceite.

Algunos yacimientos fracturados pueden presentar condiciones favorables a la segregación, como son: altas permeabilidades verticales, espesores considerables y/o echados pronunciados.

Empuje por agua

El desplazamiento por invasión de agua, en muchos sentidos es similar al de casquete de gas. En este proceso el agua invade y desplaza el aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte como para mantener la presión del yacimiento, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, siendo prácticamente despreciable el efecto de los demás mecanismos.

Empuje por capa o casquete de gas

Se tiene un casquete de gas en un yacimiento de aceite cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo, y se tuvo tiempo suficiente para segregarse.

Consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañado por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre.

Empuje por gas disuelto liberado

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación de gas disuelto en el aceite, empieza a actuar el mecanismo de desplazamiento del aceite por el empuje de gas disuelto liberado; si bien es cierto que tanto el

agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, este efecto llega a ser despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de otros componentes del yacimiento.

En yacimientos fracturados y cavernosos, la liberación de gas o vaporización se efectuará tanto en fisuras y vórgulos, como en la matriz de la formación. El aceite que en la zona gaseosa desciende por las fracturas, después de liberar parte del gas disuelto, es más pesado que el aceite bajosaturado subyacente; este cambio en su densidad puede originar una convección substancial del aceite en las fisuras.

Empuje de la roca y los líquidos

Este proceso de desplazamiento ocurre, como único mecanismo en los yacimientos bajosaturados y volumétricos, hasta que se alcanza la presión de saturación. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento.

2.2.2 De acuerdo al tipo de fluido contenido

Existen diversos yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos que contengan; usando los diagramas de fases, a continuación se describen estos yacimientos (Fig. 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6), así como sus características.

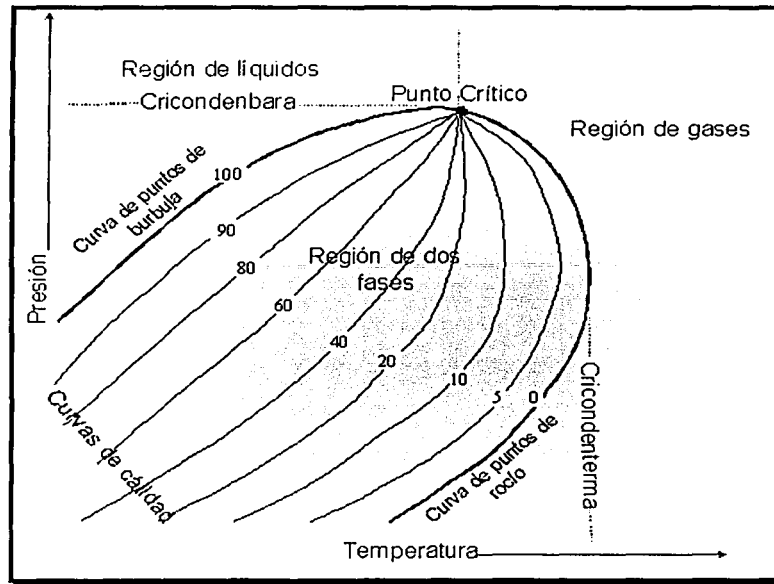


Fig. 2.1 Atendiendo el diagrama de fases.

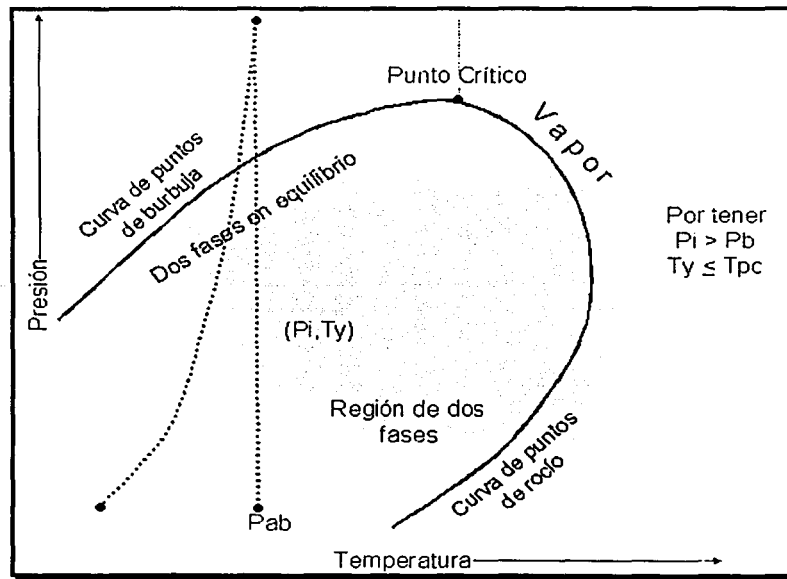


Fig. 2.2 Yacimientos de aceite bajosaturado.

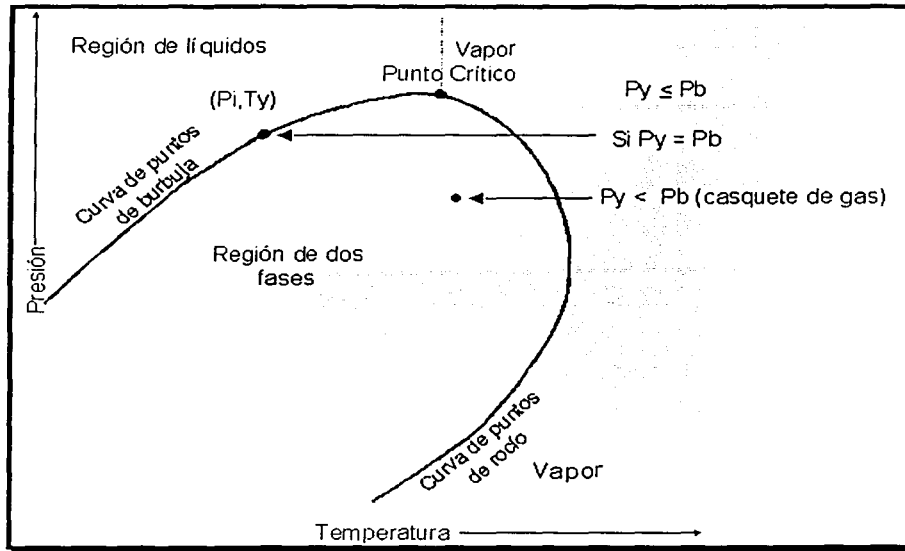


Fig. 2.3 Yacimientos de aceite saturado.

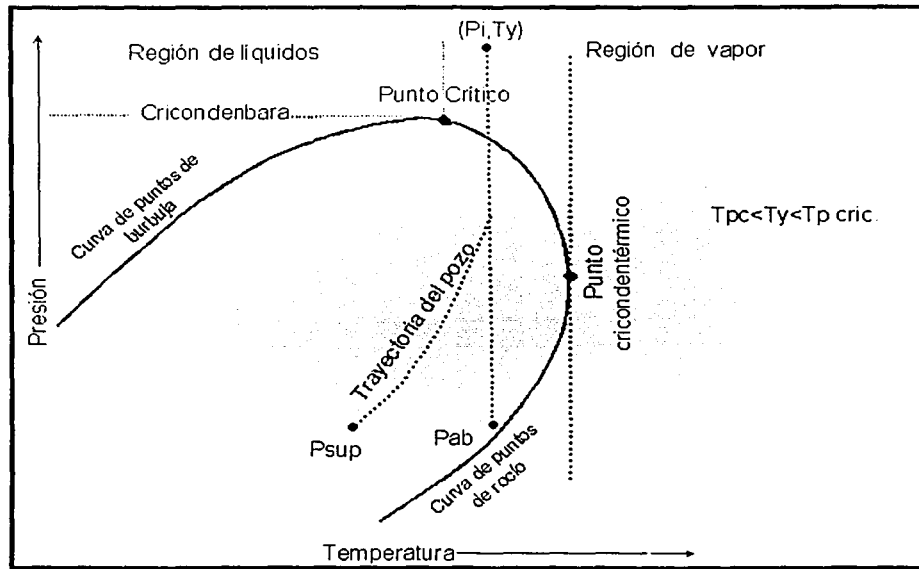


Fig. 2.4 Yacimientos de gas y condensado.

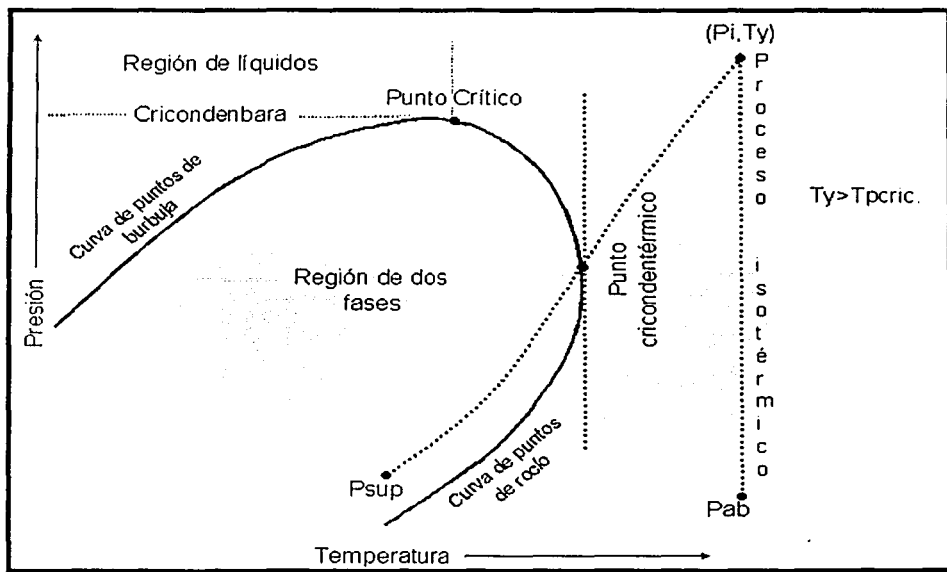


Fig. 2.5 Yacimientos de gas húmedo.

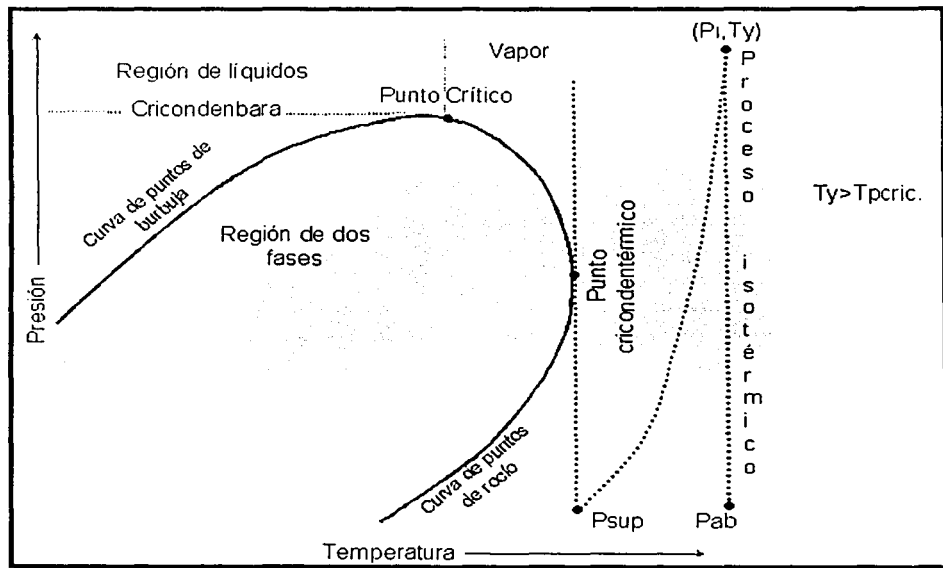


Fig. 2.6 Yacimientos de gas seco.

En nuestro país existen tres tipos de hidrocarburos que son: Maya, Istmo y Olmeca, en la Tabla 2.1 se muestra el porcentaje en moles de sus componentes.

Componente	Maya	Istmo	Olmeca
C ₁	48.83	64.36	87.07
C ₂	02.75	07.52	04.39
C ₃	01.93	04.74	02.29
C ₄	01.60	04.12	01.74
C ₅	01.15	02.97	00.83
C ₆	01.59	01.38	00.60
C ₇₊	42.15	14.91	03.80

Tabla 2.1 Componentes de los Hidrocarburos Mexicanos.

2.2.3 De acuerdo a tipo de roca almacenadora

Definición

Se considera como roca almacenadora, a toda aquella roca que sea capaz de almacenar a los hidrocarburos. Generalmente tienen una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que éstos están restringidos a la trampa. Afuera de las áreas productoras, las rocas almacenadoras están casi siempre llenas de agua.

Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenador debe mostrar las siguientes características:

1. Poroso.
2. Permeable.
3. Cierta continuidad lateral y vertical.

Las rocas almacenadoras misceláneas incluyen a las rocas ígneas y metamórficas o a la mezcla de ambas. Los yacimientos en este tipo de rocas son geológicamente interesantes pero rara vez lo son comercialmente.

La mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas. En el primer grupo las representantes más importantes son las areniscas, mientras que en el segundo grupo, en el que se localizan aproximadamente el 30 % de los yacimientos, esta representado por dolomías y calizas, a estas se les denomina rocas carbonatadas.

2.2.4 De acuerdo a su porosidad

2.2.4.1 Porosidad (ϕ)

Definición

Un volumen de roca, V_r , está formado por un volumen de huecos o poros, V_p , y un volumen de sólidos, V_s ; es decir:

$$V_r = V_p + V_s \quad (2.1)$$

La porosidad representa el espacio vacío en una roca. Esto puede ser cuantificado por dividir el espacio vacío por el volumen de la roca. En general, la porosidad puede ser clasificada como primaria y secundaria. Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad (ϕ), y se expresa en fracción o en porcentaje del volumen de roca. (Ecuación 2.2).

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros o espacios vacíos}}{\text{Volumen de roca}} = \% \quad (2.2)$$

No todos los poros de una roca están siempre comunicados; en ocasiones, algunos poros están aislados.

Se denomina porosidad absoluta, ϕ_a , a la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca.

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen de poros comunicados} + \text{Volumen de poros no comunicados}}{\text{Volumen de roca}} \quad (2.3)$$

Se considera porosidad efectiva, ϕ_e , a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de poros comunicados}}{\text{Volumen de roca}} \quad (2.4)$$

Los métodos normales de medida, suministran únicamente la ϕ_e , que es en realidad, la única interesante, puesto que a la porosidad total que se refiere al volumen total de los huecos, no puede corresponder ninguna permeabilidad, al no haber ninguna posibilidad de drenaje de los fluidos.

Esta puede ser porosidad primaria y porosidad secundaria.

2.2.4.2 Porosidad primaria

Definición

La porosidad primaria, está constituida por los espacios porosos originales existentes entre y dentro de las partículas sólidas que conforman una roca, es

decir incluye todos los huecos, aberturas, intersticios u oquedades desarrollados antes y/o durante la depositación de los sedimentos de dicha roca.

Por ejemplo, una arenisca usualmente presenta porosidad primaria, el valúo de la porosidad primaria depende de varios factores, incluyendo el arreglo y distribución, cementación y el grado de interconexión entre los huecos.

Origen o procesos de formación

La capacidad de almacenamiento de tipo primario puede generarse (crearse) a través de y durante:

a) Los procesos de depositación y b) las fases de cristalización.

Específicamente, el primer evento se presenta en rocas sedimentarias, mientras que el segundo se da en rocas ígneas al manifestarse las diferentes etapas de solidificación del magma.

Existe un acuerdo general respecto al origen de las oquedades primarias en rocas carbonatadas, en el sentido de que son poros creados y preservados durante el depósito y consolidación de dichas rocas.

El tamaño, forma e interconexión de los huecos primarios son en gran medida, una función de la geometría de las partículas de detritus individuales que constituyen las calizas y las dolomías. Cientos de intersticios primarios pueden estar relacionados con el proceso vital de organismos. Los huecos dentro del tejido de algas calcáreas y dentro de las partes duras de invertebrados son ejemplos clásicos de este tipo de porosidad.

Clasificación

La porosidad primaria puede presentar dos variantes cualitativas generales:

***Baja**

***Alta**

Dentro del primer grupo (porosidad primaria baja) se encuentran las de tipo:

- a) Intergranular generada como consecuencia de las marcadas diferencias entre los diámetros y formas de los granos que constituyen una roca sedimentaria clástica.
- b) Intercristalina originada por enfriamiento (cristalización) de los magmas, en su ascenso hacia la superficie terrestre, a través de las fracturas.

La magnitud en que se manifiesta depende del orden de cristalización de los minerales. Esto es, los minerales primeramente cristalizados, con tiempo y espacio suficientes, presentan formas geométricas perfectas (porosidad alta). Por el contrario, los últimos en cristalizar tendrán que adoptarse a los huecos dejados por los primeros minerales cristalizados y crecerán de forma propia (porosidad baja). Este tipo de porosidad es muy común en rocas ígneas y rocas sedimentarias no clásticas.

Dentro del segundo grupo (porosidad primaria alta) se manifiestan las de tipo:

- a) Intergranular generalmente está en función de la uniformidad en el tamaño y forma de sus partículas y se presenta en rocas sedimentarias clásticas.

2.2.4.3 Porosidad secundaria

Definición

También conocida como porosidad inducida, es aquella que se desarrolla por procesos geológicos después de la depositación de los sedimentos y no tiene relación directa con la forma de las partículas de los sedimentos. La mayoría de los depósitos con porosidad secundaria son calizas o dolomitas.

La porosidad secundaria, se genera como consecuencia de alguna modificación que sufre la porosidad primaria y puede definirse y visualizarse como aquellas aberturas u oquedades generadas después de la litificación, tales como juntas, diaclasas, fracturas, cavernas de disolución y planos de estratificación, los cuales controlan la mayor parte de la circulación de fluidos.

Origen o procesos de formación

Las oquedades de tipo secundario pueden desarrollarse de muy diversas formas por ejemplo, a través de: compactación, fracturamiento, disolución, cementación y procesos de transformación tales como la dolomitización y otros agentes físico-químicos.

Todos estos fenómenos que conducen a las diversas alteraciones manifestadas en porosidad primaria son consecuencia directa (de uno, otro o ambos) de los dos eventos generales reconocidos como generadores de porosidad secundaria, estos procesos son:

- a) Deformación.
- b) Diagenéticos.

Estos procesos pueden alcanzar efectos extremos (máximo o mínimo) dependiendo de la forma y el tiempo en que actúen. Es decir, puede alterar la existencia de una cierta cantidad de porosidad primaria (baja o alta), al actuar ya sea en forma individual o de manera conjunta.

En general, la porosidad secundaria es debida a cavernas de disolución, juntas, recristalización y dolomitización, fracturas y fisuras.

La porosidad por disolución puede ser generada por las aguas ácidas que se filtran y disuelven las calizas y dolomitas principalmente, mejorando su porosidad. La dolomitización mejora la porosidad de carbonatos

2.3 DEFINICIÓN DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fracturas creadas naturalmente. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. La mineralización puede tener o puede ocasionar fracturas abiertas o cementadas, un ejemplo de un efecto positivo es el flujo del aceite, pero un ejemplo negativo es el flujo del agua o gas debido a que ocasiona efectos de conificación. Todas las fracturas naturalmente mineralizadas pueden crear barreras permeables para todo tipo de flujo.

Los yacimientos naturalmente fracturados se pueden encontrar en casi todo tipo de rocas sedimentarias, calizas, dolomías y arenas; aunque no es de extrañarse la presencia de estos en lutitas y pedernales, así como en algunas rocas ígneas y metamórficas.

Por otra parte, un yacimiento "Naturalmente Fracturado" o de "Fracturas Naturales", se caracteriza porque además de presentar una litología altamente

heterogénea, manifiesta la propiedad denominada de "Doble porosidad". Por un lado, presenta porosidad primaria asociada a los bloques de la roca y, por otro, manifiesta porosidad secundaria, originada posteriormente a la depositación de los sedimentos y relacionada con la presencia de fracturas, fisuras, cavernas de disolución, etcétera. En la figura 2.7 se representa un modelo de fracturas y vórgulos reales y un modelo simple considerando bloques de roca separados que representan las fracturas..

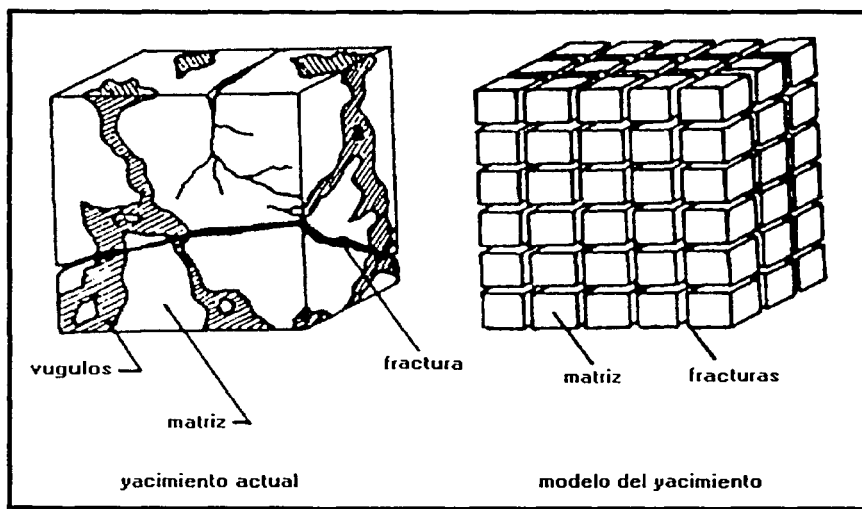


Fig. 2.7 Idealización de un medio poroso heterogéneo.

2.3.1 ¿Qué es una fractura natural?

Las "Fracturas" se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos.

Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados. En el más simple se consideran bloques de roca, separados por planos de ancho variable, representando fracturas. En este modelo se considera que las fracturas tienen poca influencia sobre la porosidad de las formaciones y alta repercusión en la permeabilidad del sistema, así la capacidad de desplazamiento de fluidos está controlada por las fracturas, mientras los bloques de la matriz se relacionan con la capacidad de almacenamiento.

Una gran cantidad de hidrocarburos han sido extraídos de este tipo de rocas, tanto en el Golfo Pérsico; de la Cuenca Pérmica del oeste de Texas y Nuevo México; de la región de las montañas Rocallosas, en Illinois, Michigan e Indiana, así como, de la Faja de Oro en Veracruz; el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, la Sonda de Campeche en México y otras numerosas áreas.

Los tipos de fracturas que pueden existir en los yacimientos, son muy variados, se sabe que las fracturas por lo general son poco anchas, variando desde el grueso de un papel hasta 6 mm. o más; las otras dimensiones de las fracturas, varían considerablemente. La existencia de fracturas se atribuye a tres causas principales:

- A) El diastrofismo, como en el caso del afallamiento y los plegamientos, el afallamiento tiende a generar rompimientos a lo largo de la línea de la falla, lo cual a su vez produce una zona de esfuerzos que provocan las fracturas.
- B) La disminución del volumen de roca, como en el caso de las lutitas con la pérdida de agua o el enfriamiento de las rocas ígneas y desecación de las rocas sedimentarias.

- C) La erosión causada por la sobrecarga de toda la columna de rocas, que permite a las capas superiores expandirse, levantarse y provocar fracturas en las formaciones inferiores.

2.3.2 Distribución de las fracturas

La topografía y la fotogrametría se ha utilizado con éxito para definir las fracturas en el subsuelo, las fracturas determinadas han coincidido con las observadas por la canalización del agua en los yacimientos (Fig. 2.8 y 2.9). La figura 2.8 muestra un núcleo fracturado, en el cual se observan fracturas cementadas.

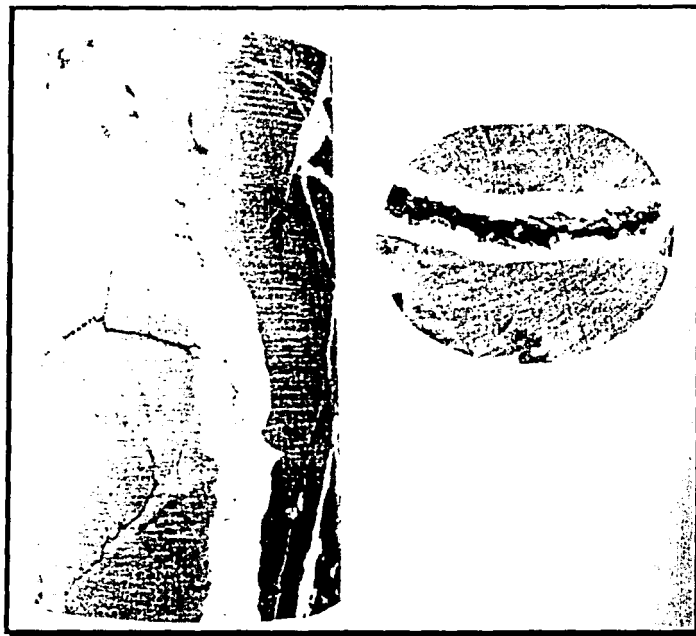


Fig. 2.8 Núcleo Fracturado (cortesía SPE).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

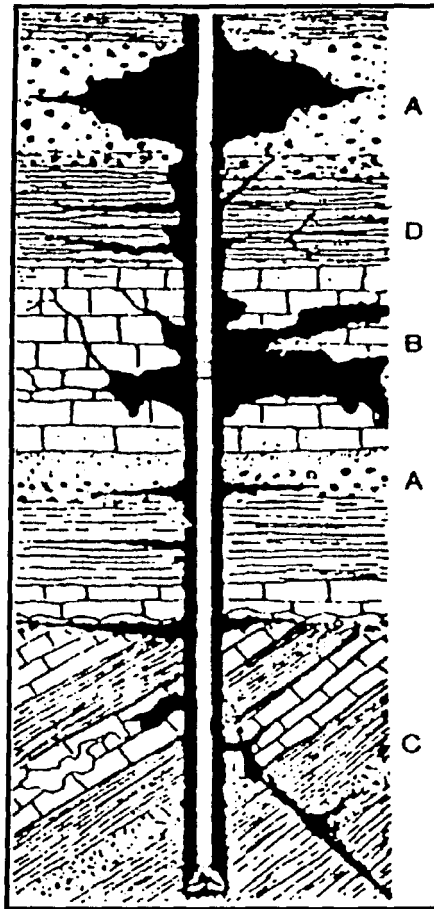


Fig. 2.9 Secciones con pérdida de circulación.

En muchos casos, donde más pérdidas de circulación hay son en fracturas y poros largos. En la figura 2.9 la sección A representa permeabilidad en formaciones no consolidadas; la sección B representa formaciones cavernosas y angulares; la sección C representa fracturas naturales; y la sección D representa fracturas inducidas.

2.4 PROCESOS DE DEFORMACIÓN

Los procedimientos de deformación pueden referirse como aquellos eventos, en teoría reversible, que no alteran la estructura íntima de las rocas naturales.

Estos procesos se evidencian en todas las rocas de la corteza terrestre ya sea porque se presenten inclinadas, plegadas, o bien, hayan sufrido fracturas o rupturas, deslizamientos hacia arriba o hacia abajo y hasta pequeñas horadaciones (perforaciones) que producen ciertos organismos, y se pueden clasificar como plegamientos.

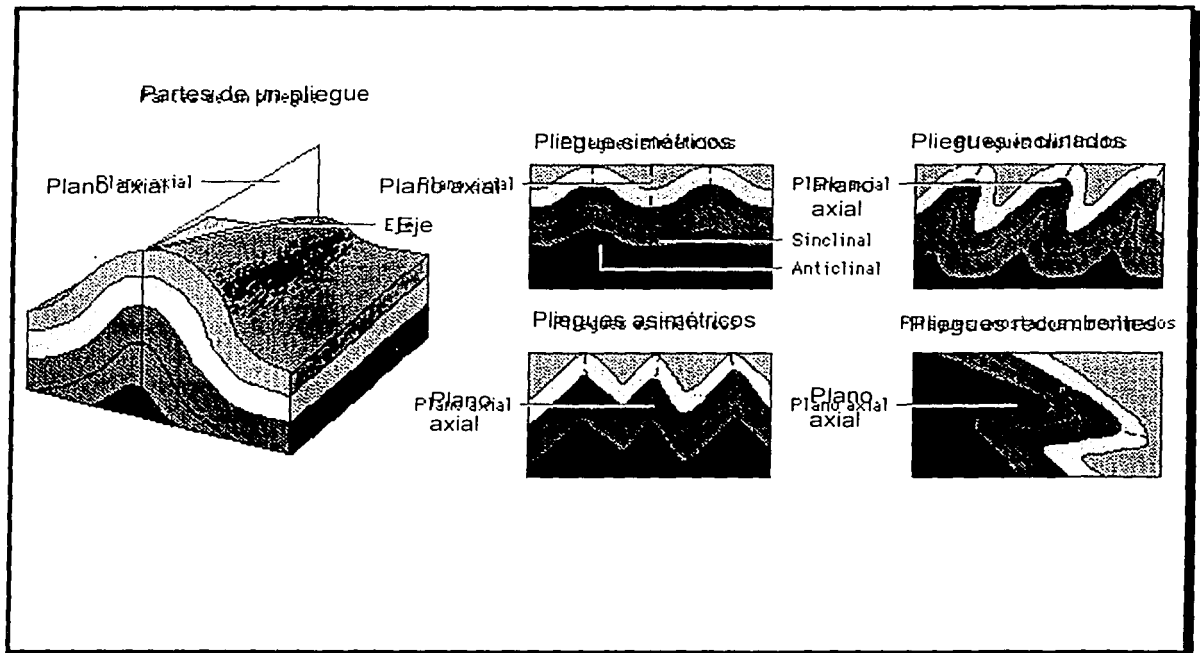


Fig. 2.10 Pliegues de las rocas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.4.1 Plegamientos

La estructura plegada, es simplemente una arruga de los estratos que generalmente se presenta en rocas sedimentarias, y puede manifestarse, como una incipiente inclinación o como un arqueamiento total de dichos estratos presentando muchas de las veces, un conjunto de fracturas en la zona de máxima deformación debido a esfuerzos de compresión (Fig. 2.10).

Los geomorfólogos estudian la forma de la superficie terrestre y los distintos procesos que transforman los paisajes. Por ejemplo, cuando porciones grandes de la corteza se desplazan de forma lateral, crean fuerzas enormes de compresión que pueden plegar e incluso romper las rocas. En la figura 2.11 muestra las capas de roca sedimentaria con un pliegue anticlinal donde las capas más antiguas quedan al centro de la estructura.

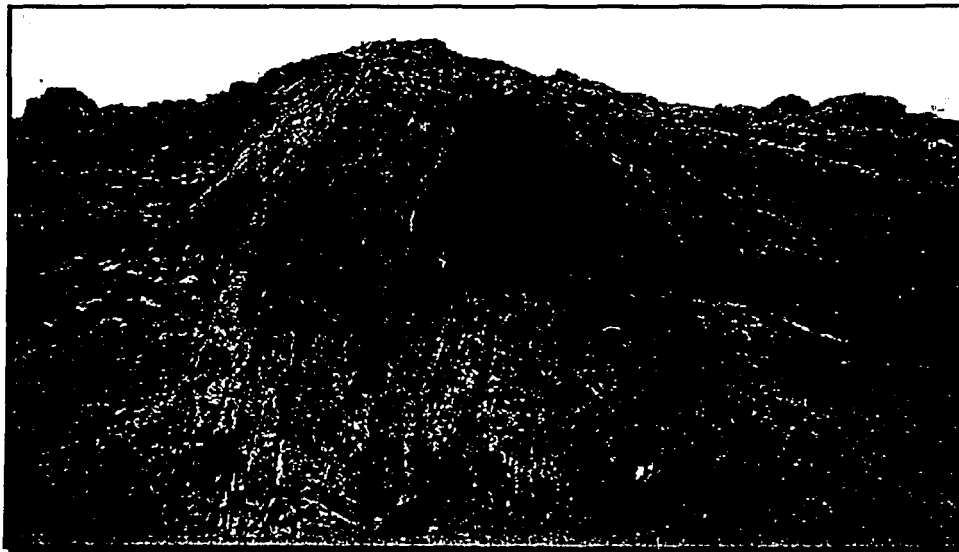


Fig. 2.11 Rocas plegadas.

2.4.2 Fracturas, juntas y diaclasas

Son los rasgos más comunes en las rocas expuestas en la superficie y consisten simplemente en rupturas que no manifiestan algún movimiento a lo largo de ellas, se presentan generalmente en conjuntos con tendencias a ser paralelas entre sí, aunque se puede llegar a exhibir una gran complejidad en los arreglos. Su tamaño varía desde unos cuantos centímetros, hasta varios metros. La hipótesis más aceptada sobre su origen es la relacionada con la liberación de presiones.

2.4.3 Fallas

Son superficies de ruptura, en una masa de roca, que presentan deslizamiento ya sea vertical, horizontal, inclinado, constante, estos movimientos pueden llegar a separar grandes cuerpos de roca (Figura 2.12), Su origen se debe a esfuerzos de tensión, compresión, efectos de gravedad, etc.

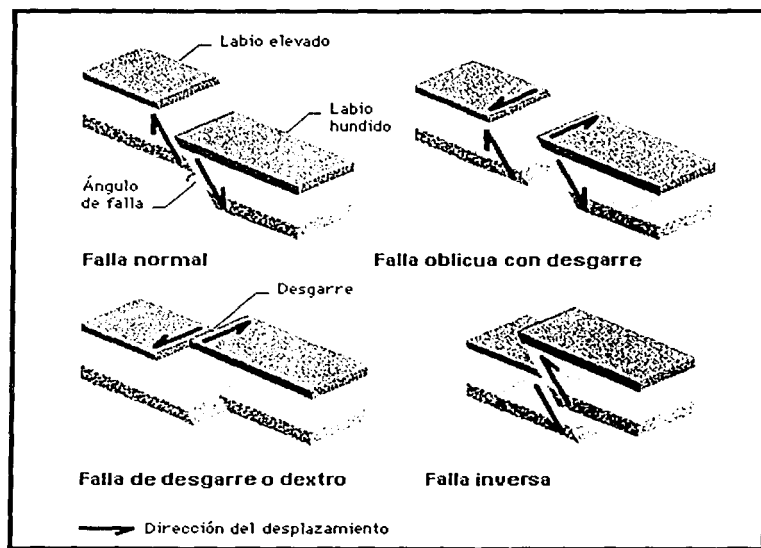


Fig. 2.12 Los cuatro principales tipos de fallas.

2.4.4 Efectos de plegamientos, juntas, fracturas y planos de estratificación

Algunos de los procesos de deformación como el plegamiento y el afallamiento son de vital importancia debido a que pueden originar las trampas estructurales. Las juntas son los medios más importantes mediante los cuales las aguas del subsuelo acceden a las partes interiores de las calizas y dolomías estratificadas.

Las juntas aunque pueden estar muy espaciadas, incluso separadas por decenas de metros, por lo general se presentan en juegos.

En las porciones superiores de una secuencia de rocas, las juntas se desarrollan mejor, son más numerosas y están muy separadas.

Diferentes juegos de juntas pueden atravesar la misma secuencia de rocas, dividiéndola en bloques de formas aproximadamente romboidales, de acuerdo con el ángulo de intersección, el tamaño de los juegos de las juntas y el espaciamiento entre ellas.

Todas las juntas tienden a desaparecer con la profundidad.

Por lo general, las juntas se desarrollan muy bien en las calizas debido a la facilidad que tienen dichas rocas de fracturarse.

Las fracturas verticales son más numerosas en las calizas.

Un sistema de juntas bien desarrollado en calizas permite la libre percolación de las aguas del subsuelo a través de la roca, hasta su límite.

2.5 PROCESOS DIAGENÉTICOS

A los cambios que ocurren en los sedimentos a bajas temperaturas, durante y después de la petrificación se les conoce con el nombre de diagénesis.

Los eventos diagénéticos pueden conceptualizarse como procesos irreversibles debido a que sí pueden originar cambios tanto en la morfología como en la composición de las rocas.

Los cambios diagénéticos son alcanzados por los procesos ordinarios de reorganización química, tales como: Antigénesis, cementación, compactación, diferenciación diagénética, disolución diferencial, recristalización, precipitación, cristalización y reemplazamiento o metasomatismo.

Todos estos procesos tienen un grado variable de importancia en la formación de nuevos sedimentos o nuevas texturas y estructuras después de la depositación, que está en función del medio ambiente de depósito, temperatura, presión, aporte de materiales nuevos, variaciones en el pH, composición de los sedimentos originales.

En términos generales, la diagénesis puede dividirse en temprana y tardía. Por ejemplo, varias sustancias en algunos ambientes marinos pueden comenzar a cambiar casi tan pronto como son depositados. La montmorillonita cambia a illita o a clorita, la glauconita se forma en los sedimentos mientras permanecen sin sepultar en los ambientes marinos someros, y el carbonato de calcio precipitado como aragonita, puede recristalizarse rápidamente a calcita.

La cementación de la arenisca, algunas etapas de la dolomitización y el desarrollo de las concreciones (reuniones de partículas en una masa sólida) de mineral de

hierro en los sedimentos arcillosos se cuentan entre los cambios que pueden ser postdepositacionales.

Otros cambios diagenéticos ocurren mucho después de la depositación o aún mientras el sedimento está siendo deformado, y la diagénesis puede entonces transformarse en metamorfismo.

Procesos de la diagenesis:

Antigénesis

Desarrollo de nuevos minerales o sobrecrecimiento dentro de un sedimento. Un ejemplo común lo constituye el crecimiento secundario del cuarzo. El feldespató antigénico puede desarrollarse en areniscas o en calizas.

Cementación

Proceso mediante el cual un agente cementante se precipita en los espacios entre las partículas individuales de un depósito sin consolidar. Es el relleno del espacio poroso por material cementante. Entre los agentes más comunes se encuentran la calcita, dolomita, cuarzo, anhidrita, etc.

Como consecuencia de la cementación, la densidad total del sistema se incrementa debido a que el volumen total de la roca permanece constante y la porosidad decrece (por el relleno que sufre con material cementante), generando un incremento en la cantidad de materia o masa de las rocas.

Compactación

Reducción del espacio poroso entre granos individuales debida a la presión de los sedimentos suprayacentes o de las presiones resultantes de los movimientos terrestres.

La porosidad varía de manera inversamente proporcional al grado de compactación. Esto quiere decir que, en términos generales, que la compactación disminuye la porosidad de las rocas. Conforme una roca se compacta expulsa normalmente los fluidos contenidos sin cambios apreciables en las propiedades petrofísicas de sus partículas sólidas.

En los sedimentos de grano fino son más débiles los efectos de compactación. La arena exhibe poca compactación.

Recristalización

Cambios en la textura y estructura del sedimento, por crecimiento de pequeños cristales o fragmentos en un agregado de cristales más gruesos. El desarrollo de la caliza de grano grueso sin cambio de composición es un ejemplo.

Remplazamiento

Desarrollo de nuevos minerales por reacciones entre elementos constitutivos originales de los sedimentos y materiales acarreados de fuentes externas.

El nuevo mineral se desarrolla en el espacio ocupado por el original, con o sin cambio de volumen y puede tomar la forma del mineral remplazado (seudomorfo).

Dolomitización

Es la sustitución de dolomía por una parte de la calcita original y puede entenderse como el proceso de formación de la dolomita donde ocurre reemplazamiento de una parte del calcio constituyente de la calcita por magnesio, que tiende a destruir la estructura interna.

Si la conversión completa de calcita a dolomita ocurre molécula por molécula se tiene una reducción en el volumen de alrededor de un 12% entrañando, desde luego, un aumento en la porosidad.

El proceso de dolomitización produce un incremento en la porosidad. Aún cuando la densidad granular se incremento, la densidad total de roca decrece debido al incremento de porosidad.

Disolución diferencial

Se presenta en aquellas rocas que consisten principalmente de carbonatos o minerales solubles en agua. Se asume que los poros secundarios de dichas rocas son originados por disolución diferencial, ya que también regularmente se presentan suturas estilolíticas o límites microestilolíticos.

2.6 PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad es una propiedad física del medio poroso que indica la factibilidad de un fluido para moverse a través de él. Los yacimientos pueden contener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria también se conoce como la permeabilidad de la matriz. La permeabilidad secundaria puede ser cualquier fractura por disolución.

La Ley de Darcy; tiene las siguientes restricciones, flujo laminar, lineal, horizontal, isotérmico, viscosidad constante, espacio poroso con saturación de 100% del mismo fluido, fluido incompresible y se representa con la siguiente ecuación (Ecuación 2.5).

$$Q = K \left(\frac{1}{\mu} \right) \left(\frac{P_1 - P_2}{L} \right) A \quad (2.5)$$

Donde Q es el gasto, K es la permeabilidad, μ es la viscosidad, $(P_1 - P_2)/L_2$ son las caídas de presión a través de una muestra horizontal, y A es el área de sección transversal de la muestra (Fig. 2.13).

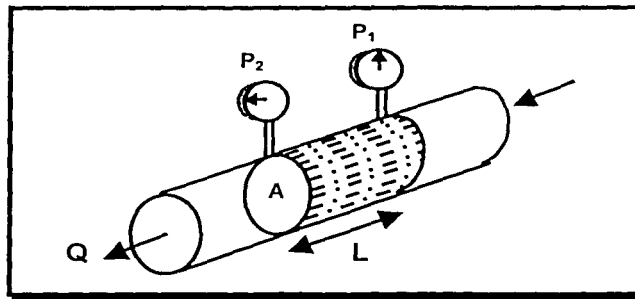


Fig. 2.13 Método de medición de permeabilidad de un núcleo en el laboratorio.

2.6.1 Tipos de permeabilidad

- Permeabilidad absoluta (K_a)

Es la facilidad de un fluido a través de un medio poroso, que depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

- Permeabilidad a un fluido (K_f)

La permeabilidad a un fluido indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con tal fluido. Puede tenerse: K_g , K_o , K_w .

- Permeabilidad al líquido (K_L)

Es la permeabilidad de un medio poroso obtenida con el método de Klinkenberg. El valor de la K_L es prácticamente igual al de la K_a .

- Permeabilidad efectiva a un fluido (K_{ef})

Es una propiedad del medio poroso que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de él, cuando no lo satura 100%.

- Permeabilidad relativa a un fluido (K_{rf})

La permeabilidad relativa a un fluido de un medio poroso es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso. Puede tenerse: K_{rg} , K_{ro} , K_{rw} .

2.7 GEOPRESIONES

Son aquellas presiones que se presentan en la corteza terrestre, tales como la presión de sobrecarga, de formación y fractura las cuales juegan un papel muy importante dentro de la perforación de pozos petroleros.

2.7.1 Presión hidrostática

Es aquella que ejerce una columna de fluido con determinado peso específico y a cierta profundidad. También llamada carga hidrostática y es igual al producto de la densidad del fluido, la altura de la columna y la fuerza de gravedad actuando sobre la misma (Ecuación 2.6).

La presión hidrostática del fluido de perforación sirve esencialmente para controlar el pozo y evitar descontrol del pozo, esta se define en forma práctica como la presión estática de una columna de fluido (Fig. 2.14). La presión hidrostática de un lodo de perforación es función de la densidad del lodo y de la profundidad real del pozo. Es importante hacer hincapié en la profundidad del pozo, ya que no es lo mismo decir profundidad medida que profundidad vertical. La ecuación para calcular la presión hidrostática es:

$$P_H [M/L^2] = \alpha (\text{densidad del lodo, } [M/L^3]) (\text{profundidad, } [M]) \quad (2.6)$$

Si la columna de fluidos contiene diferentes densidades de lodo, la presión hidrostática total será la suma de secciones individuales (Ecuación 2.7):

$$p_H = \sum c p_i L_i \quad (2.7)$$

donde:

c = constante de conversión.

p_i = densidad de la sección de interés.

L_i = longitud de la sección de interés.

2.7.1 Presión hidrostática

Es aquella que ejerce una columna de fluido con determinado peso específico y a cierta profundidad. También llamada carga hidrostática y es igual al producto de la densidad del fluido, la altura de la columna y la fuerza de gravedad actuando sobre la misma (Ecuación 2.6).

La presión hidrostática del fluido de perforación sirve esencialmente para controlar el pozo y evitar descontrol del pozo, esta se define en forma práctica como la presión estática de una columna de fluido (Fig. 2.14). La presión hidrostática de un lodo de perforación es función de la densidad del lodo y de la profundidad real del pozo. Es importante hacer hincapié en la profundidad del pozo, ya que no es lo mismo decir profundidad medida que profundidad vertical. La ecuación para calcular la presión hidrostática es:

$$P_H [M/L^2] = \alpha (\text{densidad del lodo, } [M/L^3]) (\text{profundidad, } [M]) \quad (2.6)$$

Si la columna de fluidos contiene diferentes densidades de lodo, la presión hidrostática total será la suma de secciones individuales (Ecuación 2.7):

$$p_H = \sum c p_i L_i \quad (2.7)$$

donde:

c = constante de conversión.

ρ_i = densidad de la sección de interés.

L_i = longitud de la sección de interés.

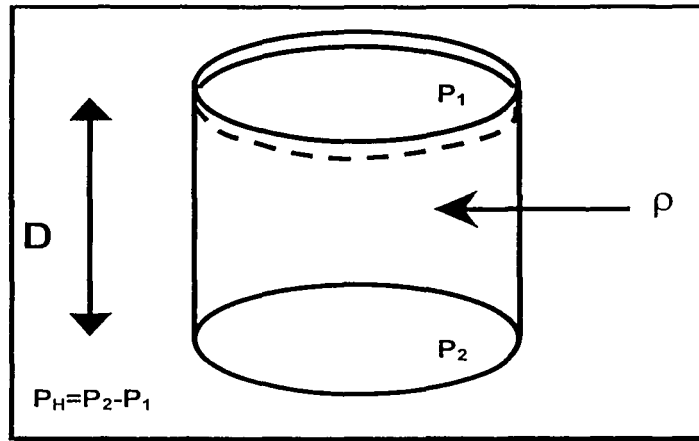


Fig. 2.14 Presión hidrostática.

2.7.2. Presión de sobrecarga

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

S = peso matriz rocosa + peso fluido intersticial

$$S = (1 - \phi)\rho_r gD + \phi\rho_f gD \quad (2.8)$$

La porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, como se muestra en la figura 2.15.

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

Para el caso de pozos marinos se debe tomar en cuenta el tirante de agua, quedando la ecuación de la forma siguiente:

$$S = 0.4335(\rho_w D_w + \rho_b D_l) \quad (2.9)$$

Donde:

ρ_b = densidad promedio de formación (g/cm^3).

ρ_w = densidad del agua salada (g/cm^3).

D_w = tirante de agua (m).

D_l = Profundidad a partir del lecho marino (m)

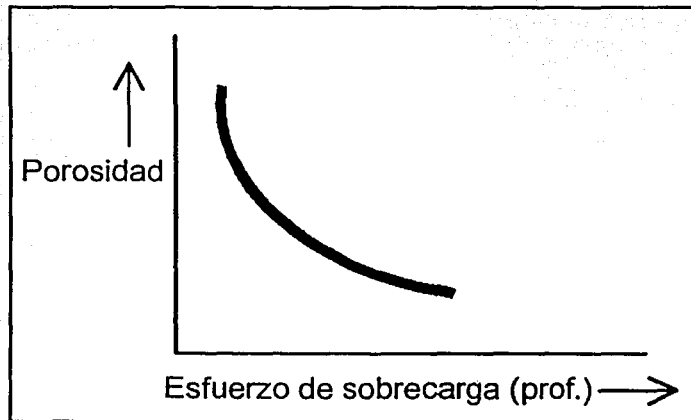


Fig. 2.15 Efecto del esfuerzo de sobrecarga sobre la Porosidad de formación durante la compactación normal.

2.7.3. Presión de formación

La presión de formación es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro.

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormalmente altas o anormalmente bajas.

Resumiendo, las presiones de formación pueden ser:

Anormalmente bajas. Cuando son menores a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.

Normales. Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. El gradiente de presión normal es aproximadamente a 1.07 gr/cm^3 (8.91 lb/gal) en zonas costa fuera y 1.00 gr/cm^3 (8.33 lb/gal) en áreas terrestres.

Anormalmente altas. Cuando son mayores a la presión hidrostática de los fluidos de formación.

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. Las densidades del lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 gr/cm^3 . Los pozos con presiones anormalmente bajas pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos depresionados por su explotación.

Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsa por la compactación. Mientras este proceso no sea interrumpido y el agua subsuperficial permanezca continua con el mar arriba, la presión dentro de la formación se dice que es normal o hidrostática.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es: ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de deformación entre la profundidad. Sus unidades serán $[Kg/cm^2/m]$ o $[lb/pg^2/pie]$. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades convertidas en gradientes. Si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal $g_n = 1.00 \text{ gr/cm}^3 = 0.1 \text{ Kg/cm}^2/m = 0.433 \text{ lb/pg}^2/pie$.

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones. Por esto mismo en regiones costeras, el fluido de formación es agua que contiene aproximadamente 80,000 ppm de cloruros (agua salada), con una densidad de 1.07 gr/cm^3 (8.91 lb/gal), que es el gradiente normal aceptado para regiones costeras. En zonas terrestres, se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.98 a 1.06 gr/cm^3 (8.18 a 8.83 lb/gal). Debido a que en muchas de estas áreas prevalecen las presiones anormalmente bajas, en ocasiones, el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce. Esto es $g_n = 1.0 \text{ gr/cm}^3$ (8.33 lb/gal) para zonas terrestres.

Una forma práctica y sencilla para describir las presiones anormales, o sea aquellas en las cuales el fenómeno hidrostático se interrumpe, es como sigue:

$$P_u = 0.1xg_u \times Prof. + \Delta P \quad (2.10)$$

Donde:

P_a = Presión anormal de formación (kg/cm^2).

Δp = Incremento de presión (Kg/cm^2).

$$P_a = g_a \times Prof. \quad (2.11)$$

Donde:

g_a = Gradiente de presión anormal ($\text{Kg}/\text{cm}^2/\text{m}$).

En la figura 2.16 puede compararse el gradiente de presión anormalmente alta g_{aa} con el gradiente de presión normal g_n y anormalmente baja g_{ab} .

Cuando la presión no es normal afecta el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales se tienen:

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

Además, deberán de considerarse los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones:

- Brotes y reventones.
- Pegaduras de la tubería por presión diferencial.
- Derrumbes de lutita.

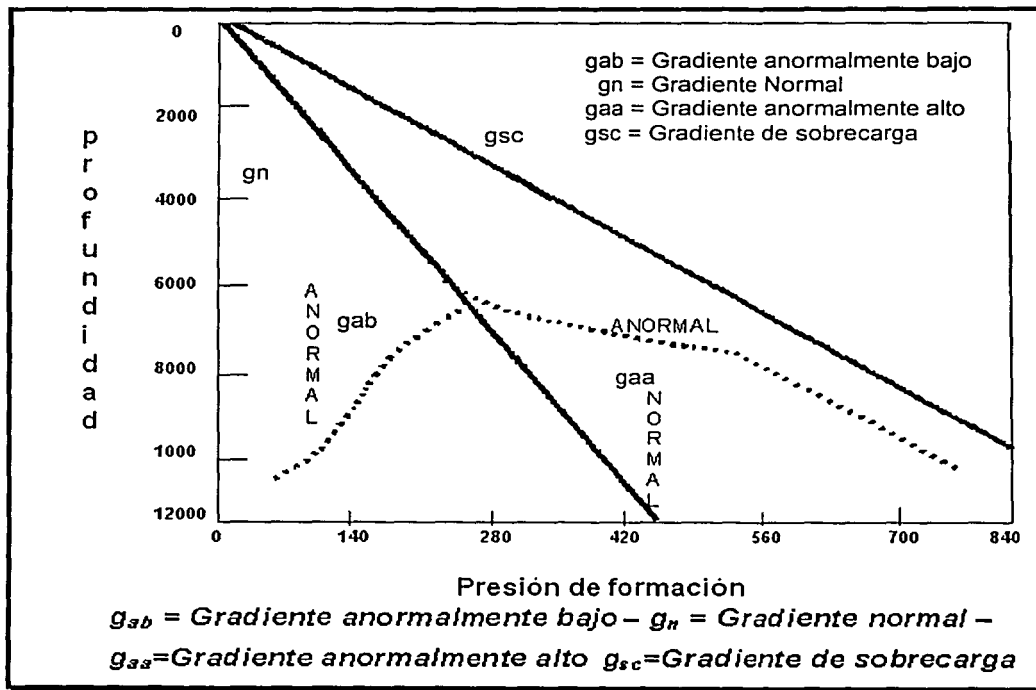


Fig. 2.16 Gradientes de formación.

2.7.4. Presión de fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez, cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores sólo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales, la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga (Fig. 2.17).

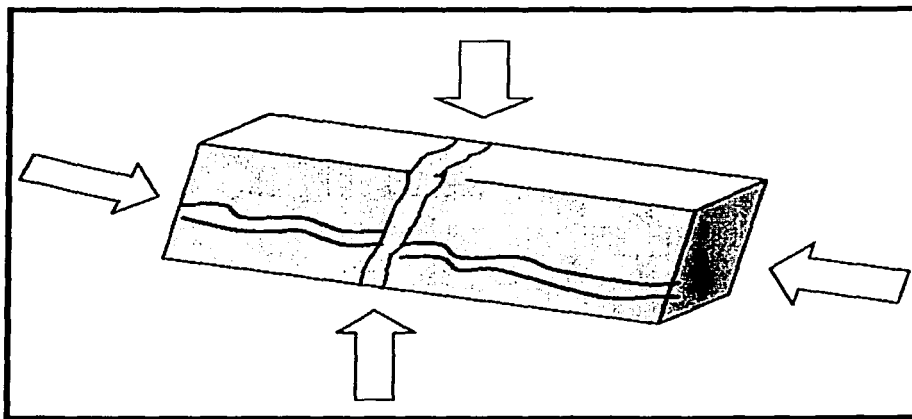


Fig. 2.17 Gradientes de formación.

2.8 MÉTODOS DE CUANTIFICACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE SOBRECARGA, FORMACIÓN Y FRACTURA

La evaluación cuantitativa de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura juega un papel muy importante dentro de la perforación de pozos petroleros. Básicamente, la determinación del gradiente de presión de sobrecarga, influye en la cuantificación de los gradientes de presión de formación y de fractura tanto en ambientes marinos como terrestres.

2.8.1 Gradiente de presión de sobrecarga

Para calcular el **gradiente de presión de sobrecarga** se puede obtener información de registros sísmicos y registros de densidad. Sin embargo en algunas ocasiones no se cuenta con la información suficiente, por lo que se adaptaron ecuaciones a las curvas de gradiente de sobrecarga desarrolladas por Ben A. Eaton para la costa de Louisiana, donde sólo basta sustituir la profundidad para obtener un valor de éste.

Para el caso que no exista información, generalmente se asume que el gradiente de presión de sobrecarga es constante, por ejemplo, en la costa norte del Golfo de México y en otras partes, se emplea un gradiente de sobrecarga de $0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ correspondiente a una densidad promedio del paquete de rocas – fluidos de las formaciones sobreyacentes de 2.31 gr/cm^3 . Sin embargo, se ha demostrado que el gradiente de sobrecarga tiene un comportamiento no lineal y puede variar de un lugar a otro. Por lo tanto los métodos están basados en el uso de la:

➤ Profundidad.

Se basa en algoritmos que son generalmente simples expresiones algebraicas, también se utilizan los registros de Rayos Gamma/Resistividad como una técnica de monitoreo de la presión de formación en tiempo real.

➤ Combinación de la profundidad y compactación.

Este método esta basado en la sustitución del esfuerzo efectivo para el parámetro de profundidad, debido a que la profundidad por sí misma no produce la compactación sino el esfuerzo vertical efectivo, está es la causa de la reducción de la porosidad durante la compactación.

➤ Información acústica.

Basado en registros sísmicos que proveen información acerca de las capas sedimentarias. Físicamente, la propagación de una onda compresiva a través de una roca esta directamente relacionada con la densidad en al menos tres formas distintas;

- 1 Por medio del coeficiente de reflexión sísmica (impedancia acústica).
- 2 Por el modulo elástico.
- 3 Por la porosidad.

El cálculo del gradiente de sobrecarga a una determinada profundidad se realiza a partir de la determinación de los esfuerzos verticales, la determinación de los

esfuerzos verticales para cada estrato de roca sobre la profundidad de interés, se obtiene el esfuerzo total. El esfuerzo vertical debido al estrato esta dado por:

$$\sigma_{wi} = \rho_i h_i \quad (2.12)$$

Donde:

σ_{wi} = Contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa.

ρ_i = Densidad promedio de la i-ésima capa.

h_i = Espesor de la i-ésima capa.

El gradiente de sobrecarga es derivado dividiendo el esfuerzo de sobrecarga por la profundidad vertical.

$$GS = \sum_{i=1}^n \sigma_{wi} / Z \quad (2.13)$$

Donde:

σ_{wi} = Contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa.

i = Índice de la capa del material.

N = Número de capas del material.

Z = Profundidad vertical (por ejemplo, referido a la mesa rotatoria).

La distancia entre la mesa rotatoria y el nivel del mar puede ser considerada despreciable. El tirante de agua de mar hasta el fondo marino debe considerarse como un intervalo muy estrecho, dependiendo de la salinidad y la temperatura.

2.8.1.1 Uso de la profundidad únicamente

Requiere de expresiones algebraicas y del empleo de herramientas MWD/LWD obtenidos de registros de Rayos Gamma/Resistividad.

Valor constante del gradiente de sobrecarga

El primer método para asignarle un valor al gradiente de sobrecarga fue el uso simple de un gradiente constante de 1 psi/pie. Esto corresponde a una densidad de 2.31 gr/cm³. en areniscas esto será equivalente a una profundidad promedio del 21%. Sin embargo, también se reconoció que un valor constante de sobrecarga puede conducir a una gran imprecisión en la estimación de la presión en la estimación de la presión de formación y del gradiente de fractura. Es particularmente cierto en ambientes marinos donde la densidad del agua de mar debe ser promediada con la densidad de los sedimentos (los cuales inicialmente tienen una densidad muy baja) y la profundidad del tirante de agua varía de pozo a pozo. Esto es porque las técnicas de sobre posición no son exitosas en la predicción de la presión de formación en ambientes marinos.

Gradiente de sobrecarga de Eaton para la costa del golfo

Una de las primeras formulaciones generalizadas del gradiente de sobrecarga esta basada en la gráfica (Fig. 2.18) preparada por Ben Eaton (1968). Esta gráfica muestra un gradiente de esfuerzo de sobrecarga contra la profundidad para formaciones normalmente compactadas de la Costa del Golfo.

Esto fue derivado a partir de un conjunto de registros de densidad de varios pozos de la Costa del Golfo. Se puede decir que debido a lo lejano de la presentación del estudio, los pozos de aguas profundas no presentan el comportamiento de Eaton.

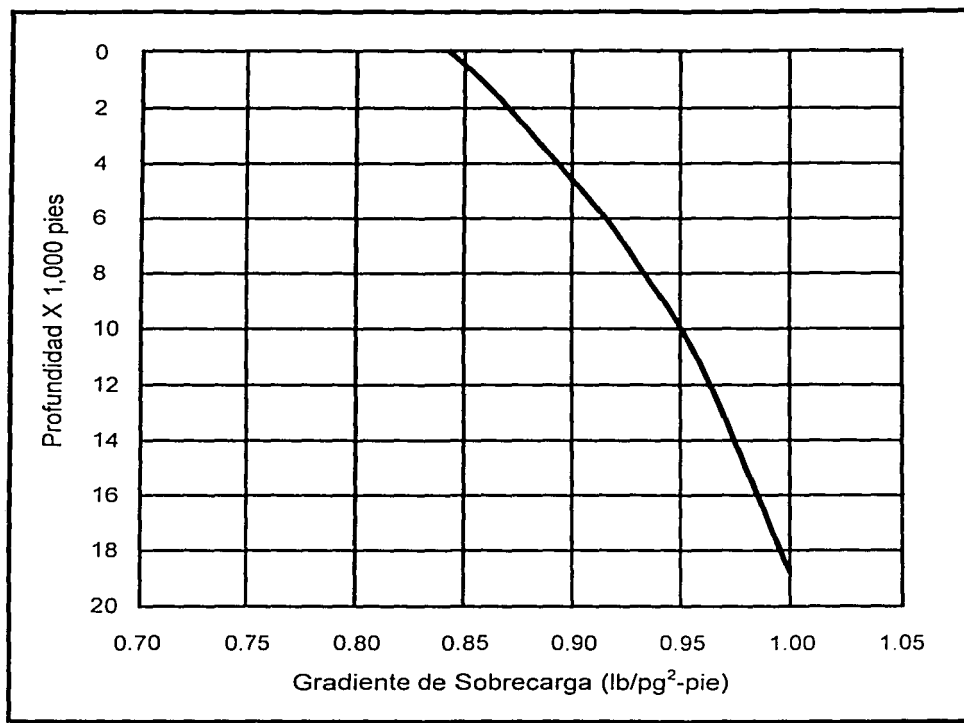


Fig. 2.18 Relación de Eaton del gradiente de sobrecarga vs. Profundidad.

Adaptación del método de sobrecarga de Eaton a otras regiones

La siguiente versión ha sido adaptada para aplicaciones marinas creada para el Delta Níger.

$$GS = \frac{0.0133 * \ln(D)^2 - 0.173 * \ln(D) + 1.4335 * D + 0.4335 * WD * \rho_w}{Z} \quad (2.14)$$

Donde:

GS = Gradiente de sobrecarga, psi/pies.

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies.

WD = Tirante de agua, pies.

ρ_w = Densidad del agua de mar, gr/cm^3 .

Z = Profundidad vertical relativo a la mesa rotatoria, pies.

Técnica de "Profundidad Equivalente" de Simmons y Rau

Simmons y Rau (1998) presentaron un método que ellos llamaron "La modificación de la técnica Eaton" para estimar el esfuerzo de sobrecarga en aguas muy profundas, definiendo como aguas profundas una profundidad mayor a los 350 pies. Al parecer la lógica de la técnica anterior es engañosa en cuanto esta basada en la idea de que la columna de agua origina un "pre-esfuerzo" el cual contribuye a la compactación de los sedimentos. Esto es contrario a la ley generalmente aceptada de Terzaghi sobre la compactación de las formaciones (1943), la cual establece que el esfuerzo debido a la sobrecarga esta balanceado por la presión del fluido en el poro y el esfuerzo entre grano y grano.

$$\sigma_s = P_{fp} + \sigma_e \quad (2.15)$$

Donde:

σ_s = esfuerzo por sobrecarga.

P_{fp} = Presión del fluido de poro.

σ_e = Esfuerzo efectivo grano a grano.

Por supuesto, todos los términos en la ecuación anterior pueden ser divididos por la profundidad para obtener una expresión valida en términos de gradiente de presión o densidad equivalente de lodo.

No obstante, la técnica de Simmons y Rau en primer paso, es establecer una "profundidad equivalente del sedimento" que corresponda al tirante de agua del pozo, utilizando para ello las siguientes ecuaciones:

$$D_{eq} = 0.00001489554 + 1 / \left(\frac{1.911364}{WD} - \frac{2.703024}{WD^2} \right) \quad (2.16)$$

$$D_{eq} = \frac{WD}{2} \quad (2.17)$$

Donde:

D_{eq} = Profundidad equivalente del sedimento, pies.

WD = Tirante de agua, pies.

El segundo paso es calcular "Profundidad efectiva de penetración del sedimento" por la adición de la "profundidad equivalente del sedimento" de la columna de agua a la profundidad por debajo del fondo marino:

$$D_{eff} = D_{eq} + D \quad (2.18)$$

Donde:

D_{eff} = Profundidad efectiva de penetración del sedimento, pies.

D_{eq} = Profundidad equivalente del sedimento, pies.

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies.

El tercer paso es determinar el gradiente de sobrecarga promedio a la "Profundidad efectiva de penetración del sedimento", utilizando la siguiente ecuación:

$$\ln\left(\frac{GS_{prom}}{0.8511934}\right) = \frac{(\ln D_{eff} - 6.206593)^2}{84.36084} \quad (2.19)$$

Donde:

GS_{prom} = Gradiente de sobrecarga promedio, psi/pie.

D_{eff} = Profundidad equivalente de penetración de sedimento, de la ecuación 2.18, pies.

2.8.1.2 Combinación de los modelos de Profundidad y Compactación

El método de Simmons y Rau, intento incorporar implícitamente los efectos de compactación dentro de su propio modelo.

Fórmula de compactación de Athy

En 1930, Athy publico un estudio sobre lutitas Pérmicas y Pensilvánicas en el norte de Oklahoma, que le permitió postular la siguiente relación entre porosidad y profundidad de sepultamiento, es decir una ecuación de compactación:

$$\phi = \phi_0 e^{-kZ}$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción.

ϕ_0 = Porosidad (inicial) en el fondo marino, fracción.

K = Ritmo de compactación (constante), pies⁻¹

Z = Profundidad vertical, relativa al fondo marino, pies.

Los valores de ϕ_0 y k de Athy para información del norte de Oklahoma son 0.48 y -4.33×10^{-4} pies⁻¹, respectivamente.

Aplicación de la ecuación de Athy a los datos de Eaton para la Determinación del Gradiente de Sobrecarga

Utilizando los resultados de la densidad promedio vs. Profundidad, obtenidos por Eaton (1968), es posible obtener una porosidad genérica vs. Profundidad, para los sedimentos de la costa del Golfo para las cuales se puede determinar las constantes de Athy.

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (2.20)$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción.

ρ_m = Densidad de la matriz, gr/cm³.

ρ_b = Densidad de la formación, gr/cm³.

ρ_f = Densidad del fluido, gr/cm³.

Cuando la ecuación de la densidad y la de Athy se combinan y aplican en el cálculo de la esencia de la ecuación 2.13, se puede derivar la formula siguiente:

$$GS = \frac{19.25 \left(0.43345 \left(\rho_{sw} WD + \rho_m \frac{(\rho_m - \rho_f) \phi_0}{k} (1 - e^{-kD}) \right) \right)}{Z} \quad (2.21)$$

Donde:

19.25 = Factor de conversión de psi/pie a libras/galón.

0.43345 = Factor de conversión de Gr/cm³ a psi /pie.

ρ_{sw} = Densidad del agua de mar, gr/cm³.

WD = Tirante de agua, pies.

ρ_m = Densidad del grano (matriz), gr/cm³.

D = Profundidad por debajo de la línea de lodo, pies.

ρ_f = Densidad del fluido de poro, gr/cm³.

ϕ_0 = Porosidad inicial en el fondo marino, fracción.

K = Constante de compactación de Athy, pies⁻¹.

Z = Profundidad vertical referido a la mesa rotatoria, pies.

Considerando la densidad promedio de la matriz igual a 2.6 gr/cm³ y la densidad del fluido de 1.074 gr/cm³, se evaluaron las porosidades.

Método de Zamora – Relacionado con la edad de laroca

En un intento por generalizar el gradiente de sobrecarga de Eaton (1968) de la costa del Golfo, para diferentes cuencas y para su aplicación costa afuera, Zamora (1989) propuso la siguiente formula:

$$GS = \frac{8.5WD + (8.03 + 0.232A)D^{1.075}}{Z} \quad (2.22)$$

Donde:

GS = Gradiente de sobrecarga, lb/gal.

WD = Tirante de agua, pies.

A = Parámetro dependiente de la edad geológica de la roca.

D = Profundidad por debajo del fondo marino, pies.

Z = Profundidad vertical (por ejemplo referido a la mesa rotatoria), pies.

El parametro A, es dependiente de la edad de la roca de acuerdo a la siguiente tabla:

EDAD	A
Holoceno-plioceno:	0-5
Mioceno-Oligoceno:	5-9
Eoceno-Paleoceno:	9-10
Cretácico-Triasico:	10-11
Permiano-Inferior:	11-14

Tabla 2.2 Edad de la roca.

Zamora observó que un valor de 4 para A da un buen acercamiento a la curva de Eaton de la costa del Golfo.

2.8.1.3 Densidad y gradiente de sobrecarga a partir de información acústica

Ya que antes de la perforación la información sísmica comúnmente no se encuentra disponible, puede usarse para proveer información acerca de las capas sedimentarias. Físicamente, la propagación de una onda comprensiva a través de una roca esta directamente proporcionada con la densidad en al menos tres formas distintas:

1. Por medio del coeficiente de reflexión sísmica (impedancia acústica).
2. Por el módulo elástico.
3. Por la porosidad.

Coefficiente de reflexión sísmica

La formula está dada por:

$$R = \frac{\rho_2 V_{p2} - \rho_1 V_{p1}}{\rho_2 V_{p2} + \rho_1 V_{p1}} \quad (2.23)$$

Donde:

R = Coeficiente de reflexión sísmica.

ρ_1 = Densidad de la capa 1

V_{p1} = Velocidad compresional en la capa 1.

ρ_2 = Densidad de la capa 2.

V_{p2} = Velocidad compresional de la capa 2.

Módulo elástico

La velocidad de una onda compresional está dada por la siguiente ecuación:

$$V = \left(\frac{E}{\rho} \right)^{0.5} \quad (2.24)$$

Donde:

V = Velocidad.

E = Modulo elástico (módulo de Young).

ρ = Densidad.

Esta ecuación puede ser rearmplada para resolver la densidad en términos de la velocidad y módulo elástico:

$$\rho = \frac{E}{V^2} \quad (2.25)$$

Transformación de Belloti y Giacca

Se publicó en 1978, cuando las herramientas MWD comenzaron ser introducidas en el mercado y cuando la necesidad de establecer gradientes de sobrecarga en ausencia de registros de densidad. Las constantes utilizadas en la fórmula sugieren que fueron optimizadas para un área específica, sin embargo, la forma de la ecuación puede ser aplicada en otras áreas. La fórmula se presenta a continuación:

$$\rho = 2.75 - \frac{2.11(\Delta t - 53)}{(\Delta t + 200)} \quad (2.26)$$

Donde:

Δ = Tiempo de tránsito.

2.8.2 Gradiente de presión de formación

Para calcular el **gradiente de presión de formación** sus métodos se basan en la utilización de registros geofísicos de pozos de correlación e información de velocidad de registros sísmicos.

Existen dos enfoques generales para convertir los indicadores de presión de poro en estimaciones de la presión de poro estos son:

➤ **Métodos directos.**

Estos relacionan que tanto diverge un indicador de presión de poro desde su línea de tendencia normal respecto al gradiente de presión de poro con la profundidad. Existen básicamente dos métodos directos: Diagramas Cruzados, iniciado por Hottman y Johnson (1965) y gráficas de sobreposición propuestas por Pennebaker (1968).

➤ **Métodos del esfuerzo efectivo.**

Se basan en el principio del esfuerzo efectivo propuesto por Terzaghi (1943), el cual establece que la compactación del material geológico es gobernado por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia, definida como esfuerzo efectivo, representa la cantidad del esfuerzo total ejercido por la roca o los sedimentos, este método a su vez se subdividen en dos categorías:

1 **Métodos verticales (Resistividad/Sónico)**

Calculan el esfuerzo efectivo a partir de datos de la tendencia normal al mismo valor del indicador de presión de poro respecto a la profundidad de interés.

2 **Métodos horizontales (Resistividad/Sónico)**

Calcula el esfuerzo efectivo de datos de la tendencia normal a la misma profundidad respecto a la profundidad de interés.

2.8.2.1 Métodos directos

Hottman & Jonhson

El método de Hottman y Jonson (1965) utiliza un diagrama cruzado para relacionar la salida de la línea de tendencia normal de un indicador de presión de poro a un gradiente de presión de poro y su profundidad. Se utilizan registros de pozo de la región y medidas de presión de poro para graficar y ajustar un conjunto de datos X vs. Y , donde X es una medida de la tendencia normal e Y es el gradiente de presión de poro. La expresión es la siguiente:

Resistividad:

$$X = \frac{R_n}{R_o} \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \quad (2.27)$$

Tiempo de transito

$$X = \Delta t_o - \Delta t_n \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \quad (2.28)$$

Pennebaker / McClure

Se enfoco en la predicción de presión de poro a partir del tiempo de transito determinado a través de la velocidad de intervalo del registro sísmico. De manera similar a Hottman y Jonson, el también presento un diagrama cruzado X - Y para calcular las presiones de poro, pero utilizando:

$$X = \frac{\Delta t_o}{\Delta t_n}, \quad Y = \text{Gradiente de presión de poro (psi/pie)} \quad (2.29)$$

El diagrama cruzado que el desarrollo puede ser aproximado utilizando la siguiente ecuación:

$$Y = 1.0173 - 0.531X^{-5.486} \quad (2.30)$$

Profundidad equivalente del esfuerzo medio

Traugott (1997) propuso una versión modificada del método de profundidad equivalente, definido en términos del esfuerzo efectivo medio.

$$\sigma_M = \frac{\sigma + \sigma_h + \sigma_H}{3} \quad (2.31)$$

Donde:

σ = Esfuerzo vertical efectivo.

σ_h = Esfuerzo horizontal efectivo mínimo.

σ_H = Esfuerzo horizontal efectivo máximo.

Los esfuerzos horizontales efectivos pueden ser definidos en términos del esfuerzo vertical efectivo como sigue:

$$\sigma_h = \sigma_H = K\sigma \quad (2.32)$$

Donde:

K = Es la razón o relación del esfuerzo efectivo.

La ecuación 2.31 puede ser escrita como sigue:

$$\sigma_M = \left(\frac{1+2K}{3} \right) * \sigma = \left(\frac{1+2K}{3} \right) * (s - s_p) \quad (2.33)$$

Bryant

Bryant (1989) eligió la forma siguiente de la ecuación de Archie:

$$\phi = \sqrt{\frac{R_w}{R_o}} \quad (2.34)$$

Donde:

R_o = Resistividad media u observada.

R_w = Resistividad del agua de formación

ϕ = Porosidad.

Bryant adopto la relación del esfuerzo efectivo y porosidad propuesta por Baldwin y Butler (1985).

$$\sigma = \sigma_{\max}(1-\phi)^\alpha \quad (2.35)$$

Donde:

σ = Esfuerzo vertical efectivo

σ_{\max} y α = Son parámetros.

$1-\phi$ = Solidez de la roca.

El trabajo de Bryant también incluye la siguiente relación genérica del esfuerzo de sobrecarga para cuencas del terciario, derivada de datos de la costa del Golfo:

$$S = 0.444 * WD + D(E + 2.64 * 10^{-5} D - 1.97 * 10^{-9} D^2 + 6.60 * 10^{-14} D^3 - 3.97 * 10^{-19} D^4) \quad (2.36)$$

Donde:

S = Esfuerzo de sobrecarga.

WD = Tirante de agua.

D = Profundidad vertical por debajo del fondo marino.

E = Gradiente de sobrecarga y se ajusta para condiciones locales.

2.8.2.2 Métodos del esfuerzo horizontal efectivo

Los métodos horizontales calculan el esfuerzo efectivo a partir de parámetros con tendencia normal y de esfuerzo efectivo a presión normal a la profundidad de interés.

Eaton

El método original de Eaton (1975) consiste de las siguientes cinco ecuaciones:

Velocidad sónica, V:

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{V}{V_N} \right)^3 \quad (2.37)$$

Tiempo de tránsito, Δt :

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t} \right)^3 \quad (2.38)$$

Resistividad, R:

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{R_o}{R_N} \right)^{1.2} \quad (2.39)$$

Conductividad, C:

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{1.2} \quad (2.40)$$

Exponente, dc:

$$\sigma = \sigma_n \left(\frac{d_{co}}{d_{cn}} \right)^{1.2} \quad (2.41)$$

Donde:

N = Valor de la línea de tendencias normal a la profundidad de interés.

o = Valor observado o leído en los registros.

2.8.2.3 Otros métodos del esfuerzo efectivo

Existen otros métodos basados en el esfuerzo efectivo que toman en consideración las formaciones normalmente presionadas y las sobrepresionadas no siguen una misma relación para la compactación como una función del esfuerzo efectivo.

Bowers

Puede ser visto como un método de profundidad equivalente "modificado". Los esfuerzos efectivos se calculan en dos puntos a lo largo de la curva de tendencia normal:

1. La profundidad equivalente estándar.
2. El punto donde la curva de la velocidad alcanza su valor máximo Vmax.

El esfuerzo efectivo se calcula con la ecuación siguiente:

$$\sigma_H = \sigma_{nu} \left(\frac{\sigma_A}{\sigma_{max}} \right)^{11} \quad (2.42)$$

Donde:

σ_A = Esfuerzo efectivo a la profundidad equivalente A.

σ_{max} = Esfuerzo efectivo que corresponde a la V_{max} .

U = Parámetro calibrado para datos locales. Para la costa del Golfo (U=3.13).

Holbrook

Estima presiones del poro en arena, lutita, caliza, y cualquier combinación de dos en dos. La porosidad es calculada de la resistividad usando el volumen de lutita para interpolar entre los últimos miembros de las relaciones tipo Archie para arenas limpias, lutitas y calizas. Los esfuerzos efectivos se obtienen utilizando el volumen de la lutita para interpolar entre las relaciones efectivas de porosidad para diversos minerales, donde se utilizan relaciones del factor de la formación vs. porosidad, para arenas limpias la ecuación de Humble es:

$$\phi_{sl} = \left(\frac{0.62}{F} \right)^{2.15} \quad (2.43)$$

El punto de partida para las calizas es la ecuación de Borai:

$$\phi_{sl} = \left(\frac{1}{F} \right)^m \quad (2.44)$$

Donde:

$$m = 2.2 - \frac{0.035}{(\phi + 0.042)} \quad (2.45)$$

2.8.3 Gradiente de presión de fractura

En los últimos 20 años el objetivo de muchos investigadores ha sido predecir los gradientes de presión en la perforación de pozos que extienden las fracturas en la formación. El objetivo merece esta atención debido a los problemas que frecuentemente se repiten, es la incapacidad para predecir las presiones de fractura. Existen diferentes autores con métodos para calcular el gradiente de fractura y se agrupan en cuatro categorías:

Los métodos del *esfuerzo mínimo* suponen que ocurrirán altas pérdidas del fluido de perforación cuando la presión iguale el esfuerzo in-situ. mínimo.

Los métodos del *esfuerzo tangencial* están basados en la solución analítica de los esfuerzos alrededor del agujero. Estos métodos predicen altas pérdidas de circulación cuando la presión en el agujero causa que el esfuerzo tangencial mínimo a lo largo de la pared del agujero sea igual a la resistencia a la tensión de la roca.

El método de la *mecánica de fractura*, determina las condiciones bajo las cuales una fractura iniciará y terminará su propagación. La principal desventaja con el método de mecánica de la fractura, es que requiere de información generalmente no conocida como es: firmeza de la fractura, la longitud inicial de la fractura y la distribución del fluido a lo largo de la fractura.

Los *métodos directos* no están basados en ningún modelo teórico. Ellos correlacionan en forma directa el gradiente de fractura con algún otro parámetro, tal como la profundidad o el gradiente de presión de poro.

Las suposiciones básicas detrás de los métodos del esfuerzo tangencial y del esfuerzo mínimo pueden ser explicadas considerando el comportamiento de una

prueba de goteo o admisión (leak-off). Para referencias futuras, la figura 2.19 muestra la terminología que será utilizada para describir los puntos clave a lo largo de la curva de la prueba de goteo.

Las pruebas de goteo pueden hacerse de dos maneras, como se ilustra en la figura 2.19a, donde se hace sin fracturar, mientras que en la figura 2.19b, la admisión y el fracturamiento ocurren simultáneamente.

Las pruebas de esfuerzo insitu utilizando empacadores para aislar una porción del agujero y la obtención de datos de fracturamiento hidráulico en el laboratorio, normalmente presentan la forma de la curva mostrada en la figura 2.19b. la figura 2.19a muestra un comportamiento típico de una prueba de goteo en la zapata de una T:R, realizada directamente en el pozo.

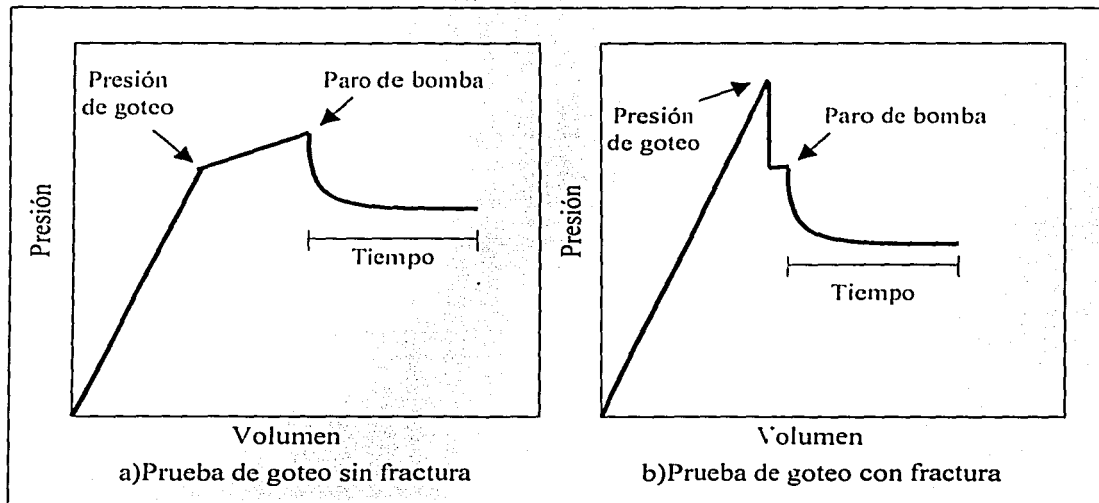


Fig. 2.19 Pruebas de goteo.

2.8.3.1 Métodos del esfuerzo mínimo

Los siguientes métodos están basados en la ecuación que atribuye a Gubert y Willis (1957):

$$GFr = K(GS - GP_p) + GP_p \quad (2.46)$$

Donde:

GFr = Gradiente de fractura.

GS = Gradiente de sobrecarga.

GP_p = Gradiente de presión de formación o poro.

K = Relación del esfuerzo efectivo, también definido como el coeficiente de esfuerzos de la matriz.

Las diferencias entre los métodos se debe a la forma en que se determina la relación del esfuerzo efectivo. K puede ser calibrada para cada campo, a partir de mediciones de gradiente de fractura con las pruebas de goteo utilizando la siguiente relación:

$$K = \frac{(GFr - GP_p)}{(GS - GP_p)} \quad (2.47)$$

Hubbert y Willis

Hubbert y Willis (1957) utilizaron la siguiente relación para K:

$$K = \frac{(1 - \text{sen } \theta)}{(1 + \text{sen } \theta)} \quad (2.48)$$

Donde θ , es el ángulo de fricción interno de la roca.

Matthews y Kelly

Matthews y Kelly (1967) supusieron K como una función del esfuerzo vertical efectivo. El esfuerzo efectivo correspondiente al valor de K a una profundidad dada es calculado suponiendo un gradiente de sobrecarga de 1 psi/pie y un gradiente de presión de formación normal de 0.465 psi/pie, lo cual significa:

$$\sigma = S_V - P_{PN} = (TVD) - (0.465 * TVD) = 0.535 * TVD \quad (2.49)$$

Donde:

σ y S_V = Esfuerzos de sobrecarga efectivo y total, respectivamente

p_{PN} = Presión normal de poro a esa profundidad.

TVD = Profundidad.

El procedimiento para encontrar K a cualquier profundidad y a cualquier presión de poro es la siguiente:

Calcule la presión de poro a la profundidad de interés.

Utilice un gradiente de esfuerzo de sobrecarga de pie efectivo, σ .

Para encontrar la profundidad TVD_N se utilizará la ecuación 2.50 donde ese esfuerzo efectivo ocurrirá a la presión normal.

$$TVD_N = \frac{\sigma}{0.535} \quad (2.50)$$

Escoja la relación de esfuerzo a esa profundidad a partir de la curva de tendencia normal apropiada.

Eaton

El método de Eaton (1969) se desarrollo a partir de un mal entendido del trabajo de Gubert y Willis (1957).

$$K = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (2.51)$$

Donde ν es la relación de poisson.

$$\nu = \frac{K}{1 + K} \quad (2.52)$$

Esto se hace en tantos puntos de prueba de goteo como sea posible, y entonces se ajusta una relación de ν vs. Profundidad. Para cuando no se tienen datos de pruebas de goteo, Eaton & Eaton (1997) publicaron dos relaciones analíticas para ν como una función de la profundidad por debajo del fondo marino (TVD_{BML}):

Costa del golfo

Para $0 \leq TVD_{BML} \leq 4999.9$

$$\nu = -7.5 \times 10^{-9} * (TVD_{BML})^2 + 8.0214286 \times 10^{-5} * (TVD_{BML}) + 0.2007142857$$

Para $5000 \leq TVD_{BML}$

$$\nu = -1.7728 \times 10^{-10} * (TVD_{BML})^2 + 9.4748424 \times 10^{-6} * (TVD_{BML}) + 0.3742340861 \quad (2.53)$$

Aguas profundas del golfo de México

Para $0 \leq TVD_{BML} \leq 4999.9$

$$\nu = -6.089286 \times 10^{-9} * (TVD_{BML})^2 + 5.7875 \times 10^{-5} * (TVD_{BML}) + 0.3124642857$$

Para $5000 \leq \text{TVD}_{\text{BML}}$

$$v = -1.882 \times 10^{-10} * (\text{TVD}_{\text{BML}})^2 + 7.2947129 \times 10^{-6} * (\text{TVD}_{\text{BML}}) + 0.4260341387 \quad (2.54)$$

Christman

Christman (1973) puede ser bien recordado por su análisis sobre el efecto del tirante de agua en gradientes de fractura costa afuera. Una propuesta era una relación de esfuerzos vs. Función de la profundidad del tipo de la de Pennebaker. Por otro lado, él también señaló los buenos resultados al tomar la dependencia entre relación de esfuerzos con la densidad.

Pilkington

Pilkington (1978) utilizó los datos de la relación de esfuerzos obtenidos de los trabajos de Matthews y Kelly (1967), Pennebaker (1968), Eaton (1969), y de Christman (1973) para obtener una relación de esfuerzos "promedio" para cuencas del Terciario. Él hizo esto con el requisito de que a cualquier profundidad el esfuerzo horizontal efectivo para la presión normal debe ser el mismo, si se calcula con un gradiente de sobrecarga de 1 psi/pie o la relación de Eaton. Para un gradiente de presión normal de 0.465 psi/pie, esto implica:

$$K_{\text{Orig}}(1-0.465) * \text{TVD} = K_{\text{Nueva}}(\text{GS}-0.465) * \text{TVD}$$

$$K_{\text{Nueva}} = K_{\text{Orig}} \frac{0.535}{\text{GS} - 0.465} \quad (2.55)$$

Donde:

K_{Orig} = Relación de esfuerzos original a esa profundidad.

K_{Nueva} = Nuevo valor.

GS = Gradiente de sobrecarga que sería calculado de la relación de esfuerzos de sobrecarga de Eaton.

Pilkington fundamento que su distribución de la relación de esfuerzo efectivo promedio, se podría expresar como las siguientes funciones del gradiente de esfuerzo de sobrecarga, en psi/pie:

Para $GS \leq 0.94$

$$K = 3.9 * GS - 2.88$$

Para $GS > 0.94$

$$K = 3.2 * GS - 2.224 \quad (2.56)$$

2.8.3.2 Métodos del esfuerzo tangencial

Las ecuaciones utilizadas por los métodos del esfuerzo tangencial caen dentro de alguna de las tres categorías siguientes:

Caso I. Agujero impermeable, fractura impermeable cerrada

$$P_w = 3S_{Min} - 3S_{Max} - P_o \quad (2.57)$$

Caso II. Agujero impermeable, fractura cerrada permeable

$$P_w = \frac{3S_{Min} - S_{Max}}{2} \quad (2.58)$$

Caso III. Agujero permeable, fractura permeable cerrada

$$P_W = \frac{(3S_{Min} - S_{Max} - 2\eta P_o)}{2(1 - \eta)} \quad (2.59)$$

Donde:

$$\eta = \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)}$$

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_G}$$

ν = Relación de Poisson de la roca

$\alpha = 1 - K/K_G$,

K = Módulo de volumen de la roca seca.

K_G = Módulo de volumen de los granos de la roca.

S_{Min} y S_{Max} = Esfuerzos insitu mínimo y máximo que actúan perpendicularmente al eje del pozo.

Para $\eta = 0$

$$P_W = \frac{3S_{Min} - S_{Max}}{2} \quad (2.60)$$

para $\alpha = 1$:

$$P_W = (1 - \nu)[2(S_{Min} - P_o) - (S_{Max} - S_{Min})] + P_o \quad (2.61)$$

Hubbert y Willis

Hubbert y Willis (1957) consideraron la presión requerida para abrir fracturas cortas y largas. Para las fracturas cortas, supusieron que el agujero y las fracturas eran impermeables, por lo que el gradiente de fractura es:

$$GFr = \left(\frac{P_w}{TVD} \right) = \left(\frac{3S_{Min} - 3S_{Max}}{TVD} \right) - GP_f \quad (2.62)$$

Para pozos verticales en una cuenca tectónicamente estable, $S_{Min} = S_{Max} =$ el esfuerzo horizontal insitu S_h , entonces tenemos:

$$GFr = 2 \left(\frac{S_h}{TVD} \right) - GP_f \quad (2.63)$$

Para pozos horizontales en una cuenca tectónicamente estable, $S_{Min} = S_h$, y $S_{Max} =$ el esfuerzo de sobrecarga, S_v , se tiene:

$$GFr = \left(\frac{3S_h - S_v}{TVD} \right) - GP_f \quad (2.64)$$

Haimson y Fairhurst

Haimson y Fairhurst (1970) fueron los que desarrollaron la ecuación 2.65, así que para el caso más general (agujero permeable, fracturas permeables), su relación del gradiente de fractura será:

$$GFr = \left(\frac{3S_{Min} - 3S_{Max} - 2\eta P_o}{2TVD(1 - \eta)} \right) - GP_f \quad (2.65)$$

Para pozos verticales y horizontales en un ambiente tectónico estable,

Pozo vertical:

$$GFr = \frac{(S_h - \eta P_o)}{TVD(1 - \eta)} \quad (2.65a)$$

Pozo horizontal:

$$GFr = \frac{2(S_h - \eta P_o) - (S_v - S_h)}{2TVD(1 - \eta)} \quad (2.65b)$$

Bellotti y Giacca

Para rocas de formación de arenas y calizas, Bellotti y Giacca (1978) calcularon gradientes de fractura combinando las relaciones de presión de fractura de Haimson y Fairhurst, la ecuación de mínimo esfuerzo, y relación de esfuerzos de Eaton. Bellotti y Giacca consideraron dos casos:

Un fluido de perforación que no penetra (Ecuación 2.66)

Un fluido completamente penetrante con una matriz rocosa altamente compresible (Ecuación 2.67).

Ellos trataron solamente el caso de un pozo vertical en un ambiente tectónico estable. Las relaciones del gradiente de fractura resultantes son:

Fluido de perforación que no penetra:

$$GFr = \left(\frac{2v}{1-v} \right) (GS - GP_p) + GP_p \quad (2.66)$$

Fluido de perforación penetrante, roca altamente compresible:

$$GFr = 2v (GS - GP_p) + GP_p \quad (2.67)$$

Para lo que llamaron formaciones "pláticas" (lutitas, margas, sal), supusieron simplemente:

$$GFr = GS \quad (2.68)$$

Para arenas limpias, areniscas y carbonatos sin fracturas, Bellotti y Giacca utilizaron un valor de 0.25 para $v = 0.28$. para los pozos exploratorios, recomiendan usar la ecuación 1.26, con $v = 0.25$, lo cual resulta una predicción del gradiente de fractura de:

2.8.3.3 Métodos directos

Los métodos clasificados como "directos" no tienen la intención de predecir gradientes de fractura con algún otro parámetro.

Las publicaciones de Rocha y Bourgoyne, y Barker y Wood se basan en la experiencia en aguas profundas. En particular, discuten la observación de que los gradientes de fractura para pozos en aguas profundas del golfo de México, típicamente están muy cerca del gradiente de sobrecarga.

Rocha y Bourgoyne

Rocha y Bourgoyne (1996) definieron una relación de "pseudopresión de sobrecarga", obtenida integrando las densidades calculadas a partir de una función exponencial de la porosidad-profundidad:

$$\phi = \phi_o \exp(-K_\phi TVD_{BML}) \quad (2.69)$$

Donde:

ϕ = Porosidad fraccional.

TVD_{BML} = Profundidad por debajo del lecho marino.

ϕ_o, K_ϕ = Parámetros calibrados con pruebas de goteo.

La pseudopresión de sobrecarga es encontrada en la ecuación 2.70 en la ecuación para la densidad:

$$\rho = \rho_w \phi + \rho_G (1 - \phi) \quad (2.70)$$

integrando ρ_F y ρ_G , que son las densidades del fluido en el poro, y de los granos de roca, respectivamente, da lugar a la siguiente relación para la presión de sobrecarga:

$$S_o = 0.444WD + 0.4335 \rho_G TVD_{BML} - \frac{0.4335(\rho_G - \rho_F) \phi_o}{K_\phi} [1 - \exp(-K_\phi TVD_{BML})] \quad (2.71)$$

la calibración tiene que ser llevada a cabo a través de un proceso de ensayo y error.

$$G_o = \frac{S_o}{T_{DV}} \quad \text{vs} \quad G_{Fr} \quad (2.72)$$

Donde G_{Fr} es el gradiente de fractura real.

Como una forma de corroborar, ajustar sus puntos G_o vs. G_{Fr} con una relación potencial:

$$G_o = a * G_{Fr}^b \quad (2.73)$$

Si el valor de a y b fuera igual a uno, entonces se tiene un ajuste perfecto. Si no, corrigen ϕ_o y K_ϕ , recalculando S_o y G_o , regraficando y reajustando sus datos de g_o , G_{Fr} .

Barker y Wood

Barker y Wood (1997) propusieron en lugar de intentar ajustar las curvas del pseudoefuerzo de sobrecarga para diversas áreas como comúnmente se hace, Barker y Wood utilizaron más de 50 pruebas de goteo en 20 pozos del Golfo de México para desarrollar una relación genérica del gradiente de sobrecarga:

$$GS_{(LH/GAL)} = \frac{8.55WD + 5.3(TVD_{RM})^{1.1356}}{TVD_{RKH}} \quad (2.74)$$

Barker y Wood también observaron que las pérdidas de circulación, ocurren generalmente cuando el peso del lodo excede el 90% del gradiente de sobrecarga.

MacPherson y Berry

MacPherson y Berry (1972) desarrollaron una relación X-Y para la presión de fractura, donde:

$$X = \frac{\rho V^2}{S_v} \quad (2.75)$$

Donde:

ρ = Densidad.

V = Velocidad compresional.

S_v = Esfuerzo de sobrecarga, en psi.

Salz

Salz (1972) estaba interesado en predecir la propagación de las presiones de fractura en la formación Vicksburg en el sur de Texas, a condiciones iniciales del yacimiento y después del agotamiento. Salz utilizó presiones estáticas iniciales (ISIP) en lugar de presiones de goteo. Él encontró que los gradientes de fractura en arenas sin explotar y en las agotadas, se podría correlacionar al gradiente de presión de poro (GP_p) con la ecuación:

$$GFr = 0.57 \exp(0.57 * GP_p) \quad (2.76)$$

Donde:

GFr = Gradiente de fractura.

GP_p = Gradiente de presión de poro.

2.9 ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES

Las presiones anormales son causadas por efectos diagenéticos, asentamientos estructurales, o alguna combinación de éstos. La diagénesis se refiere a los cambios postdeposicionales que ocurren dentro de un sedimento. En este término se incluyen la compactación, la cementación, la transformación mineralógica y los fenómenos ósmóticos.

Las presiones anormales pueden ser originadas por asentamientos estructurales tales como plegamientos, afallamientos, levantamientos, inclinación de estratos o intrusiones diapíricas. Sin embargo, es raro que se generen por uno solo de estos factores; más bien se originan por más de un proceso diagénético, aunado a un ambiente estructural específico; por esto, cuando se establece el origen de una presión anormal en un determinado campo, cercano tiene el mismo origen, hasta que se compruebe con la perforación de pozos.

Se ha determinado que la presión normal en zonas continentales es igual a 1.00 gr/cm^3 (0.433 psi/pie, 8.33 lb/gal), y en zonas costeras y marinas es de 1.07 gr/cm^3 (0.465 psi/pie, 9.00 lb/gal).

La mayoría de los estudios enfocados al origen de las presiones anormales, tienen su base en las llamadas "rocas suaves", o sea asociaciones clásticas de lutita y arena.

En algunas áreas costeras (por ejemplo en la costa del golfo) se depositan materiales de tipo deltáico, neríticos y subneríticos. Estos sedimentos que se depositan en las bocas (deltas) de los ríos, en pantanos, playas y aguas costeras un tanto someras, se encuentran sujetos a invasiones periódicas cuando el ritmo de subsidencia (asentamiento o depositación) es mayor que la velocidad de

suministro de arena y arcilla. Cuando se tiene el efecto contrario, el frente del delta y la línea costera avanzan mar adentro. En consecuencia lo que se origina es una secuencia de arcilla y arena, que pueden llegar a tener varios miles de metros. Las depositaciones de arcilla pueden ser de una extensión lateral considerable.

Los sedimentos clásticos al tiempo de depositarse, tienen una alta porosidad y un alto contenido de agua. A medida que continúan depositándose capas sucesivas de sedimentos, se incrementa la carga que éstos soportan, ocasionando que se genere una compactación. Los granos soportan la carga de la matriz rocosa que yace sobre ellos y de una manera similar el agua de la formación soporta la carga del agua suprayacente. Necesariamente para que la roca se compacte, debe existir una disminución del volumen, y como el agua y la roca son relativamente incompresibles, el agua debe ser expulsada. En el caso de las arenas que son permeables y porosas, la expulsión del agua se efectúa de una manera fácil. Por su parte las arcillas al encontrarse en su estado inicial (no compactadas) tienen una permeabilidad razonable, pero al estructurarse la compactación, se reduce considerablemente.

Cuando los depósitos de arcilla no son de gran extensión y se encuentran intercalados con arenas, el agua de las lutitas encuentra caminos expeditos a través de dichas arenas, las cuales sirven de conducto para el agua de compactación. La tortuosidad del camino del agua dependerá de la complejidad de la sedimentación, la alteración de facies y la presencia o ausencia de fallas.

Si suponemos que por alguna razón no puede escapar, la compactación cesará, sin embargo, la sobrecarga seguirá aumentando; y en consecuencia la presión que se origina se transmite al fluido de la formación, represionándolo. Ahora podemos ver claramente que la presión a la que dicho fluido se encuentra sujeto, no solamente es la hidrostática de los fluidos suprayacentes, sino que también a la

de sobrecarga; y la razón de porqué el máximo gradiente de presión de formación se aproximará al gradiente de sobrecarga, sin excederlo.

Cuando el proceso de compactación normal se interrumpe debido a que el agua no puede escapar, se forma una barrera de permeabilidad. La formación de dicha barrera obedece a las siguientes causas:

- 1) Depositación rápida
- 2) Estratos lutíticos de gran espesor
- 3) Cementación secundaria
- 4) Fallas
- 5) Permeabilidad preferencial de las lutitas

En la mayoría de las zonas estudiadas, existe una combinación de cualquiera de los siguientes mecanismos:

- Nivel piezométrico de fluido.
- Características del sistema roca-fluido.
- Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito.
- Actividad tectónica.
- Fenómeno de diagénesis.
- Represionamiento o recarga.
- Fenómenos osmóticos y de filtración.
- Efectos termodinámicos.

2.9.1 Nivel piezométrico de fluido

Cuando una capa porosa y permeable aflora y está confinada por otras capas impermeables, el fluido alcanza un nivel piezométrico regional mayor. En teoría, es una arena somera que aflora en montañas someras a una elevación considerablemente más alta que la elevación del pozo. El agua que entra en el afloramiento influencia la presión encontrada en el pozo. No obstante que es una presión hidrostática natural, produce el efecto ilusorio de una geopresión, debido a la altura incrementada de la columna. Esto se manifiesta al perforar un pozo artesiano (Fig. 2.20).

En este sistema, las sobrepresiones resultantes van desde pequeñas hasta moderadas. Sin embargo, algunas veces llegan a ser considerables.

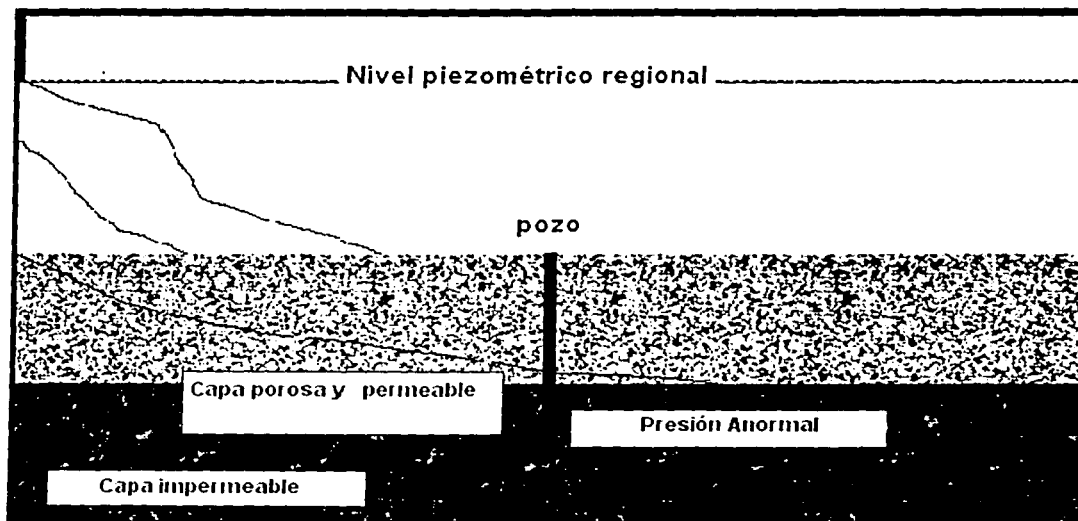


Fig. 2.20 Presiones anormales generadas por un nivel piezométrico alto.

2.9.2 Características del sistema roca – fluido

En yacimientos cerrados, tales como en formaciones lenticulares, anticlinales y formaciones con grandes buzamientos, las sobrepresiones se pueden generar si existe una acumulación de fluidos de baja densidad, como el gas y aceite, desplazando el agua de la formación.

La acumulación de hidrocarburos tiene un incremento de energía cercano al efecto de flotación del agua desplazada. La sobrepresión generada depende del contraste entre las densidades de los hidrocarburos y del agua desplazada, así como de la altura de la columna de hidrocarburos.

El gradiente de una columna de gas es de 0.068 psi/pie. La sobrepresión en la cima de la columna de gas y agua (Figura 2.21) se puede calcular de la siguiente manera:

$$AP_{hc} = (\rho_w/D - \rho_g/D) h \quad (2.77)$$

Donde:

ρ_w/D = Gradiente del agua

ρ_g/D = Gradiente del gas

h = Altura de la columna de gas.

La presión de la cima del gas P_{hc} , se obtiene sumando la presión en el contacto agua/gas con la sobrepresión calculada con la ecuación anterior:

$$P_{hc} = \lambda_f(D + h) + (\lambda_w - \lambda_{hc}) h \quad (2.78)$$

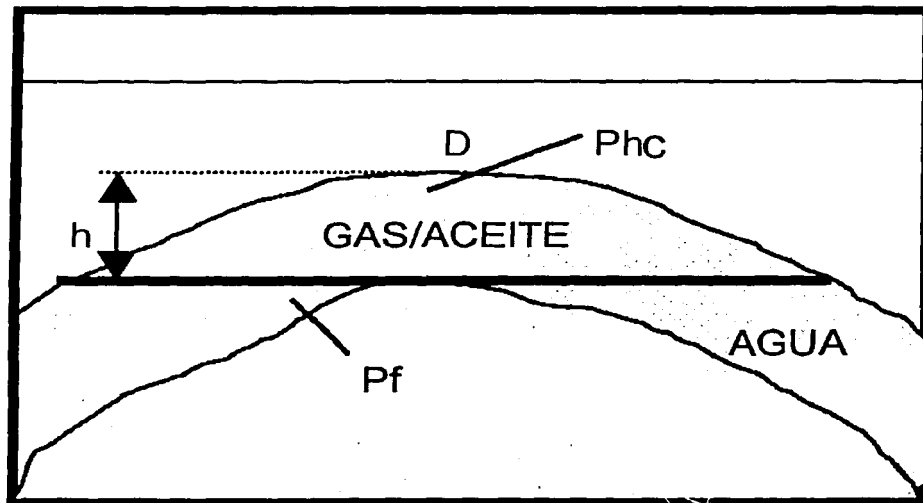


Fig. 2.21 Sistema roca – fluidos.

Para una acumulación de aceite, se aplica el mismo procedimiento, únicamente substituyendo el gradiente de gas (ρ_g/D) por el del aceite (ρ_o/D) en la fórmula.

Las zonas sobrepresionadas pueden asociarse con periodos de rápida depositación, donde la tendencia al equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal se ve interrumpida por alguna restricción que impide la expulsión de los fluidos. Esta puede ser un sello resultante de la cementación de arenas y lutitas por sal, calcita, anhidrita, etcétera.

2.9.3 Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito

Durante el proceso de sedimentación y compactación, se genera una energía potencial en el interior de la roca en las formaciones compactadas. Como resultado, se tiene un flujo de fluidos intersticiales hacia zonas permeables y porosas con presión más baja, hasta establecer el equilibrio que prevalecía del depósito de los nuevos estratos (Fig. 2.22).

Otro factor que afecta el desarrollo de presiones anormales es el ambiente de depósito, es decir, un ritmo alto de sedimentación generalmente no desarrolla sobrepresiones, si el contenido de arena en la columna es alto.

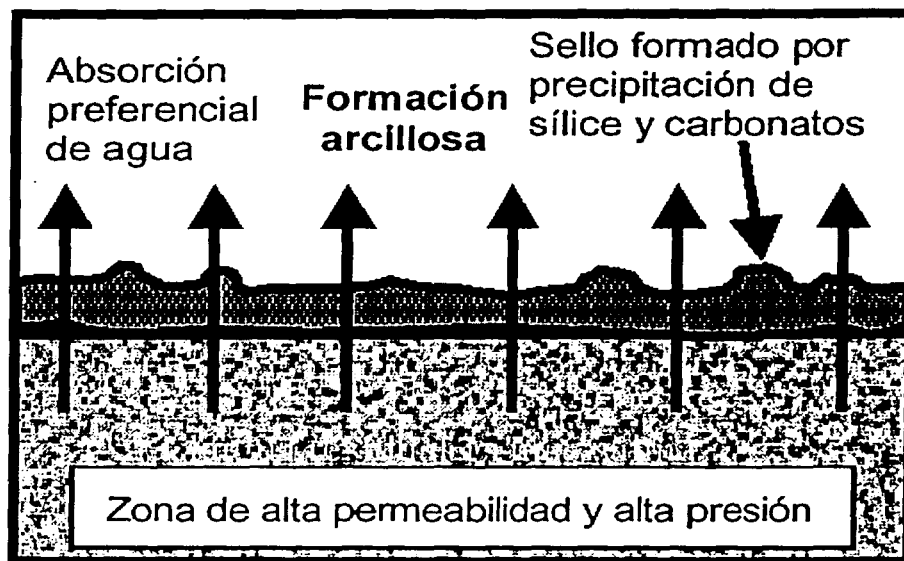


Fig. 2.22 Ritmo de sedimentación.

2.9.4 Actividad tectónica

En zonas de movimientos subterráneos significativos se pueden crear ambientes geopresionados por el levantamiento o fallamiento de las capas o estratos (Fig. 2.23). Las formaciones normalmente compactadas a gran profundidad pueden levantarse a profundidades más someras

Si la presión original de la formación es retenida, entonces se pueden generar presiones anormales. El proceso geológico que empuja hacia arriba una

formación profunda también tiende a liberar una sobrecarga. Esto indica que las presiones anormales producidas así, están en función de la diferencia entre la profundidad original y la nueva profundidad. Principalmente, dependen de la profundidad original. Para desniveles iguales se tendrán mayores presiones.

El afallamiento también puede crear presiones anormales cuando los movimientos tectónicos producen fallas o fisuras de gran magnitud en la corteza terrestre. Entonces, las presiones de deformación profundas pueden escapar e introducirse en formaciones más someras. Las sobrepresiones pueden ser el resultado de fallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, represionamientos causados por caídas de bloques fallados (Fig. 2.24), movimientos diapíricos de sal y/o lutita, temblores, etc.

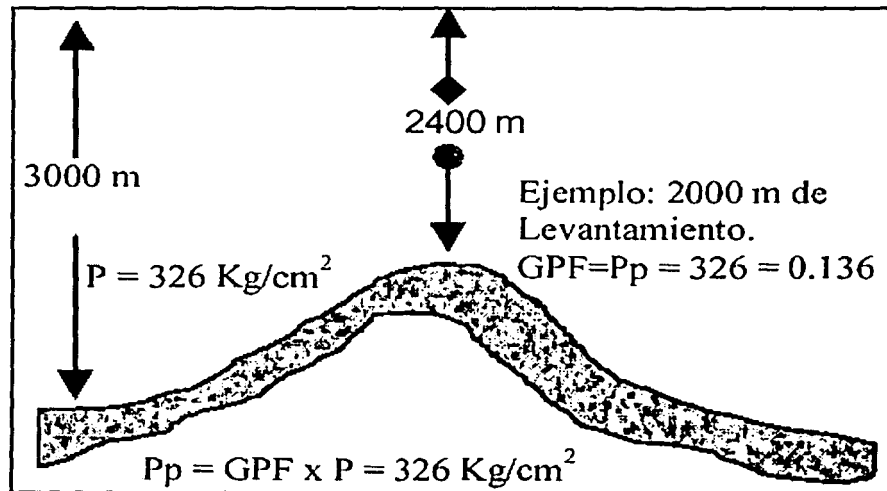


Fig. 2.23 Efecto de los levantamientos en las presiones de los fluidos.

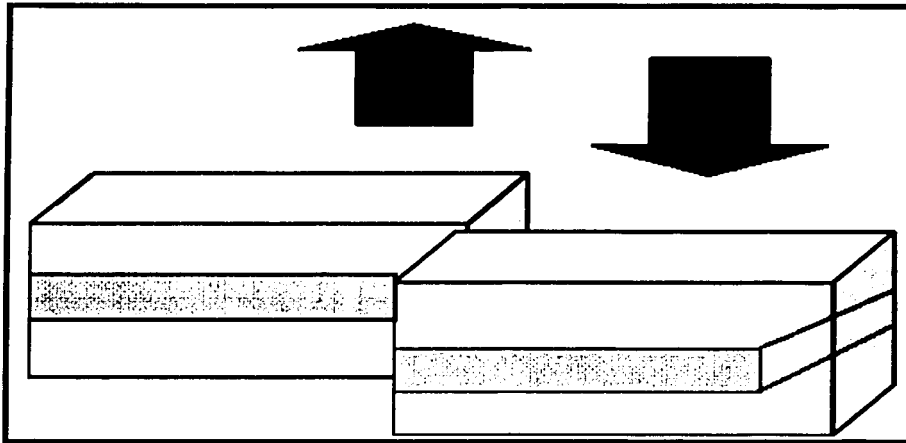


Fig. 2.24 Caída de bloques afallados.

2.9.5 Efectos diagenéticos

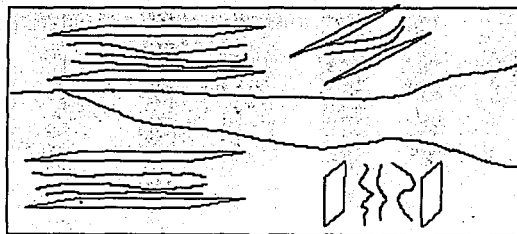
Es básicamente la alteración química de los sedimentos y su composición mineral, posterior al depósito, por procesos geológicos. Se cree que las lutitas y los carbonatos sufren cambios en su estructura cristalina que contribuyen a la generación de presiones anormales. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos y litificación.

Diagénesis en secuencias de arenas y lutitas

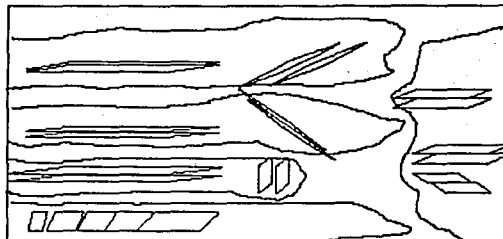
La montmorillonita, el material predominante de algunas lutitas, se altera a illita bajo condiciones de presiones y temperaturas elevadas que van aunadas al sepultamiento (Fig. 2.25).

La hidratación puede ocurrir a temperaturas mayores de 221°F Según la profundidad. Esta alteración libera agua aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada. Con el continuo enterramiento, el fluido contenido en la roca absorbe el incremento de carga generando una sobrepresión.

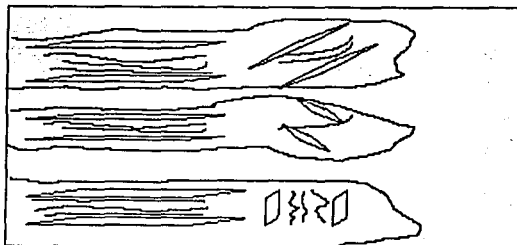
El gradiente de temperatura aumenta notablemente en la cima de las zonas de alta presión, debido a que los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua. De ahí los cambios bruscos en el perfil de temperatura, al perforar un pozo con un alto contenido de agua y se supone que la salida de fluidos fue interrumpida ocasionando una sobrepresión.



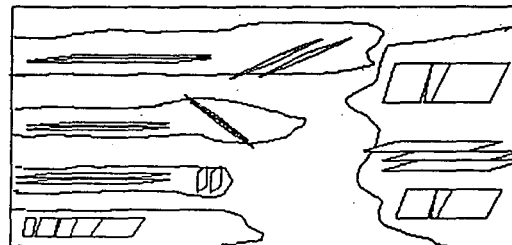
a) Montmorillonita antes de la diagénesis.



c) La pérdida del agua de hidratación



b) Pérdida de agua de poro y de hidratación convierte la montmorillonita en illita.



d) Etapa final de compactación.

Fig. 2.25 Diagénesis en secuencias de carbonatos.

Se crean barreras impermeables en las secuencias porosas y permeables. Se restringe la salida de los fluidos. En este proceso se genera gran cantidad de energía potencial.

El cambio entre las zonas normalmente compactadas y las de presión anormal es muy brusco. De ahí que en este proceso la perforación sea muy peligrosa.

El riesgo de alta presión durante la perforación de carbonatos es variable debido a que su permeabilidad es muy inconsistente.

Represionamiento o recarga

Las presiones anormales también se generan por recarga de fluidos dentro de la zona porosa y permeable. Si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable.

El conducto puede ser una falla, fisura o un agujero. La energía potencial que se genera se transfiere por:

1. Fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado.
2. A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

El balance de energía hidráulica sería el siguiente:

La energía potencial es igual a la energía contenida en la zona de aporte de fluido, menos la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra contra la gravedad, menos la energía necesaria para vencer la fricción.

2.9.6 Fenómenos osmóticos y de filtración

La presión osmótica se genera cuando dos soluciones de diferente concentración, o un solvente puro y una solución, están separados por una membrana semi-impermeable.

El flujo osmótico se desarrolla hasta que el potencial químico es el mismo en ambos sentidos de la membrana (Fig. 2.26). Para una solución dada a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones y aumenta la temperatura.

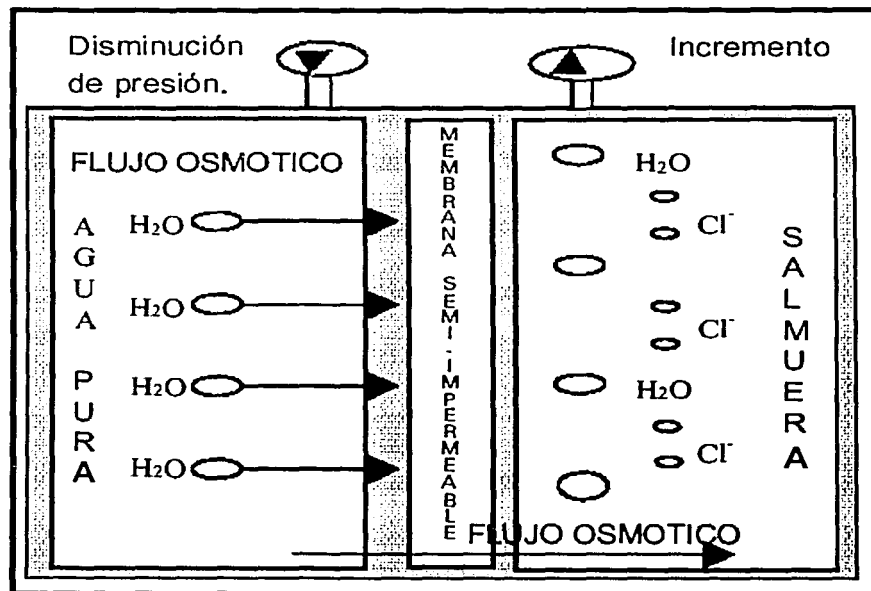


Fig. 2.26 Flujo osmótico a través de una membrana semi-impermeable.

2.9.7 Efectos termodinámicos

Los procesos termodinámicos pueden contribuir al desarrollo de presiones anormales. Incrementan el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos. Generan una sobrepresión que se suma a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

La energía potencial es igual a la energía contenida en la zona de aporte de fluido, menos la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra contra la gravedad, menos la energía necesaria para vencer la fricción.

Por naturaleza, el agua es más susceptible a la expansión térmica que a la compresión. Así pues, en áreas de gradientes geotérmicos altos, el aumento de volumen en los poros de las rocas puede causar altas presiones.

Una vez generados y atrapados en el subsuelo los hidrocarburos, están sujetos a desintegración térmica bajo presión y temperatura.

Este fenómeno puede, en algunos casos, aumentar el volumen original de dos a tres veces, lo cual provocará presiones altas de confinamiento.

Se pueden distinguir dos efectos principales:

- 1.- La densidad del fluido disminuye.
- 2.- El aumento en volumen involucra un aumento de presión.

2.10. DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES

La localización de los intervalos sobrepresionados es esencial para el éxito de las operaciones de perforación; especialmente cuando se requiere perforar pozos exploratorios en áreas remotas.

Es de mucha importancia detectar las presiones de formación, ya que conociendo esta presión, podemos controlar la velocidad óptima de penetración mediante la presión hidrostática de la columna de lodo.

Un estudio detallado de las condiciones geológicas locales antes, durante y después de la perforación permiten:

- A) Eficiente programación del pozo.
- B) Máxima velocidad de penetración con la menor densidad posible del lodo de perforación.
- C) Evitar problemas y obtener una selección económica de los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- D) Minimizar los problemas debidos a la pérdida de circulación y brotes.
- E) Mejor entendimiento de la geológica local y problemas que se presentan durante la perforación.

2.10.1 Antes de la perforación

1.-Historia de lodos y reportes de perforación. El método tradicional de reconocimiento de la presencia de geopresiones es mediante el estudio de la historia del lodo y reportes de perforación de pozos en el área. El peso del lodo dará una buena indicación de la localización y magnitud de las presiones. Algunos

problemas como brotes, pérdidas de circulación, presiones diferenciales, etc. Son incluidos en la historia del lodo.

Los reportes de perforación dan una mejor información detallada del programa de lodos y problemas encontrados durante la perforación. Dichos reportes también proporcionan; los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, historial de barrenas y resultados de pruebas de presión.

La información desarrollada por el peso del lodo y reportes de perforación debe ser ajustada para poder aplicarse en zonas con fallas, con elevaciones, con domos salinos, etc.

2.-Correlación geológica. En áreas donde la geología es básicamente conocida, pero donde muy pocos o ningún pozo ha sido perforado, las zonas geopresionadas pueden ser esperadas si una formación presionada es o será perforada.

3.-Registros de línea. La evaluación de los registros de línea de los pozos es uno de los métodos más confiables usados antes de la perforación del pozo.

Numerosos registros se encuentran disponibles actualmente, algunos son mas precisos que otros. No obstante se usan registros comunes para la evaluación de un área.

Las presiones en los yacimientos pueden ser estimadas de las presiones de las lutitas de su alrededor. Algunos estudios de compactación de carbonatos han mostrado resultados prometedores, pero solo para datos, ya que no han sido publicadas algunas técnicas.

La porosidad por lo general decrece con la profundidad, pero cuando se tiene una zona geopresionada esto no se cumple, ya que la porosidad se incrementa al llegar a la zona geopresionada, esto puede verse claramente en la figura 2.27.

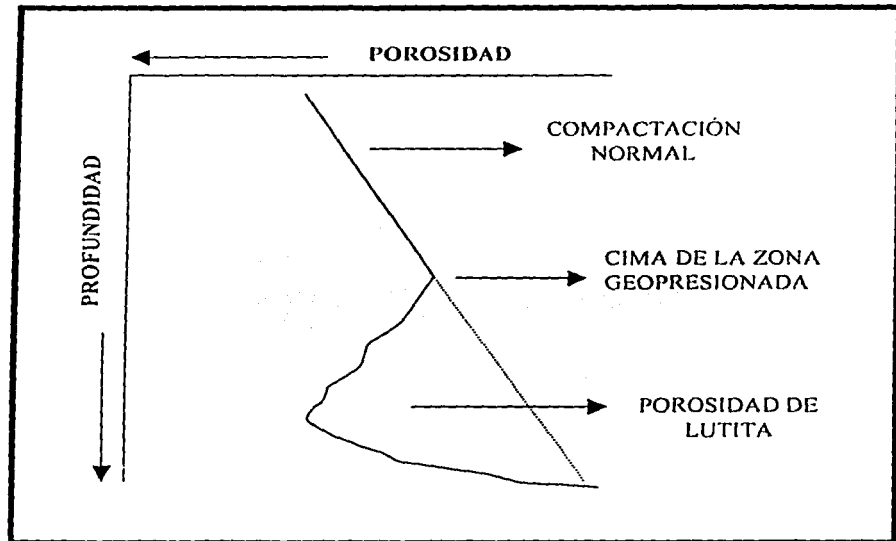


Fig. 2.27 Porosidad vs Profundidad.

4.-Aspectos geofísicos. Una de las técnicas más recomendables para evaluar las zonas anormales presionadas fue propuesto por Pennebaker en 1968. el autor noto que avances recientes en el procesamiento e interpretación de datos sísmicos, hacen posible la predicción y evaluación de zonas anormalmente presionadas antes de que se efectuó la perforación del pozo.

Los datos sísmicos pueden ser convertidos por el uso de algunas técnicas de computación sofisticada a intervalos de tiempo de tránsito. Los datos resultantes son muy similares a los del registro acústico. Después los análisis de velocidad tienen que ser construidos e interpretados satisfactoriamente, las velocidades del

La porosidad por lo general decrece con la profundidad, pero cuando se tiene una zona geopresionada esto no se cumple, ya que la porosidad se incrementa al llegar a la zona geopresionada, esto puede verse claramente en la figura 2.27.

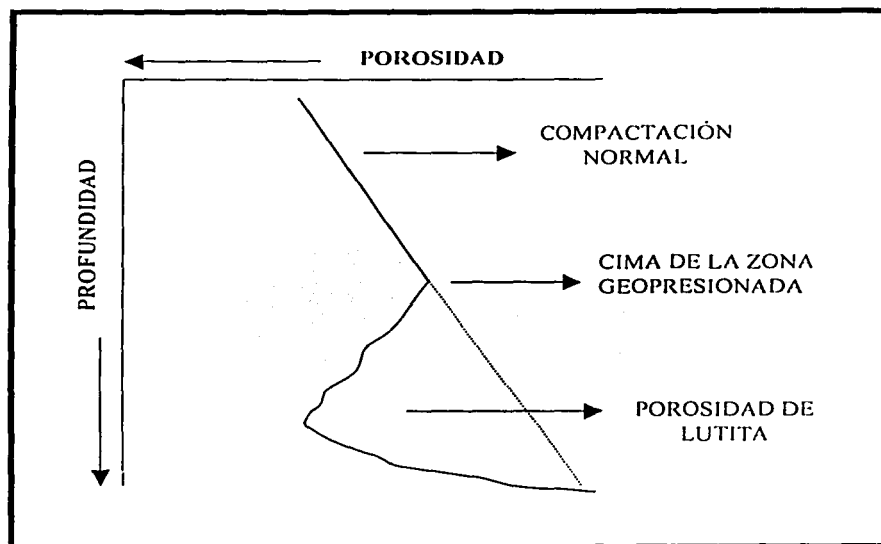


Fig. 2.27 Porosidad vs Profundidad.

4.-Aspectos geofísicos. Una de las técnicas más recomendables para evaluar las zonas anormales presionadas fue propuesto por Pennebaker en 1968. el autor noto que avances recientes en el procesamiento e interpretación de datos sísmicos, hacen posible la predicción y evaluación de zonas anormalmente presionadas antes de que se efectuó la perforación del pozo.

Los datos sísmicos pueden ser convertidos por el uso de algunas técnicas de computación sofisticada a intervalos de tiempo de transito. Los datos resultantes son muy similares a los del registro acústico. Después los análisis de velocidad tienen que ser construidos e interpretados satisfactoriamente, las velocidades del

intervalo pueden ser calibradas en gradientes de presión de poro o pesos equivalentes de lodo.

Una de las características físicas de una lutita anormalmente presionada, es su densidad anormalmente baja.

2.10.2. Durante la perforación

1.-Mediante las propiedades de la lutita. Las lutitas tienen dos propiedades que están relacionadas con las presiones anormales: la densidad y la capacidad de intercambio catiónico. La primera refleja el grado de compactación de la roca, mientras que la segunda proporciona información sobre la composición química de la arcilla.

2.-Temperatura del lodo. Tanto las formaciones como los fluidos contenidos en ellas incrementan su temperatura con la profundidad. En las cuencas sedimentarias, este gradiente de temperatura comúnmente es de 0.03° a 0.04°C por cada metro de profundidad. Sin embargo se ha observado que pueden ocurrir gradientes mayores que el normal arriba de las zonas de sobrepresión.

En una zona geopresionada, los sedimentos están subcompactados y tienen por lo tanto, un contenido de agua mayor que lo normal por lo que constituyen una barrera térmica con un alto gradiente de temperatura a través de su espesor.

Uno de los factores que afectan a la temperatura del lodo es la temperatura de la formación. Los cambios que ocurren en el gradiente de temperatura de la formación, se reflejan en la temperatura del lodo en la línea de flujo de salida.

3.-Contenido de gas en el lodo. La presencia de lodo cortado con gas, siempre se ha considerado como una señal de alarma, pero no necesariamente es un problema grave; el gas puede entrar al lodo de diferentes maneras:

- a) Gas de lutitas.- Muchas lutitas esencialmente impermeables contienen gas. Este gas puede estar en grandes cantidades como sucede comúnmente en las lutitas sobrepresionadas de la costa del golfo. A medida que estas lutitas se circulan a la superficie, el gas contenido en ellas al expandirse rompe los recortes y se incorpora al lodo. Al aumentar la densidad del lodo para eliminar este efecto, en ocasiones solo se conseguirá una reducción del mismo al disminuir la intrusión de lutitas al agujero.
- b) Gas de arenas.- Algunas arenas con gas pueden aumentar el contenido de este en el lodo, originando reducciones severas en la densidad del mismo a la salida. Esta súbita reducción en la densidad, no ocasiona una disminución apreciable en la presión hidrostática en el fondo.
- c) Gas de conexión y gas de viaje.- son cantidades de gas que se incorporan al lodo por la acción de sondeo del pozo al efectuar los viajes o por reducción de la contrapresión anular total al parar el bombeo.
- d) Gas que se incorpora por densidad insuficiente del lodo. Esto debe reconocerse como una de las causas que pueden originar el descontrol de un pozo, aunque es necesario ayudarse de otras manifestaciones antes de tomar una medida drástica de prevención. Puede tratarse de una bolsa de gas (que se elimina al efectuar dos o tres circulaciones controladas), o bien la presencia de una zona de presión anormal. Para poder establecer la naturaleza de esta intrusión, es necesario auxiliarse

en todos los síntomas que se detecten, como pueden ser: quiebres en la velocidad de penetración, cambios en la presión de bombeo, densidad de los recortes, etc.

Los problemas que pueden originarse al tomar una decisión precipitada pueden ser; aumentar la densidad del lodo innecesariamente, ocasionando un exceso de presión hidrostática que pueden fracturar la formación, causando más problemas.

4.-Cambio en la velocidad de perforación. La velocidad en las lutitas disminuirá con la profundidad si se mantienen constantes: el peso sobre la barrena, la velocidad de rotación, la hidráulica y la densidad del lodo. Esto se debe a que la densidad de la lutita aumenta con la profundidad debido a su compactación. Esta tendencia se interrumpe al llegar a una zona geopresionada. En la zona de presión anormal la densidad de la lutita es menor, por lo que aumentará la velocidad de perforación.

La teoría básica de la zona geopresionada es: "La compactación normal fue interrumpida, produciendo una mayor porosidad en la zona geopresionada debido, a que los fluidos no pudieron escapar. Por lo tanto, las rocas con mayor porosidad serán más blandas y se pueden perforar más rápido".

La presión diferencial es otro factor que afecta la velocidad de perforación. Al disminuir la presión diferencial entre la presión hidrostática de la columna de lodo y la presión de formación, aumentará la velocidad de perforación. Ocurre una reducción en la presión diferencial al entrar a la zona sobrepresionada de mayor porosidad, y ambos factores causan un aumento en la velocidad de perforación.

5.-Cambio en el par de torsión de la rotaria. El par de torsión requerido para girar la sarta aumenta gradualmente con la profundidad, debido a que el contacto efectivo entre la sarta de perforación y la pared del pozo aumenta con la profundidad.

Perforando con un lodo de baja densidad, el par de torsión aumentará en la zona sobrepresionada, ya que entrará al agujero una cantidad mayor de recortes de lutita, debido a su alta porosidad; ésta cantidad anormalmente alta de recortes tiende a impedir la rotación de la sarta de perforación.

6.-Variación del exponente "d" y "dc". El exponente "d" puede ser un indicador instantáneo del contacto de la barrena de perforación con formaciones de alta porosidad.

El exponente "d" calculado con la ecuación de velocidad de penetración normalizada (Ecuación 2.79), se puede emplear para calcular la presión de poro sin necesidad de recurrir a correlaciones múltiples, sobre todo en áreas donde no se cuenta con ellas.

El exponente "d" fue desarrollado para considerar cambios en las más significantes variables de perforación y es derivado de la ecuación fundamental de perforación relacionando: velocidad de penetración, peso sobre la barrena, velocidad de la rotaria, diámetro de la barrena y perforabilidad de la formación.

$$\frac{R}{N} = K(W/D)^d \quad (2.79)$$

Donde:

R = Velocidad de perforación (pie/hora).

N = Velocidad de la rotaria (rpm).

K = Perforabilidad de la formación.

W = Peso aplicable sobre la barrena (lbs)

D = Diámetro de la barrena (pulg).

D = Exponente de perforabilidad.

2.10.3.Después de la perforación

1.-Mediante registros eléctricos. Los registros eléctricos y sónicos, miden respectivamente, la disminución en la resistividad causada por una reducción en la compactación (menos roca y más fluido) y el incremento en el tiempo de tránsito en las ondas acústicas (las velocidades son menores a través de las rocas más porosas). En ambos casos se tendrá una inversión de la tendencia al llegar a la zona de transición.

Estos registros, obviamente se corren después de que se ha perforado un intervalo o parte del pozo. La información obtenida de estos registros no solo sirve para confirmar la zona de presión anormal, sino que también se utiliza para la planeación de la perforación de futuros pozos.

CAPÍTULO 3. FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD

3.1 DEFINICIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de circulación usualmente es un líquido, pero también puede ser aire. Si el fluido de perforación es un líquido, puede estar compuesto en su mayor parte por agua, se utiliza aceite como el componente mayor. Ambos tipos de fluidos se conocen como lodo de perforación o lodo, porque se asemejan mucho al lodo común. Sin embargo, los lodos de perforación son mucho más que simplemente lodo.

Las arcillas se usan para darle cuerpo al lodo, como la barita (un mineral pesado) se le añade para aumentar la densidad, a agentes químicos para controlar la espesura, o viscosidad, del lodo y mejorar la habilidad de las partículas sólidas del lodo para depositar una capa, o costra, en la pared del agujero.

Gas o aire comprimido como fluido de perforación se utiliza aproximadamente 1% de los pozos perforados. Casi siempre existen condiciones que no permiten la utilización del aire como fluido de perforación como es la inflamabilidad, aunque el aire provee uno de los medios más eficientes al disminuir el tiempo de perforación. La circulación líquida es menos eficiente en cuanto a la ritmos de penetración, pero ofrece ventajas hidráulicas (como su habilidad para levantar recortes), y es posible aumentar la densidad a medida que se va profundizando el agujero, el enfriamiento de la barrena, además de otras ventajas.

3.2 DEFINICIÓN DE FLUIDO DE BAJA DENSIDAD

Un fluido de baja densidad, es un sistema usado en la perforación rotatoria con una densidad menor de 1 gr/cm^3 , medida a condiciones estándar. Las funciones específicas del fluido de perforación, terminación y reparación de baja densidad son:

- a) Remover y transportar recortes, partículas de arena, hule y metal, Estos últimos debido al desgaste de los empaques y equipo.
- b) Enfriar y lubricar la sarta de perforación.
- c) Controlar la presión de formación.

3.3 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se pueden establecer diversas clasificaciones de los fluidos empleados en la perforación, cada una de estas clasificaciones contempla algunas de sus características físicas (Tablas 3.1 y 3.2):

FLUIDOS LIBRES DE SÓLIDOS	FLUIDOS GASIFICADOS	FLUIDOS CONVENCIONALES
Salmueras	Gas natural	Lodos base agua
Agua	Nitrógeno	Lodos base aceite
Diesel	Aire	Lodos salados
Aceite crudo	Niebla	Emulsión directa poco diesel
Aceite mineral	Espuma	Emulsión inversa

Tabla 3.1 Clasificación de los fluidos libres de sólidos gasificados y convencionales.

Otra clasificación contempla el estado físico que presentan los fluidos tal como se muestra:

GASES	GAS - LÍQUIDO	LÍQUIDOS
Aire	Nieblas	Agua
Gas natural	Espumas estables	Salmueras
Nitrógeno	Espumas rígidas	Lodos salados
Otros	Fluidos gasificados	Lodos bentoníticos
		Emulsiones directas e inversas

Tabla 3.2 Clasificación de fluidos de perforación de acuerdo a las fases que se presentan.

Cada uno de los fluidos presentados anteriormente también se puede clasificar en función de su peso específico, tal como se muestra (Fig. 3.1).

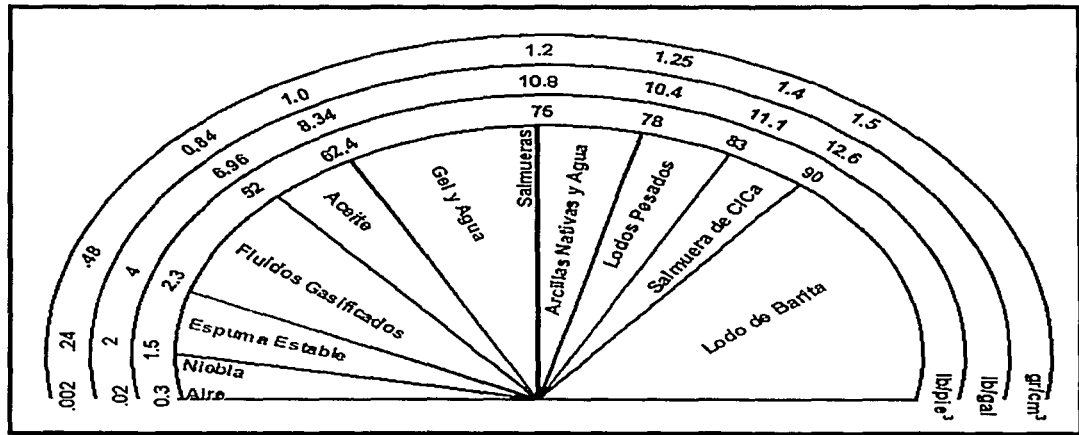


Fig. 3.1 Rangos de densidad de los fluidos de perforación

3.4 FLUIDO EN ESTADO GASEOSO

3.4.1 Aire

Se emplea una corriente de aire como fluido de perforación, proporcionando altos ritmos de penetración e incrementa la vida útil de las barrenas en comparación con otros fluidos. Este fluido se aplica cuando se tienen pequeñas cantidades de agua de formación, las cuales se pueden manejar en forma adecuada hasta la superficie. Si las afluencias de agua son considerables, los recortes mojados pueden generar lodo en alguna sección del sistema circulatorio, lo cual podría llegar a generar pegaduras de tuberías por presión diferencial o pérdidas inducidas debido al incremento en el peso del fluido.

APLICACIÓN:

Las consideraciones principales que se deben tomar en cuenta para emplear el aire como fluido de perforación son:

- Formaciones a perforar sin problemas de estabilidad, deleznales o no consolidadas.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Bajos o nulos requerimientos de agua.
- Bajo costo por uso de aditivos químicos.
- Minimiza el costo de perforación.

DESVENTAJAS:

- Problemas en el levantamiento de recortes si se tiene presencia de afluencia de agua.
- Posibilidad de erosión en las paredes del pozo si la formación presenta pobre consolidación.
- Posibilidad de incendios si se presentan hidrocarburos.
- Altos costos si se emplea en pozos de diámetro grande, debido a los altos volúmenes requeridos para levantar los recortes.
- Problemas de enfriamiento.
- No es posible emplear esta técnica en presencia de H_2S por problemas de corrosión.
- Incrementa las caídas de presión con respecto a los fluidos base agua.
- Presentan problemas de limpieza en pozos con más de 50° de inclinación.

3.4.2 Nitrógeno gaseoso

Los procesos de perforación con nitrógeno son similares a los de perforación con aire. Lo principal que se debe considerar cuando se escoge el sistema para proporcionar el nitrógeno es:

- Los ritmos de evaporación en el transporte.
- La cantidad de nitrógeno requerida para el trabajo.
- La disponibilidad del equipo.
- Las limitaciones de espacio.
- La logística y el transporte.

El nitrógeno puede ser usado como fluido de perforación. La mayor ventaja sobre el aire es que la mezcla de nitrógeno y gases hidrocarburos no son inflamables. Esto elimina la posibilidad de incendios en el fondo del pozo.

APLICACIÓN:

Las principales consideraciones para su aplicación son:

- Formaciones a perforar sin problemas de estabilidad, deleznales o no consolidadas.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- No genera incendios en el fondo del pozo.
- El nitrógeno no es corrosivo y muy seguro.
- Permite la perforación a grandes profundidades.

DESVENTAJAS:

- Incrementa los costos, cuando se utiliza nitrógeno.
- Altos costos en diámetros grandes, por requerir grandes volúmenes para elevar los recortes.
- Problemas de estabilidad en las paredes del pozo.

3.5 FLUIDO BASE ACEITE

3.5.1 Aceite nitrificado

APLICACIÓN:

- Formaciones con altos flujos de líquido.

VENTAJAS:

- No es corrosivo (sólo si es una mezcla de aceite y nitrógeno).
- Poca o ninguna corrosión con agua dulce.
- Permite la utilización del Sistema de Medición Continua (MWD) cuando no existe fase gaseosa en el interior y exterior de las tuberías.

DESVENTAJAS:

- Riesgos de descontrol debido a surgencia.
- Potencialmente corrosivo en presencia de H_2S .
- Incrementa los costos por el uso de nitrógeno.

3.5.2 Emulsión inversa

APLICACIÓN:

- Formaciones con altos flujos ya que son más pesados que los aceites nitrificados.
- Formaciones con problemas de hinchamiento.

VENTAJAS:

- Minimiza el riesgo de descontrol cuando existen fluidos de formación.
- Son fluidos simples por contener agua y aceite.

DESVENTAJAS:

- Presentan problemas con el medio ambiente ya que son contaminantes.
- Presentan problemas con la temperatura.

3.6 MEZCLA GAS – LÍQUIDO**3.6.1 Fluidos gasificados**

La perforación con fluidos gasificados es aquella que se realiza empleando fluidos convencionales de perforación mezclados con algún gas. Generalmente, estos no contienen surfactantes y tienen una fracción de volumen de líquido mayor en el fondo del pozo que en la parte superior del mismo por la diferencia de densidades. La densidad efectiva de los fluidos gasificados se encuentra generalmente entre las 4 y las 7 lb/gal. Los líquidos normalmente son base agua viscosificada, o aceite crudo gasificados con nitrógeno o en menor frecuencia con gas natural. Este tipo de fluido puede ser requerido cuando la capacidad de los sistemas anteriores es rebasada.

APLICACIÓN:

- Formaciones con altos flujos de líquido.

VENTAJAS:

- Incrementa los ritmos de penetración.
- Reduce los problemas de pérdida de circulación.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Permite incrementar su densidad con facilidad.

DESVENTAJAS:

- Puede cambiar la mojabilidad de la formación.
- Incrementa la posibilidad de corrosión, cuando no se usa un gas inerte.
- Riesgo de descontrol debido a surgencia.
- No se puede emplear el Sistema de Medición Continua (MWD) mientras se perfora, si se tiene fase gaseosa por el interior de la tubería de perforación y espacio anular de las tuberías.
- Las vibraciones en la sarta son más severas.
- Se dificultan los cálculos de hidráulica, debido al incremento de fases líquidas y gaseosas.
- Solo es limitada porque se requiere equipo superficial como compresores.

3.6.2 Niebla

Se define a la niebla como aquel fluido en dos fases donde el gas se presenta como fase continua y el líquido como fase discontinua (en forma de gotas suspendidas en el gas). La perforación con niebla es una extensión de la perforación con aire. La razón para emplear la niebla como fluido de perforación es que incrementa la limpieza de recortes en el pozo con respecto a la utilización del aire.

Se considera niebla, cuando se inyectan pequeñas cantidades de agua en la corriente de aire. Este fluido se utiliza cuando se presenta una afluencia moderada de agua de formación, en donde la perforación con aire presentaría complicaciones.

APLICACIÓN:

- Se emplea en formaciones sin problemas de estabilidad o erosión.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Bajos requerimientos de agua.
- Bajos costos en aditivos y químicos.
- Puede manejar moderados flujos de agua.

DESVENTAJAS:

- Problemas de erosión en las paredes del pozo si la formación presenta pobre consolidación.
- Posibilidad de incendios si se encuentran hidrocarburos.
- Altos costos en pozos de diámetro grande, debido a los altos volúmenes de aire o gas requeridos.
- Problemas de corrosión en las tuberías.
- Puede presentar problemas con lutas hidrófilas.
- Problemas de estabilidad en las paredes del pozo.

3.6.3 Espumas

Las espumas son mezclas compuestas de soluciones espumantes y gases, cuando el gas se incorpora como fase dispersa en la solución espumante líquida, se forma la espuma; la solución espumante a la vez, se integra por un agente tensoactivo (jabón, detergente) en agua o salmuera. La espuma cae dentro de la clasificación de los fluidos que se rigen por un comportamiento multifásico (Fig 3.2), al igual que las nieblas y los fluidos aireados. Las espumas se clasifican como espumas estables y rígidas.

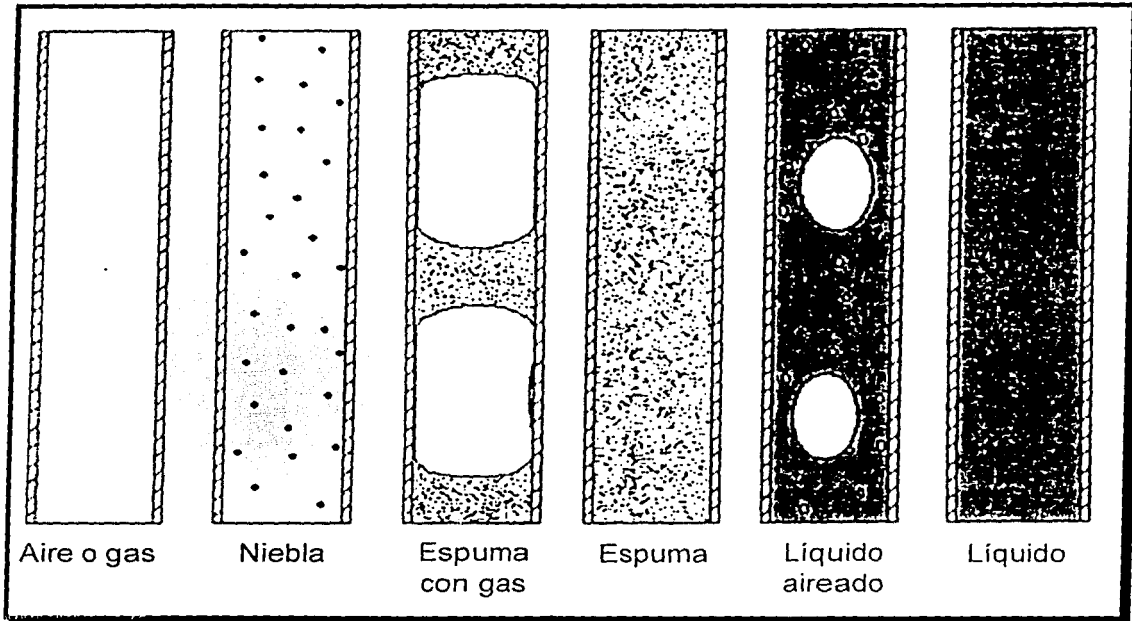


Fig. 3.2 Espectro de flujo multifásico.

3.6.3 Espumas

Las espumas son mezclas compuestas de soluciones espumantes y gases, cuando el gas se incorpora como fase dispersa en la solución espumante líquida, se forma la espuma; la solución espumante a la vez, se integra por un agente tensoactivo (jabón, detergente) en agua o salmuera. La espuma cae dentro de la clasificación de los fluidos que se rigen por un comportamiento multifásico (Fig 3.2), al igual que las nieblas y los fluidos aireados. Las espumas se clasifican como espumas estables y rígidas.

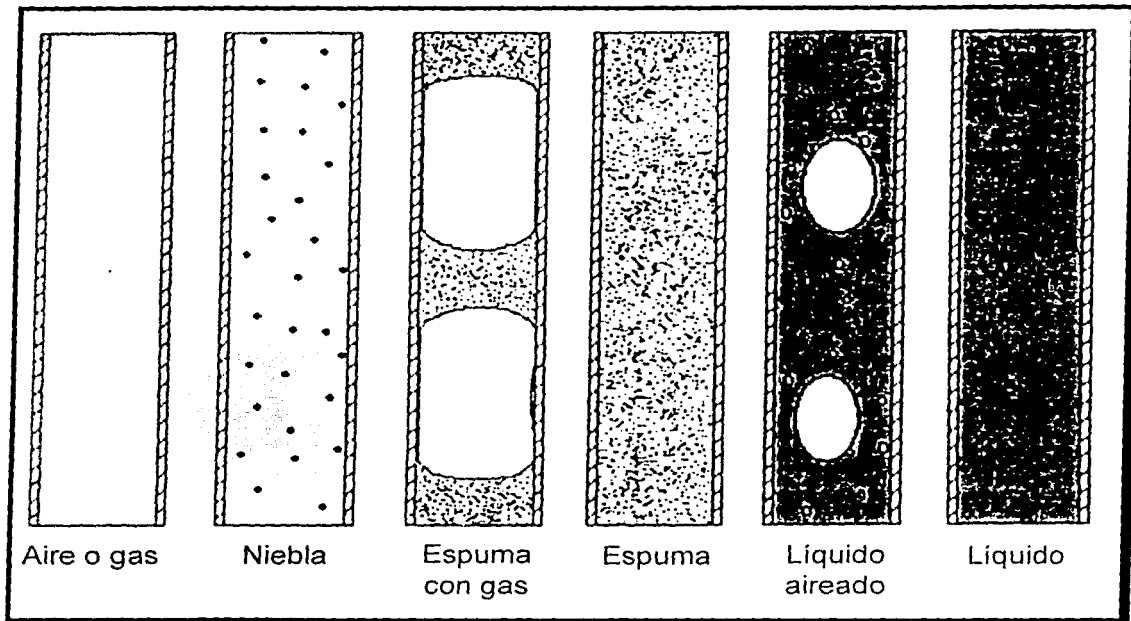


Fig. 3.2 Espectro de flujo multifásico.

Las características de las espumas dependen de su contenido de gas, a la relación entre volumen de gas al de espuma, se le conoce como calidad de la espuma y se expresa:

$$\text{Calidad} = \text{Volumen de gas} / \text{Volumen de espuma} \quad (3.1)$$

Las espumas aún son estables para una calidad de 0.96 a valores mayores el exceso de gas rompe la espuma formando una niebla cuya fase continua es gas. (Fig. 3.3 y 3.4)

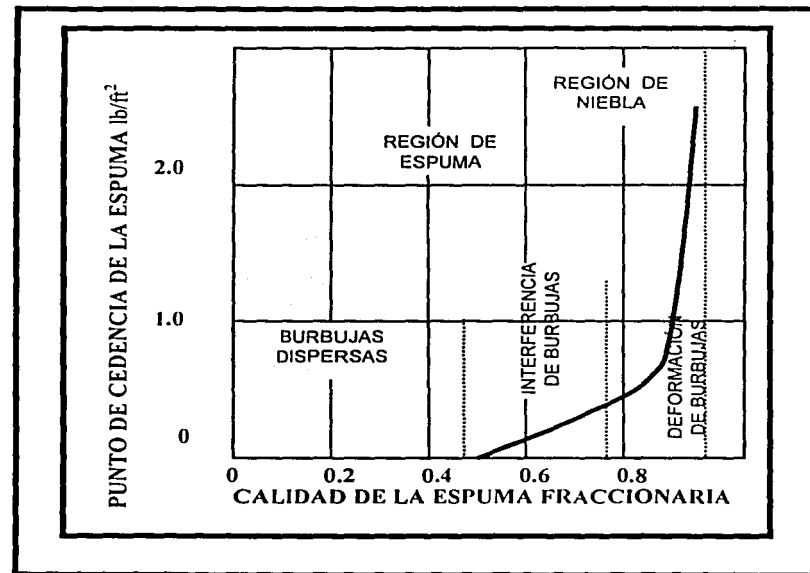


Fig. 3.3 Comportamiento del esfuerzo de corte vs. Calidad de la espuma.

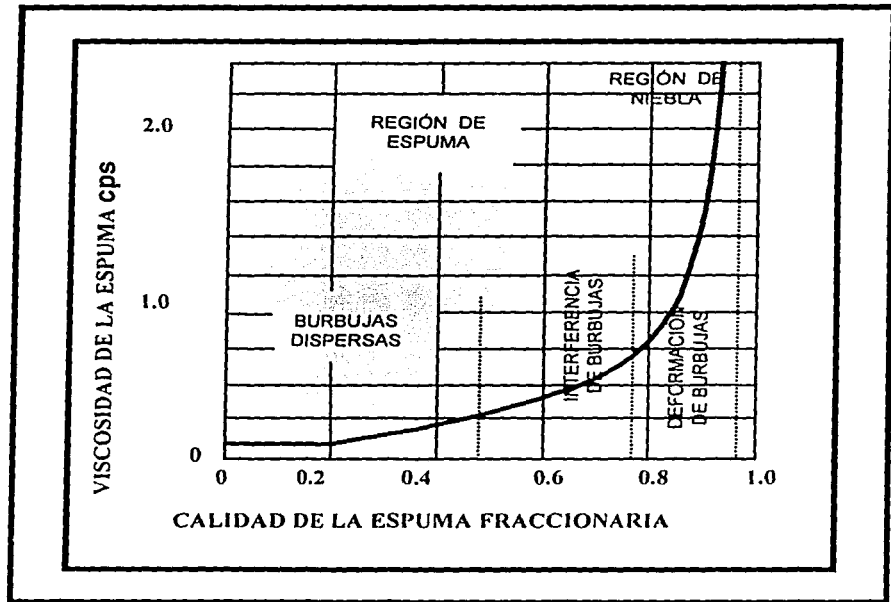


Fig. 3.4 Comportamiento de la viscosidad vs. Calidad de la espuma.

Espuma estable

Las espumas estables son un régimen en el cual la espuma es la fase continua y el gas es la fase dispersa. Las espumas estables, además, pueden convertirse en inestables o en niebla cuando el líquido excede el 97%.

La diferencia entre las espumas y los fluidos aireados es el empleo de los surfactantes, los cuales tienen como función impedir el efecto de tensión superficial. Las espumas además se clasifican de acuerdo a su morfología, es decir a su forma y generalmente caen dentro de dos grupos: espumas esféricas, las cuales consisten de burbujas esféricas separadas una de otra por líquido, y

espumas poliédricas, las cuales consisten de burbujas de forma poliédrica. Para este tipo de espuma, cuando se juntan tres burbujas de igual tamaño, forman tres ángulos de 120 grados.

Este tipo de espumas frecuentemente está sujeta a tres factores:

- Redistribución del tamaño de la burbuja.
- Adelgazamiento de la pared de la burbuja.
- Ruptura de la pared de la burbuja.

En líquidos puros, el drene en los bordes causa que la película que rodea la burbuja de gas, se adelgace o se rompa. Sin embargo, si se cuenta con la presencia de un surfactante, se puede retardar este efecto substancialmente. Actualmente se han identificado cuatro mecanismos que retarda el drene del líquido de una burbuja:

1. El incremento de la viscosidad en la superficie de la burbuja disminuye el drene del líquido en los bordes.
2. La creación de un recubrimiento para la burbuja. Esto se consigue empleando aditivos que reaccionan con la presencia del oxígeno en la interfase, reduciendo la tendencia de las paredes a romperse.
3. La película superficial que rodea una burbuja fluye de una región de baja tensión superficial. Cuando una porción de la película se adelgaza, se produce alta tensión superficial donde la concentración del surfactante disminuye por la concentración del solvente. Por lo que se deben adicionar surfactantes al espesor de la película de la burbuja para incrementar la vida de la espuma durante el transporte a la superficie. Esta es el área con mayor potencial de ruptura de la burbuja.

4. El cuarto mecanismo de estabilización de una espuma se refiere a su naturaleza eléctrica. Cuando un material de actividad superficial se adiciona a la solución de la espuma queda cargado eléctricamente.

Con el empleo de estas técnicas para retardar el drene del líquido, se ha extendido la aplicación de los sistemas de perforación con espumas. Los agentes espumantes son usados en aplicaciones con niebla, espuma estable y espuma rígida. La principal función del agente espumante es remover los sólidos y la afluencia de fluidos del pozo. La selección de un agente espumante apropiado es crítica para el éxito de las operaciones de perforación con este tipo de fluido. Las consideraciones para su selección dependen de la contaminación, temperatura y solubilidad a la que se van a encontrar en el yacimiento.

La concentración adecuada del agente espumante ocasiona la estabilidad de la espuma ya que incrementando la concentración se incrementa la vida de la espuma. La contaminación de la espuma con agua salada o aceite, altera la estabilidad de la espuma, debido principalmente a la disminución de la solubilidad del agente espumante durante el proceso de contaminación. La temperatura afecta la espuma de igual forma que a los fluidos de perforación, ya que un incremento en la temperatura disminuye la estabilidad de la espuma. Se considera que una espuma es estable cuando se presenta la fase continua menor del 97%.

APLICACIÓN:

- Cuando existen altos flujos de líquidos de la formación.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- Presión variable sobre la pared del pozo.

- Permite un adecuado control de las presiones en el pozo.
- Alta eficiencia en la capacidad de acarreo.
- Bajos requerimientos de gas.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Buena limpieza del agujero.
- Permite una adecuada configuración de la pared del pozo.
- Bajos requerimientos de agua.
- Puede manejar grandes volúmenes de agua.

DESVENTAJAS:

- Costos considerables para su elaboración.
- Equipo especializado, empleado para la medición y regulación de las proporciones y cantidades de líquido y gas.
- Para espumas reutilizables se requiere equipo adicional en superficie.
- Dificultad para el control de sólidos.

Espumas rígidas

Se define a la espuma rígida como aquella que emplea un fluido de perforación base gel como fase líquida, gas y un agente espumante. El uso principal de la espuma rígida, en comparación con la espuma estable, es que proporciona una buena estabilidad del pozo en las formaciones no consolidadas, además de la reducción asociada a los requerimientos de potencia del compresor y consumo de agua hace a la espuma rígida más atractiva económicamente.

APLICACIÓN:

- Formaciones con afluencia de líquidos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Altas capacidades de acarreo de recortes.
- Buena limpieza del agujero.
- Buena configuración de la pared del pozo.

DESVENTAJAS:

- Considerables costos en el fluido de perforación y los aditivos químicos.
- La consistencia del fluido se rompe con la presencia del aceite, agua salada y calcio.

3.7 PROPIEDADES FÍSICAS DEL AIRE O GAS

El desarrollo de los modelos hidráulicos para el aire o gas requieren del conocimiento de algunas características de los fluidos tales como densidad, viscosidad, etcétera.

Volumen y densidad

Se han efectuado diversos estudios para demostrar que la presión afecta el volumen de cualquier cantidad determinada de gas cuando la temperatura es constante. Robert Boyle efectuó una serie de experimentos con los cuales determino el efecto que la presión tiene sobre el volumen de una determinada cantidad de aire. De forma cuantitativa se estableció que al incrementar la presión en una cantidad de aire confinado, su volumen se reduce, es decir el volumen de

un gas varía en forma inversamente proporcional a la presión, considerando la temperatura constante (proceso isotérmico).

$$p = \frac{\text{Constante}}{V} \quad (3.2)$$

donde:

P = Presión

V = Volumen

El comportamiento de la relación P-V presenta curvas denominadas isotermas (Fig. 3.5).

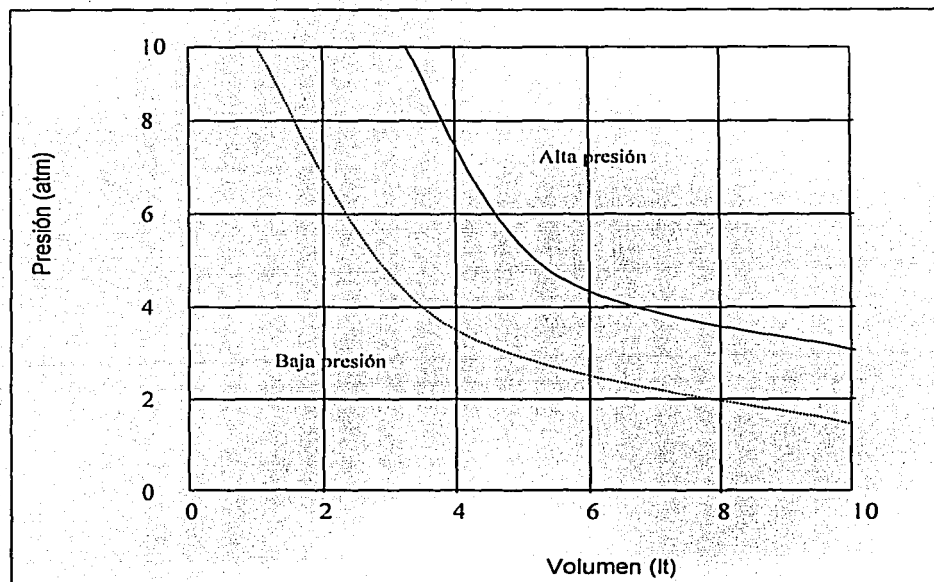


Fig. 3.5 Comportamiento de la relación P-V de acuerdo a la ley de Boyle.

Posteriormente Charles y Gay – Lussac observaron el efecto de la temperatura en el volumen de determinada cantidad de aire cuando la presión se mantiene constante, el volumen del gas varía en forma proporcional con la temperatura, tal como se observa (Fig. 3.6).

$$V = \text{Constante} * T \quad (3.3)$$

La combinación de las dos leyes anteriores permiten obtener una expresión adecuada que muestra la dependencia del volumen del gas con la presión y la temperatura.

$$\frac{PV}{T} = \text{Constante} \quad (3.4)$$

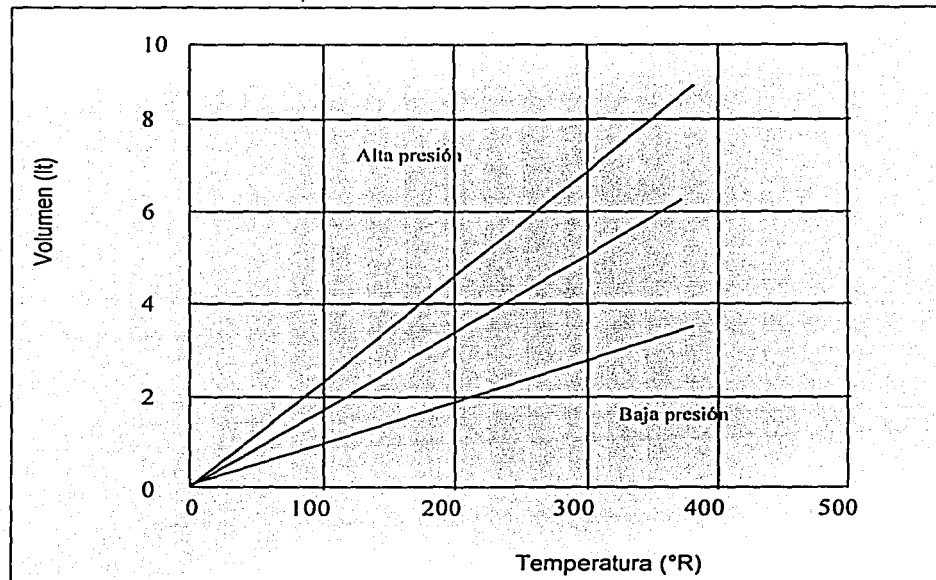


Fig. 3.6 Comportamiento de la relación T-V de acuerdo a la ley de Gay – Lussac.

Empleando la ley de Avogadro, que establece que volúmenes iguales de diferentes gases, a la misma presión y temperatura, contienen el mismo número de moléculas, se estableció que el comportamiento de todos los gases que cumplen con la ley de Boyle, Gay – Lussac y la ley de Avogadro, pueden expresarse como:

$$PV = nRT \quad (3.5)$$

Donde R es una constante, igual para todos los gases. Esta expresión se conoce como la ley de los gases ideales.

Cuando las mediciones se realizan a altas presiones, aparecen desviaciones de esta ley. Los gases reales, los cuales presentan esta desviación, pueden comportarse como un gas ideal en ciertos intervalos de presión y temperatura.

De una forma más general, los gases presentan una desviación de esta ley que da origen a lo que se llama comportamiento de gas no ideal. Por lo tanto se puede obtener una expresión para este tipo de gases, la cual se establece de la siguiente forma:

$$PV = ZnRT \quad (3.6)$$

Dividiendo la ecuación anterior entre el peso específico del gas y empleando el concepto del volumen específico se obtiene una ecuación para la densidad de un gas.

$$\rho_f = \frac{1}{v} = \frac{PM}{ZRT} \quad (3.7)$$

Donde:

ρ_f = Densidad del fluido

Z = Factor de compresibilidad

M = Masa molecular

v = Volumen específico

Riesgo de la perforación con aire y/o gas

El peligro de explosiones y/o incendios es inherente en la perforación de aire y/o gas, por lo que es necesario tener las siguientes precauciones de seguridad:

- a) Deben evitarse el uso de mezclas críticas de aire y/o gas, ya que son explosivas, (Fig. 3-7). Para estos casos la línea de quemar se debe colocar a varios metros del equipo de perforación.
- b) Equipos de seguridad para el control de chispazos producidos por los sistemas de combustión de las máquinas del equipo de perforación, como son extinguidores, ventiladores, etc.
- c) Disponer de una bomba de lodo y lodo en caso de desear matar el pozo.

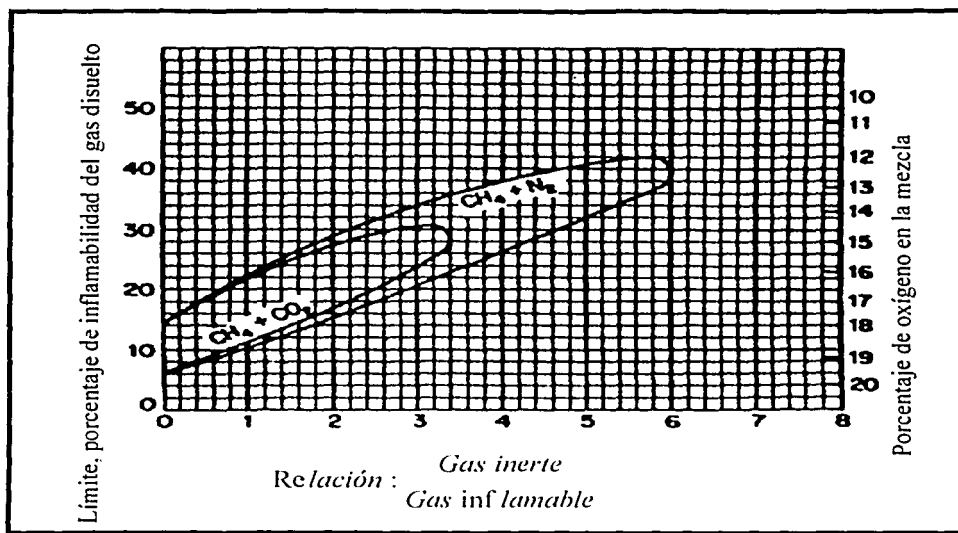


Fig. 3.7 Límite de inflamabilidad del metano cuando se mezcla con diferentes porciones de aire, nitrógeno y bióxido de carbono, según Nicolson, cortesía de Petroleum Engineer.

3.8 REOLOGÍA Y TIXOTROPÍA

Reología:

Es la ciencia de la deformación y flujo de los materiales, estudia la elasticidad, plasticidad y viscosidad de la materia.

Sus parámetros: Viscosidad plástica y viscosidad aparente.

Unidades: centipoise.

Tixotropía:

Propiedad que presentan algunos geles de transformarse en soles por efecto de la agitación mecánica.

Sus parámetros: Punto de cedencia y gelatinosidad.

Unidades: Libras/100pies²

Los fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de una fuerza cortante y a la velocidad de corte inducida por dicha fuerza, resultante en un flujo laminar y unidireccional, a temperatura constante.

La fuerza cortante F por unidad de área A , impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, se denomina esfuerzo cortante τ (Ecuación 3.8).

Para observar este fenómeno considere un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido, las placas son infinitamente grandes con respecto a la separación que existe entre ellas. (Fig. 3.8).

Bajo esta consideración, suponga que la placa superior se está moviendo con una velocidad $u_x + du_x$, en tanto la placa inferior lo hace a una velocidad u_x .

Lo anterior indica que la velocidad del fluido inmediatamente adyacente a las placas, es la misma que la velocidad de éstas.

Por lo tanto, el fluido está sujeto a una deformación $-du/dy$, que es el gradiente de velocidad de corte (v).

Así, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo cortante impuesto y la velocidad de corte resultante. Por consiguiente esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo condiciones diferentes de presión y temperatura.

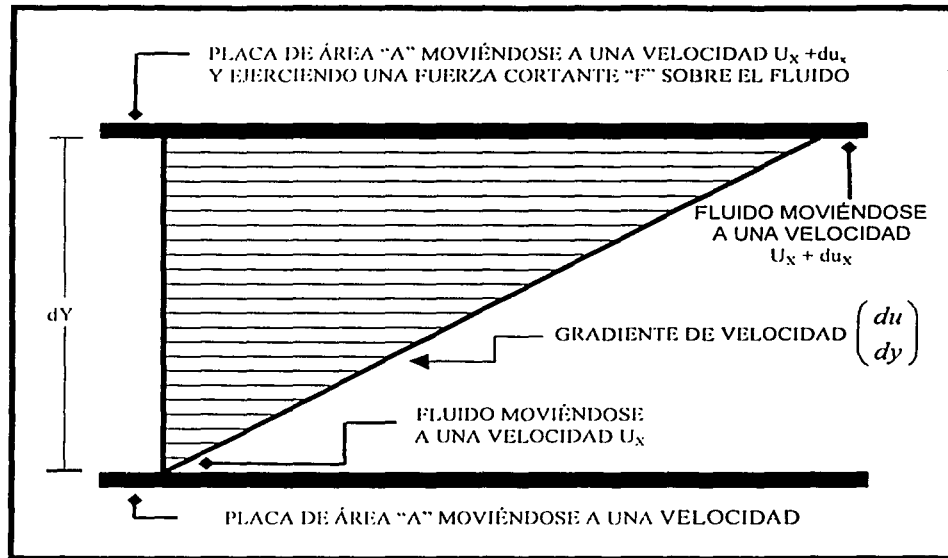


Fig. 3.8 respuesta de un fluido a la acción de un esfuerzo.

Por lo que la relación es:

$$\tau = f(v) \quad (3.8)$$

Es única para cada tipo de fluido; siendo característica para un fluido bajo condiciones dadas de presión y temperatura, sin embargo en el caso general, esta relación no es tan simple ya que depende de otros factores tales como interacciones químicas, cambios de orientación y alineamientos de las partículas o moléculas, concentración de las fases, etcétera.

De esta manera, basados en las formas de sus ecuaciones reológicas o en sus reogramas (representación gráfica de la ecuación reológica), los fluidos se

clasifican en varios tipos (Fig. 3.9): Fluidos puramente viscosos y fluidos que exhiben propiedades viscosas y elásticas, denominados fluidos viscoelásticos.

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y a la velocidad de corte inducida, los fluidos también se clasifican como Newtonianos y no – Newtonianos.

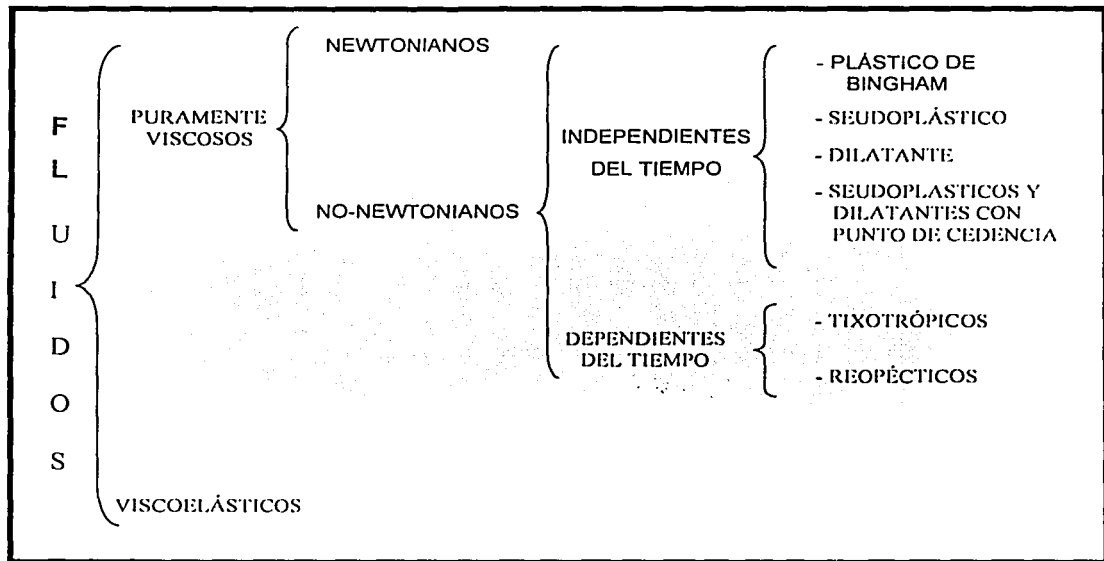


Fig. 3.9 clasificación reológica de los fluidos.

3.8.1 Fluidos Newtonianos

Los fluidos Newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico se describe de acuerdo con la Ley de resistencia de viscosidad de Newton (Fig. 3.10), que establece que a una temperatura y presión dadas, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, esta constante de proporcionalidad es la viscosidad verdadera de los fluidos Newtonianos.

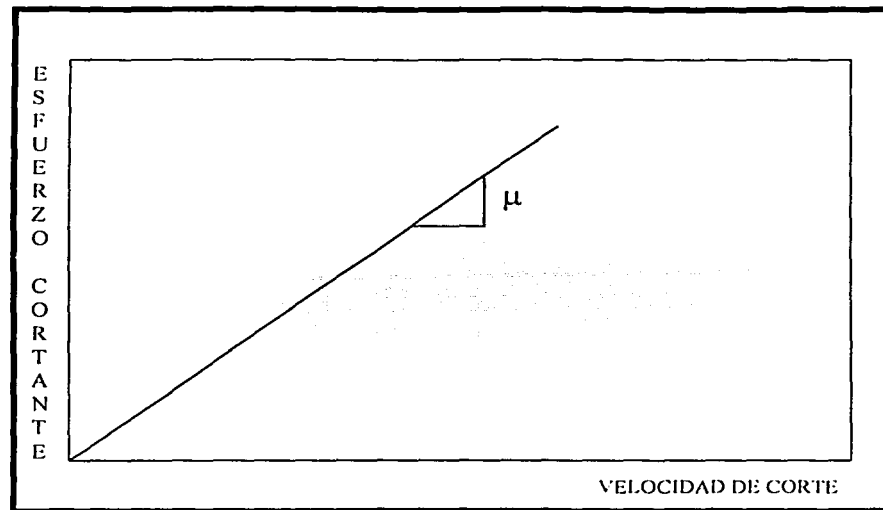


Fig. 3.10 fluido newtoniano.

3.8.2 Fluidos no-Newtonianos

Estos fluidos no manifiestan una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte y no pueden representarse por la ecuación de la viscosidad, las cuales se comportan de acuerdo a la "Reología" de cada uno y por lo tanto son clasificados como no-Newtonianos. A su vez, los fluidos no-Newtonianos se subdividen en dos grupos: fluidos independientes del tiempo y fluido dependientes del tiempo.

3.8.2.1 Fluidos independientes del tiempo

Son así denominados debido a que sus propiedades reológicas cuyo valor de corte y esfuerzo de corte no cambian con el tiempo

Fluidos plásticos de Bingham

Las características de un fluido plástico de Bingham (Fig. 3.11) es que la relación velocidad de corte – esfuerzo cortante, se representa por una línea recta; ésta no pasa por el origen y por lo tanto intercepta el eje de los esfuerzos en un punto diferente al origen. La implicación física de este comportamiento es que el fluido Bingham requiere de un valor finito del esfuerzo de corte para iniciar el flujo del fluido.

Son un caso idealizado de los fluidos no – Newtonianos, pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito. Una vez que dicho esfuerzo se excede, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

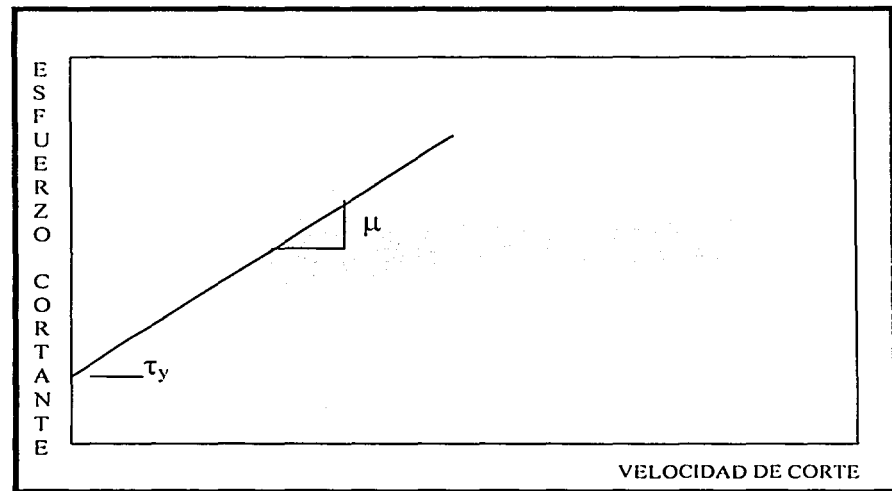


Fig. 3.11 fluido plástico de bingham.

Fluidos pseudoplásticos

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo muy pequeño iniciará su movimiento o flujo, debido a esta característica que presentan estos fluidos de reducir el incremento en el esfuerzo cortante con el aumento en la velocidad de corte, se les conoce como "fluidos adelgazantes por corte" (Fig. 3.12).

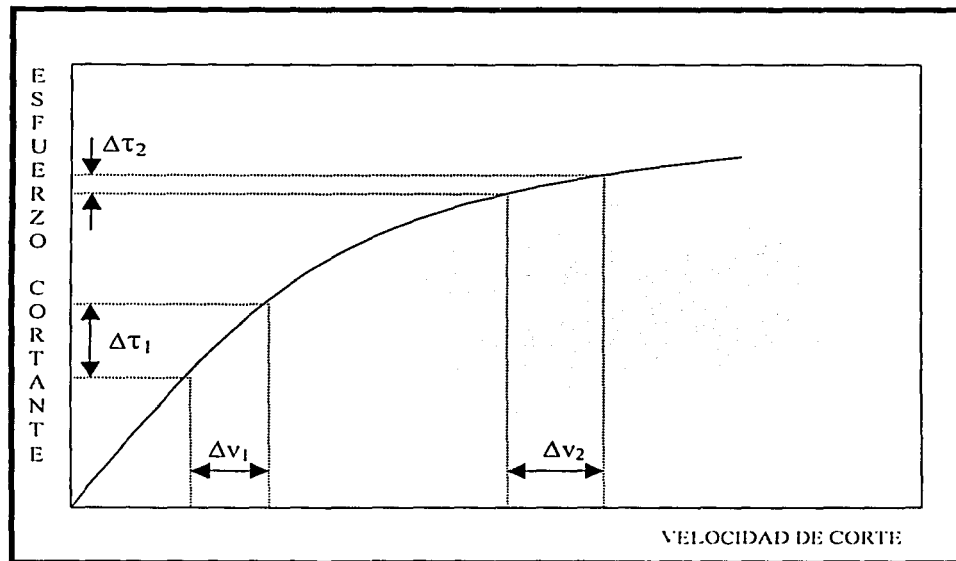


Fig. 3.12 fluido pseudoplástico.

Fluidos dilatantes

A diferencia de los pseudoplásticos en estos fluidos el ritmo del incremento del esfuerzo cortante, con la velocidad de corte, se incrementa conforme aumenta esta última. (Fig. 3.13).

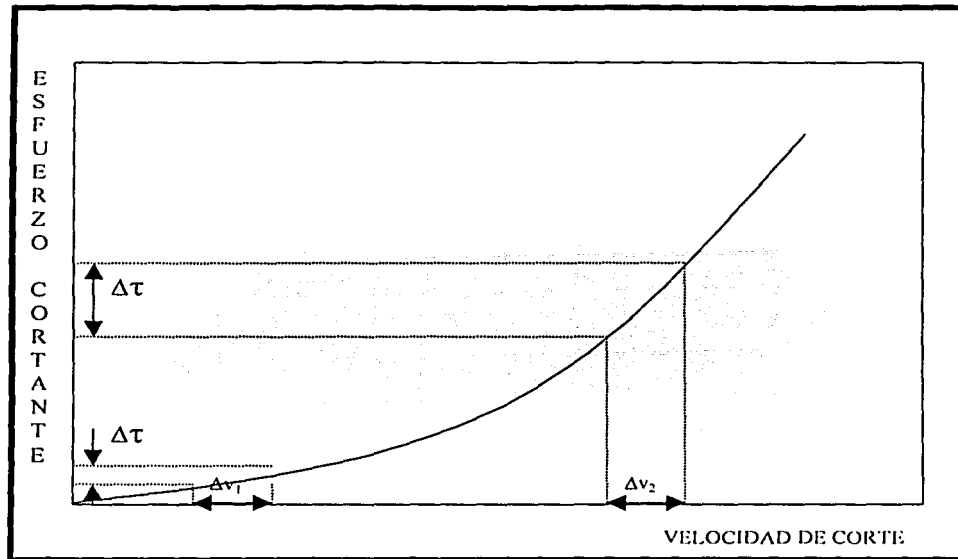


Fig. 3.13 fluido dilatante.

Fluidos pseudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia

Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia, como en el caso de los plásticos de Bingham; pero la relación entre el esfuerzo cortante, en exceso del esfuerzo inicial, con la velocidad de corte resultante no es lineal.

Es decir una vez que el esfuerzo de cedencia ha sido excedido, su comportamiento se asemeja al de los fluidos pseudoplásticos o dilatantes. (Fig. 3.14).

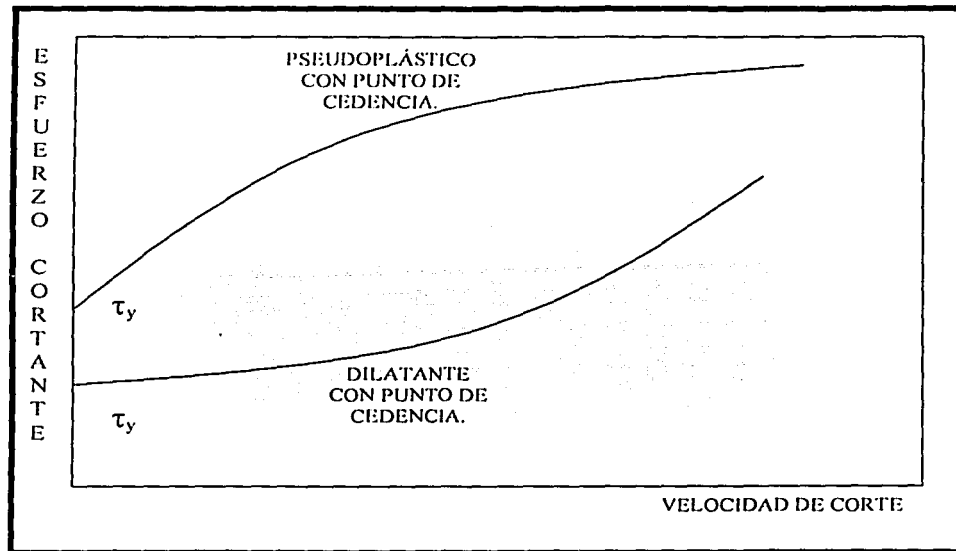


Fig. 3.14 fluido pseudoplástico y dilatante con punto de cedencia.

3.8.2.2 Fluidos dependientes del tiempo

Estos fluidos exhiben un comportamiento de flujo no lineal dependiendo del tiempo de reposo con un valor constante del esfuerzo cortante. Estos fluidos son clasificados en dos tipos: Tixotrópicos o Reopéticos.

Fluidos tixotrópicos

En los fluidos tixotrópicos aumenta su resistencia al esfuerzo cortante mientras se encuentra en reposo. (Fig. 3.15). Cuando estos fluidos se someten a valores constantes de velocidad de corte, la estructura gelatinosa se rompe rápidamente y la curva esfuerzo cortante – velocidad de corte, se asemeja a la curva de los fluidos pseudoplásticos o Bingham.

La tixotropía en estos fluidos es el resultado de las fuerzas de interacción de los sólidos a bajas velocidades de corte, que provocan la gelación del lodo y ejercen gran influencia en la viscosidad. Las arcillas son sólidos eléctricamente más activos, cuyas partículas se reúnen para formar una matriz o estructura gel cuando el fluido está en reposo, la cual requiere de una fuerza finita para iniciar el flujo; conforme éste se incrementa, el efecto de dichas interacciones se hace menos importante.

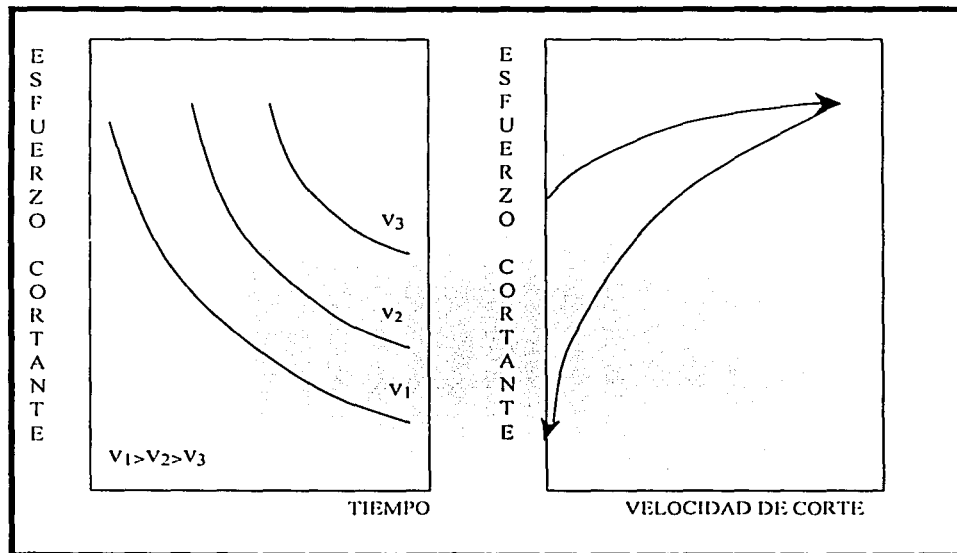


Fig. 3.15 fluido tixotropico.

Fluidos reopéticos

Son los fluidos que tienden a aumentar los esfuerzos arriba de un límite bajo un valor de velocidad de corte. Una característica de éstos es el incremento del esfuerzo cortante con respecto al tiempo, a una velocidad de corte constante. (Fig. 3.16).

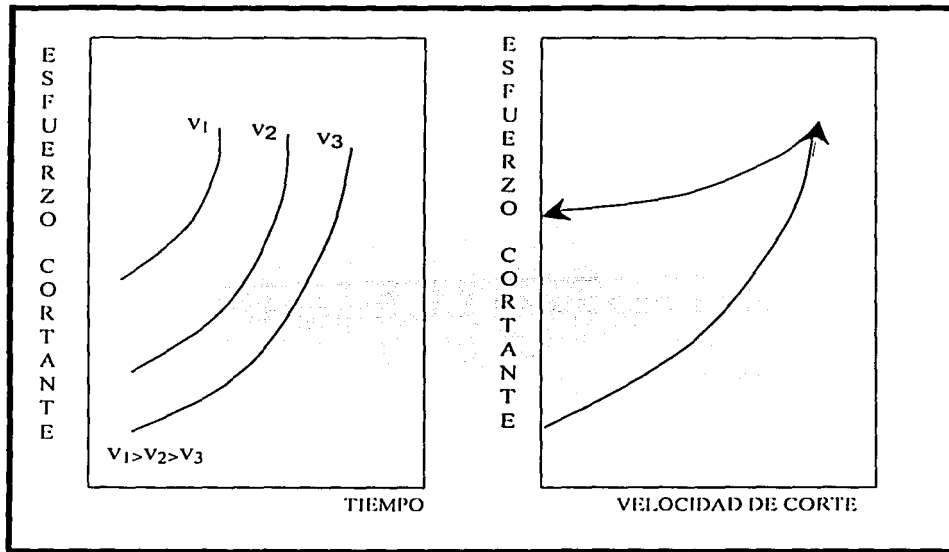


Fig. 3.16 fluido reopectico.

3.9 ANÁLISIS REOLÓGICO Y TIXOTRÓPICO DEL FLUIDO FAPX

Se experimentara con un fluido diseñado por PEMEX (FAPX), que se emplea en la terminación y reparación de pozos, este fluido está compuesto con un 78% de diesel, 20% de agua y 2% de un emulsificante, a este mismo fluido se va a variar el porcentaje de diesel y a su vez se pondra en comparación utilizando aceite mineral en el mismo porcentaje.

Procedimiento para preparar fluidos de perforación

1. Elaborar programa de preparación del fluido de perforación en base a la formulación química de éste.
2. Proporcionar el personal suficiente y necesario para la preparación.

3. Agua que se va a tener en las presas.
4. Agregar el emulsificante lentamente a las presas, homogeneizar el sistema.
5. Adicionar la cantidad calculada de diesel a las presas y continuar la agitación.
6. Realizar un análisis de las propiedades reológicas y tixotrópicas.
7. Reportar la conclusión de la preparación del sistema.

Preparación

Se mezclan los reactivos y soluciones (diesel, aceite mineral, agua y emulsificante), en un dispersor, durante 5-7 minutos en diferentes porcentajes (Tabla 3.3 y 3.4), se miden lo más exactamente posible mezclando primero el agua con el emulsificante y posteriormente el aceite (diesel o aceite mineral) a una temperatura ambiente.

FLUIDO COMPONENTES	A	A-1	A-2
% Diesel	78	88	68
% Agua	20	10	30
% Emulsificante	2	2	2

Tabla 3.3 Mezcla de compuestos en porcentaje.

FLUIDO COMPONENTES	B	B-1	B-2
% Aceite Mineral	78	88	68
% Agua	20	10	30
% Emulsificante	2	2	2

Tabla 3.4 Mezcla de compuestos en porcentaje.

Se utilizo el equipo descrito en la siguiente tabla 3.5.

EQUIPO, MATERIAL Y SOLUCIONES
-Balanza p/ densidad de lodos.
-Embudo Marsh
-Probetas.
-Jarra metálica.
-Dispensor.
-Viscosímetro FANN-35.
-Horno Rolador.
-Celdas de bronce para rolar.
-Diesel.
Agua
-Aceite mineral.
-Emulsificante.

Tabla 3.5 Equipo, material y soluciones.

Formulación para preparar 1m³

Se mezclan 200 litros de agua con 20 litros de emulsificante y posteriormente los 780 litros restantes de diesel Tabla 3.6.

MATERIAL	CANTIDAD	PRESENTACIÓN COMERCIAL	DESCRIPCIÓN
Diesel o aceite mineral	780 lts	Líquido a granel	Diesel comercial
Agua dulce	200 lts	Líquido a granel	Agua dulce libre de sales
Emulsificante	20 lts	Tambor de 208 lt.	Mezcla de surfactantes no iónicos y aniónicos.

Tabla 3.6 Formulación del sistema para preparar 1 m³ de fluido A.

Desarrollo:

Propiedades medidas y condiciones de prueba.

- a) Reología.- Utilizando el Viscosímetro FANN-35 y con la muestra de lodo a una temperatura ambiente (22°C) se sumerge la camisa rotatoria hasta la marca indicada, con la camisa rotando a 600,300,200,100,6 y 3rpm se registran las lecturas del dial, una vez que se ha estabilizado.

La viscosidad aparente (V_a) en centipoises se determina al dividir la lectura a 600 rpm por dos (Ec. A.i).

La viscosidad plástica (V_p) en centipoises se determina al sustraer la lectura 300 rpm de la lectura a 600 rpm (Ec. A.ii).

b) Tixotropía.- El punto de cedencia (P_c) en lb /100 pies cuadrados es igual a la lectura a 300 rpm menos la viscosidad plástica (Ec.A.iii).

Al cizallar la muestra de lodo por 10 segundos a alta velocidad y permitir que permanezca quieta por 10 minutos. La medición es registrada como la resistencia de gel de 10 minutos en lb/100 pies cuadrados.

Viscosidad de embudo Marsh. El embudo Marsh es un instrumento con una configuración bien definida, utilizado para medir la viscosidad de embudo de una muestra de 1,500 cm³ de un fluido de perforación. El embudo tiene un diámetro de 6 pulgadas. Su diámetro decrece hasta alcanzar un tubo de 2 pulgadas de longitud cuyo diámetro interno es de 3/16 de pulgada. El embudo contiene un tamiz fijo de malla 12 a una distancia de ¼ de pulgada del borde superior del embudo.

Para medir una muestra de un fluido de perforación se cubre el orificio con un dedo y se llena el embudo a nivel del lado inferior del tamiz, seguidamente, el dedo se remueve del orificio y midiendo el tiempo hasta el segundo más cercano, se deja de fluir hasta tener 1,000 cm³. La viscosidad de Embudo Marsh de un fluido se expresa en segundos por litro (seg/1,000 cm³).

Cálculos Tabla 3.7

Viscosidad aparente tenemos:

$$V_a = L_{600}/2 \quad (3.9)$$

Viscosidad plástica tenemos:

$$V_p = L_{600} - L_{300} \quad (3.10)$$

Punto de cedencia tenemos:

$$P_c = L_{300} - V_p \quad (3.11)$$

Índice de comportamiento del flujo

$$n = 3.32 \log (L_{600}/L_{300}) \quad (3.12)$$

Índice de consistencia

$$K = L_{600} / 1022^n \quad (3.13)$$

Si $n < 1 \Rightarrow$ Pseudoplástico (baja la viscosidad)

$n > 1 \Rightarrow$ Dilatante (Aumenta la viscosidad)

El fluido elaborado con el 78% dediesel (A) obtuvo las siguientes lecturas en el viscosímetro Fann-35 a temperatura ambiente y a 180°C.

LECTURAS	θ Tamb	θ 180°C
L ₆₀₀	286	630
L ₃₀₀	209	483
L ₂₀₀	173	420
L ₁₀₀	128	339
L ₆	48	168
L ₃	40	156

El fluido elaborado con 88% de diesel (A-1) no se emulsificó y por lo tanto no funcionó para su estudio.

El fluido elaborado con 68% de diesel (A-2) obtuvo las siguientes lecturas en el viscosímetro Fann-35 a temperatura ambiente y a 180°C.

LECTURAS	θ Tamb	θ 180°C
L ₆₀₀	102	10
L ₃₀₀	71	4
L ₂₀₀	63	3
L ₁₀₀	44	2
L ₆	12	0.5
L ₃	9	0.5

El fluido elaborado con 78% de aceite mineral (B) obtuvo las siguientes lecturas en el viscosímetro Fann-35 a temperatura ambiente y a 180°C.

LECTURAS	θ Tamb.	θ 180°C
L ₆₀₀	253	489
L ₃₀₀	186	369
L ₂₀₀	152	318
L ₁₀₀	113	252
L ₆	42	123
L ₃	36	114

El fluido elaborado con 88% de aceite mineral (B-1) obtuvo las siguientes lecturas en el viscosímetro Fann-35 a temperatura ambiente y a 180°C.

LECTURAS	θ Tamb.	θ 180°C
L ₆₀₀	510	123
L ₃₀₀	372	63
L ₂₀₀	312	44
L ₁₀₀	231	23
L ₆	75	2
L ₃	60	1

El fluido elaborado con 68% de aceite mineral (B-2) obtuvo las siguientes lecturas en el viscosímetro Fann-35 a temperatura ambiente y a 180°C.

LECTURAS	θ Tamb.	θ 180°C
L ₆₀₀	105	95
L ₃₀₀	63	38
L ₂₀₀	50	28
L ₁₀₀	38	17
L ₆	7	2
L ₃	5	1.5

Con las lecturas del viscosímetro FANN-35 las aplicaremos a las ecuaciones 3.9 a la 3.13 para obtener los resultados de la tabla 3.7 y las figuras 3.17 y 3.18 que a continuación se muestran.

Propiedades \ Fluido	A		A-2		B		B-1		B-2	
	Tamb	180	Tamb.	180	Tamb.	180	Tamb.	180	Tamb.	180
T °C										
γ [gr/cm ³]	0.79	0.85	0.89	0.83	0.79	0.84	0.87	0.86	0.88	0.85
Va [cps]	143	315	51	5	126.5	244.5	255	61.5	52.5	47.5
Vp [cps]	77	147	31	6	67	120	138	60	42	57
Pc [lb/100ft ²]	132	336	40	2	119	149	234	3	21	19
Gel [lb/100ft ²]	40/40	156/153	9/7	0.5/0.5	36/34	114/111	60/69	1/1	5/5	1.5/1.5
Viscosidad Marsh [seg]	970	-	124	-	148	-	∞	-	51	-
Índice de comportamiento de flujo (n)	0.452	0.383	0.522	1.321	0.040	0.406	0.455	0.965	0.736	1.321
Índice de consistencia (k)	12.46	44.302	2.732	0.001	191.5	29.361	21.81	0.154	0.638	0.010

Tabla 3.7 Resultados.

* El fluido A-1 no se pudo obtener ya que no se emulsifico.

FLUIDOS A TEMPERATURA AMBIENTE

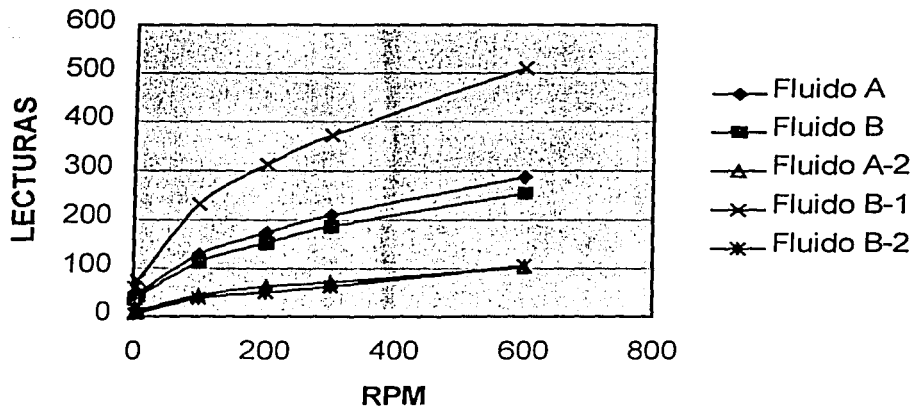


Fig.3.17 RPM vs Lecturas a temperatura ambiente.

FLUIDOS A TEMPERATURA DE 180°C

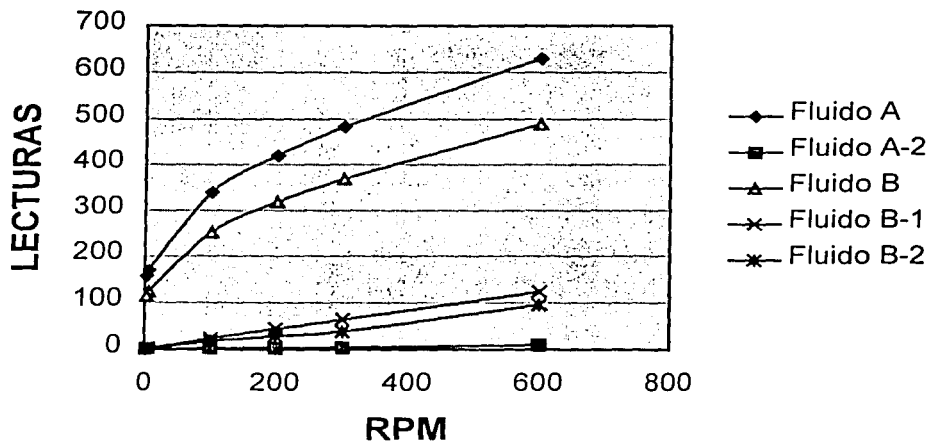


Fig.3.18 RPM vs Lecturas a 180°C.

Análisis de resultados

Los fluidos A, B, A-1, B-1, A-2 Y B-2 se probaron a una temperatura de 180°C (Tabla 3.d).

Se obtiene que los fluidos elaborados caen en el modelo de ley de potencias con punto de cedencia, y se definen como fluidos pseudoplásticos definidos por su índice de comportamiento de flujo (n), con la excepción de los fluidos cuya composición son de 68% de diesel y 68% de aceite mineral a temperatura de 180°C que son dilatantes con punto de cedencia.

Observamos que los fluidos con un 78% de diesel y 78% de aceite mineral (A y B) son los que tienen una baja densidad y el punto de cedencia alto. Esto permite un buen acarreo de recortes. Al aumentar la temperatura a 180°C éstos, aumentaron su densidad así como su punto de cedencia.

El fluido que contiene el 88% de aceite mineral (B-1) aumenta su densidad, y su punto de cedencia alto con respecto al fluido patron (A). Al aumentar su temperatura su densidad es similar, pero su punto de cedencia es muy bajo.

Con los fluidos cuyo contenido es del 68% de diesel y 68% de aceite mineral (A-2 y B-2) se obtuvo que estos aumentaron su densidad con respecto al fluido (A), y su punto de cedencia fue bajo. Al aumentar la temperatura a 180°C sus densidades disminuyeron de la misma forma sus puntos de cedencia.

En la figura 3.1a se muestran los fluidos a una temperatura ambiente dándonos que el fluido que contiene un 78% de aceite mineral (B-1) con respecto a los demás fluidos contiene una mayor viscosidad, sin embargo al aumentar su temperatura, como se muestra en la figura 3.12b este disminuye drásticamente su viscosidad.

Comparando las figuras 3.1 y 3.1b se observa que los fluidos A y B son los que mantienen sus propiedades después de aumentar su temperatura.

Observaciones

Al aumentar la temperatura de los fluidos, sus propiedades fueron modificadas aumentando su densidad con la excepción de los fluidos A-2 y B-2.

Al aumentar el porcentaje de diesel o aceite mineral la densidad aumenta pero su viscosidad disminuye, de la misma forma cuando se disminuye el porcentaje de diesel o aceite mineral su densidad aumenta y su viscosidad disminuye con respecto a los fluidos A y B .

En la figura 3.1b observamos como el fluido A después de someterlo a una temperatura de 180°C, es más resistente al esfuerzo cortante con respecto a los otros fluidos.

Para el caso del fluido que contiene un 88% de diesel (A-1) no se pudo formar la emulsión.

Los fluidos A y B son los que se pueden utilizar, ya que la densidad es baja y su viscosidad es alta con respecto a los otros, su punto de cedencia es alto, lo cual mantiene los sólidos en suspensión durante las paradas por conexiones o viajes.

3.10 DENSIDAD EQUIVALENTE DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

La mayoría de las ocasiones, las operaciones de perforación requieren de diferentes densidades de fluidos, presiones resultantes de la circulación del fluido y tal vez aplicar presión superficial durante las operaciones de control de brotes.

Es por esta razón que se debe tener una base de partida para comprender el arreglo entre presiones y densidades de fluido.

El término usado para describir el concepto de densidad equivalente de lodo es la DEC (densidad equivalente de circulación). La DEC (Ecuación 3.8) considera la presión hidrostática y de fricción que resultan del movimiento de los fluidos.

$$\text{D.C.E.} = [\Delta P / (1.42 + \text{TVD})] + \rho \quad (3.14)$$

Donde:

ΔP = Pérdidas de Presión (psi).

TVD = Profundidad Verdadera Vertical (psi).

ρ = Densidad del Lodo (gr/cm^3).

3.11 VISCOSIDAD

Cualitativamente, la viscosidad se define como "La resistencia interna de un fluido al movimiento". Sin embargo sólo los fluidos Newtonianos como el agua, cuyas características de flujo tienen una viscosidad verdadera, pueden definirse por un solo término. Todos los fluidos no-Newtonianos, incluyendo a los lodos de perforación, tienen características de flujo no lineales y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso.

La viscosidad de un fluido de perforación puede expresarse en medidas relativas o absolutas las relativas son la viscosidad del embudo o viscosidad aparente, las absolutas son valores de las características no newtonianas, como la viscosidad plástica, el valor de cedencia y esfuerzo de corte.

Un fluido de perforación tiene diferentes propiedades viscosas al circular por diferentes partes del sistema. Las propiedades de viscosidad deseada para un fluido de perforación son: proporcionar a éste la facilidad de impartir una óptima potencia hidráulica en la barrena; debe tener suficiente "viscosidad efectiva" en el espacio anular para mantener el agujero limpio; debe tener baja "viscosidad efectiva" para que el fluido se desprenda de los cortes al llegar a la superficie; y por último, tener suficiente gelatinosidad para mantener los cortes y el material pesado en suspensión cuando el fluido no está en movimiento.

3.12 ESFUERZO GEL

EL esfuerzo de gel es la medida de las fuerzas de atracción entre el fluido de perforación en condiciones estáticas, son medidas después de 10 segundos y 10 minutos de reposo. Estas fuerzas de atracción difieren del valor del punto de cedencia, son dependientes del tiempo y se rompen después de que el flujo se ha iniciado, a la vez el rango de los esfuerzos gel está indirectamente relacionado al rango del valor del punto cedente, dado que las fuerzas de atracción entre las partículas, influyen ambas medidas

El esfuerzo gel es necesario para ayudar a mantener los sólidos en suspensión durante las paradas por conexiones o viajes e inclusive sostener el material inerte en suspensión.

Sin embargo las presiones creadas mientras se saca o se mete tubería, la presión inicial requerida para romper circulación, son también influenciados por los esfuerzos gel. Estas presiones actúan directamente en las formaciones y pueden ocasionar por sondeo un brote, o fracturar las formaciones débiles si los esfuerzos gel son muy altos.

3.13 TEMPERATURA

El efecto de la temperatura 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.

El efecto de la alta temperatura en la pérdida de agua de un lodo de perforación, ocasiona una reducción en la viscosidad del componente líquido lo que aumenta la pérdida de agua, la temperatura disminuye la efectividad de los reactivos empleados para disminuir la filtración.

3.14 TAMAÑO DE SÓLIDOS EN EL FLUIDO

Para obtener un beneficio completo de las técnicas de optimización es esencial conocer y controlar el tipo, concentración y distribución del tamaño de las partículas de los sólidos en los fluidos de perforación. Las pruebas de perforación han demostrado que aunque todos los sólidos sean adversos al ritmo de penetración, las partículas menores de una micra son 12 veces más perjudiciales que las partículas más grandes.

La eficiente limpieza del fondo del agujero y el desplazamiento de los cortes, son dos de los requisitos para optimizar la perforación. La limpieza del fondo del agujero depende principalmente del flujo turbulento a través de la barrena. El transporte o desplazamiento efectivo de los cortes del agujero depende del perfil del flujo anular.

CAPÍTULO 4. CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO

En este capítulo se presentan las consideraciones que se deben conocer y analizar para una adecuada selección de los fluidos utilizados para perforar formaciones altamente fracturadas.

4.1 SELECCIÓN Y APLICACIÓN DEL FLUIDO LIGERO

Los parámetros que se deben conocer y analizar para una adecuada selección de los fluidos de perforación son:

1. Especificar los parámetros del yacimiento para analizar la compatibilidad del fluido de perforación:
 - Permeabilidad.
 - Distribución del tamaño del grano.
 - Tamaño de poro.
 - Mineralogía.
 - Agua congénita.
 - Composición y propiedades del aceite y del gas.
 - Condiciones de presión y esfuerzos del yacimiento.
 - Tipos de fluidos que contenga.
 - Densidad y diámetro de los recortes.

2. Establecer un proceso de selección que ayude a la determinación del fluido de perforación adecuado, la que debe considerar:

- Determinación de la densidad del fluido de perforación.
- Compatibilidad con el yacimiento.
- Análisis de corrosión.
- Análisis de explosividad.
- Experiencia con el fluido seleccionado.
- Personal disponible para la ingeniería de fluidos.
- Reglamentaciones y limitaciones en la descarga de fluidos y recortes.
- Disponibilidad del material, así como equipo adicional..

3 Utilizando sistemas de cómputo, se pueden calcular los siguientes parámetros que pertenecen a la hidráulica del pozo:

- Las caídas de presión en el sistema.
- Densidad equivalente de circulación.
- Parámetros operacionales (Potencia, gasto, etc.).

4 Es importante conocer los costos del fluido a utilizar, intervienen diferentes aspectos como son:

- Material para su elaboración.
- Accesibilidad de la tecnología disponible (equipo).
- Aditivos químicos.

*Si se tiene más de un fluido seleccionado se debe analizar conjuntamente la parte técnica y la económica.

4.1.1 Información requerida

la información que se debe tener para la selección del fluido de perforación es la siguiente:

- >Geopresiones.
- >Litología.
- >Registros geofísicos.
- >Pozos de correlación.
- >Problemas de la perforación de pozos vecinos.

4.1.2 Determinación de geopresiones

La evaluación cuantitativa de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura juega un papel muy importante dentro de la perforación de pozos petroleros. Básicamente, la determinación del gradiente de presión de sobrecarga, influye en la cuantificación de los gradientes de presión de formación y de fractura tanto en ambientes marinos como terrestres.

Por su parte la determinación de la presión de formación resulta importante en las siguientes actividades:

1. Reducir la frecuencia y severidad de brotes.
2. Minimizar la tendencia de pegaduras por presión diferencial.
3. Maximizar el ritmo de penetración, usando el mínimo peso equivalente.
4. Reducir el daño a las formaciones productoras, resultante por el uso de densidades del lodo excesivas e innecesarias.

Cuando estas técnicas de detección son bien aplicadas, el pozo puede ser perforado en forma segura y eficiente, minimizando el tiempo y costo de perforación

Para calcular el **gradiente de presión de sobrecarga** las técnicas, como se mencionó en el capítulo dos, están agrupadas en tres categorías:

- Profundidad.
- Combinación de la profundidad y compactación.
- Información acústica.

Para calcular el **gradiente de presión de formación** los métodos mencionados en el capítulo dos se agrupan en dos categorías, estas son:

- Métodos directos.
- Métodos del esfuerzo efectivo.

Para el cálculo del **gradiente de presión de fractura** las técnicas, mencionadas en el capítulo dos pueden ser agrupadas en cuatro categorías, basadas en su principio de solución:

- Esfuerzo mínimo (fracturas largas).
- Esfuerzo tangencial (fracturas cortas).
- De la mecánica de la fractura (fracturas muy largas).
- Directos.

4.1.3 Selección del fluido a partir de las geopresiones y características de la formación

Una vez determinados los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura.

- a) Podemos saber con qué densidad perforaremos sin dañar nuestra formación ni sobrepasar nuestro gradiente de fractura, basándonos en el procedimiento de diseño de TR's.

Con los gradientes de presión de formación y de fractura ya calculados se grafica contra la profundidad y se determina la densidad del lodo de perforación para el control de la formación de abajo hacia arriba como se muestra en la figura 4.1, se selecciona la profundidad de asentamiento de las TR's, considerando donde el fluido podría generar una fractura, así como tener cuidado en no exceder la presión diferencial máxima establecida que se determina con la ecuación 4.1.

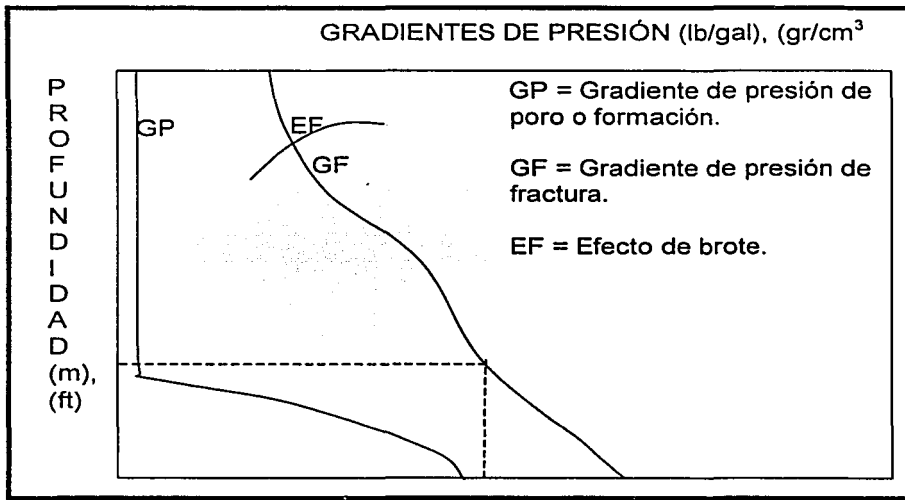


Fig. 4.1 Profundidad vs Gradientes de presión.

$$\text{Pres. diferencial} = (\text{plodo} - \text{gradiente de formación}) 0.052 (\text{Profundidad}) \quad (4.1)$$

Donde:

$$\text{Pres. diferencial} = (\text{psi})$$

Considerar el efecto de brote con la siguiente ecuación:

$$EF = (PA/PI)IB + \rho l \quad (4.2)$$

Donde:

PA = Profundidad de asentamiento, (L).

PI = Profundidad de interés, (L).

IB = índice de brote, (M/L).

ρl = Densidad de lodo, (M/L).

- b) Obtenida la densidad podemos seleccionar los tipos de fluidos que manejen la densidad requerida.
- c) Pero debemos tener en cuenta las características de la formación antes mencionadas ya que si elegimos un fluido cualquiera este no podría ser compatible con la formación lo cual acarrearía problemas al perforar.

Por lo cual mencionamos las características principales de los fluidos descritos en el capítulo tres, estos criterios de utilización de fluidos son:

GASES

➤ AIRE (Densidad de 0.002 a 0.1) se emplea en:

- Formaciones consolidadas o no deleznable.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.
- Zonas de baja presión.

➤ Nitrógeno (Densidad de 0.002 a 0.1) se emplea:

- Formaciones consolidadas o no deleznales.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.
- Zonas de baja presión.

MEZCLA DE LÍQUIDO Y GAS

➤ NIEBLA (Densidad de 0.002 a .24) se emplea en:

- Formaciones no consolidadas o no deleznales.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.
- Zonas de baja presión.

➤ LÍQUIDOS GASIFICADOS (Densidad de 0.48 a 0.84) se emplea en:

- Formaciones con altos flujos de líquido.
- Zonas de baja presión.

ESPUMAS

➤ ESPUMA RÍGIDA (Densidad de 0.002 a 0.48) se emplea en:

- Formaciones con altos flujos de líquido.
- Formaciones no consolidadas como son las arenas , los esquistos o conglomerados.
- Zonas de baja presión.

>ESPUMA ESTABLE (Densidad de 0.002 a 0.48) se emplea:

- >Cuando existen altos flujos de líquidos.
- >Cuando existen presencia de hidrocarburos.
- >Formaciones no consolidadas como son las arenas , los esquistos o conglomerados.
- >Zonas de baja presión.

BASE ACEITE

>ACEITE NITRIFICADO (Densidad de 0.48 a 0.84) se emplea en:

- >Formaciones hidratables.
- >Zonas de baja presión.

>EMULSIÓN INVERSA (Densidad de 0.84 a 1.0) se emplea en:

- >Formaciones hidratables.
- >Zonas de baja presión.

4.1.4 Evaluación técnica del uso del fluido seleccionado

Una vez seleccionado el fluido, se debe realizar una simulación del comportamiento de este en el sistema circulatorio del fluido.

El empleo de sistemas de computo ayudará a la determinación de:

- >Caídas de presión en el sistema.

Cálculo de la presión de fricción

El fluido de perforación bombeado, necesita vencer las fuerzas de fricción causadas por las capas del fluido y por las partículas sólidas. La presión de la bomba (P_P) se define como la suma de las caídas de presión por fricción en el sistema de circulación:

$$P_P = P_{DS} + P_B + P_A \quad (4.1)$$

Donde:

P_P = Presión de la bomba Kg/cm^2 .

P_{DS} = Caída de presión por fricción en la sarta Kg/cm^2 .

P_B = Caída de presión en la barrena Kg/cm^2 .

P_A = Caída de presión en el espacio anular Kg/cm^2 .

La caída de presión en la barrena es causa de la aceleración del fluido. Las ecuaciones para calcular la caída de presión por fricción varía según el régimen de flujo, laminar o turbulento⁸.

>Densidad equivalente de circulación (Ec. 3.14).

>Parámetros de operación (potencia, gasto, etc.).

Estos programas han sido diseñados por diferentes compañías y su utilización es de fácil manejo, algunos de ellos no son comerciales y los mismos ingenieros diseñan los propios como es el HIDRABB²² 1.0.

4.1.5 Costos

Debemos tener en cuenta los costos de los fluidos de perforación ya sea por su elaboración o el equipo que necesita para su empleo.

Con los gases en el caso del aire los costos son bajos, debido que al perforar a ritmos rápidos se incrementa la vida de la barrena, no necesita agua ni aditivos químicos. Sin embargo el nitrógeno es costoso para perforar, pero perfora a altos ritmos.

En la mezcla de líquido y gas tenemos que los fluidos gasificados incrementan sus costos por su elaboración ya que también utilizan nitrógeno o gas natural, requiere de equipo especial, pero permite incrementar su densidad en forma fácil.

Los fluidos tipo niebla tienen buenos ritmos de perforación, incrementa la vida de la barrena y no requiere de mucha agua así como baja utilización de aditivos.

Las espumas incrementan sus costos en su elaboración y requiere de equipo especial, pero tienen una buena capacidad de acarreo, consume poco agua, buenos ritmos de perforación incrementa la vida de la barrena y un buen acarreo de recortes grandes.

CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con los fluidos de perforación convencionales las densidades superan el gradiente de fractura de la formación y puede inducir al fracturamiento de ésta, así como producir pérdidas de circulación, ocasionando el descontrol del pozo, Por lo que es sumamente importante la elaboración de fluidos de baja densidad que no superen la presión de fractura, actualmente se ha podido elaborar éstos como una combinación de agua, diesel y emulsificante, espumas, gases y líquidos aerados.

Los fluidos neumáticos permiten perforar más rápido y permite a la barrena trabajar a menores esfuerzos y más tiempo. Al no existir pérdidas de circulación la permeabilidad no se afecta.

Se observó en el laboratorio que en el fluido FAPX al variar el porcentaje de los componentes (agua, diesel, aceite mineral) el siguiente comportamiento:

- ❖ Al aumentar el porcentaje de agua a una temperatura ambiente su densidad aumenta con respecto a los fluidos cuyos porcentajes son del 78% de diesel o aceite mineral.

- ❖ Al aumentar la temperatura (en el horno roedor) de los fluidos utilizados en el laboratorio sus propiedades fueron modificadas; los fluidos cuyo porcentaje de diesel y aceite mineral es del 78%, aumentaron sus densidades, y en cambio los fluidos que tienen el 68% y 88% de diesel y aceite mineral disminuyeron sus densidades.

- ❖ Si la velocidad de agitación es muy alta puede generarse burbujas y el fluido obtiene una consistencia parecida a la de las espumas, pero una velocidad de agitación alta no es posible en el pozo.
- ❖ Si el tiempo de agitación es corto, los componentes no se emulsifican correctamente.
- ❖ Se debe determinar el tiempo de agitación para que los componentes se emulsifiquen.
- ❖ Al utilizar aceite mineral, el comportamiento del fluido es parecido a la del aceite diesel, sin embargo es cuatro veces más caro y la utilización de este fluido en la perforación de pozos será más costosa.
- ❖ Cuando el porcentaje de diesel es del 88% no se emulsiona, sin en cambio cuando se utiliza aceite mineral con el mismo porcentaje este si se emulsifica.

RECOMENDACIONES

La selección del fluido de perforación es sumamente importante, ya que no sólo evita problemas, esto nos lleva a perforar en menos tiempo y por lo tanto sé vera reflejado en un ahorro económico.

1. Aguilera, R.: "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs", Jour. Pet. Tech., July 1976.
2. Schlumberger: "Interpretación de Perfiles", Volumen I – fundamentos New York. N. Y. 10017, Edición 1972.
3. León, L. Juan G.: "Proceso Para Hacer un Agujero" ¿Arte o Ingeniería?
4. Miguel, A. Benitez Hernández: "Apuntes de Tecnología de Perforación", UNAM. Facultad de Ingeniería.
5. Francisco, Garaicochea P.: "Fluidos de Perforación", UNAM, Facultad de Ingeniería.
6. Salvador, Segovia M., León, H. Soto M.: "Fluidos de Perforación de Baja Densidad Para Pozos Petroleros". Tesis de Lic. UNAM 1993.
7. Aguilera, R.: "Naturally Fractured Reservoirs", The Petroleum Publishing Co.. Houston, Texas, 1980.
8. Adam, T. Bourgoyne.: "Applied Drilling Engineering" Second Printing. Society of Petroleum Engineers. 1991.
9. George, B. Asquith: "Subsurface Carbonate Depositional", Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma.
10. Schlumberger: "Log Interpretation Manual / Principles", Cortesy Schlumberger Well Services, 1972.
11. Schlumberger: "Prevención de Problemas Durante la Perforación" Cortesy Schlumberger Well Services, 2002.

12. Louis, H. Reiss: "The Reservoir Engineering Aspects of Fractures Formations", Institut Francais Du Pétrole, Editions Technip 27 Rue Ginoux Paris, 1980.
13. Neal, Adams: "Well Control Problems and Solutions", Petroleum Publishing Company; Tulsa, Oklahoma 1980.
14. Instituto Mexicano del Petróleo: "Manual de Tecnologia de Lodos"
15. Matthews, W. R. And Kelly, John, "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient", Oil & Gas Journal (July, 1965) Vol. 63, pp. 102-106.
16. Ben A. Eaton: "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", SPE-AIME, Continental Oil' Co.
17. Parke, A. Dickey: "Petroleum Development Geology", Third-Edition, Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma USA.
18. Lucia, F. Jerry,: "Carbonate Reservoir Characterization", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1999.
19. José, A. Cigarroa A., Miguel, A. Garcia R.: "Estado del Arte en la Determinación de Geopresiones en Aguas Profundas", Tesis de Lic. UNAM 2001.
20. James L. Lumms, "Drilling Fluids Optimization" Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.
21. Enrique Miguel Gorian Maldonado, "Cuantificación de las Presiones de Formación y Fractura del Pozo Yum N°1", Tesis de Lic. UNAM, 1983.

-
22. Edgar Francisco de la Rosa Acevedo y Oswaldo Hernandez Mena, "Sistema Para la Simulación en Pozos Perforados Bajo Balance, Empleando Aire, Niebla o Espuma (HIDRABB 1.0)", Tesis de Lic. UNAM, 1998.
23. Juan Manuel Delgado Amador y Gilberto Adolfo Gordillo Santiago, "Evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados a Partir de la Interpretación de Registros Geofísicos", Tesis de Lic. UNAM, 1983.
24. Un siglo de la perforación en México PEMEX.