

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**Facultad de Ingeniería Geológica,
Minera y Metalúrgica**



**DETECCION DE PRESIONES ANORMALES DURANTE
LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS**

**(Un Caso de Detección de Sobrepresiones en el Oeste de
Venezuela)**

T E S I S

**Para optar el Título Profesional de
INGENIERO GEÓLOGO**

Tomás Humberto Marky Bertarelli

Lima – Perú

2005

INDICE

	Página
RESUMEN	1
AGRADECIMIENTOS	3
CONCLUSIONES	4
RECOMENDACIONES	6
INTRODUCCIÓN	7
CAPITULO I .- GENERALIDADES	9
1.1. Objetivos	9
1.2. Método de trabajo	10
1.3. Geología del petróleo	12
1.3.1. Definición de petróleo	12
1.3.2. Origen del petróleo	12
1.3.3. Las migraciones	13
1.3.4. Acumulación del petróleo	13
1.3.5. Los fluidos en los yacimientos petrolíferos	15
1.3.6. Energías y fuerzas de los yacimientos	17
1.4. Distribución mundial de las presiones anormales	20
1.5. Las presiones anormales en el Perú	21
CAPITULO II.- PRESIONES Y PRINCIPIOS GENERALES	24
2.1. Presión hidrostática	24
2.2. Presión de sobrecarga	24
2.3. Presión de formación	26
2.3.1. Presión de formación hidrostática normal	26
2.3.2. Presión de formación hidrostática anormal	27
2.4. Densidad de equilibrio, densidad equivalente	30
2.5. Gradientes de presión	31
2.6. Conceptos de esfuerzos	33
CAPITULO III .- ORÍGENES DE LAS PRESIONES ANORMALES NO HIDROSTATICAS	35
3.1. Desequilibrio de compactación	36
3.2. Tectonismo	37

3.3. Levantamiento geológico	38
3.4. Recarga o comunicación	39
3.5. Expansión acuatermal	40
3.6. Transformación mineral	41
3.7. Generación de los hidrocarburos	43
3.8. Osmosis	44

CAPITULO IV.- MÉTODOS DE DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES DE FORMACIÓN 46

4.1. Tendencia normal de compactación	46
4.2. Características de las zonas subcompactadas	47
4.3. Métodos de detección de presiones anormales durante la perforación	48
4.3.1. Métodos en tiempo real	48
4.3.1.1. Velocidad de penetración	48
4.3.1.2. Exponente “d”	52
4.3.1.3. Sigmalog	60
4.3.1.4. Otras normalizaciones de la velocidad de perforación	61
4.3.1.5. Torque	62
4.3.1.6. Sobretensión y arrastre	63
4.3.1.7. Llenado del hoyo	63
4.3.1.8. Nivel de tanques – flujo diferencial – presión de bombas	64
4.3.1.9. M.W.D.	64
4.3.2. Métodos dependientes del tiempo de retorno	67
4.3.2.1. Gas del lodo de perforación	67
4.3.2.2. Densidad del lodo de perforación	69
4.3.2.3. Temperatura del lodo de perforación	70
4.3.2.4. Conductividad del lodo de perforación	71
4.3.3. Métodos de análisis de recortes de perforación	71
4.3.3.1. Derrumbes de lutitas	71
4.3.3.2. Densidad de lutitas	72
4.3.3.3. Factor lutita (Shale factor)	72

CAPITULO V.- EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE PRESIONES 74

5.1. Evaluación de presiones de formación	74
5.1.1. Método de la profundidad equivalente	75
5.1.2. Método del ratio	76
5.1.3. Método de Eaton	77
5.1.4. Evaluación por observación directa de la presión diferencial	79
5.1.5. Pruebas de formación	80

5.2. Evaluación del gradiente de sobrecarga	82
5.3. Evaluación del gradiente de fractura	88
5.3.1. Aplicación de la evaluación del gradiente de fractura	88
5.3.2. Métodos de evaluación del gradiente de fractura	89
5.3.2.1. Hubbert & Willis (1957)	90
5.3.2.2. Matthews & Kelly (1967)	91
5.3.2.3. Eaton (1969)	92
5.3.2.4. Anderson et al. (1973)	94
5.3.2.5. Métodos adicionales para la estimación del gradiente de fractura	95
5.3.3. Prueba de fuga (Leak-off test)	95
CAPITULO VI .- UN CASO DE DETECCIÓN DE SOBREPRESIONES EN EL OESTE DE VENEZUELA	98
6.1. Generalidades	98
6.1.1. Ubicación	98
6.1.2. Topografía, clima y vegetación	98
6.1.3. Objetivos	99
6.2. Sumario de perforación	100
6.3. Geología	102
6.3.1. Síntesis estratigráfica del Oeste de Venezuela	102
6.3.2. Estratigrafía del pozo Venezuela-1Ca	111
6.4. Métodos de detección de sobrepresiones	117
6.4.1. Métodos durante la perforación	117
6.4.1.1. Métodos en tiempo real	117
6.4.1.2. Métodos dependientes del tiempo de retorno	121
6.4.1.3. Métodos de análisis de recortes de perforación	123
6.5. Evaluación cuantitativa de presiones	124
6.5.1. Evaluación de presiones de formación	124
6.5.2. Evaluación del gradiente de sobrecarga	125
6.5.3. Evaluación del gradiente de fractura	125
6.6. Conclusiones del pozo Venezuela-1Ca	127
CAPITULO VII .- BIBLIOGRAFÍA	129

ILUSTRACIONES

CAPITULO I

- 1.1.- Condiciones anticlinales ideales
- 1.2.- Diagrama de la distribución de los fluidos en un almacén
- 1.3.- Ilustración de flujo hidrodinámico de un fluido
- 1.4.- Distribución mundial de las presiones anormales

CAPITULO II

- 2.1.- Diagrama esquemático de la relación porosidad / profundidad
- 2.2.- Cambios del “bulk density” promedio en sedimentos (costa adentro /costa afuera)
- 2.3.- Gráfico de presión vs. profundidad – clasificación de categorías de presión
- 2.4.- Ejemplo de anomalía de presión hidrostática negativa
- 2.5.- Perforando un reservorio por debajo de su nivel de entrada (pozo artesiano)
- 2.6.- Acumulación de hidrocarburos-Gráfico de presión versus profundidad
- 2.7.- Ejemplos de cálculo de densidad de equilibrio
- 2.8.- Diagrama esquemático de los esfuerzos

CAPITULO III

- 3.1.- Reducción de la porosidad de las arcillas como una función de la profundidad
- 3.2.- Ejemplo de generación de presiones anormales por actividad tectónica
- 3.3.- El rol de las fallas en la distribución de las presiones
- 3.4.- Ejemplo de una zona de subducción
- 3.5.- Ejemplo de generación de presiones anormales por levantamiento geológico
- 3.6.- Ejemplo de generación de presiones anormales por recarga
- 3.7.- Proceso de diagénesis de la montmorillonita
- 3.8.- Generación de los hidrocarburos como una función de la temperatura y profundidad
- 3.9.- Ilustración del proceso osmótico

CAPITULO IV

- 4.1.- Cambios de presión – zona de transición**
- 4.2.- Perfil esquemático mostrando subcompactación**
- 4.3.- Cambio de la velocidad de perforación a través de una zona subcompactada**
- 4.4.- Los efectos de la presión diferencial en la velocidad de penetración**
- 4.5.- Efecto del peso sobre la broca en la perforación – gráfico típico**
- 4.6.- Relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación como función del peso sobre la broca para una litología dada**
- 4.7.- Relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación como función de la dureza de la formación**
- 4.8.-Diagrama esquemático del exponente “d” en una zona subcompactada**
- 4.9.- Comparación de “d” y “dc”**
- 4.10.- Variación de la curva del exponente “dc” debido a los cambios litológicos**
- 4.11.- El efecto del tipo de broca y desgaste en el exponente “d”**
- 4.12.- Situaciones que requieren cambios en la tendencia de compactación**
- 4.13.- Respuesta esquemática de los perfiles de pozo a las zonas normalmente compactadas y subcompactadas por retención de fluidos**
- 4.14.- Comparación de cambios progresivos en gas de conexión, gas de base y exponente “dc”**
- 4.15.- El efecto del ΔP en las manifestaciones de gas**
- 4.16.-Variaciones del gas de base (background gas) y del gas de conexión**
- 4.17.- Distribución de líneas de flujo caliente e isothermas alrededor de un cuerpo aislado**
- 4.18.- Cambio en temperatura y gradiente a través de un cuerpo aislado**
- 4.19.- Comportamiento esquemático de la conductividad del lodo durante un influjo de fluido de formación**
- 4.20.- Apariencia de los derrumbes de lutitas**
- 4.21.- Diagrama de cambio de la densidad de lutitas en una zona subcompactada**
- 4.22.- Diagrama de cambio del factor lutita en una zona subcompactada**

CAPITULO V

- 5.1.- Principio del método de la profundidad equivalente**
- 5.2.- Principio del método del ratio (exponente “d”)**
- 5.3.- Ejemplos de gradientes de presión de sobrecarga**
- 5.4.- Ejemplos del uso del gradiente de fractura**
- 5.5.- Curvas para K_i determinado por Matthews & Kelly (1967) en el sur de Texas y Luisiana (a) - determinación de Z_i : situaciones de presiones anormales (b)**
- 5.6.- Valores del ratio de Poission en relación al gradiente de sobrecarga y profundidad**
- 5.7.- Ejemplo de un típico registro de una prueba de fuga (Leak – off test)**

CAPITULO VI

- 6.1.- Mapa de ubicación del área de estudio y rasgos estructurales del Oeste de Venezuela**
- 6.2.- Sección tectónico-estratigráfica B-B' de la Cuenca del Lago de Maracaibo**
- 6.3.- Perfil del pozo Venezuela-1Ca (fases de perforación y revestimientos)**
- 6.4.- Evolución geotectónica del Oeste de Venezuela. Supersecuencias A-F.**
- 6.5.- Carta estratigráfica del Oeste de Venezuela**
- 6.6.- Columna estratigráfica del pozo Venezuela-1Ca**
- 6.7.- Velocidad de perforación (VDP), revoluciones por minuto de la sarta de perforación (RPM), Y peso sobre la broca (PSB) versus profundidad**
- 6.8.- Exponente “dc” versus profundidad**
- 6.9.- Gas total versus profundidad**
- 6.10.- Temperatura en la línea de flujo del lodo de perforación versus profundidad**
- 6.11.- Densidad de lutitas versus profundidad**
- 6.12.- Gradiente de Presión de poros, peso del lodo de perforación y gradiente de fractura de formación versus profundidad**

TABLAS

CAPITULO I

1.1.- Ejemplos de sobrepresiones a nivel mundial

CAPITULO VI

6.1.- Registro de brocas del pozo Venezuela-1Ca

6.2.- Datos de gas del pozo Venezuela-1Ca

FOTOS

1.- Reventón en un pozo perforado en los Estados Unidos de Norte América, en el que se puede ver el flujo incontrolado de petróleo y gas hacia la superficie.

2.- Reventón en un pozo perforado en el Atlántico, en el que se puede ver que el flujo de petróleo y gas a provocado la explosión y el incendio de la plataforma de perforación.

3.- Transporte con helicóptero de una unidad de “Mudlogging” a la locación de un pozo petrolero.

4.- Interior de una unidad de “Mudlogging” en la que se muestra a un ingeniero de presiones controlando con el sistema computarizado los parámetros de perforación de un pozo.

5.- Interior de una unidad de “Mudlogging” en la que se muestra a un geólogo realizando la descripción de los recortes de perforación bajo el microscópio.

6.- Geólogo elaborando a computadora el “Masterlog” en el que se muestra la columna estratigráfica del pozo.

7.- Vista de las zarandas (shale shaker’s) de donde se toman los recortes de perforación para su análisis y descripción.

8.- Equipo de trabajo de “Mudlogging” luego de finalizar la instalación de los sensores en las zonas estratégicas del equipo de perforación para la adquisición computarizada de los parámetros de perforación.

9.- Las presiones anormales ocurren en un amplio rango de condiciones geológicas y geográficas como en, la selva, el desierto, los polos, el mar, etc.

DEDICO ESTE MODESTO TRABAJO

A MI ESPOSA AMALIA

Y

A MIS PADRES

Lima, Abril del 2005

RESUMEN

Durante la perforación de un pozo petrolero a menudo se encuentran serias dificultades técnicas siendo una de las más temidas, la penetración de zonas de presiones anormales, las cuales tienen estadísticamente una asociación significativa con la acumulación de hidrocarburos. Así, al encontrar un estrato que de pruebas de tener petróleo o gas, el perforador debe proceder cuidadosamente ya que este podría tener alta presión, y a menos que se tomen precauciones hay peligro de un reventón, que puede venir acompañado de un flujo incontrolado de petróleo y gas (Foto 1).

Un pozo de alta presión fuera de control puede ser extraordinariamente destructor. La expulsión violenta del fluido del pozo, tal vez acompañada por flujos de arena, petróleo, y gas; algunas veces hace pedazos la torre, ocasionalmente enterrando el equipo de perforación. Las herramientas de perforación y, a veces aún las pesadas tuberías de perforación salen disparadas fuera del pozo por las fuerzas desarrolladas. El petróleo arrojado en chorro a gran altura al aire libre es arrastrado por el viento y pulverizado sobre el terreno vecino, llevando la destrucción a los árboles, siembras y construcciones vecinas, y como suele suceder, si se genera alguna chispa todo lo que quede al alcance del petróleo se convertirá en una mole de fuego (Foto 2). Todo esto algunas veces se presenta en un tiempo tan corto que son una amenaza para la vida del personal de perforación del pozo.

La calidad del programa de perforación depende de que tan bien sean conocidas las presiones de formación. No es suficiente crear un programa inflexible y pegarse a este rígidamente. Donde sea que haya el riesgo de presiones anormales, el método de perforación debe consistir en una evaluación continua de las presiones de formación tan precisamente como sea posible para detectar tempranamente la presencia de sobrepresiones y adaptando el programa de perforación adecuadamente para evitar los temidos reventones con la consecuente pérdida en términos tanto humanos como financieros.

La presión de formación o también llamada presión de poros, es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los espacios porosos de una formación geológica y, puede ser normal o anormal. La presión de formación es normal cuando



Foto 1.- Reventón en un pozo perforado en los Estados Unidos de Norteamérica, en el que se puede ver el flujo incontrolado de petróleo y gas hacia la superficie (Geoservices, 2003).



Foto 2.- Reventón en un pozo perforado en el Atlántico, en el que se puede ver que el flujo de petróleo y gas a provocado una explosión y el incendio de la plataforma de perforación (Geoservices, 2003).

es igual a la presión hidrostática ejercida por una columna continua de agua estática medida desde la superficie hasta la profundidad en cuestión, y es anormal cuando está por debajo o por encima de la presión hidrostática. Cuando la presión anormal está por debajo de la presión hidrostática se le conoce como presión subnormal, y cuando está por encima de la presión hidrostática se le conoce como sobrepresión, la cual, durante la perforación de un pozo petrolero puede originar un reventón, es decir, el flujo incontrolado de fluidos de formación hacia el hoyo del pozo si ésta no es detectada y controlada a tiempo.

Las presiones anormales son un fenómeno mundial, la mayoría de las provincias petroleras presentan presiones anormales, pero su distribución no sólo es vasta a escala geográfica sino también a escala vertical, pues, aunque más comúnmente son encontradas en series sedimentarias recientes ya que se encuentran en un estado geodinámico activo, éstas existen en formaciones con litologías altamente variables en cualquier lugar entre el Pleistoceno y el Cambriano.

De acuerdo a una revisión de la literatura publicada sobre presiones anormales, el desequilibrio de compactación y generación de hidrocarburos son las dos causas más comúnmente citadas de presiones anormales en provincias petroleras. En secuencias deltaicas jóvenes (Terciario), el desequilibrio de compactación es la causa dominante de presiones anormales. En rocas litificadas más viejas (pre-Terciario), la generación de hidrocarburos, presurización acuatermal, y tectonismo son las más comúnmente citadas como las causas de presiones anormales.

Las presiones anormales se desarrollan cuando algunos procesos afectan los componentes del sistema de esfuerzos del subsuelo, tal que los fluidos de poros aceptan una mayor parte del esfuerzo de sobrecarga que se esperaba (mayor que la presión hidrostática), y una barrera impermeable evita la migración de los fluidos para estabilizar las presiones.

Existen diversos métodos para detectar la presencia de presiones anormales durante la perforación de un pozo petrolero, los cuales serán desarrollados y puestos en práctica en la presente Tesis con la presentación de un caso de detección de sobrepresiones en el Oeste de Venezuela.

AGRADECIMIENTOS

- **Expreso mi más profundo agradecimiento a mi esposa Amalia y a mis padres por la estimulación que me brindaron para la realización de esta Tesis.**
- **A la Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera y Metalúrgica, y a los distinguidos profesores que participaron en mi formación profesional.**

A los Ingenieros Víctor Sanz Parra y Guillermo Pérez Verástegui como asesores de esta Tesis.

- **Al Ingeniero Javier Hernández Muchaypiña, colega y amigo, por la revisión de la tesis y, por sus valiosos aportes.**

CONCLUSIONES

1. Las presiones anormales traen a menudo dificultades técnicas durante la perforación de pozos, y si no son tratadas a tiempo pueden conllevar a pérdidas en términos tanto humanas como financieras. Por tal motivo es muy importante la evaluación continua de las presiones de formación, tan precisamente como sea posible.
2. Las presiones anormales son un fenómeno mundial y, a escala vertical, pueden existir en cualquier lugar entre el Pleistoceno y el Cambriano.
3. Las estadísticas indican que, entre otras, el desequilibrio de compactación y generación de hidrocarburos son las dos causas más difundidas de presiones anormales, sin embargo muchas veces varios mecanismos pueden combinarse y generar presiones anormales.
4. La presencia de una zona de transición de presiones anormales es muy importante para un geólogo de subsuelo, pues la ausencia de esta dificulta la detección temprana de las sobrepresiones.
5. Hay varios métodos para la detección de las presiones anormales durante la perforación, pero los más confiables son: el gas de base (back ground gas), el gas de conexión, la velocidad de perforación, el exponente "d", el arrastre durante los viajes y conexiones, la medición del flujo del lodo y, el nivel de los tanques de lodo.
6. De todos los modelos matemáticos ideados hasta la actualidad, el exponente "d" introducido en 1966 por JORDEN & SHIRLEY, queda como una de las más confiables técnicas de detección de presiones anormales durante la perforación de pozos. Y el método de corrección del exponente "d" más recomendable, es el de corrección por peso del lodo.
7. Aunque un amago de reventón es una amenaza para la seguridad del pozo, por lo cual debe evitarse a toda costa, en caso de que este ocurra da valiosa información de la presión de poros. El peso del lodo puede ser ajustado, y la interpretación de los métodos de detección tales como el exponente "d" pueden ser recalibrados.

8. El éxito de la estimación de los gradientes de presión de poros y de fractura depende de cuan precisamente se conozca el gradiente de sobrecarga de la secuencia litológica a ser perforada. Así, los registros de densidad, tal como el FDC, son los medios más confiables para determinar el gradiente de sobrecarga, mientras que las condiciones de registro sean satisfactorias.
9. El método de Eaton es indudablemente el más extensamente usado en el presente para la estimación tanto del gradiente de presión de poros, como del gradiente de fractura durante la perforación de pozos. Sin embargo, siempre es recomendable experimentar con varios métodos, ya que la eficiencia de estos varía de región a región.
10. Con el desarrollo de las técnicas de M.W.D. algunos de los métodos de perfiles de pozo pueden ser usados para la evaluación de presiones de formación, con la ventaja de que los datos son transmitidos a la superficie durante la perforación, para su rápida correlación con otros datos de pozo obtenidos en tiempo real.

RECOMENDACIONES

- **Se recomienda, durante cada fase de perforación:**
 1. Estimar la presión de poros tan cerca al tiempo real como sea posible.
 2. Medir la densidad de lutitas para todas las zonas de lutitas limpias.
 3. Monitorear la presión diferencial por observación de la presencia o ausencia del gas de base, gas de conexión y gas de viaje.
 4. Si hay evidencias de que posiblemente se perforará una zona de sobrepresiones es conveniente utilizar parámetros de perforación lo más estables posible, y brocas de características similares para tener una mejor apreciación de cualquier variación en el comportamiento del exponente “d”.
 5. Si el pozo es direccional, recalculer los parámetros de presión para la profundidad vertical verdadera antes de la interpretación.
 6. Si ocurre un amago de reventón, usar la presión de cierre en la tubería (SIDPP) para calcular la presión de poros.

- **Se recomienda, a cada punto de revestimiento:**
 1. Si están disponibles los valores del registro de densidad o registro sísmico, usarlos para recalculer el gradiente de sobrecarga para la sección.
 2. Si están disponibles los valores de presión RFT (Repeat Formation Tester), usarlos para recalculer el gradiente de presión de poros.
 3. Cuando se perfore fuera del nuevo zapato de revestimiento, usar los datos de LOT para recalculer el gradiente de fractura.

INTRODUCCIÓN

La información que el autor de la presente Tesis presenta en las páginas siguientes está basada en bibliografía selecta y en experiencia adquirida durante la perforación de pozos petroleros, trabajando como empleado de diversas compañías de servicio de “Mudlogging”.

En la industria petrolera, el servicio de “Mudlogging” que en español significa “Registro de Lodo de Perforación” consiste básicamente en la recolección, descripción y análisis de los recortes de roca y muestras de gas que vienen con el lodo del fondo del hoyo durante la perforación de pozos petroleros. Adicionalmente se realiza el monitoreo en tiempo real, registro en una base de datos computarizada e, interpretación de los parámetros de perforación para ser presentados, diariamente al representante de la compañía petrolera dueña del pozo, en formatos denominados “Master Log”, “Drilling Log”, “Pressure Log”, etc. Este trabajo es realizado en una cabina portátil (Foto 3) que es instalada en la locación de perforación y que tiene en su interior un laboratorio de geología y un conjunto de computadoras (Foto 4) que permiten procesar la información registrada por una serie de sensores electrónicos instalados estratégicamente en las principales partes del equipo de perforación y que ayudan a detectar tempranamente problemas de perforación tales como fugas en la sarta de perforación, pérdidas de lodo hacia la formación, o amagos de reventón involucrando la invasión de fluidos de formación hacia el hoyo del pozo.

Con respecto al tema de esta Tesis, es así como con el servicio de “Mudlogging”, con la información almacenada en la base de datos del pozo y con la ayuda de varios programas de ingeniería se evalúan las presiones de formación y se detectan las presiones anormales durante la perforación de pozos petroleros.

Los primeros capítulos de esta Tesis están dedicados a desarrollar el fundamento teórico necesario para la comprensión de las presiones anormales y su relación con la acumulación de hidrocarburos. Luego del estudio de los principales



Foto 3.- Transporte con helicóptero de una unidad de "Mudlogging" a la locación de un pozo petrolero (Geoservices, 2003).



Foto 4.- Interior de una unidad de "Mudlogging" en la que se muestra a un ingeniero de presiones controlando con el sistema computarizado los parámetros de perforación de un pozo (Geoservices, 2003).

mecanismos que originan las presiones anormales, de los diversos métodos de detección y evaluación de presiones utilizados por la industria petrolera en la actualidad, se presenta un caso de detección de sobrepresiones durante la perforación de un pozo en el Oeste de Venezuela, donde el autor participó como empleado de una compañía de servicio de “Mudlogging”.

Debido al carácter confidencial de la información no se revelará el nombre verdadero del pozo que en esta Tesis se presenta, ni el nombre de ninguna compañía que participó durante la perforación. Así, al pozo en mención se le asignará arbitrariamente el nombre de “Venezuela-1Ca”, el cual fue exploratorio, vertical y, alcanzó la profundidad final de 13,881 pies, detectándose una zona de sobrepresiones entre los 9,600 pies y los 11,898 pies compuesta de una secuencia arcillosa correspondiente a la Formación Mito Juan/Colón, con una presión de poros máxima de 13.6 ppg.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. OBJETIVOS

La presente Tesis tiene como objetivos:

- a. Servir al autor de esta Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo, en la Universidad Nacional de Ingeniería.
- b. Desarrollar en forma práctica y objetiva el fundamento teórico necesario para comprender los orígenes y los diversos métodos de detección y evaluación de las presiones anormales de formación que actualmente utilizan las compañías de servicio de “Mudlogging” durante la perforación de pozos petroleros, evitando así los temidos reventones y las consecuentes pérdidas en términos tanto humanas como financieras.
- c. En base al hecho de la relativa poca cantidad de casos de presiones anormales reportados en Sudamérica con respecto a otras regiones del mundo, promover en el Perú el estudio de las presiones anormales como un fenómeno que estadísticamente a nivel mundial tiene una asociación significativa con la acumulación de hidrocarburos.
- d. Presentar un caso real de detección de sobrepresiones durante la perforación de un pozo petrolero en el Oeste de Venezuela, donde el autor de la presente Tesis participó como empleado de una compañía de servicios de “Mudlogging”.

1.2. MÉTODO DE TRABAJO

La presente Tesis puede ser dividida básicamente en dos partes, la primera parte consiste en un trabajo de investigación que tiene por objetivo presentar el fundamento teórico de las presiones anormales y los respectivos métodos de detección y evaluación desarrollados por los estudiosos de la industria petrolera, para lo cual el autor realizó una selección bibliográfica que incluye: otros trabajos de tesis, manuales de entrenamiento y, publicaciones científicas de las principales revistas e instituciones de la industria petrolera nacional e internacional.

La segunda parte consiste en la presentación de un caso real de detección de presiones anormales en un pozo perforado en el Oeste de Venezuela con el objetivo de poner en práctica los temas teóricos desarrollados en los capítulos precedentes. Así, las presiones anormales de dicho pozo se detectaron siguiendo la metodología que a continuación se presenta:

- Recolección, análisis y descripción de recortes de perforación bajo el microscopio y fluoroscopio para la elaboración de la columna estratigráfica del pozo desde la superficie hasta la profundidad final (Fotos 5 y 6), estableciendo los topes de las formaciones y señalando las secciones con manifestaciones de hidrocarburos.
- Análisis de los derrumbes de lutitas por observación de la cantidad y forma de los recortes de perforación presentes en las zarandas (shale shaker's) (Foto 7).
- Determinación de la densidad de lutitas utilizando el método de la columna de densidad variable, el cual consiste en llenar un cilindro graduado con una serie de líquidos cuya densidad incrementa con la profundidad, calibrar la columna echando unas esferas de densidad conocida y, luego comparar la profundidad de inmersión con la de los recortes de lutitas.

Instalación de sensores electrónicos en las zonas estratégicas del equipo de perforación (Foto 8) para la adquisición computarizada y análisis de los parámetros de perforación tales como velocidad de perforación; peso sobre la



Foto 5.- Interior de una unidad de "Mudlogging" en la que se muestra a un geólogo realizando la descripción de los recortes de perforación bajo el microscópio (Geoservices, 2003).



Foto 6.- Geólogo elaborando a computadora el "Masterlog" en el que se muestra la columna estratigráfica del pozo (Geoservices, 2003).



Foto 7.- Vista de las zarandas (shale shaker's) de donde se toman los recortes de perforación para su análisis y descripción (Geoservices, 2003)



Foto 8.- Equipo de "Mudlogging" luego de finalizar la instalación de los sensores en las zonas estratégicas del equipo de perforación para la adquisición computarizada de los parámetros de perforación en Angola (Geoservices, 2004).

broca; velocidad de rotación; torque; sobretensión y arrastre, presión; flujo; peso, temperatura y conductividad del lodo de perforación; nivel de los tanques de lodo; gas total, cromatografía, entre otros.

- Elaboración del registro del Exponente “dc” para detectar las zonas subcompactadas y por lo tanto sobrepresionadas.
- Determinación del gradiente de sobrecarga típico del área de estudio.
- Elaboración del registro de presiones, incluyendo el gradiente de presión de poros, el gradiente de fractura y el peso del lodo de perforación.
- Observación de la presión diferencial, anotando los cambios en el gas de base (background gas) y la presencia de gases de conexión y de viaje.

1.3. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

A continuación se presentarán en forma general los conceptos básicos acerca de la geología del petróleo necesarios para comprender las presiones anormales como un fenómeno que estadísticamente tiene una asociación significativa con la acumulación de los hidrocarburos.

1.3.1. Definición de petróleo

El petróleo, es una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en la naturaleza ya sea en estado sólido, líquido o gaseoso. Estas tres fases del petróleo pueden transformarse una en otra, sometiéndolas a cambios moderados de temperatura y presión. Las formas sólidas y gaseosas son solubles en las formas líquidas.

El petróleo, es una sustancia mineral que se forma en cuencas sedimentarias y que no se encuentra prácticamente jamás en cantidad apreciable y explotable, allí donde se formó. En efecto, una de sus principales características, es ser un fluido, y por tanto, capaz de adaptarse a la forma del almacén que lo contiene y de circular a través de las rocas y migrar de un punto a otro.

1.3.2. Origen del petróleo

Sobre el origen del petróleo hay consenso de que éste se formó a partir de la transformación de la materia orgánica acumulada conjuntamente con sedimentos pelíticos (arcillas, limos, margas) siendo esta materia de dos procedencias principales: plancton y detrito vegetal de origen terrestre. La transformación se inició en la misma roca madre y terminó en la roca, donde el petróleo se acumuló finalmente. Unos de los compuestos más importantes que constituyen la materia prima del petróleo son los lípidos, que durante la diagénesis de los sedimentos se transforman por descarboxilación en kerógeno y éste a la vez, sometido a temperatura, se descompone en hidrocarburos. Gran parte de la materia orgánica de un sedimento puede transformarse en hidrocarburos en el lapso de un millón de años, a temperaturas entre 50° y 180° C. La conversión de los hidrocarburos así formados

en otros más livianos, por “cracking”, requiere un tiempo mucho más largo (100 millones de años a 100° C).

Uno de los productos finales del cracking térmico es el gas del petróleo. En el grado en que los hidrocarburos líquidos (a medida que se forman) son expulsados de los sedimentos por compactación y ascienden de nivel, el cracking tiende a interrumpirse. Por ello, la mayor proporción de gas se producirá en petróleos que han permanecido por más tiempo en contacto con la roca madre.

1.3.3. Las Migraciones

Se agrupan bajo el término general de migraciones, todos los desplazamientos de los hidrocarburos, en el interior de la corteza terrestre.

Es aparente, que cualquiera que sea la teoría aceptada del origen del petróleo, el aceite está primitivamente muy disperso en las rocas que lo contienen. Debe ser posteriormente sujetado a un agente que provoque una concentración de estas partículas diseminadas antes de que sea posible la formación de un depósito de proporciones comerciales.

Las fuerzas que trabajan en la naturaleza y que proporcionan la migración y acumulación del petróleo incluyen: la presión de gas; la gravedad asociada con la fuerza ascensional del agua que resulta de la diferencia en densidad, o la diferencia en peso específico entre el agua y el petróleo; la presión hidráulica desarrollada por el flujo de agua por canales subterráneos; la presión de la tierra, resultado del diastrófismo; la compresión de sedimentos; y la capilaridad, que debido a diferencias en tensión superficial entre el agua y el petróleo, conduce a la segregación de los dos fluidos y la concentración del petróleo en los poros más grandes de la roca.

1.3.4. Acumulación del petróleo

El petróleo migra de la roca de origen llamada “roca madre”, en la que se depositaron las materias orgánicas primitivas, a través de estratos portadores hasta la roca de depósito llamada “roca reservorio”, que se encuentra constituyendo una trampa y, en la que es acumulado y almacenado constituyendo así los yacimientos. El

escape hacia arriba de los fluidos del depósito se evita por una capa rocosa impermeable llamada “roca sello”.

Roca Madre

La roca madre, es aquella roca de textura fina, de color oscuro, gris o marrón oscuro a negro, que favoreció en el momento de la sedimentación, el enterramiento y la protección de la materia orgánica que sometida a ciertas condiciones de presión y temperatura genera hidrocarburos.

Los hidrocarburos pueden desplazarse a lo largo de distancias importantes, y como consecuencia, las rocas madre, pueden estar relativamente muy alejadas del yacimiento, donde el petróleo y el gas se han acumulado finalmente.

Roca reservorio

Toda roca con huecos, con la condición de que estén unidos entre sí, es capaz de guardar y dejar circular hidrocarburos, y de constituir una posible roca reservorio.

Las dos propiedades principales que debe poseer una roca para que pueda constituir un reservorio, son la porosidad, que condiciona, además de otros factores independientes de la litología (temperatura, presión del yacimiento, saturación relativa de hidrocarburos y agua), el volumen de petróleo o gas en la roca, y la permeabilidad de la que depende el desplazamiento de los fluidos en el interior de la roca, y como consecuencia, la explotabilidad del yacimiento.

La porosidad, se define como el porcentaje del volumen de los huecos, en relación al volumen total de la roca. Conviene distinguir, la porosidad total que se refiere al volumen total de los huecos, y a la porosidad útil o efectiva, que indica el volumen de los huecos unidos entre sí. La porosidad de los reservorios en los yacimientos explotados, varía entre 5 y 40%, siendo la más común, la comprendida entre 10 y 20%.

La permeabilidad, es la capacidad de una roca de dejar circular fluidos. Se mide en darcys, pero al ser en la práctica una unidad demasiado grande, se utiliza corrientemente el milidarcy.

La permeabilidad de los niveles-reservorio explotados en los yacimientos, varía en general, entre 5 y 1,000 milidarcys.

Roca sello

Para que un horizonte-reservorio, no solamente permita la circulación de los hidrocarburos, sino que los retenga en una trampa, es necesario que esté protegido por un horizonte impermeable que detendrá la migración de los fluidos y protegerá el petróleo y gas de los agentes atmosféricos destructores. Estos horizontes impermeables, se designan con el término general de rocas sello.

Trampa petrolífera

Si la existencia de petróleo en una cuenca sedimentaria dada, está ligada a la reunión en la serie estratigráfica de ciertas facies (principalmente roca-madre y almacén), su acumulación en un yacimiento explotable, indica además, la presencia de una trampa capaz de detener la migración de los hidrocarburos.

De una forma general, se puede decir que toda anomalía geológica, cuyo origen sea tectónico (pliegue anticlinal, flexión, falla), estratigráfico (acuífamiento, arrecife) o litológico (pérdida de permeabilidad), que da al techo del almacén, comprendido en su sentido más amplio de zona donde porosidad y permeabilidad desaparecen, una forma cóncava hacia la base, puede constituir una trampa (Levorsen, 1956). Ver figura 1.1.

Se dirá entonces, corrientemente, que el almacén está cerrado, o incluso más secillamente, que existe un cierre. Se distingue un cierre estructural, independiente de la presencia de petróleo o gas en el yacimiento, y un cierre práctico, llamado también altura de petróleo o de gas, correspondiente al volumen realmente impregnado por los hidrocarburos.

1.3.5. Los fluidos en los yacimientos petrolíferos

Por debajo de una cierta profundidad, variable en función de la topografía y del clima, todos los huecos de las rocas, están rellenos normalmente de agua. Esta agua, es en parte un agua fósil aprisionada allí desde la sedimentación.

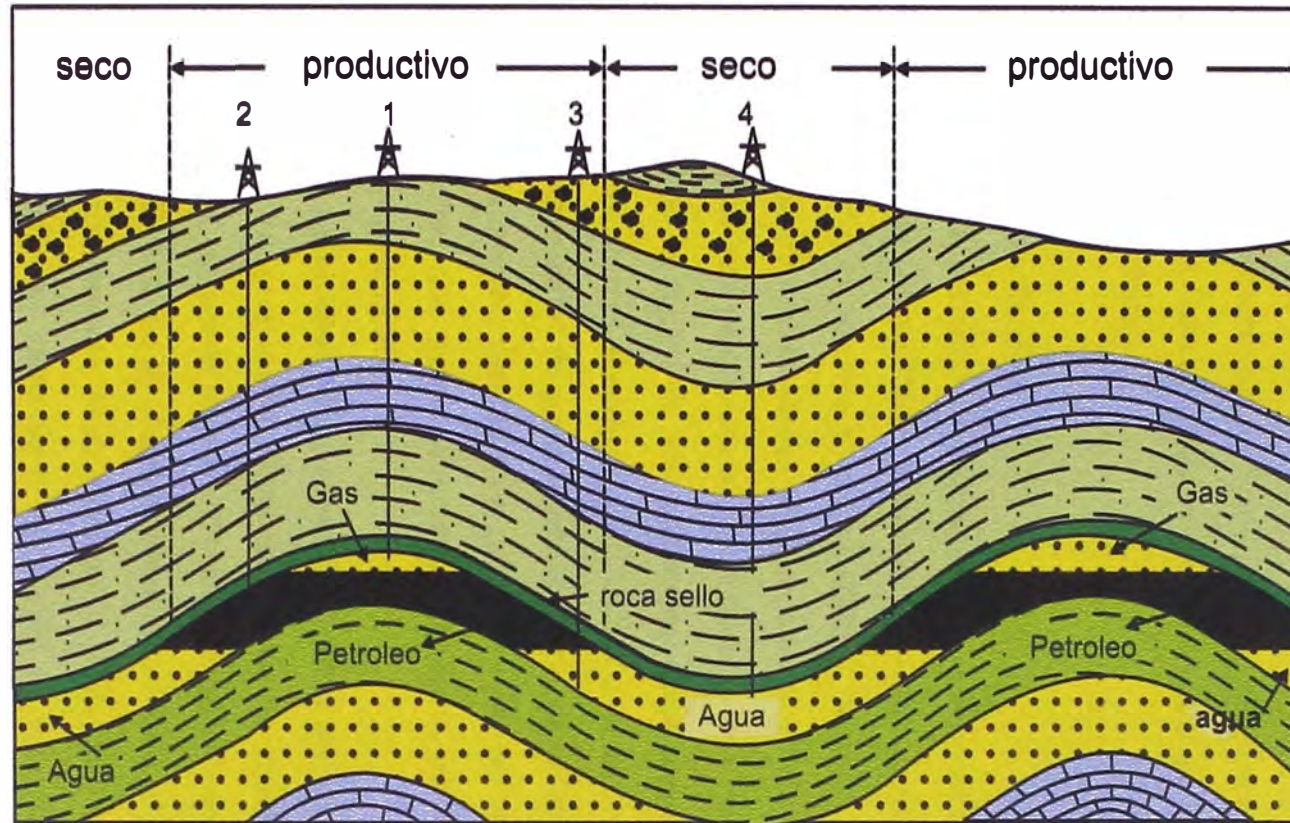


Fig. 1.1.- Condiciones anticlinales ideales. La figura muestra dos anticlinales simétricos productivos con sinclinales secos intermedios. La separación gravitacional del gas, aceite y agua en la cresta del anticlinal del estrato que contiene petróleo, ha sido completa. El pozo 1 es un pozo de gas; 2 es un pozo de petróleo; 3 produce tanto petróleo como agua; 4 es un pozo de agua. (Uren, 1964).

Si las diferentes condiciones necesarias para la génesis de los petróleos se encontraron reunidas en el momento del depósito, el agua contenía hidrocarburos en estado disuelto o en suspensión finamente dispersa. A lo largo de la historia geológica, los hidrocarburos pudieron precipitar bajo el efecto de las modificaciones de las condiciones físicas del medio donde circulaban los fluidos, y acumularse en las trampas encontradas.

Disposición de los fluidos

En un yacimiento, los hidrocarburos se separan del agua, y se disponen en función de sus densidades relativas: el gas ocupa la parte más elevada estructuralmente, el petróleo se coloca debajo, flotando a su vez sobre el agua. La figura 1.2, muestra la disposición relativa de los tres fluidos.

El agua, está prácticamente presente en todos los yacimientos. Sólo algunos yacimientos de la región de los Apalaches, están desprovistos de ella (Levorsen, 1956, p. 296). Por el contrario, el petróleo o el gas pueden faltar. Se conocen numerosos yacimientos de gas sin petróleo. Los yacimientos de petróleo sin gas, son igualmente frecuentes, pero es raro que el petróleo no contenga una cierta cantidad de gas disuelto, que puede liberarse, cuando la presión disminuya (durante la explotación, por ejemplo).

En un yacimiento, el agua está igualmente siempre presente en toda la altura del almacén. Su proporción, llamada saturación relativa de agua, varía lo más frecuentemente, ocupando entre el 10 y el 30% del volumen de los huecos.

Hacia la base de la acumulación de los hidrocarburos, la saturación de agua aumenta progresivamente, hasta alcanzar el 100%, por debajo de un cierto nivel, el “nivel de agua”. Del valor de la saturación de agua, depende además el tipo de producción que se puede esperar: para saturaciones inferiores a 20%, el agua queda fijada sobre las paredes de los poros, y el yacimiento produce un petróleo seco; entre 20 y 50%, los pozos producen una mezcla de petróleo y agua; finalmente, si la saturación sobrepasa el 50%, existe el riesgo de tener únicamente producción de agua, quedándose el petróleo en el yacimiento.

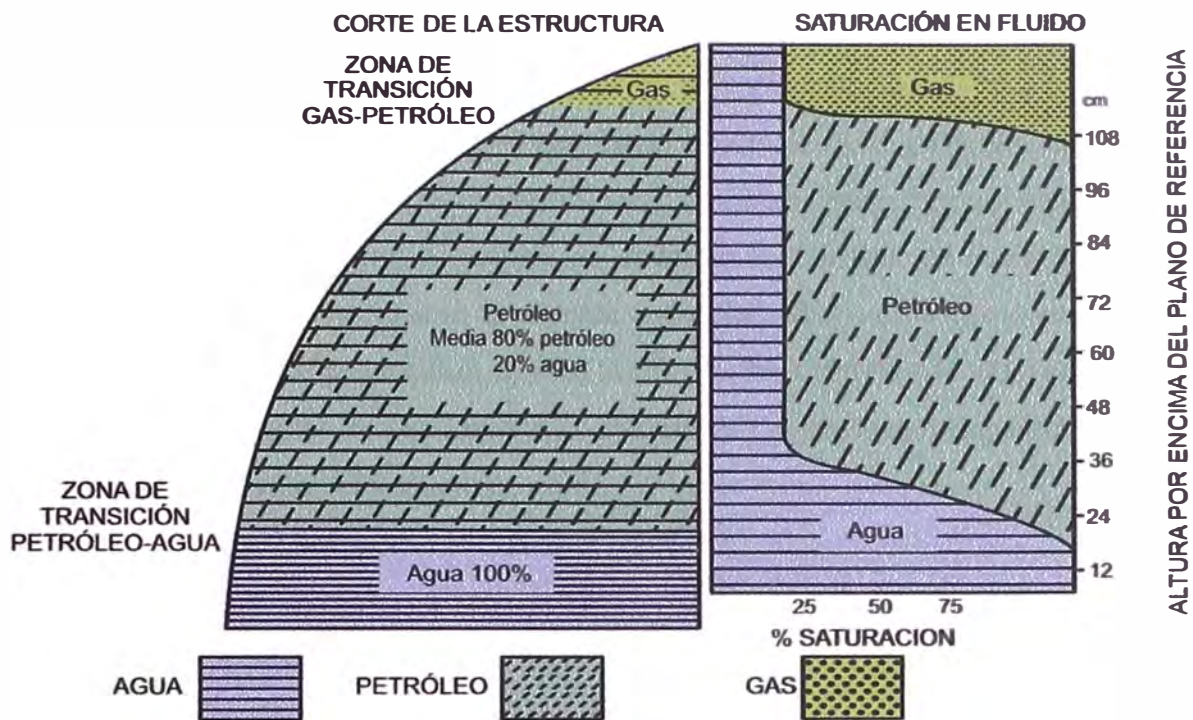


Fig. 1.2.- Diagrama de la distribución de los fluidos en un almacén. (Según Levorsen, Geology of Petroleum, 1956. p. 292, fig. 8-1)

1.3.6. Energías y fuerzas de los yacimientos

Los fluidos que se encuentran en el yacimiento están sometidos a la acción de un número de fuerzas naturales que desplazan el petróleo y el gas hasta los pozos de producción o retienen el petróleo dentro del yacimiento. Estas fuerzas varían durante la historia de producción del campo de acuerdo con el tipo de estructura y roca reservorio. En forma semejante la energía acumulada disponible que es responsable para los procesos de producción natural varía con las condiciones del yacimiento, y su forma de disipación es una función de la historia y proceso de producción.

Las fuerzas activas en el yacimiento son:

Fuerzas de atracción gravitacional.

Presión estática del fluido.

Tensión estática interfacial entre fluidos.

Fuerzas de atracción gravitacional

Debido a las diferencias entre las densidades del gas libre, del petróleo y del agua, estos fluidos están sujetos a diferentes fuerzas gravitacionales. Las fuerzas diferenciales de gravedad tienen, por lo general, un efecto insignificante sobre el funcionamiento del yacimiento en campos de alta presión, excepto cuando el empuje es por segregación y en los campos en donde existe una permeabilidad vertical de considerable magnitud. Sin embargo, cuando la presión del campo se agota y las estructuras geológicas son de suficiente relieve, la recuperación de petróleo por drenaje de gravedad puede adquirir gran importancia.

Presión estática del fluido

La presión estática del fluido en un yacimiento es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Por consiguiente, la presión del yacimiento es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

Hay dos grandes variables que tienen influencia en las características físicas de los fluidos en las rocas (viscosidad, volumen, propiedades superficiales e

interfaciales), que son las presiones y temperaturas. De estas dos variables, la presión es probablemente la más importante. Influye notablemente en todas las características de los fluidos y sus variaciones en el tiempo y en el espacio, condicionan en gran parte los movimientos y los desplazamientos de los fluidos en las rocas, en tanto que el juego de las temperaturas, parece limitarse principalmente a reducir la viscosidad de los líquidos, y por tanto, a favorecer su circulación.

Las presiones que se ejercen sobre los fluidos en el interior de un sistema de terrenos porosos y permeables no aislado, son resultado de dos acciones diferentes: La presión hidrostática que corresponde al peso de la columna de agua que se colocaría entre el punto de medida y la superficie. Y, la presión hidrodinámica, debida al flujo de agua, de una zona de alto potencial hacia una zona de bajo potencial (Fig. 1.3). La presión en un punto de un almacén, es la resultante de estas dos presiones, siendo en general preponderante, la presión hidrostática.

A veces, se anotan las presiones, por la altitud referida al nivel del mar, a la que subiría el agua en un pozo supuesto abierto. El nivel alcanzado, define así una superficie llamada superficie piezométrica, o en un punto, nivel piezométrico.

En los estudios de hidrodinamismo, se definen también:

El nivel pseudopotenciométrico, que es el equivalente en altura de agua dulce, de la presión de formación. Este es a menudo aplicado cuando la densidad del fluido es desconocida, de aquí el nombre de nivel “pseudo” potenciométrico.

El nivel potenciométrico, igual al anterior, después de una corrección regional más o menos aproximada, llamada de salinidad.

En un yacimiento contenido en un almacén abierto, es decir, en relación con una zona de alta presión y otra de flujo, más baja, la presión es igual a la resultante de las presiones hidrostáticas e hidrodinámicas, y en principio, tiende a llevar los fluidos del pozo, al nivel piezométrico.

Según que la superficie piezométrica se coloque por encima o por debajo de la superficie topográfica, los pozos serán surgentes (pozos artesianos) o no. En el segundo caso, deberán ser explotados por bombeo (Fig. 1.3).

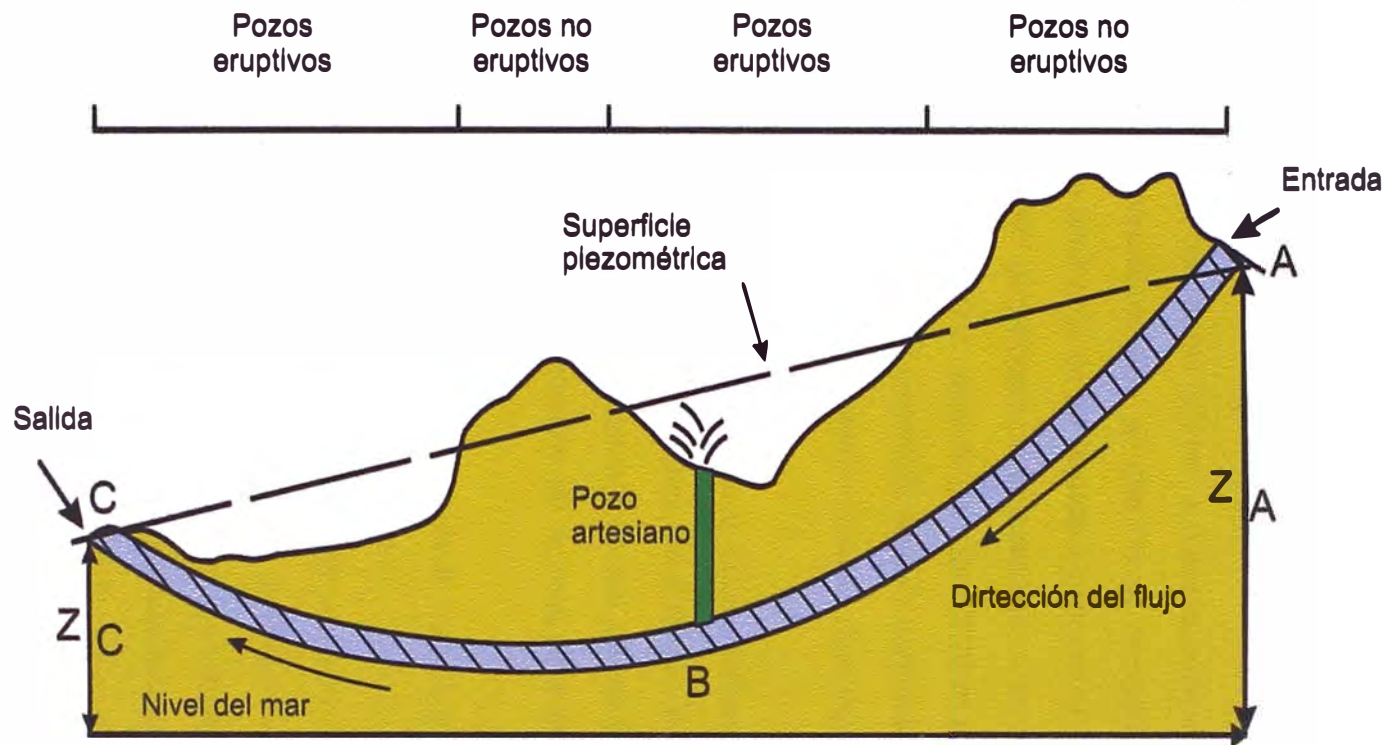


Fig. 1.3.- Ilustración de flujo hidrodinámico. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

Fuerzas capilares

Las fuerzas capilares en los yacimientos de gas y petróleo resultan del efecto combinado de las tensiones superficiales y de las tensiones interfaciales de los líquidos, del tamaño y forma de los poros y de las propiedades humectativas de la roca reservorio.

Las tensiones superficiales e interfaciales de los fluidos resultan de las propiedades moleculares que se dan en su superficie o en su interfase. Tensión superficial es la tendencia de un líquido a exponer una **mínima** superficie libre. Es un “efecto superficial” que ocurre en la superficie o en la interfase, similar a la tensión de una membrana estirada. La tensión superficial se puede definir como la tendencia de contraerse que posee la superficie líquida expuesta a gases. La tensión interfacial es una tendencia similar existente cuando dos líquidos inmiscibles se hallan en contacto.

La presión capilar de una roca porosa se puede definir en varias formas:

Es la presión diferencial entre las distintas fases movibles y entrelazadas de los fluidos que se encuentran dentro de la red porosa de la roca.

Es la capacidad de succión de la roca para aspirar un fluido que humecte la roca.

Es una medida de la tendencia de la roca de succionar la fase humectante del fluido o de rechazar la fase no humectante.

En resumen, la presión capilar de una roca reservorio como función de la saturación de fluidos, es una medida de la distribución del tamaño capilar, lo que a su vez es una medida de la textura de la roca. Las rocas de textura fina compuestas de granos pequeños cementados, bien empaquetados, exhiben una presión capilar más elevada a una determinada saturación que las rocas de textura gruesa compuestas de granos mal cementados y de empaquetadura floja.

1.4. DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LAS PRESIONES ANORMALES

Las presiones anormales ocurren en un amplio rango de condiciones geográficas y geológicas (Foto 9). Según una compilación realizada por Law, B.E., & Spencer, C.W. (1998), hay aproximadamente 150 localidades geográficas alrededor del mundo que se sabe que están anormalmente presurizadas. Hunt (1990) ha indicado que presiones anormales han sido identificadas en alrededor de 180 cuencas (Fig. 1.4).

Las presiones subnormales son mucho más difíciles de identificar durante la perforación que las sobrepresiones, consecuentemente han sido identificados más sistemas sobrepresurizados que sistemas con presiones subnormales.

Revisando la distribución global de las presiones anormales parece haber una mayor concentración en el hemisferio norte, aunque no hay aparentemente buenas razones por las que allí debe haber una ocurrencia preferencial de las presiones anormales. Se tiene la sospecha de que esta distribución desigual simplemente refleja el relativo mayor número de investigaciones llevados a cabo en el hemisferio norte. Por ejemplo, el gran número de áreas anormalmente presurizadas en la región de las Montañas Rocosas de los Estados Unidos es una consecuencia de varias investigaciones detalladas de reservorios de gas no convencional anormalmente presurizados. En esta región y en otras partes de Norte América, los investigadores han notado la estrecha asociación de acumulación de hidrocarburos, particularmente acumulaciones de gas no convencional, y las presiones anormales. Contrariamente, el relativo poco número de áreas anormalmente presurizadas en la región andina de Sudamérica, probablemente refleje diferencias en objetivos de exploración y tal vez un desconocimiento de la asociación de las presiones anormales y los hidrocarburos. (Law, B.E., & Spencer, C.W., 1998)

La más prolífica cuenca productora de hidrocarburos en Suramérica es la cuenca de Maracaibo ubicada en el oeste de Venezuela. Perforación de pozos exploratorios profundos en secuencias cretácicas de esta cuenca han encontrado sobrepresiones severas en las lutitas negras Colón, requiriendo pesos de lodo de perforación de 19.5 ppg. Las cuencas del este de Venezuela también tienen presiones

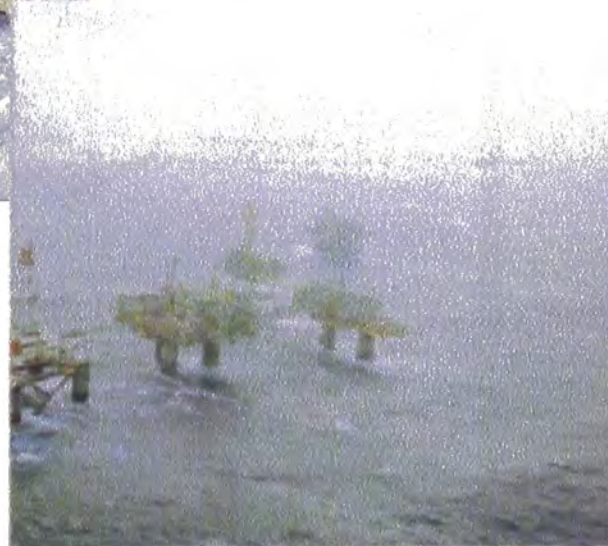
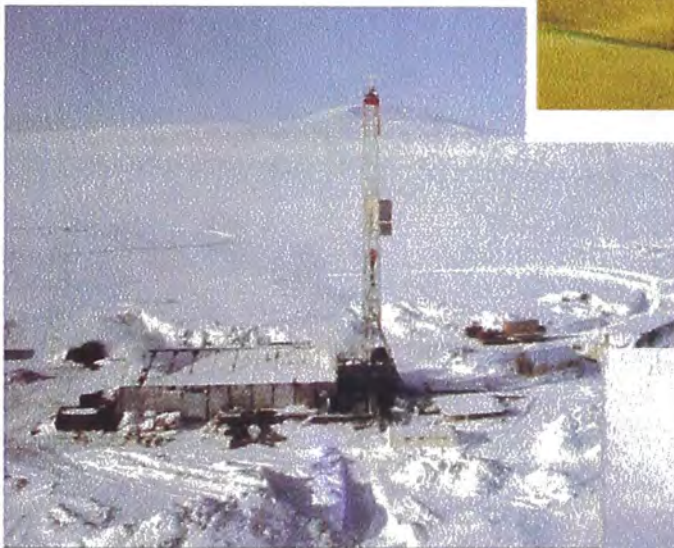


Foto 9.- Las presiones anormales ocurren en un amplio rango de condiciones geológicas y geográficas como en, la selva, el desierto, los polos, el mar, etc. (Geoservices, 2003)



Fig. 1.4.- Distribución Mundial de las presiones anormales (Tomado de Geoservices, 1994)

anormales altas en el Mioceno inferior a menudo requiriendo pesos de lodo de 15.5 a 16.5 ppg. Las sobrepresiones han sido un problema durante la perforación de pozos en la mayoría de los países de Sudamérica. Por nombrar algunos: Los pie de monte de los Andes en Argentina, Bolivia y Colombia; costa afuera en la costa oeste de Colombia, Ecuador y Perú; a lo largo de la costa este de Brazil, Guyana y Venezuela. (McClure L.J., 1981)

A continuación se presenta una tabla de ejemplos de sobrepresiones a nivel mundial y los respectivos pesos de lodo requeridos para la perforación:

Región	Localidad	Edad de la formación	Peso de lodo (ppg)
Africa	Cuenca del Río Níger-Nigeria	Terciario	16.0
Asia	Mar de China Sur-Indonesia	Terciario	18.5
Australia	Area Bass Strait	Cretáceo	16.0
América Central	Cuenca Peten-Guatemala	Cretáceo	19.2
Europa	Cuenca Aquitaine-Francia	Jurásico	19.2
	Mar del Norte	Triásico	17.0
Medio Oriente	Arabia Saudita	Jurásico	20.0
	Llanos del norte de Gorgan-Irán central	Triásico	22.0
Norteamérica	Delta Mackenzie-Canadá	Terciario	18.0
	Mississippi-USA.	Jurásico	19.8
Suramérica	Cuenca Maracaibo-Venezuela	Cretáceo	19.5

Tabla 1.1. Ejemplos de sobrepresiones a nivel mundial (Tomados de Geoservices, 1994. y McClure L.J., 1981. Traducido y modificado por T. Marky, 2004)

1.5. LAS PRESIONES ANORMALES EN EL PERÚ

Después de la revisión de numerosa bibliografía y de la consulta con ingenieros y especialistas de diversas empresas petroleras que se encuentran operando en el Perú se encontraron pocas publicaciones de casos de presiones anormales en territorio peruano, sin embargo, esto no significa de que no existan más

casos que probablemente se encuentren dispersos y no hayan sido reunidos en publicaciones de fácil acceso al público o, por otro lado, recordando la observación de Law, B.E., & Spencer, C.W. (1998), citado líneas arriba, con respecto al relativo mayor número de casos de presiones anormales detectados en Norteamérica frente a Sudamérica, tal vez en el Perú no se hayan realizado muchos trabajos de investigación acerca de las presiones anormales como un fenómeno que estadísticamente tiene significativa asociación con las acumulaciones de hidrocarburos. Precisamente uno de los objetivos de esta Tesis es promover el estudio de las presiones anormales y determinar con bases científicas si son o no un fenómeno importante en el Perú, tal como lo es en otras regiones del mundo cuando se perfora un pozo por hidrocarburos.

A continuación se citan algunos casos de presiones anormales en el Perú:

Saavedra G. E. (1977), determinó que el ensanchamiento del diámetro del hoyo que ocurrió durante la perforación del pozo Capahuari 43-X1, ubicado en la Cuenca del Marañón, en el área de contrato bloque IA, fue causado por la presencia de formaciones sobrepresurizadas (principalmente limolitas y arcillitas). La presencia de estas formaciones sobrepresurizadas fue confirmada con la aparición sobre las zarandas de detritus fracturados concoidalmente, utilizando la técnica del exponente “ d_c ”, registros eléctricos (resistividad, conductividad y sónico), con la densidad de detritos de arcillitas y, con la manifestación de cambios de temperatura en la línea de flujo. En el pozo Capahuari 43-X1 se observaron ligeras sobrepresiones entre los 4,600 pies y 5,800 pies de profundidad y, mayores sobrepresiones (correlacionando con el ensanchamiento del diámetro del pozo) entre los 7,000 pies y 9,400 pies de profundidad, con presión de poros del orden de los 13.0 ppg y correspondiente a las formaciones Pozo y Chambira, de edades del Oligoceno y Mioceno respectivamente.

Huerta F. G. (1979), publicó que como resultado del análisis de presiones en base a la información sísmica, de perforación y de registros eléctricos de cincuenta pozos perforados en diferentes estructuras en la Cuenca del Marañón de la Selva Peruana, se detectaron problemas de presiones anormales en la sección lutácea de la

Formación Pozo (Oligoceno) y en la base de la Formación Chambira (Mioceno). La existencia de una zona de presiones anormales en la base de la Formación Chambira se debe a una rápida deposición de sedimentos y a la formación de un sello físico-químico por acción de la anhidrita. El artículo en mención presenta objetivamente el caso de los pozos Huasaga, Pauyacu y Yánez:

En el pozo Huasaga se determinó que el peso del lodo utilizado en la perforación estuvo por debajo del peso requerido, lo que trajo como consecuencia el aumento del costo de perforación. A la profundidad de 5,000 pies las curvas del tiempo de tránsito (sísmica), del exponente “ d_c ”, de resistividad y del tiempo de tránsito (del BHC-Sónico) se alejan de la línea normal y regresando a ella a los 10,000 pies de profundidad.

En el pozo Pauyacu se presenta una zona de presiones anormales en el intervalo comprendido entre los 8,000 pies y 11,500 pies. En todos los registros graficados se muestra claramente la zona de presiones anormales.

En el pozo Yánez la curva del exponente “ dc ” comienza a alejarse de la línea normal a partir de los 7,500 pies y alcanza una máxima separación a la profundidad de 16,211 pies donde se calcula una presión de formación equivalente de 12.4 ppg.

CAPITULO II

PRESIONES Y PRINCIPIOS GENERALES

2.1. PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La presión hidrostática es la presión ejercida por el peso de una columna estática de fluido. Es una función de la altura de la columna y la densidad del fluido. Las dimensiones y la geometría de la columna de fluido no tienen efecto en la presión hidrostática.

Esta es expresada por la siguiente ecuación:

$$P_h = 0.052 dh$$

Donde:	P_h	=	Presión hidrostática (psi)
	d	=	Densidad promedio del fluido (ppg)
	h	=	Altura vertical de la columna de fluido (pies)

2.2. PRESIÓN DE SOBRECARGA

La presión de sobrecarga a una profundidad dada es la presión ejercida por el peso de los sedimentos suprayacentes; ya que esta no es una presión de fluido, es a menudo preferible distinguir entre el fluido y la matriz usando el término esfuerzo de sobrecarga.

Esta puede ser expresada como sigue:

$$S = 0.433 \times \rho_b \times Z$$

Donde:	S	=	Esfuerzo de sobrecarga (psi)
	ρ_b	=	“Bulk density” promedio de los sedimentos suprayacentes (g /cc)

Z	=	Espesor vertical de los sedimentos suprayacentes (pies)
0.433	=	Factor de conversión de g/cc a psi/pie

El “bulk density” de un sedimento es una función de la densidad de la matriz, porosidad y la densidad del fluido contenido en los poros.

Este es expresado como:

$$\rho_b = \emptyset \rho_f + (1 - \emptyset) \rho_m$$

Donde:	ρ_b	=	Bulk density (g /cc)
	\emptyset	=	Porosidad (de 0 a 1)
	ρ_f	=	Densidad del fluido de formación (g /cc)
	ρ_m	=	Densidad de la matriz (g /cc)

La porosidad de los sedimentos decrece bajo el efecto del soterramiento (compactación), y es proporcional al incremento de la presión de sobrecarga.

En el caso de las arcillas, esta reducción es esencialmente dependiente del peso de los sedimentos (Fig. 2.1). Si la porosidad de las arcillas y la profundidad son representados en escalas aritméticas, la relación entre estos dos parámetros es una función exponencial.

En el otro caso, para porosidad expresada logarítmicamente, la relación porosidad – profundidad es aproximadamente lineal.

En areniscas y carbonatos; esta relación es una función de muchos otros parámetros a parte de compactación, tales como efectos diagenéticos, selección, composición original y otros.

Una disminución de la porosidad está necesariamente acompañada por un aumento en el “bulky density”.

En la parte superior de la columna sedimentaria, el gradiente de incremento del “bulk density” es más escarpado que a profundidad (Fig. 2.2). Este fenómeno es más marcado en situaciones de mar adentro, donde el intervalo superficial consiste en agua.

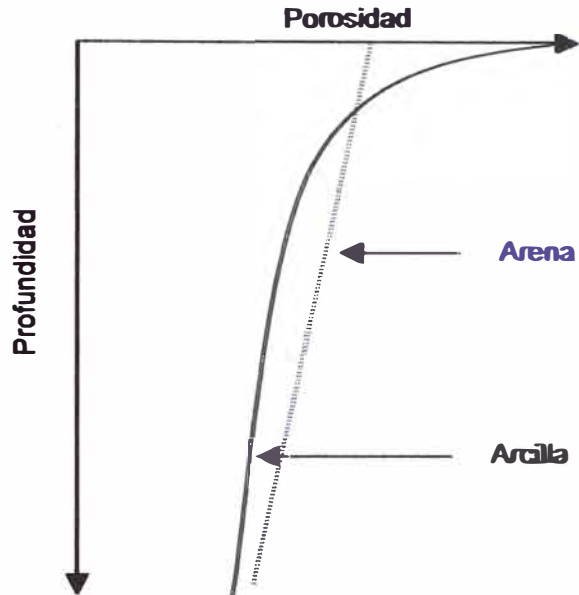


Fig. 2.1.- Diagrama esquemático de la relación porosidad / profundidad. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

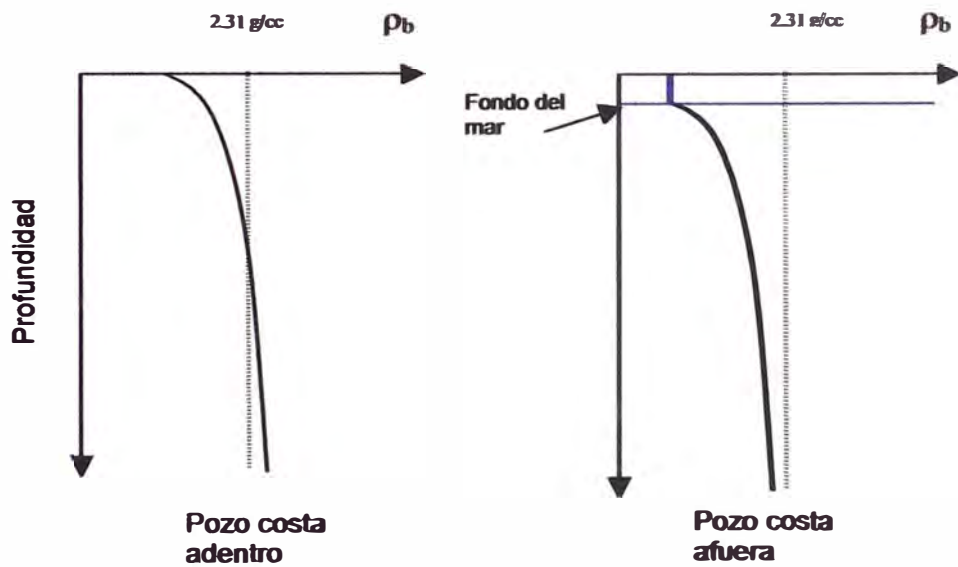


Fig. 2.2.- Cambios del "bulk density" promedio en sedimentos (costa adentro/costa afuera) (2.31 g/cc = "bulk density" promedio a profundidad). (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

El “bulk density” promedio generalmente usado es 2.31 g/cc (1 psi/ft). Este valor sólo puede ser usado para aproximaciones, pues para una aplicación más precisa se requiere una evaluación de presión de sobrecarga intervalo por intervalo como una función de litología y densidad diferenciada.

2.3. PRESIÓN DE FORMACIÓN

La presión de formación es la presión del fluido contenido en los espacios porosos de los sedimentos o rocas. Es también llamada presión de poros (P_p).

La figura (Fig. 2.3) ilustra las tres categorías de presión de formación.

Anomalía de presión negativa (o presión subnormal). Esta es la presión que está debajo de la presión hidrostática: $P_p < P_h$.

Presión hidrostática: una función de la densidad de los fluidos de los poros.

Anomalía de presión positiva (o sobrepresión): presión que excede a la presión hidrostática, y usualmente limitada por la presión de sobrecarga: $P_p > P_h$.

2.3.1. Presión de formación hidrostática normal

En condiciones hidrostáticas normales la presión de formación y la presión hidrostática son iguales:

$$P_p = P_h = 0.052 dh$$

En condiciones hidrostáticas por lo tanto, la presión del fluido de formación depende del peso de la columna de agua que está saturando los poros de los sedimentos entre el punto de medición y la atmósfera. Esto implica una conexión entre los poros y la atmósfera, sin importar la morfología del poro y la trayectoria del fluido.

La densidad del agua es una función de la concentración de sólidos disueltos, usualmente expresada como salinidad. Como el agua de formación varía grandemente en salinidad, ella también variará en densidad.

Generalmente, las densidades de agua de superficie son del orden de 1 a 1.04 g/cc (8.35 a 8.68 ppg) pero las densidades del agua de formación son mucho más

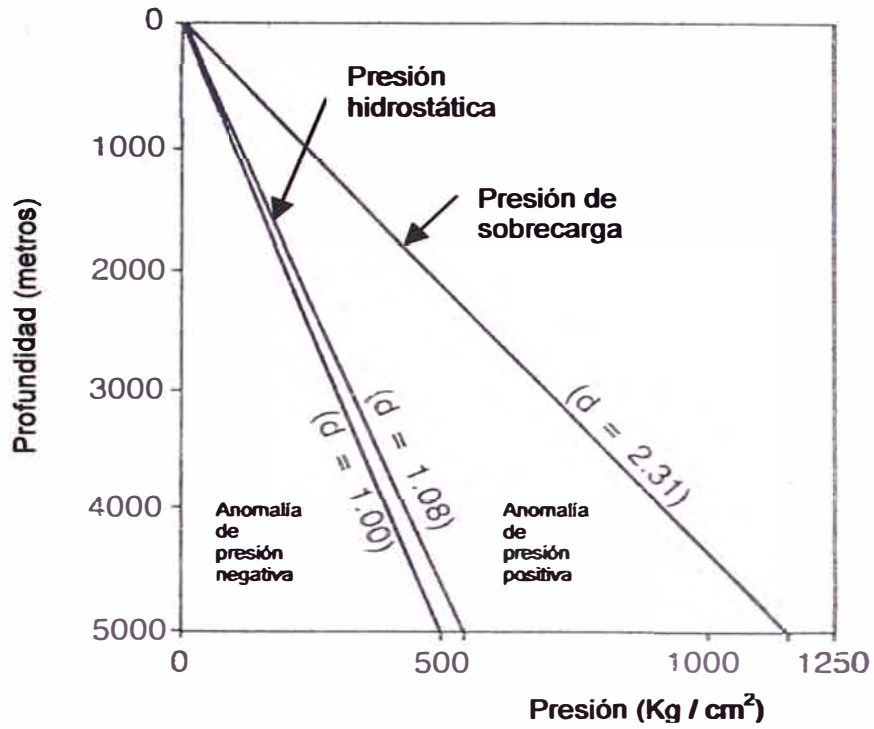


Fig. 2.3.- Gráfico de presión vs. profundidad – clasificación de categorías de presión. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

variables y pueden alcanzar tanto como 1.20 g/cc (10.01 ppg) e incluso posiblemente más en el caso de agua en contacto con evaporitas.

El rango de densidades promedio generalmente usadas para cuencas sedimentarias varían de 1.00 a 1.08 g/cc.

Ejemplos:

Nigeria (Delta del Níger)	1.00
Mar del Norte (Cuenca Viking)	1.02
Costa del Golfo (Delta del Mississippi)	1.07

La densidad promedio es determinada de mediciones de presión (RFT, pruebas) y/o del análisis de agua de formación producida.

2.3.2. Presión de formación hidrostática anormal

En ciertas condiciones hidrostáticas las anomalías de presión pueden resultar de variaciones en “h” ó “d”.

“h” ha sido definido como la altura vertical de la columna de agua (ver fórmula de la presión hidrostática). Para algún punto dado esta altura no corresponde necesariamente a la altura vertical del pozo (Z). Similarmente, “d” definida como la densidad promedio del fluido, puede ser una función de la presencia de otros fluidos además de agua.

□ *Anomalía negativa*

Una de las causas más comunes es el afloramiento del reservorio a una altitud inferior que la elevación a la cual ésta fue penetrada durante la perforación (Fig. 2.4, reservorio A). Esto explica, por qué tales anomalías de presiones son así frecuentemente encontradas en áreas montañosas.

La posición de la lámina de agua en relación con la superficie terrestre (Fig. 2.4, reservorio B) es también una causa de presión subnormal, especialmente en áreas áridas.

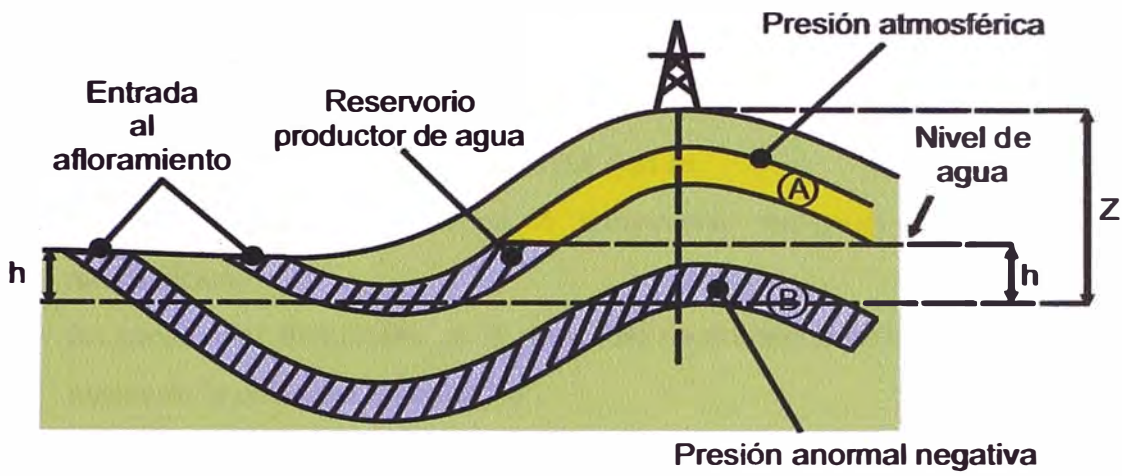


Fig.2.4.- Ejemplo de anomalía de presión hidrostática negativa (Mouchet & Mitchell 1989, Traducido por T. Marky 2004)

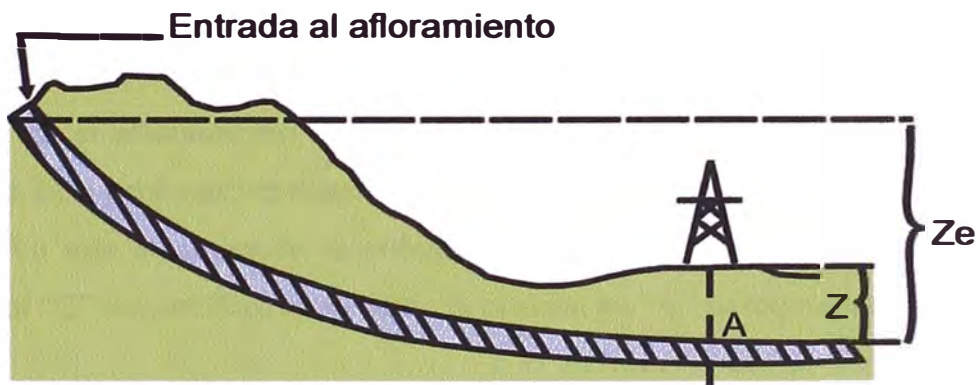


Fig.2.5.- Perforando un reservorio por debajo de su nivel de entrada al afloramiento (pozo artesiano) (Mouchet & Mitchell 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

Se observará que estas dos anomalías de presión son de origen hidrostático, pero deben ser tomadas en cuenta debido a su impacto en las operaciones de perforación.

Esto es ilustrado por la figura 2.4 donde:

La presión de formación en A (reservorio superior) es igual a la presión atmosférica.

La presión de formación en B (base del reservorio inferior) es una función de la altura de la columna de agua “h”.

Esto es igual a:

$$P_p = 0.052 dh$$

Otra rara situación es la marcada reducción de la densidad promedio del fluido de formación debido a la presencia de una columna de gas significativamente potente. Mientras más superficial sea la profundidad del reservorio en cuestión más marcado será el efecto.

□ *Anomalía positiva*

• *Pozo artesiano*

Si el afloramiento de un acuífero está situado a una altitud mayor a la cual este ha sido perforado entonces la presión de formación será anormalmente alta (Fig. 2.5). Ya que la altura de la columna de agua “ Z_e ” es mayor que la profundidad vertical “ Z ” del acuífero en el pozo, la presión en “A” es expresada como:

$$P = 0.052 \times d \times Z_e$$

La anomalía de presión debido a esta diferencia en altura es por lo tanto:

$$P = 0.052 \times d \times (Z_e - Z)$$

Si hay disponible suficiente información en hidrogeología regional se deben preparar adecuados programas de lodo para controlar este tipo de anomalía de presión.

- *Columna de hidrocarburos*

Dentro de un reservorio productor de hidrocarburos la columna de fluido crea una anomalía de presión. Esta se encuentra a su máximo en el tope del reservorio. La fuerza que el agua ejerce en la interfase de hidrocarburos debido a la flotabilidad es una función de las diferencias de densidad entre el agua y los hidrocarburos (Fig. 2.6). La anomalía de presión en el tope de la columna de hidrocarburos es derivado de la siguiente fórmula:

$$P_{hc} = 0.052 (d - d_{hc}) h$$

Donde:

P_{hc}	=	Anomalía de presión en el tope de la columna (psi)
d	=	Densidad del agua (ppg)
d_{hc}	=	Densidad de los hidrocarburos (ppg)
h	=	Altura de la columna de hidrocarburos (pies)

Las sobrepresiones debido a esta diferencia en densidad decrece progresivamente de un máximo en el tope del reservorio hasta cero en el contacto agua-hidrocarburo.

Cualquier presión anormal ya existente en una serie estratigráfica es incrementada por una anomalía de presión adicional como esa.

Aunque las anomalías de presión hidrostática mencionadas arriba no son estrictamente hablando presiones anormales, ellas son generalmente tratadas como tales debido a sus inferencias en las operaciones de perforación.

La expresión “Presión anormal” es comúnmente usada en conexión con anomalías de presión positiva no hidrostáticas (o no hidrodinámicas). El rango de causas de anomalías de presión no hidrostáticas es discutido en el capítulo III, “Orígenes de las presiones anormales no hidrostáticas”

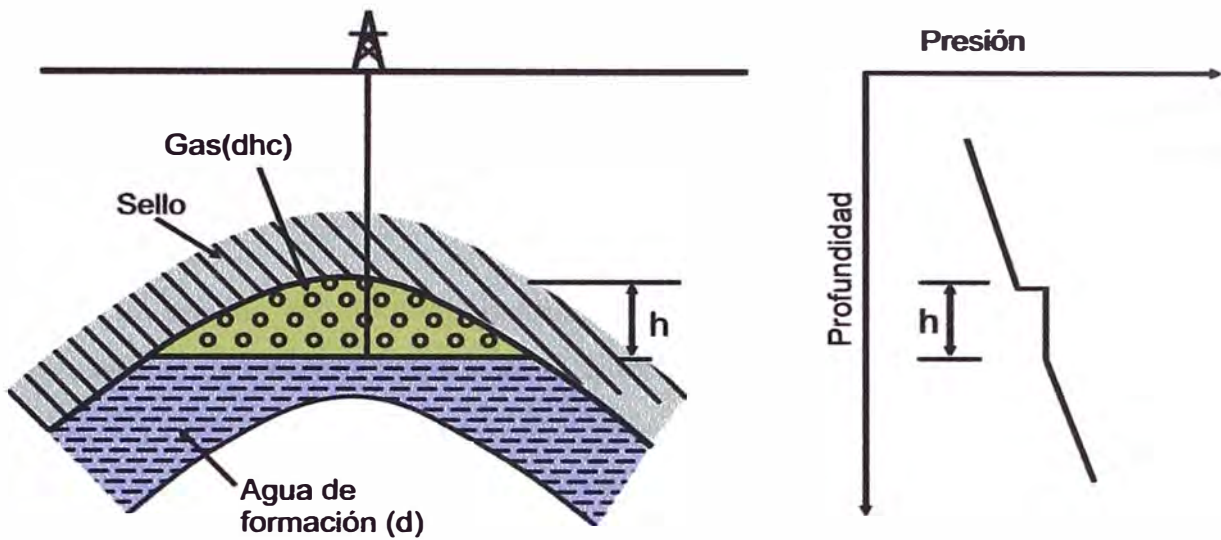
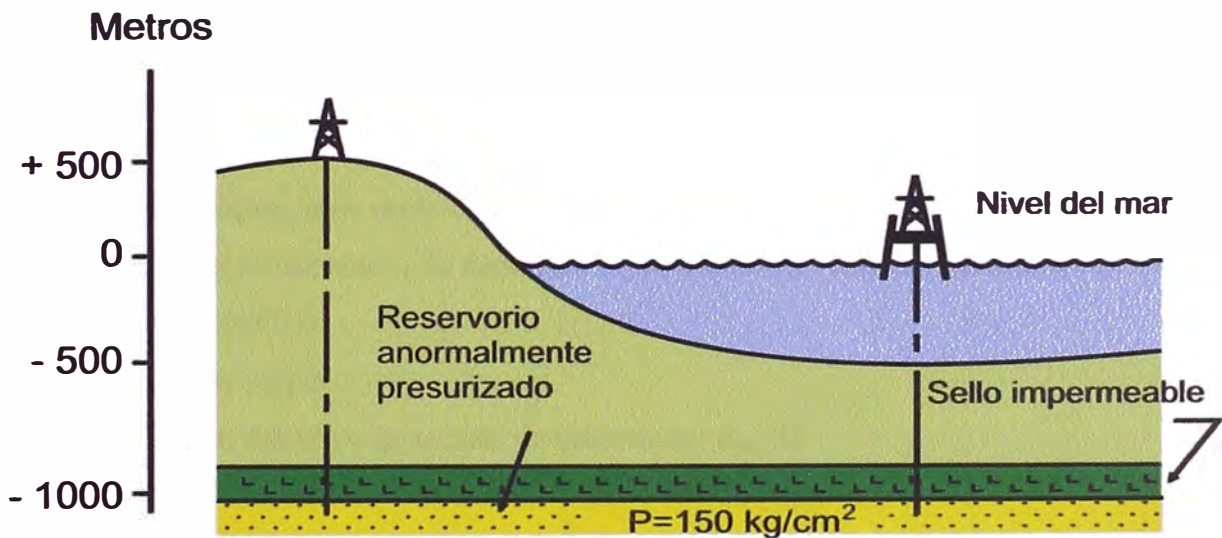


Fig. 2.6.- Acumulación de hidrocarburos – Gráfico de presión vs. Profundidad. (Mouchet & Mitchell 1989. Traducido por T. Marky 2004)



RKB= 8 m
 Columna de lodo $h = 1508 \text{ m}$
 $d_{\text{eq}} = 150/150.8 = 0.99$

RKB= 25 m
 Columna de lodo $h = 1025 \text{ m}$
 $d_{\text{eq}} = 150/102.5 = 1.46$

Fig. 2.7.- Ejemplo de cálculo de densidad de equilibrio. (Mouchet & Mitchell 1989. Traducido por T. Marky 2004)

2.4. DENSIDAD DE EQUILIBRIO, DENSIDAD EQUIVALENTE

El primer objetivo del lodo de perforación es contrarrestar la presión de formación, el cual es por lo tanto generalmente expresado en términos de densidad de equilibrio.

La presión debido a una columna estática de lodo es conocida como presión hidrostática; esta es una función de la altura de la columna y el peso promedio del lodo.

La densidad de equilibrio (d_{eq1}) representa el peso promedio de lodo requerido para contrarrestar la presión de formación.

La densidad equivalente (d_{eqv}) es la densidad correspondiente a la presión de una columna de lodo en relación a la profundidad.

- Si la columna de lodo está estática y su nivel está al de la línea de flujo, la densidad equivalente es igual al peso promedio del lodo de perforación (d).
- Si el nivel está debajo de la línea de flujo (pozo perdiendo lodo) $d_{eqv} < d$
- Si el BOP está cerrado y una presión es aplicada al anular: $d_{eqv} > d$
- Durante la perforación, la pérdida de presión en el anular y la presencia de recortes suspendidos en la columna de lodo nos conduce a: $d_{eqv} > d$

En este último caso, la densidad equivalente es llamada densidad equivalente de circulación (ECD).

- Durante los viajes:
 - . El suabeo debido a la sacada de tubería da: $d_{eqv} < d$
 - . La surgencia debido a la corrida en el hoyo da: $d_{eqv} > d$

Esto significa que la densidad equivalente d_{eqv} (no peso de lodo “ d ”) tiene que ser comparada con la densidad de equilibrio d_{eq1} para determinar el estado de balance del hoyo del pozo.

La mesa rotaria (piso de perforación) está siempre sobre el nivel terrestre o del mar para perforar. Ya que el “bell nipple” está muy cerca de la mesa rotaria, la elevación de la mesa es usada como dato en el cálculo de la densidad de equilibrio.

La figura (Fig. 2.7) ilustra los cálculos de la densidad de equilibrio para dos pozos penetrando el mismo reservorio.

Este ejemplo muestra claramente que la posición del equipo de perforación juega un papel importante en la determinación del valor de la densidad de equilibrio para la formación, y por lo tanto el peso de lodo equivalente a ser usado.

2.5. GRADIENTES DE PRESIÓN

El gradiente de presión se define como la unidad de incremento de presión por unidad de profundidad. La unidad dada generalmente para el gradiente de presión es psi/pie.

El gradiente de presión de un lodo de perforación es simplemente la densidad del lodo en ppg multiplicado por 0.052.

Por ejemplo el gradiente de presión de un lodo de 10.0 ppg es:

$$10.0 \times 0.052 = 0.52 \text{ psi/pie}$$

El gradiente de presión de formación (G) similarmente, es la unidad de incremento en presión de poros por unidad de profundidad. El gradiente de presión de poros puede ser normal si está cercano o es igual al gradiente de presión hidrostática del fluido que es común a un área dada y, es anormal si está por debajo o por encima de dicho valor.

El gradiente de presión de poros normal en la mayor parte de las cuencas del mundo puede variar entre 0.433 psi/pie (8.33 ppg) para agua dulce y 0.465 psi/pie (8.94 ppg) para agua salada.

Por ejemplo, en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, el fluido normal de formación es agua salada, con 80,000 ppm de contenido de sal y, con una densidad promedio de 8.94 ppg. Por lo tanto el gradiente de presión normal de las formaciones de la Costa del Golfo es $8.94 \times 0.052 = 0.465$ psi/pie necesitando un peso de lodo de 9.0 ppg para balancearla.

Como regla práctica, podemos considerar generalmente que las formaciones normalmente presurizadas requerirán pesos de lodo entre 9.0 y 10.0 ppg para la perforación de pozos en forma segura. (McClure, Leo J., 1977).

La asociación de las presiones anormales con acumulaciones de hidrocarburos es estadísticamente significativa. En los reservorios anormalmente presurizados, la evidencia empírica indica que la mayor parte del petróleo y gas económicamente recuperable ocurre en reservorios con gradientes de presión menores que 0.75 psi/pie y hay muy pequeño potencial de producción en reservorios que exceden los 0.85 psi/pie de gradiente de presión. (Law, Ben E. & Spencer, C. W., 1998)

El gradiente de sobrecarga (GG) es la unidad de incremento en esfuerzo ejercido por el peso de los sedimentos suprayacentes por unidad de profundidad.

En la Costa del Golfo el gradiente de presión de sobrecarga se asume generalmente como 1.0 psi/pie. En otras áreas, el gradiente de sobrecarga puede variar ligeramente por encima o por debajo de este gradiente normal de sobrecarga. En costa afuera el gradiente de presión de sobrecarga varía de 0.85 a 1.0 psi/pie, mientras que en algunas áreas del Oeste de Texas, puede ser tan alto como 1.15 psi/pie.

Gradiente de fractura: si la densidad del lodo de perforación es demasiado alta esta puede causar la fracturación de la formación y consecuentemente la pérdida de lodo. El límite superior al cual una roca, que forma la pared del hoyo del pozo, puede soportar la presión de la columna de lodo se llama presión de fractura. El gradiente de fractura es la unidad de incremento en presión de fractura por unidad de profundidad.

2.6. CONCEPTOS DE ESFUERZOS

A diferencia de los líquidos, los cuales soportan cargas internas que son iguales en todas las direcciones (distribución isotrópica), los sólidos pueden soportar cargas diferentes en distintas direcciones.

Cuando un sólido es expuesto a fuerzas externas (por ejemplo, las fuerzas ejercidas en una muestra de roca por las fauces de una prensa) éste reacciona redistribuyendo las cargas internas elementales, llamadas esfuerzos.

De acuerdo a como la carga es aplicada, si ésta es perpendicular a la superficie elemental en cuestión el esfuerzo se dice que es normal, y puede ser compresivo o tensional (siendo atribuido a signos opuestos). Y si la carga es paralela a la superficie elemental dada se produce el esfuerzo tangencial.

Generalmente hablando, cuando una superficie elemental infinitamente pequeña en un sólido (conocida como una “faceta”) es expuesta a una pequeña fuerza elemental oblicua esta puede ser descompuesta en una fuerza que actúa perpendicular a la faceta y otra paralela a la faceta.

En general, esta analogía se extiende a los cuerpos sólidos tridimensionales. La mayor complejidad de las estructuras sólidas, sin embargo, resulta en una combinación de esfuerzos normales y tangenciales que en teoría se pueden orientar en cualquier dirección. Las estructuras sedimentarias, en particular, pueden contener campos de esfuerzos extremadamente complejos generados por fuerzas de gravedad y tectónicas. Pero en el trabajo de campo relativo a las cargas aplicados a las rocas a menudo se usa un modelo simplificado para minimizar los cálculos necesarios.

Este modelo asume que en algún punto en la roca, existen tres planos, de orientación desconocida pero intersecándose en ángulo recto, y sujetos sólo a esfuerzos normales. Para una roca dada cualquiera, estos tres esfuerzos llamados “esfuerzos principales” probablemente difieren en valor uno del otro. La combinación de la gravedad y tectónica tiende a orientar los esfuerzos principales en un componente vertical que puede ser considerado como la sobrecarga y dos horizontales que pueden ser considerados como las fuerzas tectónicas (la ovalización

del hoyo abierto puede dar una idea de la diferencia entre los dos componentes horizontales).

Hasta ahora se han considerado sólo cuerpos compactos. Si éstos son porosos, pueden contener un fluido que tiene un esfuerzo diferente al esfuerzo de la matriz sólida.

La carga (S_1 , S_2 , S_3) (Fig. 2.8) ejercida en un cuerpo poroso es en realidad distribuida en el fluido (si es impedida la migración), así como en la matriz. Varias teorías han sido desarrolladas para analizar los roles respectivos de las fuerzas soportadas por:

La matriz: para estas fuerzas ha sido propuesto el concepto de esfuerzo efectivo. Este es un tipo de esfuerzo promedio que afecta la estructura granular llamada σ_1 , σ_2 y σ_3 .

La presión de fluido P_p .

Esta formulación desarrollada por TERZAGHI (1923) y confirmado por experimentos muestran que los esfuerzos efectivos (σ_1 , σ_2 , σ_3) controlan la deformación del sólido, y que estos esfuerzos efectivos son iguales a los esfuerzos totales menos la presión de poros:

$$\sigma_1 = S_1 - P_p \quad \sigma_2 = S_2 - P_p \quad \sigma_3 = S_3 - P_p$$

En un área tectónicamente relajada, el mínimo esfuerzo principal es un componente horizontal. La importancia de esto es que el mínimo esfuerzo principal, y la presión de fluido de formación, controlan la cantidad de presión necesaria para abrir fracturas en la formación. Si, por ejemplo, la presión del lodo de perforación excede la presión del fluido de formación mas el mínimo esfuerzo principal, las fracturas se abren y ocurre una pérdida de circulación.

Los valores reales de los componentes de esfuerzos individuales para una cierta área son difíciles de determinar en el campo. La mayoría de los cálculos describen una relación entre los esfuerzos vertical y horizontal.

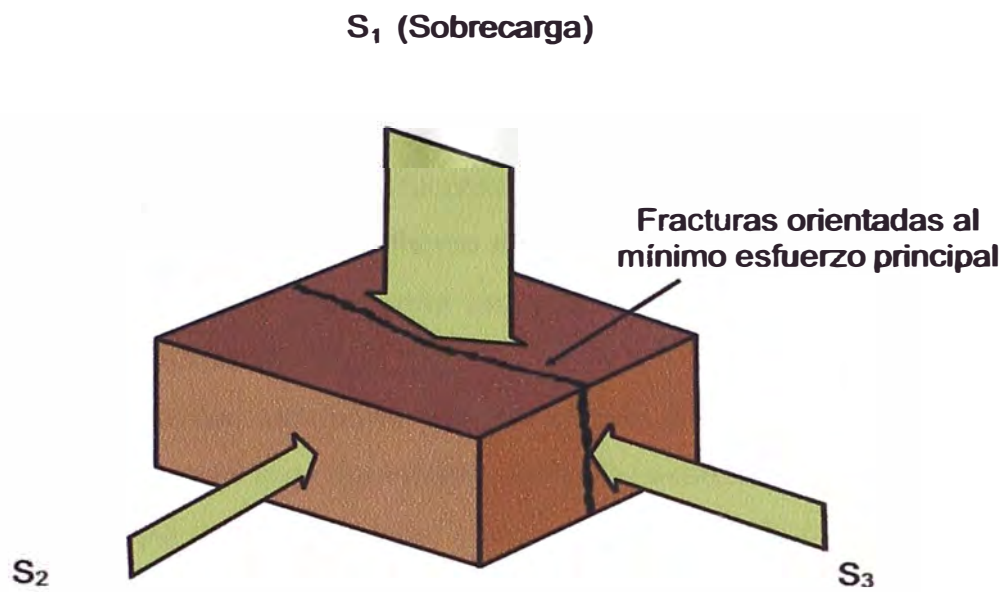


Fig. 2.8.- Diagrama esquemático de los esfuerzos.
(Geoservices, 1994. Traducido y modificado por T. Marky, 2004)

CAPITULO III

ORÍGENES DE LAS PRESIONES ANORMALES NO HIDROSTÁTICAS

Las presiones anormales se desarrollan cuando algunos procesos afectan los componentes del sistema de esfuerzos del subsuelo, tal que los fluidos de poros aceptan una mayor parte del esfuerzo de sobrecarga que se esperaba (mayor que la presión hidrostática), y una barrera impermeable evita la migración de los fluidos para estabilizar las presiones.

Las presiones anormales son fenómenos hidrodinámicos en los cuales el tiempo juega un papel muy importante. Todas las ocurrencias de presiones anormales tienen un tiempo de vida limitada, gobernado por un lado por la continuidad de la existencia de la razón por la cual se generó la sobrepresión, y por otro lado por la efectividad del sello. Un ambiente cerrado o semicerrado es en realidad esencial para que las presiones anormales existan y sobre todo para ser mantenidas.

Las arcillas, a pesar de su muy baja permeabilidad (10^{-1} a 10^{-7} mD), permiten la transferencia de fluidos en una escala de tiempo geológico. Su efectividad como sello dependerá en particular de su espesor y capilaridad. La sal es un ejemplo de un sello ideal no sólo por su comportamiento plástico bajo el esfuerzo, sino por su impermeabilidad perfecta. (Mouchet & Mitchell, 1989).

Hay varias condiciones geológicas favorables para el desarrollo de las presiones anormales:

- Sedimentos jóvenes (Terciario)
- Grandes espesores totales (Cuencas)
- Presencia de rocas de arcilla (secuencias de lutitas)
- Intercalación de areniscas de extensión limitada (secuencias deltaicas y de trasgresión – regresión)
- Rápida carga y soterramiento (Secuencias deltaicas)

Hay varios mecanismos para que se desarrollen las presiones anormales, algunas probadas, algunas aún teóricas. Muchas veces, varios mecanismos se

combinan para formar un mecanismo que genera las presiones anormales. Los más importantes son:

1. Desequilibrio de compactación
2. Tectonismo
3. Lavantamiento Geológico (uplift)
4. Recarga o comunicación
5. Expansión acuatermal
6. Transformación mineral
7. Generación de los hidrocarburos
8. Osmosis

De acuerdo a una revisión de la literatura publicada sobre presiones anormales, el desequilibrio de compactación y generación de hidrocarburos son las dos causas más comúnmente citadas de sobrepresiones en provincias petroleras. En secuencias deltaicas jóvenes (Terciario), el desequilibrio de compactación es la causa dominante de presiones anormales. En rocas litificadas más viejas (pre-Terciario), la generación de hidrocarburos, expansión acuatermal, y tectonismo son las más comúnmente citadas como las causas de presiones anormales. (Law, Ben E. & Spencer, C. W., 1998)

3.1. DESEQUILIBRIO DE COMPACTACIÓN

Cuando los sedimentos son depositados en un área, normalmente hay un equilibrio establecido entre la velocidad de sedimentación de los materiales, la pérdida de permeabilidad y reducción de los espacios porosos con el enterramiento e incremento de la sobrecarga, y la velocidad de expulsión de los fluidos de los poros para estabilizar las presiones.

Cuando los sedimentos se compactan normalmente, su porosidad es reducida al mismo tiempo que el fluido de los poros es expulsado. La figura 3.1 muestra la relación de porosidad versus profundidad estabilizada para diferentes regiones del mundo.

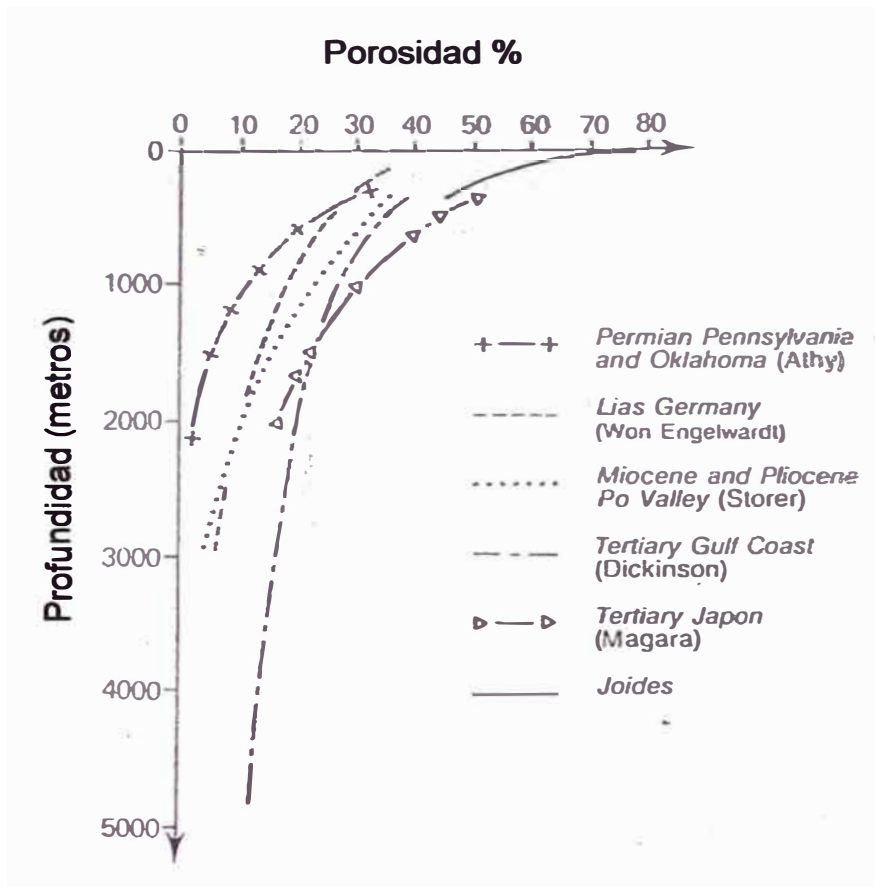


Fig. 3.1.- Reducción de la porosidad de las arcillas como una función de la profundidad. (Mouchet & Mitchell, 1989)

Durante el soterramiento, el incremento de la sobrecarga es la primera causa de la expulsión de los fluidos. Si la tasa de sedimentación es lenta, ocurre una compactación normal, eso quiere decir que el equilibrio entre el incremento de la sobrecarga y la capacidad para expulsar los fluidos se mantiene.

Cuando hay altas velocidades de sedimentación de sedimentos jóvenes de grano fino (arenas y arcillas), y estas arenas intercaladas son delgadas o de extensión lateral limitada, entonces los mecanismos están presentes para romper el equilibrio de compactación.

Si las arenas están aisladas por arcillas impermeables o lutitas, entonces como ellas están enterradas, los fluidos de los poros no pueden escapar. Con un enterramiento adicional, los fluidos están comprimidos y empiezan a asumir algo de la presión de sobrecarga, y aquí se vuelven anormalmente presurizadas. Una parte de los fluidos comenzará a escapar, a través de microfisuras en las lutitas suprayacentes, entonces una zona de transición se formará. Esta zona indicaría la presencia de un incremento de presión antes de que la zona presurizada sea perforada.

Debido a que la tasa de sedimentación es a menudo mayor que aquella a la cual es necesario para permitir el desagüe de fluido en exceso, las presiones anormales son muy frecuentes en los siguientes ambientes: formaciones deltaicas recientes, márgenes continentales pasivos y los prismas de acreción de zonas de subducción, a menudo lugares de rápida sedimentación. En general, mientras más reciente sea la fase de subsidencia activa, más grandes serán las probabilidades de que esas anomalías de presión sean encontradas (Mouchet & Mitchell, 1989).

3.2. TECTONISMO

En general, donde las deformaciones ocurren debido a esfuerzo tectónico, ellas causan modificaciones en la presión de los fluidos y en la distribución de las masas. Esto significa que la tectónica puede crear anomalías positivas de presión o restaurar la sobrepresión a condiciones normales. (Mouchet & Mitchell, 1989).

Lo que sucede en el caso de la creación de sobrepresiones cuando ocurre la actividad tectónica es que una zona que contiene fluidos atrapados, se comprime por la acción de fallamientos, deslizamientos laterales, plegamientos o intrusiones. Cualquiera de las acciones anteriores puede causar que el volumen del reservorio en que se encuentra el fluido, se reduzca. Si los fluidos no tienen ningún mecanismo de escape, entonces la misma cantidad de fluido ocupará un volumen menor, aumentando así la presión del fluido en el reservorio.

En la figura 3.2 , las lutitas han producido una intrusión dentro de la arena como resultado de la actividad tectónica. Las lutitas forman una barrera impermeable en el tope, los lados y el fondo de la arena, así que cualquier fluido en la arena queda atrapado. Las intrusiones de la lutita en el fondo de la arena hacen que el volumen de la arena se reduzca, pero la misma cantidad de fluido todavía se encuentra entre los espacios intergranulares de la arena, y este fluido ahora ocupa un menor volumen. Si el volumen ocupado por el fluido es menor, entonces su presión debe ser mayor que antes de que la actividad tectónica ocurriera. Si se asume que la presión en la arena era normal antes de que la actividad tectónica ocurriera, entonces el aumento en la presión de poros causado por la actividad tectónica significará que la presión de poros es ahora, por definición, anormal.

Sobrepresiones debido a esfuerzos laterales son reportados a lo largo de zonas de fallas mayores (Fig. 3.3), tanto en la falla como en las paredes de roca porosa adyacente (Byerlee, 1993). Episódica liberación de fluidos sobrepresurizado es asociada con temblores de tierra y ruptura por fallamiento (Byerlee, 1990). En adición, las sobrepresiones son una característica de prismas de acreción (Fig. 3.4) en zonas de subducción (Davis et al., 1983; Neuzil, 1995).

3.3. LEVANTAMIENTO GEOLÓGICO (UPLIFT)

Si una formación normalmente presurizada es levantada a profundidades más superficiales, de tal forma que el esfuerzo vertical total en la roca es disminuido, las presiones anormales pueden ser producidas. Observe, sin embargo, que esto sólo

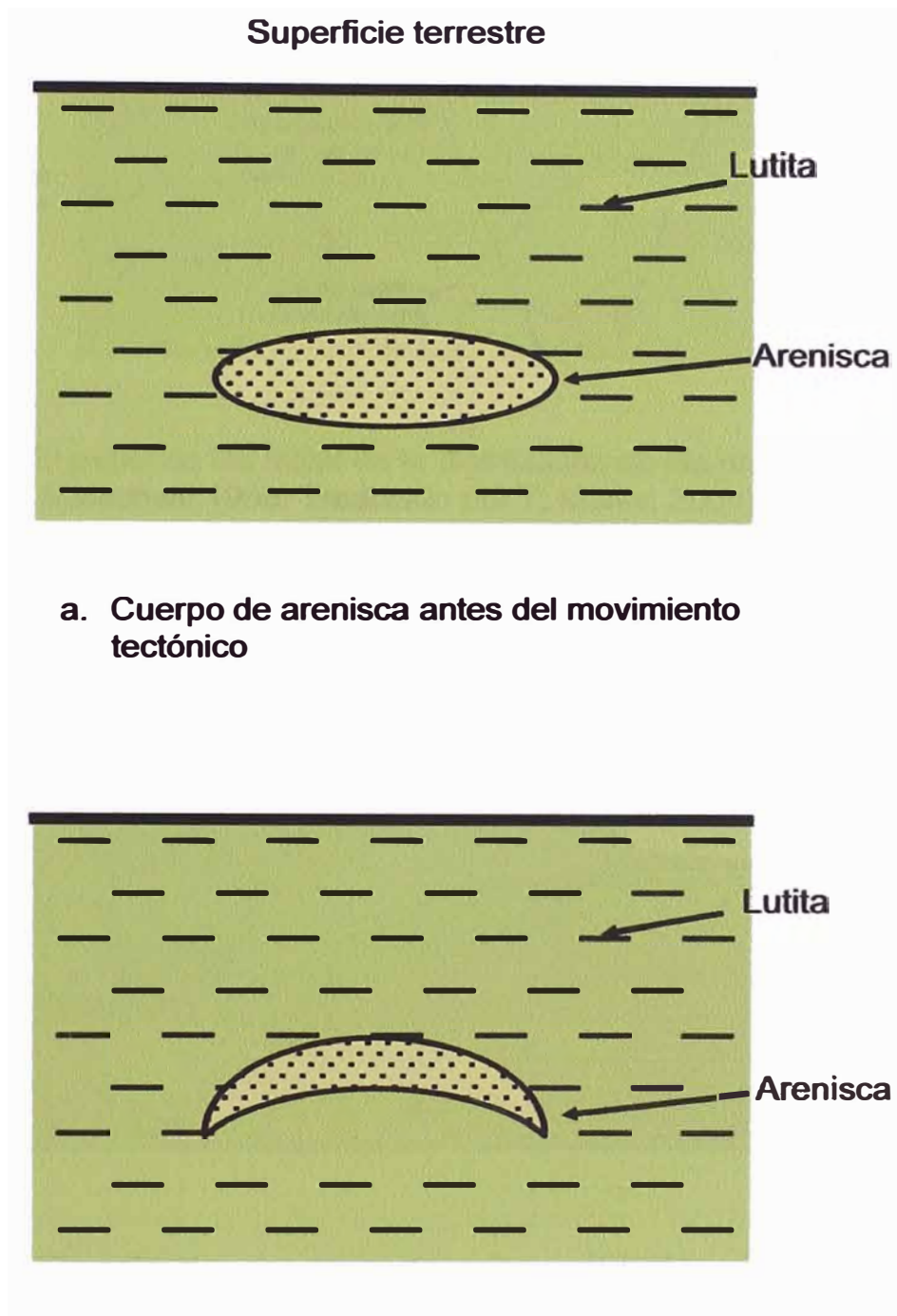


Fig.3.2.- Ejemplo de generación de presiones anormales por actividad tectónica. (Baroid, 1993)

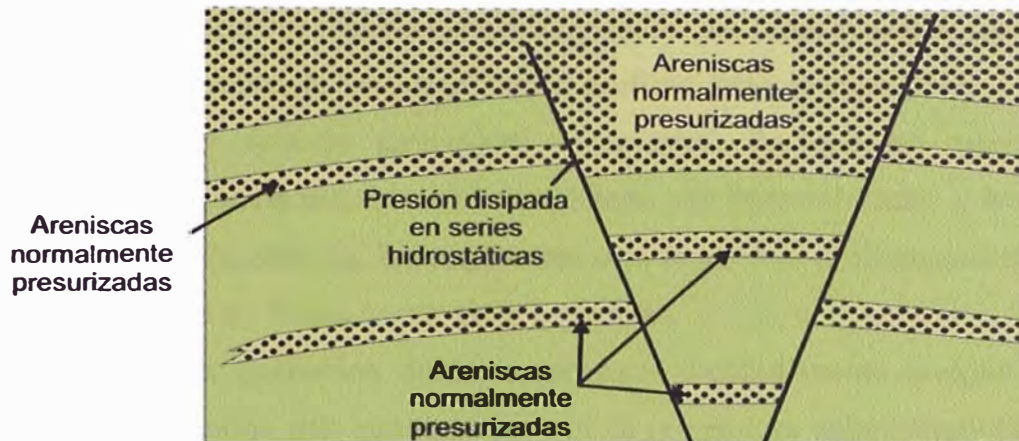


Fig. 3.3.- El papel de las fallas en la distribución de las presiones (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

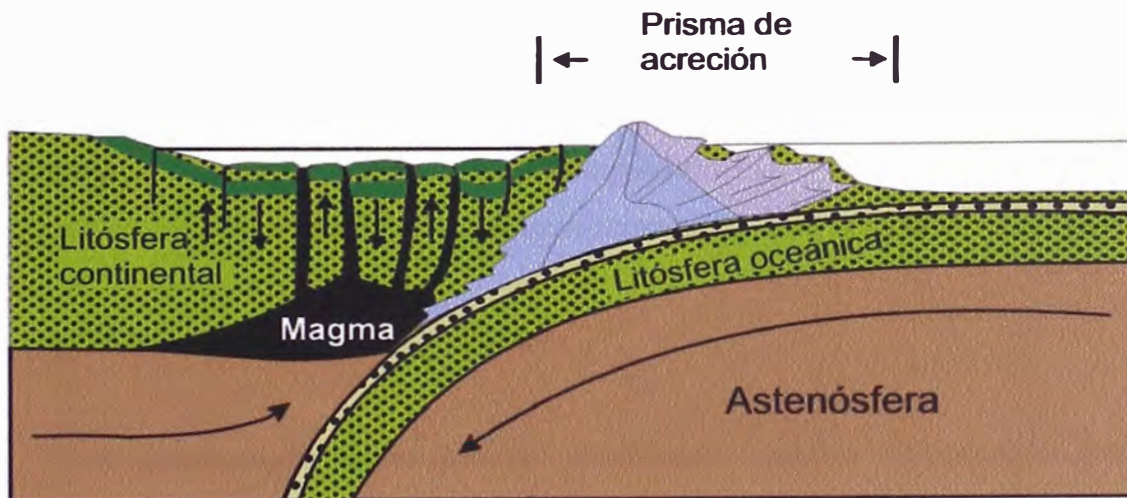


Fig. 3.4.- Ejemplo de una zona de subducción (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

sucedirá si el levantamiento está también acompañado por otros procesos geológicos que reducen el relieve entre la roca confinada a profundidad y la superficie.

Esta hipótesis levanta numerosas objeciones. Ya que un movimiento tectónico como este estaría usualmente acompañado por fracturamiento, y la presión tendería a disiparse. En adición, la temperatura más baja en la profundidad reducida decrecería el volumen de fluido, y por tanto la presión.

En realidad la igualación de la temperatura probablemente asegure que la presión del fluido decline más rápidamente que la presión de sobrecarga durante la erosión, conduciendo así a una presión anómala negativa (Magara, 1975).

En la figura 3.5 se observa un cuerpo de arena que es levantado desde los 8,000 pies hasta los 6,000 pies de profundidad, por lo tanto al estar finalmente la arena a una profundidad menor se produce un incremento en el gradiente de presión de poros.

El tiempo es un importante factor en este proceso. El levantamiento debe ocurrir bastante rápido relativo al tiempo geológico. Como la formación es levantada y la sobrecarga reducida, el esfuerzo en el sistema será reducido al equilibrio. Sin embargo, habrá un retardo en alcanzar este equilibrio.

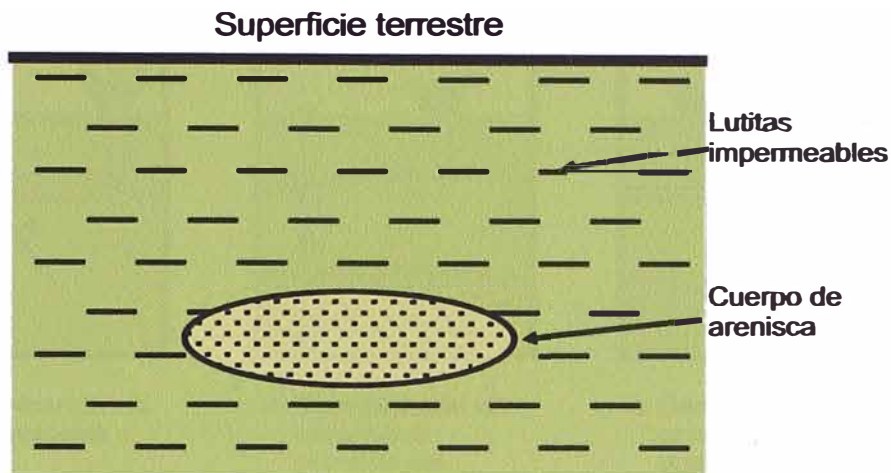
Mientras más superficial sea el levantamiento, mayor será la anormalidad.

3.4. RECARGA O COMUNICACIÓN

Las formaciones anormalmente presurizadas pueden ser causadas por un fenómeno conocido como “recarga”. Esto ocurre cuando zonas poco profundas previamente normalmente presurizadas son cargadas por la redistribución de fluidos por flujo a través de algún conducto desde una zona más profunda a mayor presión. Posibles conductos son fallas, fracturas y hoyos de pozos (Fig. 3.6).

Las sobrepresiones causadas por recarga pueden ser muy significativas especialmente si el gas es el medio que transmite la presión.

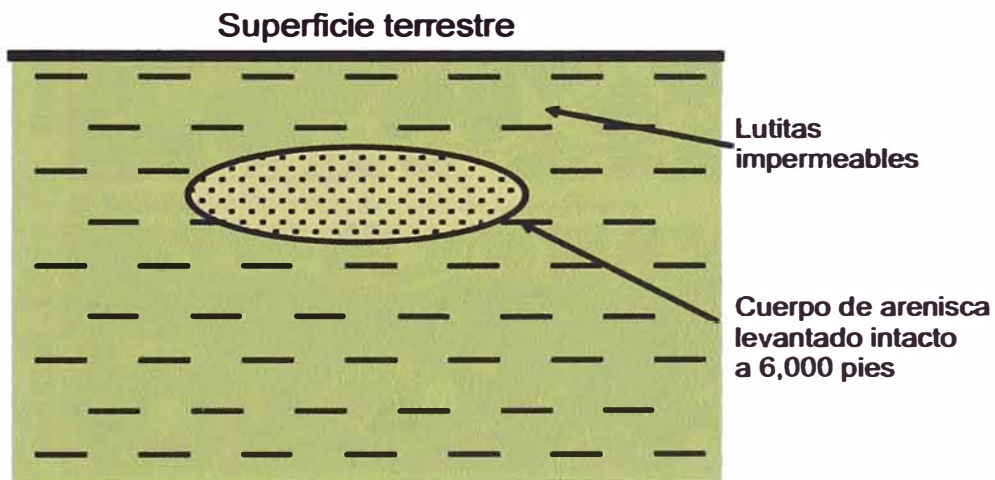
La recarga de arenas superficiales puede ser causada por un reventón en el subsuelo. Esto ocurre cuando un amago de reventón es cerrado y la presión de fractura en el zapato del revestidor (o la formación más frágil en el hoyo abierto) es



Presión de poros a 8000 pies = 3720 psi

Gradiente de presión de poros = 0.465 psi/pie

a. Antes del levantamiento geológico



Presión de poros a 6000 pies = 3720 psi

Gradiente de presión de poros = $\frac{3720 \text{ psi}}{6000 \text{ pies}}$ = 0.620 psi/pie

b. Después del levantamiento geológico

Fig.3.5.- Ejemplo de generación de presiones anormales por levantamiento geológico (Baroid, 1993).

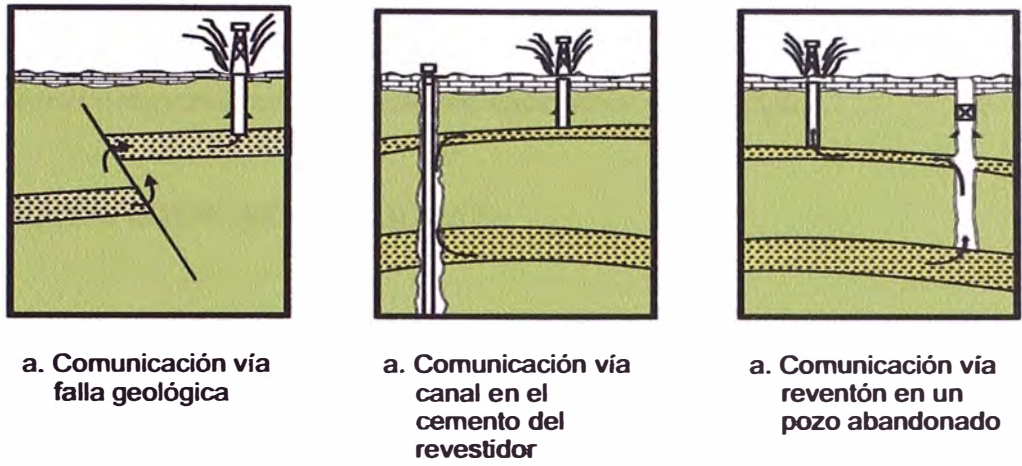


Fig. 3.6.- Ejemplo de generación de presiones anormales por recarga. (Geoservices, 1994 Traducido por T. Marky, 2004)

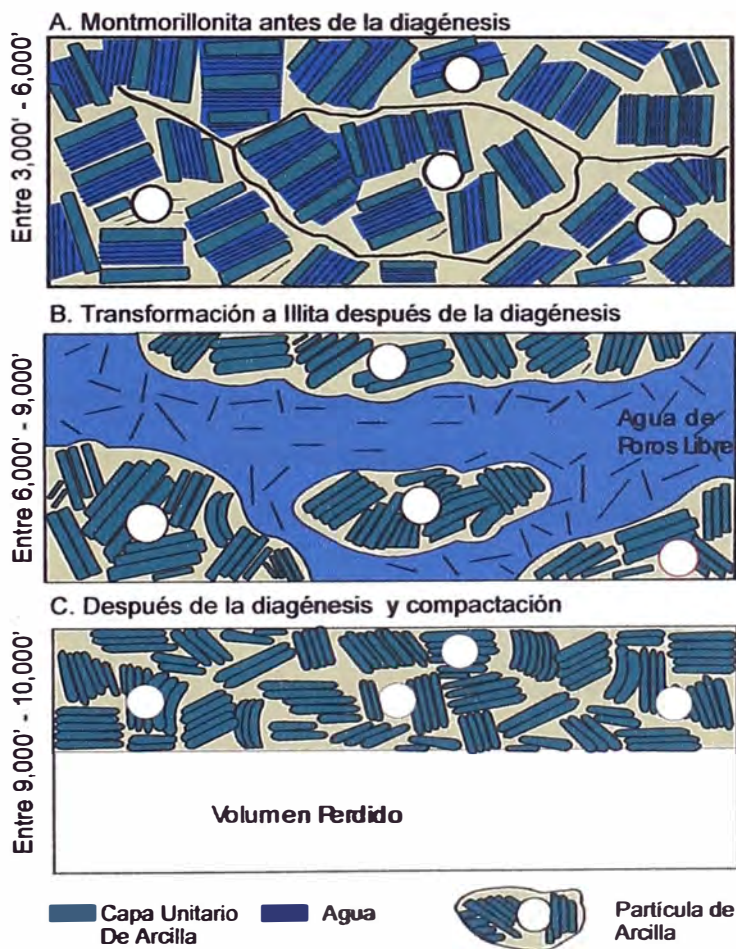


Fig. 3.7.- Proceso de diagénesis de la montmorillonita. (Powers, 1967. Traducido por T. Marky, 2004)

excedida, causando un flujo de fluido hacia la zona más superficial. Si las arenas superficiales tienen suficiente permeabilidad, otros pozos perforados cerca pueden encontrar inesperadamente presiones anormales superficiales.

3.5. EXPANSIÓN ACUATERMAL

El efecto de expansión acuatermal es un concepto puesto en marcha por Barker (1972) bajo el título de “presurización acuatermal”. Esta es una consecuencia de la expansión del agua debido a los efectos termales en un ambiente cerrado. Si un cuerpo de agua es elevado en temperatura su volumen incrementa. Si el agua está en un ambiente herméticamente sellado, su presión aumenta. El alcance del aumento en presión depende no sólo del aumento en temperatura sino también de la densidad del agua.

Fuertes anomalías termales asociadas con intrusiones volcánicas o cercanas cámaras de magma pueden crear sobrepresiones locales de duración limitada, generalmente menos de un millón de años (Mouchet & Mitchell, 1989).

La expansión acuatermal sólo tiene efecto si las siguientes condiciones son cumplidas:

- El ambiente está completamente aislado,
- El volumen de poro es constante,
- El aumento de temperatura se da lugar después que el ambiente es aislado.

En realidad para que el efecto termal sea significativo el sistema debe ser perfectamente cerrado, ya que la creación de la sobrepresión está asociado con muy pequeño incremento en el volumen de agua. El incremento de volumen está en el orden de 0.05% para un soterramiento de 1 Km con un gradiente de temperatura de 25 °C/Km (Magara, 1975). Esto significa que incluso la más pequeña fuga reducirá o incluso eliminará el efecto termal.

Varios autores (como Daines, 1982; Luo & Vasseur, 1992) han mostrado que las condiciones para la presurización acuatermal serán raramente encontradas. En particular cuando el agua es calentada su viscosidad se reduce y facilita una

expulsión más rápida, incluso a bajas permeabilidades. Una objeción adicional a la expansión acuatermal es que en muchas rocas presurizadas hay una zona de transición gradual a altas cantidades de sobrepresión. Esto implica permeabilidad y por lo tanto la sección no está totalmente sellada y no puede satisfacer los requerimientos para la presurización acuatermal (Daines, 1982).

La presurización acuatermal sólo es posible si puede ser probado que existe un sello con permeabilidad cercana a cero. Hunt (1990) sugirió que hay sellos diagenéticos con propiedades de sello altamente efectivo, típicamente a profundidades de alrededor de 3.0 Km, los cuales son lateralmente extensos. Aunque cementos bandeados han sido descritos donde se han observado topes de sobrepresiones (Tigert & Alshaieb, 1990), el origen de estos sellos diagenéticos y su habilidad para formar barreras regionales impermeables permanece abierto a discusión (Swarbrick & Osborne, 1998)

La importancia del efecto termal en la creación de presiones anormales es un tema de gran controversia (Mouchet & Mitchell, 1989). Algunos piensan que su papel es insignificante (Chapman, 1980) mientras que otros lo ven como un factor de cierta significancia (Magara, 1975; Gretener, 1977; Sharp, 1983).

3.6. TRANSFORMACIÓN MINERAL

Varias transformaciones minerales comunes en sedimentos envuelven la liberación de agua. La más común de estas es la transformación de la montmorillonita en un nuevo mineral, Illita. Otra reacción es la deshidratación del Yeso para transformarse en anhidrita.

Transformación de la montmorillonita en Illita

Desde 1950, se ha sabido que, con el enterramiento, la montmorillonita de las arcillas sufre una alteración a illita. El proceso fue propuesto para explicar la abundancia de montmorillonita a profundidades superficiales y la relativa abundancia de illita a mayores profundidades.

Powers, M.C. (1967), presentó una explicación técnica para la alteración de la montmorillonita (una lutita expandible) en illita, clorita y caolinita (lutitas no expandibles), la cual se puede resumir como se hará a continuación.

Cuando en el proceso normal de deposición estas lutitas **alcanzan** una temperatura de 200 a 300°F sin importar la profundidad, la montmorillonita comienza a deshidratarse y cambia a illita. El cambio libera agua de las intercapas de la montmorillonita en agua de poros libre (Fig. 3.7). Esta agua de poros libre requiere 40 a 50% más espacio entre las partículas que el que esta hacía como agua de intercapas.

El cuadro A, de la figura 3.7 representa la primera fase de enterramiento, mostrando a la montmorillonita en el rango de profundidad de 3,000 a 6,000 pies. El cuadro B, representa la liberación del agua de las intercapas después que la temperatura ha causado el cambio a illita en el rango de 6,000 a 9,000 pies. El cuadro C, muestra el aproximadamente 40 a 50% de volumen que debe ser perdido si el agua de poros libre puede escapar. Sin embargo, esta no puede escapar porque no hay areniscas o calizas porosas hacia donde esta puede moverse. Por lo tanto, esta agua de poros libre causa la generación de sobrepresiones.

Aunque la diagénesis de las arcillas es un factor que contribuye con las presiones anormales, se piensa que es mas una causa secundaria que mayor. Por adición a la presión anormal de efectos de sobrecarga (subcompactación) se puede explicar los gradientes de presión que se elevan más empinadamente que los gradientes de sobrecarga (Mouchet & Mitchell, 1989).

Deshidratación del yeso en anhidrita

La transformación de yeso en anhidrita resulta de la pérdida de agua, y se piensa que es un importante mecanismo de generación de sobrepresiones en secciones de evaporitas.

Cuando el yeso es transformado en anhidrita, el aumento de agua a 38% de su volumen original es liberado. La presión anormal puede por lo tanto desarrollarse si el fluido no puede ser expulsado, pero como el proceso toma lugar a poca

profundidad es usualmente posible que el exceso de agua escape (Mouchet & Mitchell, 1989).

Similarmente, la rehidratación de la anhidrita es acompañada por un incremento en volumen del mismo orden. Louden (1971), sugiere que tal proceso es capaz de generar presión anormal, como puede ser el caso con la formación Mississippi Buckner, cuya entrada está marcada por una gradual transición de anhidrita a yeso.

3.7. GENERACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

A poca profundidad la materia orgánica contenida en los sedimentos es descompuesta por la acción bacterial, generando metano biogénico. En un ambiente cerrado la expansión resultante puede generar presiones anormales. Ya que es raro que exista un buen sello a poca profundidad, usualmente el gas es difundido hacia la superficie. Las bolsas de gas atrapado pueden ser una verdadera amenaza para la perforación.

La actividad bacterial decrece con el aumento de la profundidad, dando gradualmente paso al cracking termoquímico. El proceso de cracking envuelve la transformación de un producto pesado en uno más liviano bajo la influencia de altas temperaturas. El proyecto JOIDES reveló etano a la profundidad de 250 m, probando que el cracking termal comienza en una fase temprana (Claypool et al., 1973), pues el etano no es producido en cantidades significativas por la acción bacteriana.

La generación termoquímica de hidrocarburos livianos tales como metano se produce a una creciente tasa a medida que la temperatura aumenta. Esta alcanza un máximo arriba de los 100°C a 120 °C, y continua hasta que se produzcan kerógenos carbonizados (Fig. 3.8).

El proceso de cracking crea hidrocarburos a partir de la materia orgánica y también produce hidrocarburos livianos a partir de otros pesados. La transformación incrementa el número total de moléculas, y por lo tanto el volumen que ellas ocupan. Si esto toma lugar en un ambiente abierto, no ocurre incremento en presión. Si en el otro caso esto ocurre en un ambiente cerrado o semicerrado, esto puede causar que la

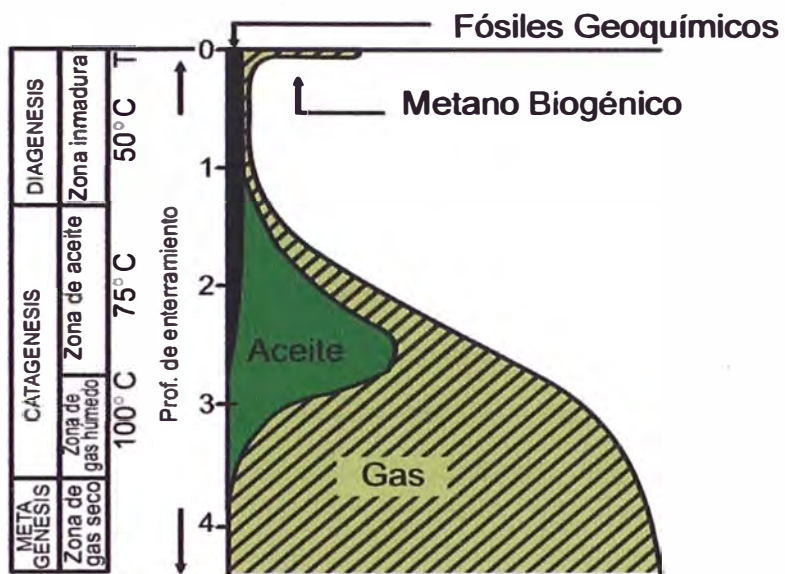


Fig.3.8.- Generación de los hidrocarburos como una función de la temperatura y la profundidad (Mouchet & Mitchell 1989. Traducido por t. Marky, 2004)

presión se incremente. Esto dependerá del grado al cual el ambiente está confinado y de la naturaleza final del hidrocarburo producido.

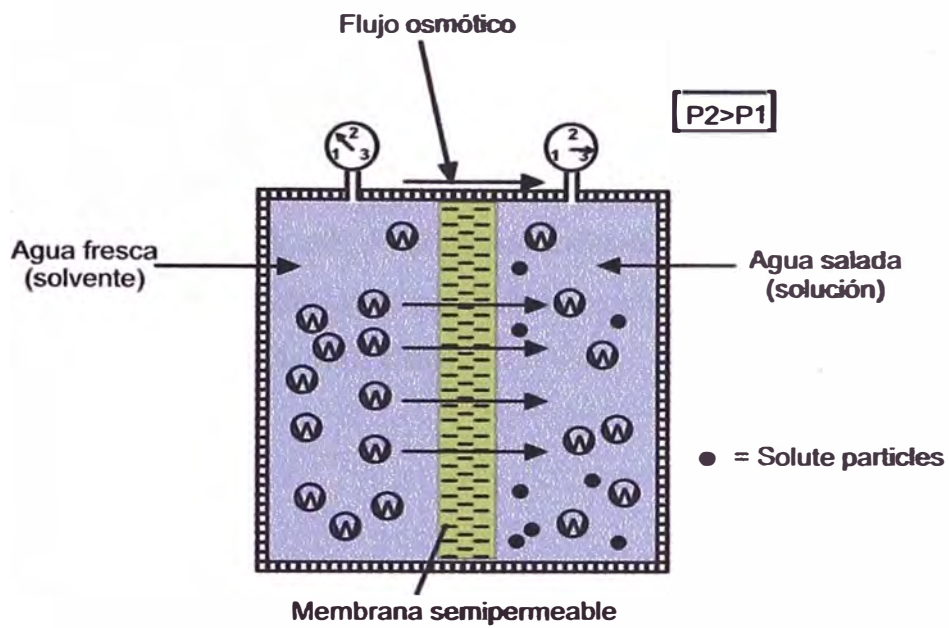
A medida que la compactación procede y menos agua es expulsada, la descomposición de la materia orgánica tenderá a causar que el agua se vuelva saturada en gas y eventualmente produzca gas libre. Si este gas no puede escapar este causa presión anormal (Hedberg, 1974). Las anomalías de presión y subcompactación debido simplemente al efecto de sobrecarga serán magnificadas si los hidrocarburos gaseosos son generados al mismo tiempo. Muchos autores están de acuerdo que el incremento en presión puede conducir a microfracturamiento y permitir que la presión sea parcialmente disipada, así contribuye a la migración primaria.

3.8. OSMOSIS

La osmosis es definida como el flujo espontáneo de fluidos de una solución diluida a una solución más concentrada, cuando las dos soluciones están separadas por una membrana semi-permeable (Fig. 3.9). El diferencial de presión osmótica es casi directamente proporcional a la diferencia en concentraciones iónicas; cuando el diferencial es constante la presión varía con la temperatura absoluta.

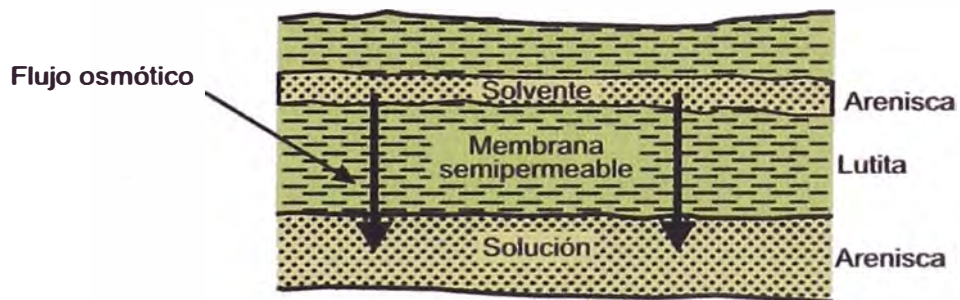
La posibilidad de que una capa de arcilla actuando como una membrana semipermeable entre dos reservorios con agua de formación de diferente salinidad fue por primera vez sugerido en 1933 como una forma de explicar las variaciones de salinidad y presión observadas en la Costa del Golfo (Mouchet & Mitchell, 1989).

En 1965 Hanshaw & Zen sugirieron que la osmosis puede contribuir al desarrollo de presión anormal en un ambiente cerrado. Varios autores, particularmente Young & Low (1965) y Olsen (1972), probaron experimentalmente que las arcillas podrían ser consideradas una membrana semipermeable. Kharaka & Berry (1973) dieron atención al asunto de que la eficiencia de la membrana incrementa con la capacidad de intercambio de cationes de las arcillas.



a. El proceso osmótico

$P_2 > P_1$, pero no lo suficiente para superar la presión osmótica.
 La osmosis ayuda a crear y mantener las presiones anormales



b. La osmosis en formaciones geológicas

Fig. 3.9.- Ilustración del proceso osmótico. (Geoservices, 1994. Traducido por T. Marky, 2004)

En un ambiente cerrado, la migración de agua hacia un reservorio con mayor salinidad tiende a incrementar la presión en ese reservorio hasta que la presión diferencial sea igual a la presión osmótica.

Parece que la capacidad de la osmosis para generar presiones anormales es limitada a casos especiales tales como marcados contrastes salinos, en las proximidades de domos de sal, y series lenticulares. En la mayoría de los casos de presión anormal, es difícil probar el papel de la osmosis y debe ser considerada como secundaria (Mouchet & Mitchell, 1989).

CAPITULO IV

MÉTODOS DE DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES DE FORMACIÓN

Siempre hay un elemento de riesgo en cualquier operación de perforación, pero la presencia de secuencias anormalmente presurizadas pueden incrementar significativamente esas dificultades. En tales condiciones, una perforación exitosa requiere del uso de todos los medios de detección a nuestra disposición. Esos medios no son universalmente aplicables, y su efectividad varía de caso en caso.

Hay varios métodos disponibles para la determinación cualitativa o cuantitativa de las presiones anormales durante la perforación, y estos pueden ser usados en combinación. El primer interés debe ser el estudio de la estructura y litoestratigrafía local para revelar cualquier sistema cerrado que pueda estar presente. Esta fase inicial tal vez pueda detectar zonas de riesgo potencial, y deben ser incorporadas en las fases preparatorias del programa de perforación, aunque esto puede no dar garantías acerca de la presencia y magnitud de las presiones anormales.

Dados todos los métodos predictivos disponibles, una perforación exitosa aún depende de la efectividad de los métodos adoptados en el sitio del pozo. Antes de revisar los diversos métodos para la detección de presiones anormales, se discutirán los conceptos básicos de la tendencia normal de compactación y se describirán las características de las zonas subcompactadas.

4.1. TENDENCIA NORMAL DE COMPACTACIÓN

Para evaluar las presiones anormales ligadas a anomalías de compactación es necesario definir una tendencia normal de compactación para propósitos de referencia.

La compactación representa una reducción en porosidad con el aumento de la profundidad, y se revela una relación lineal en un gráfico logarítmico de porosidad versus profundidad. Las facies arcillosas deben ser usadas para la determinación de

esta relación. Las arcillas puras con idéntica composición mineralógica y textura teóricamente muestran una única tendencia de compactación.

En realidad las arcillas y lutitas tienen facies ampliamente variables. La pendiente de la curva de una tendencia normal de compactación es influenciada por los siguientes puntos en particular:

- La mineralogía y proporciones relativas de filosilicatos en las arcillas,
- El contenido de minerales no arcillosos (cuarzo, carbonatos, materia orgánica),
- La velocidad de sedimentación, que condiciona la textura por medio del arreglo espacial de las partículas. La porosidad es menor si la sedimentación ocurre a una velocidad lenta. (MORE LOCK, 1967; PERRY, 1970),
- El gradiente geotermal (REYNOLDS, 1973).

La diversidad de relaciones de porosidad versus profundidad es explicada por la incidencia de estas diferentes causas. En la práctica es aconsejable establecer tendencias de compactación normal en por lo menos una base regional.

4.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS ZONAS SUBCOMPACTADAS.

4.2.1. Zona de transición.

En conformidad con las leyes de la hidrodinámica el movimiento de los fluidos durante la compactación de una secuencia de arcillas – arenas es, fuera de las zonas de alto potencial hacia las zonas de más bajo potencial. En el caso de zonas anormalmente presurizadas, los fluidos tienden a moverse hacia las formaciones que se encuentran bajo presión hidrostática. Si hay un sello entre dos zonas de diferente potencial, éste evita cualquier comunicación entre ellos y se presenta como un cambio abrupto en las condiciones de presión (Fig. 4.1a). En el otro caso, si el sello no es perfecto escapando fluidos ocasionará una dispersión parcial de presión en la parte superior de la secuencia anormalmente presurizada. Tal intervalo exhibe un cambio gradual en la presión del fluido de formación de anormal a hidrostático y es usualmente llamada zona de transición (Fig. 4.1b). Los cambios de presión de los fluidos en depósitos de arcillas corresponden a un estado alterado de compactación resultado de variaciones en porosidad y densidad (Fig. 4.2).

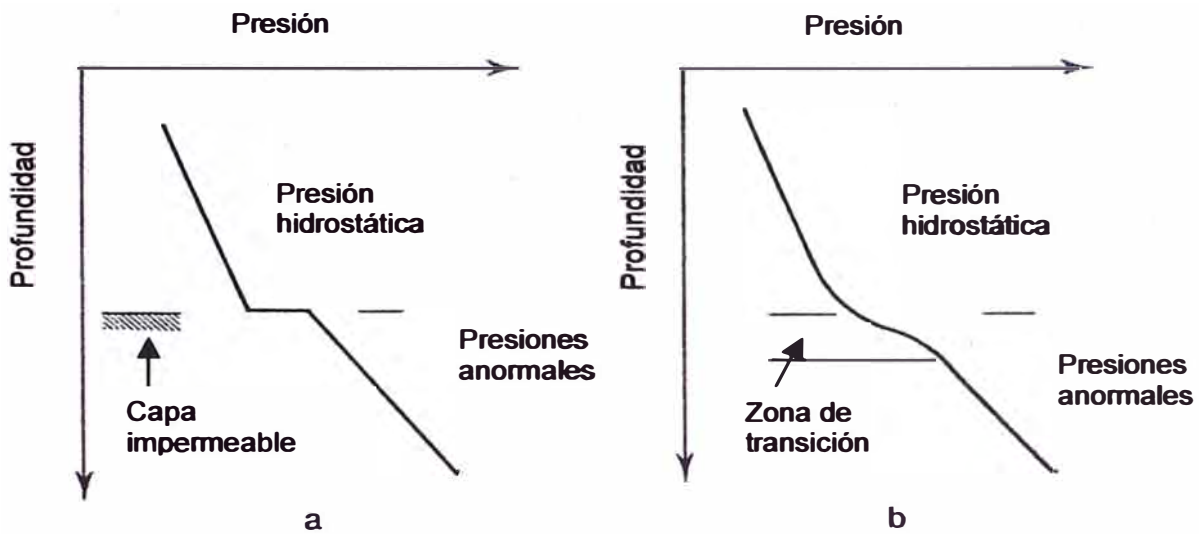


Fig. 4.1.- Cambios de presión – zona de transición. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

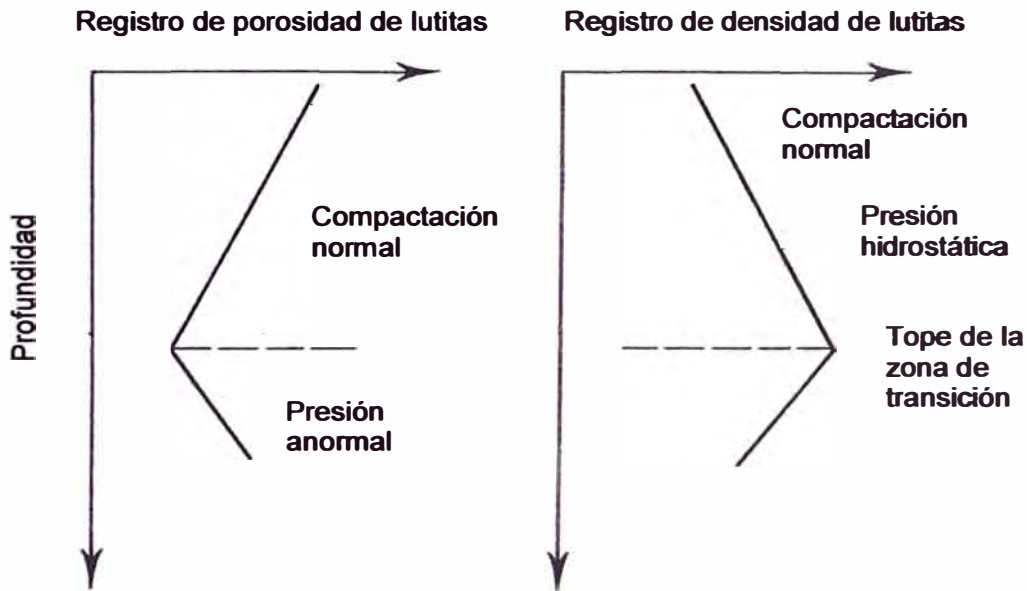


Fig. 4.2.- Perfil esquemático mostrando subcompactación. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

El espesor de la zona de transición depende de la permeabilidad de las arcillas, condiciones de drenaje y factor tiempo. En el caso de secuencias arcillosas monótonas, esto puede ser un espesor considerable (no es raro varias decenas de metros). Es más fácil detectar presiones anormales si la transición entre las diferentes zonas de presión es gradual. Esto significa que a mayor espesor de la zona de transición, más fácil serán detectadas las zonas subcompactadas.

4.3. MÉTODOS DE DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN

4.3.1. Métodos en tiempo real

4.3.1.1. Velocidad de penetración

Si todos los parámetros son iguales, la velocidad de penetración declina gradualmente con el incremento de la profundidad debido a la disminución de la porosidad causado por el peso de los sedimentos suprayacentes. El método tiene el potencial de detectar cualquier cambio significativo de porosidad. De hecho es ampliamente sabido que la velocidad de penetración aumenta cuando se perfora en lutitas subcompactadas (Fig. 4.3).

Todos los siguientes factores tienen una influencia importante sobre la velocidad de penetración:

- Litología,
- Compactación,
- Presión diferencial,
- Peso sobre la broca,
- Velocidad de rotación,
- Torque,
- Hidráulica,
- Tipo de broca y desgaste,
- Personal y equipo.

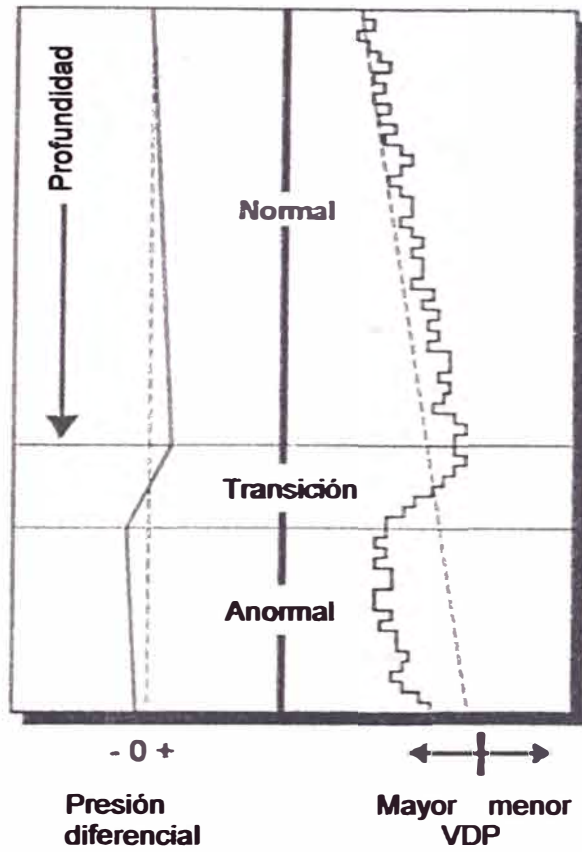


Fig. 4.3.- Cambio de la velocidad de perforación (VDP) a través de una zona subcompactada. (Geoservices, 1994. Traducido por T. Marky, 2004)

A continuación se tratará cada uno de estos puntos:

Litología,

Este es el principal factor que controla los cambios de la velocidad de penetración. La perforabilidad de una roca depende de su porosidad, permeabilidad, dureza, plasticidad y abrasividad, así como de la cohesión de sus partículas constituyentes. Siendo todo lo demás igual, un cambio de la velocidad de penetración refleja un cambio de litología.

Compactación,

La compactación de un sedimento es reflejada por su porosidad. Ante una litología invariable e inalteración de cualquier otra variable, la velocidad de penetración declina gradualmente con el incremento de la compactación. En el otro caso, si la velocidad de penetración aumenta en una serie arcillosa uniforme esto refleja subcompactación.

Presión diferencial,

La presión diferencial (ΔP) es la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la presión de formación.

Para una litología dada, la velocidad de penetración se hace lenta cuando la presión diferencial aumenta, y viceversa (Fig. 4.4). En lutitas subcompactadas, las velocidades de penetración más altas son causadas tanto por ΔP menores como por subcompactación en aumento. Expresado de otra manera, la ΔP reducida puede suceder de dos maneras. La presión hidrostática del lodo puede ser reducida o la presión de poros puede ser incrementada debido a una disminución en compactación.

En algunos casos, el análisis de la velocidad de penetración puede permitir la definición de una óptima presión diferencial que reducirá el tiempo de perforación sin comprometer a las normas de seguridad.

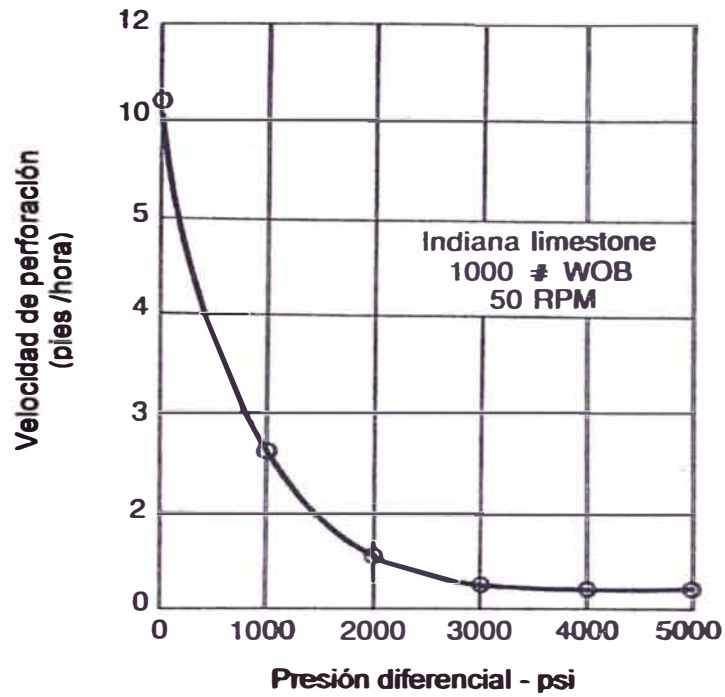


Fig. 4.4.- Los efectos de la presión diferencial en la velocidad de penetración (Cunningham & Eenink, 1958. Traducido por T. Marky, 2004)

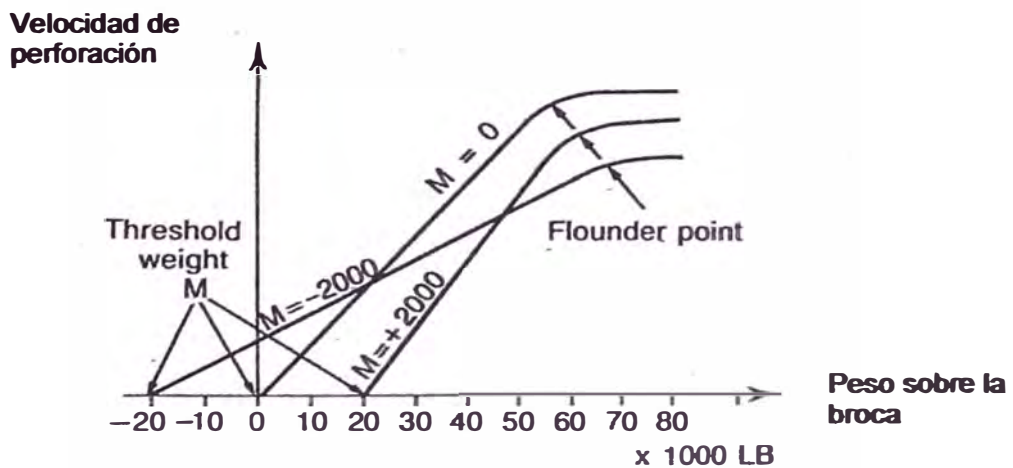


Fig. 4.5.- Efecto del peso sobre la broca en la perforación – gráfico típico (Prentice, 1980. Traducido por T. Marky, 2004)

Peso sobre la broca,

Los cambios en el peso sobre la broca tienen más efecto en la velocidad de perforación que cualquier otro parámetro de perforación. Generalmente hablando, la velocidad de penetración incrementa con el peso sobre la broca.

Un peso mínimo – llamado el “umbral de peso” es necesario para obtener el inicio de la perforación. Esto corresponde a la mínima energía necesitada por los dientes de la broca para causar los cráteres. El umbral de peso puede ser negativo en el caso de una formación que está sólo ligeramente consolidada, ya que sólo el chorro es suficiente para asegurar la penetración.

Arriba del umbral de peso M, la velocidad de penetración aumenta casi proporcionalmente con el peso de la broca. Arriba de un cierto valor conocido como el “flounder point”, la velocidad de perforación deja de aumentar ya que los dientes de la broca comienzan a atascarse en la roca. Aunque los conos aumentan su tasa de contacto, no pueden asegurar una penetración adicional. La limpieza de la broca se hace entonces menos efectiva (Fig. 4.5).

Velocidad de rotación (RPM),

Inicialmente fue considerado que la relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación era lineal (BINGHAM, 1964; JORDEN & SHIRLEY, 1966).

VIDRINE & BENIT (1968) y también PRENTICE (1980) consideraron que la relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación como función del peso sobre la broca para una litología dada es exponencial (Fig. 4.6).

Investigaciones posteriores han mostrado que la forma de la curva depende de la litología (Fig. 4.7). La relación en formaciones suaves es casi lineal, pero mientras más dura es la roca en cuestión, más corta será la parte lineal del gráfico.

Torque,

Este parámetro nunca es tomado en cuenta directamente, ya que es muy difícil de determinar. Las mediciones de superficie no pueden separar el torque de la broca del torque de la sarta de perforación. El uso de mediciones durante la

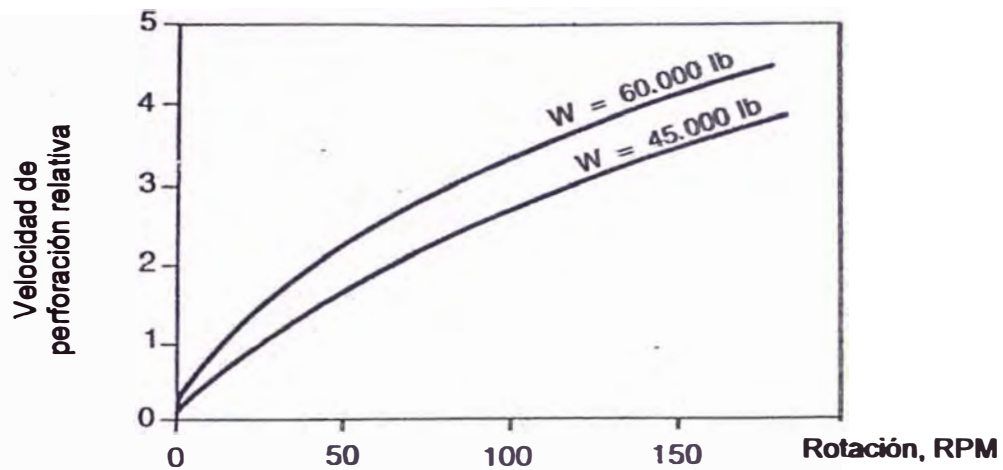


Fig. 4.6.- Relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación como función del peso sobre la broca para una litología dada. (Prentice, 1980, según Vidrine & Benit, 1968. Traducido por T. Marky, 2004).

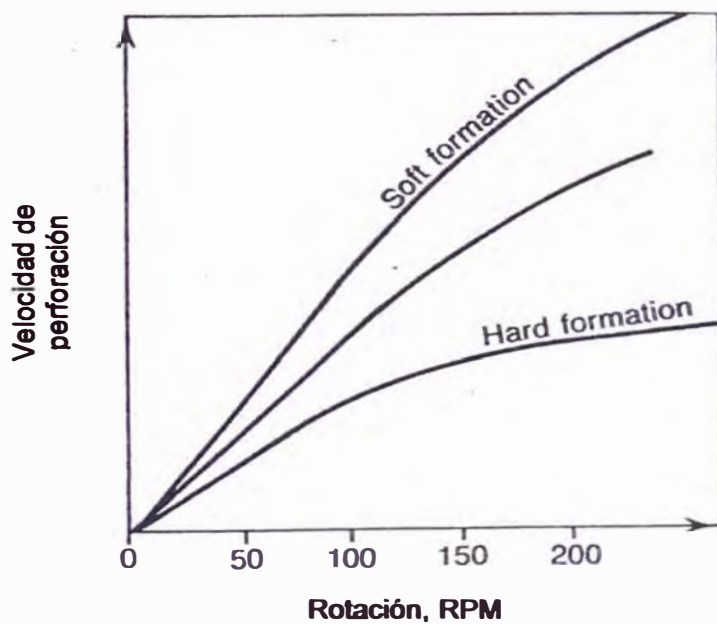


Fig. 4.7.- Relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación como función de la dureza de la formación. (modificado de Zoeller, 1978, Traducido por T. Marky, 2004).

perforación (M.W.D) probablemente permitirá que la relación entre la velocidad de penetración y el torque medido en la broca sea establecida.

El torque en la broca es una medida de la cantidad de energía necesitada para romper la roca. Esta energía es proporcional al producto del torque por la velocidad de rotación. Debe observarse que un aumento en el torque de la broca es balanceado por un momento de torsión de la sarta de perforación. El momento de torsión corresponde a un desplazamiento angular de la mesa rotatoria en relación a la broca. Una línea recta en la sarta de perforación se vuelve helicoidal, reflejando el hecho de que la sarta en realidad se ha acortado.

El torque es en realidad almacenado en la sarta. Esto causa que el peso sobre la broca caiga a un punto donde el torque es descargado. Esto en cambio aumenta el peso sobre la broca, y este efecto se repite a una frecuencia regular, bastante parecido a la perforación a percusión.

Hidráulica,

El efecto del flujo hidráulico en la velocidad de penetración varía para diferentes grados de consolidación de la roca. Algunos autores sugieren que hay una relación lineal entre el flujo hidráulico en la broca y la velocidad de perforación. Pero la importancia del efecto del flujo hidráulico en la velocidad de penetración no está totalmente entendido por el momento, y aún no es posible dibujar una relación que satisfaga cada situación.

Las propiedades del lodo también pueden afectar la velocidad de penetración. Cómo es que hacen esto no es fácil de descubrir, ya que muchas características de lodo son interdependientes.

Tipo de broca y desgaste,

La optimización de la velocidad de penetración principalmente depende de confrontar el tipo de broca con la formación. Un cambio importante en el tipo de broca deforma el valor de la velocidad de perforación y altera el desempeño de la perforación en el caso de cambios en litología. Esto es un obstáculo cuando se está interpretando cambios progresivos en la velocidad de penetración. Por estas razones,

cuando se está cerca a zonas subcompactadas la broca no debe ser cambiada a otro tipo que la que ya está en uso.

El conocimiento del desgaste del la broca es importante para confirmar la interpretación litológica de la velocidad de penetración. Al final de su vida útil, una broca puede enmascarar cambios de litología, compactación o presión diferencial debido a una disminución en la velocidad de penetración bajo los efectos del desgaste. En ciertas circunstancias, la velocidad de perforación puede ser corregida por desgaste de broca.

Personal y equipo,

Los parámetros de perforación apropiadamente seleccionados aplicados normalmente a la litología bajo investigación ayuda a optimizar la velocidad de penetración. Un perforador experimentado puede hacer una contribución vital en esta área. El equipo de penetración puede imponer un límite superior en los parámetros de perforación.

4.3.1.2. Exponente “d”

En los últimos treinta años han sido formuladas varias formas de normalización de la tasa de penetración. Su ayuda es eliminar los efectos de las variaciones de los parámetros de perforación y llegar a una medida representativa de la perforabilidad de la formación. El trabajo de campo ha demostrado que la solución conocida como el método del exponente “d” es el más simple y más confiable. Esta técnica fue formulada en las lutitas de la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Se ha probado que aún es bastante exitoso, y con algunas refinaciones, es el método más usado.

BINGHAM (1964) sugirió la siguiente relación entre la velocidad de penetración, peso sobre la broca, velocidad de rotación y diámetro de la broca:

$$R / N = a (W / D)^d$$

donde R Velocidad de perforación (pies/min)

N	–	Velocidad de rotación (rpm)
W	–	Peso sobre la broca (libras)
D	–	Diámetro de la broca (pulgadas)
“a”	–	Constante litológica
“d”	–	Exponente de compactación (adimensional)

JORDEN & SHIRLEY (1966) resolvieron esta ecuación para el exponente “d” introduciendo constantes que permitirían el uso de unidades de medida normales de la industria del petróleo y dar valores de “d” que puedan ser usados fácilmente. Ya que la constante “a” no es requerida donde la litología es constante, es asumido por definición, $a = 1$.

$$“d” = [\log (R / 60N)] / [\log (12W / 10^6 D)]$$

R	–	pies / hora
N	–	revoluciones por minuto
W	–	libras
D	–	pulgadas

La relación $R / 60N$ en la fórmula de arriba siempre es menor que 1. Esto representa penetración en pies por revolución desde la mesa de perforación.

Donde la litología es constante, el exponente “d” da una buena indicación de lo siguiente:

- Estado de compactación
- Presión diferencial

El cálculo del exponente “d” en las lutitas hace posible seguir las fases de compactación y revelar alguna subcompactación (Fig. 4.8).

Cualquier disminución en el exponente “d” cuando se perfora una secuencia arcillosa es una función del grado de subcompactación y también del valor de la presión anormal asociada.

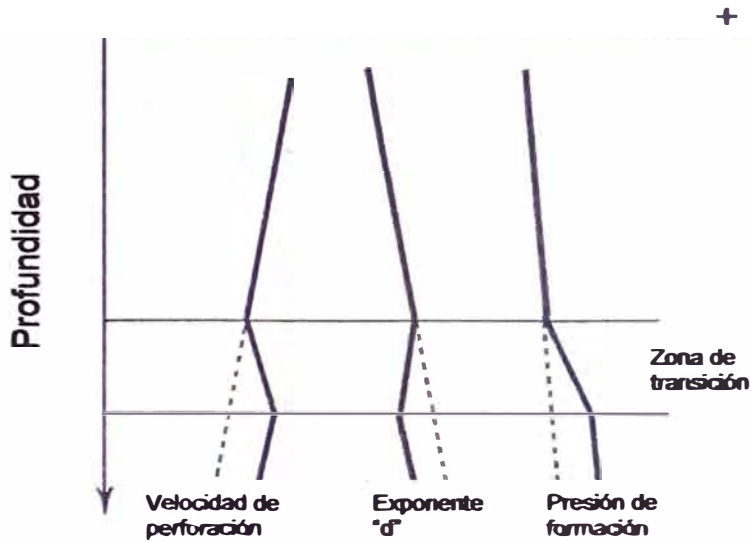


Fig. 4.8.-Diagrama esquemático del exponente "d" en una zona subcompactada. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

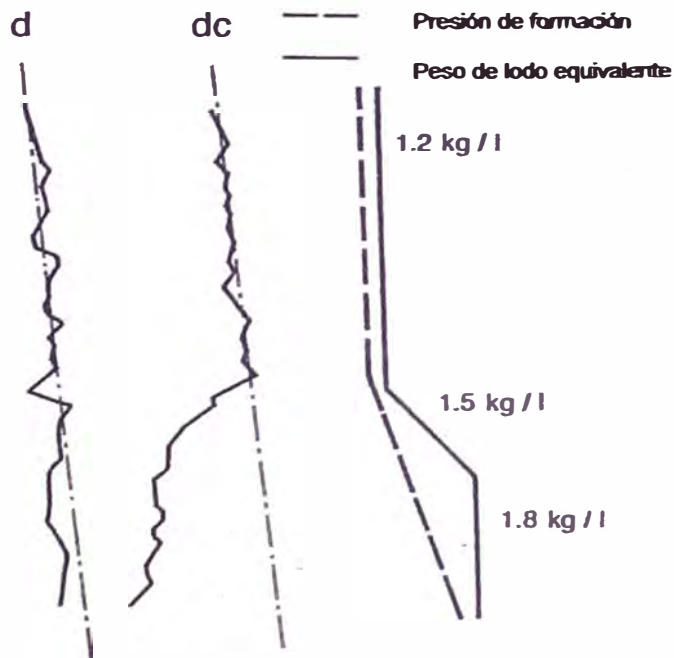


Fig. 4.9.- Comparación de "d" y "dc". (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

Exponente “d” corregido (dc)

La presión diferencial es dependiente de la presión de poros y peso del lodo. Si el peso del lodo es cambiado, el exponente “d” cambiará. Por lo tanto “d” debe ser corregido para cambios en la densidad del lodo y así este representa apropiadamente el diferencial entre la presión de formación y la presión hidrostática regional.

REHM & Mc CLENDON (1971) sugirieron la siguiente corrección:

$$“dc” = “d” \times (d_1 / d_2)$$

donde	“dc”	=	exponente “d” corregido
	“d”	=	exponente “d”
	d ₁	=	densidad del fluido de formación para el gradiente hidrostático en la región (de 8.34 ppg a 9.01 ppg)
	d ₂	=	peso del lodo (d _{eqv}) o ECD (ppg)

La figura (Fig. 4.9) muestra como un incremento en el peso del lodo puede enmascarar o atenuar cambios en el exponente “d” cuando se perfora una zona subcompactada.

Corrección por desgaste de la broca.

Hay varias formas de tratar de corregir por los efectos del desgaste de la broca en el exponente “d”. Se pueden citar los métodos de GALLE & WOODS (1963) y VIDRINE & BENIT (1968).

Las correcciones de la velocidad de penetración por desgaste de la broca son frecuentemente usadas por las compañías de mudlogging, pero no son enteramente satisfactorias. Sin embargo, pueden ser establecidas correcciones válidas regionalmente con un conjunto de bien definidas condiciones, pero sólo con tal que hayan suficientes datos para que un análisis estadístico sea llevado a cabo.

Recomendaciones para el uso del exponente “d”

a) Equipos

- Sensores:

Velocidad de penetración

- Peso sobre la broca
- Velocidad de rotación
- Peso del lodo de entrada y salida

- Métodos de cálculo

La microcomputadora usa datos de sensores en línea para realizar cálculos automáticos y dibujo de gráficos. Debido a que estas operaciones son automáticas no hay una rutina de clasificación y validación. Por lo tanto se necesitan hacer revisiones posteriores a los cálculos, particularmente para asegurarse de que la litología ha sido tomada en cuenta.

b) Selección de datos

La velocidad de perforación, peso sobre la broca, velocidad de rotación: no deben ser usados valores instantáneos para estos parámetros. En cambio se deben usar valores promedio para cada parámetro basados en intervalos homogéneos.

Donde hay una unidad de mudlogging en línea calculando sistemáticamente el valor el exponente “d” cada metro o medio metro, significa que los valores están en teoría calculados automáticamente, pero es valiosa la revisión. Si los datos son introducidos manualmente, ellos pueden ser promediados visualmente en las cartas de mudlogging. De ninguna manera los promedios deben ser basados en datos de diferentes litologías.

Peso del lodo: en general, usar el promedio del peso del lodo de salida referido al mismo intervalo como los otros parámetros.

Es recomendado el uso de la densidad equivalente de circulación. Las mediciones durante la perforación (M.W.D) proveen datos más precisos tanto para densidad equivalente de circulación y peso sobre la broca, pero raramente están disponibles.

Gradiente hidrostático regional (dl): usualmente entre 0.433 psi/pie (Nigeria) y 0.465 psi/pie (Costa del Golfo). El valor es establecido de pruebas de datos tomados en series hidrostáticas. En el caso de un pozo exploratorio sin datos de referencia, se debe usar un valor promedio (tal como 0.45 psi/pie) y aplicar

correcciones siguiendo RFT u otras pruebas de formación. Cualquier error introducido en los cálculos será de pequeño a insignificante.

Litología: como la litología de las lutitas es la única de la cual puede ser seguida el estado de compactación por el exponente “d”, debe ser tomado cuidado extra en el registro correcto de las muestras, de modo que los parámetros de perforación seleccionados correspondan a las capas de lutitas. Cambios en la litología de las lutitas pueden alterar la velocidad de penetración, y es necesario observar si el exponente “d” está siendo interpretado correctamente. Se debe prestar atención a factores tales como consolidación, contenido de limos o carbonatos (Fig. 4.10)

c) Cálculo y despliegue del exponente “d”

- Fórmula:

Es preferible usar la fórmula de JORDEN & SHIRLEY corregida por peso del lodo.

- Correcciones:

Si no hay disponible estadística detallada respecto al desempeño de brocas en una región explorada, es preferible no hacer ninguna corrección por desgaste de broca sugerido por las compañías de servicios.

Obsérvese que si es seleccionada la broca más adecuada para la formación, los cambios de brocas tendrán un pequeño o ningún efecto en el exponente “d”.

- Selección de intervalos

Donde los cálculos son hechos manualmente los intervalos son seleccionados antes de que los cálculos sean llevados a cabo. La selección depende de la litología, y sólo son usados intervalos de lutitas. Estos son identificados por la velocidad de penetración y validados después por análisis de recortes.

Si los cálculos son realizados automáticamente, los intervalos son seleccionados después.

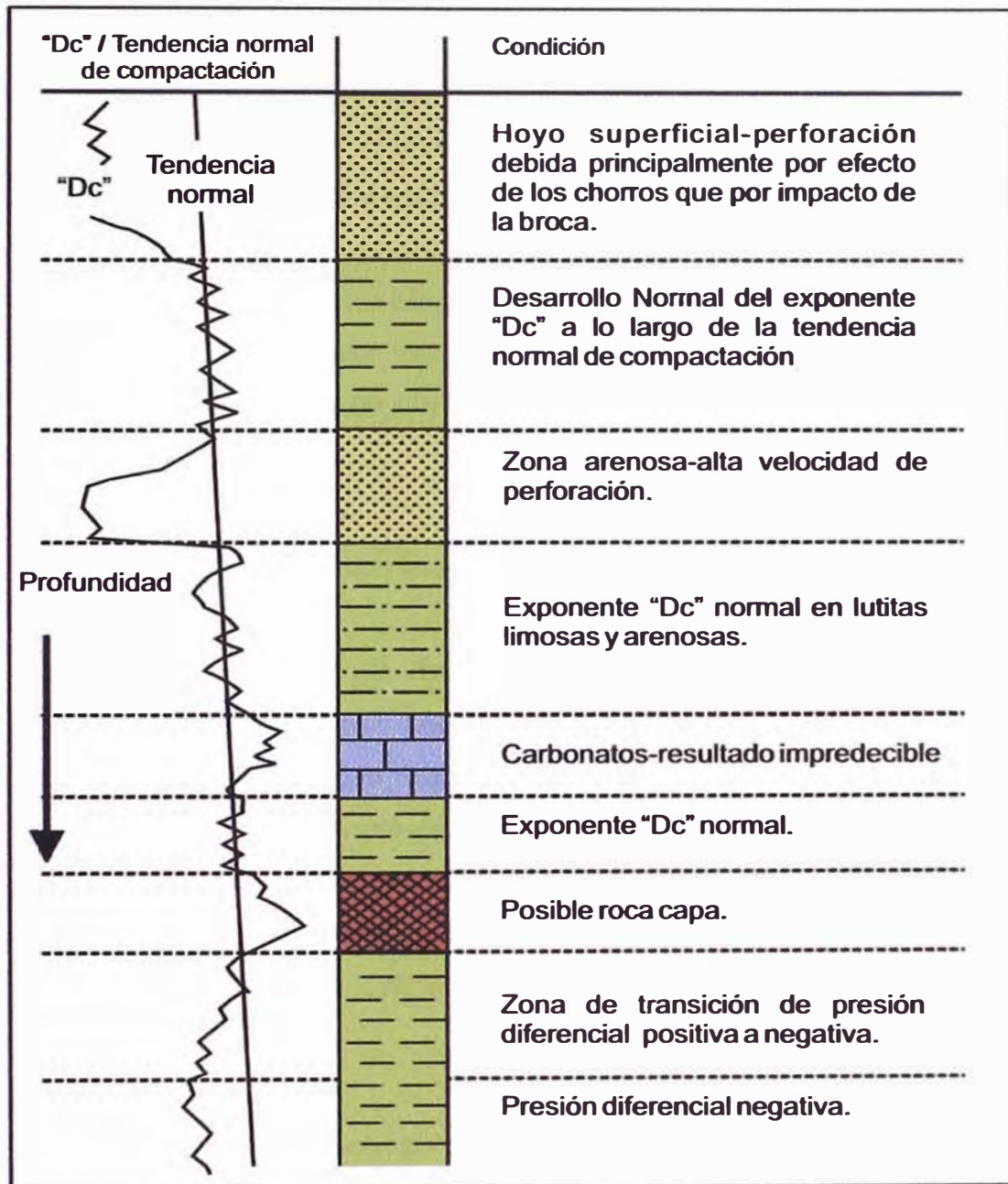


Fig. 4.10.- Variaciones de la curva del exponente "Dc" debido a los cambios litológicos (Geoservices, 1994. Traducido por T. Marky, 2004)

- **Frecuencia de cálculo:**

Estos deben ser llevados a cabo tan seguido como sea posible, dependiendo de la velocidad de penetración. Cuando se está cerca al tope de una zona subcompactada se debe tomar especial cuidado.

Para establecer una tendencia de compactación precisa, el gráfico debe ser iniciado tan pronto como sea posible, es decir cuando las arcillas se han endurecido lo suficiente para minimizar los efectos de los chorros. En situaciones mar adentro a menudo no es posible calcular valores coherentes para el exponente “d” antes de alcanzar la profundidad de 1600 a 2600 pies.

- **Representación gráfica.**

El eje horizontal (exponente “d”) debe ser logarítmico y el eje vertical (profundidad) lineal.

Para un despliegue efectivo de cómo cambia la compactación con la profundidad, es esencial usar una escala reducida de profundidad. 1:2000 es adecuada para la interpretación diaria y 1:5000 para el reporte final. Una escala de 1: 10 000 puede ser conveniente para documentos comparativos correlacionando al exponente “d” con otros parámetros.

Es más fácil interpretar el exponente “d” si el documento incluye información relativa tal como la columna litológica, detalles de revestimiento, cambios de broca, peso del lodo, etc.

d) **Interpretación del exponente “d”**

- **Trazado de la tendencia de compactación:**

Cuando hay un espesor significativo de lutitas homogéneas, el trazado de la tendencia de compactación usualmente no presenta mayor problema. Se da preferencia a puntos de lutita pura. Estos aparecen a la derecha de la dispersión. Es necesario excluir anomalías litológicas o de perforación tales como embolamiento de la broca.

Si no hay lutitas puras, el trazado de la tendencia es un asunto más fácil. Los puntos en la tendencia de compactación se deben referir a tipos comparables de

lutitas. Por ejemplo, la tendencia de compactación para una secuencia de lutitas limosas es a la izquierda de la línea de la tendencia de lutitas puras, pero la tendencia para las lutitas calcáreas es a la derecha.

Las secuencias sedimentarias positivas son (aumenta en contenido de detritos con la profundidad) frecuentemente observadas en zonas deltaicas y pueden ser interpretadas erróneamente como una zona de transición. Esto explica por que las observaciones litológicas son muy importantes.

Igual si una tendencia de compactación no es trazada en lutitas puras, puede aún ser posible determinar si hay alguna subcompactación. Los valores de presión pueden ser determinados precisamente del exponente “d” si la lutita es del mismo tipo de principio a fin.

- **Tendencia de compactación regional**

Es una buena idea establecer pendientes regionales para el exponente “d” en series compactadas normalmente. Sólo la pendiente es tomada en cuenta, ya que los valores absolutos pueden diferir para profundidades idénticas. Tales investigaciones han dado resultados notablemente satisfactorios en la Costa del Golfo, donde hay una abundancia de datos estadísticos.

- **Cambios en la tendencia de compactación**

Una vez que la tendencia predominante ha sido establecido para una lutita dada, no hay razones litológicas para cambiarlo a menos que la naturaleza de la lutita de referencia cambie a lo largo de un gran intervalo de profundidad.

El efecto de desgaste de broca en el exponente “d”, que es a menudo visto al final de la vida de la broca como valores excesivos, no requiere un cambio (Fig. 4.11a). Obsérvese que este efecto puede hacer difícil identificar la penetración dentro de una zona subcompactada (Fig. 4.11b). Es aconsejable que cuando se está aproximando a tal zona, la broca no deba estar cerca al límite de su vida útil, pero usada si es posible con parámetros de perforación óptimos.

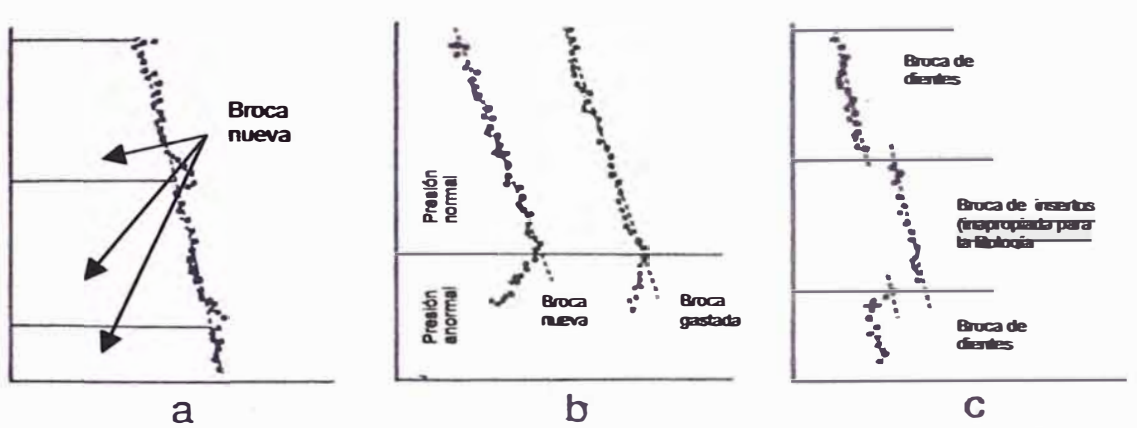


Fig. 4.11.- El efecto del tipo de broca y desgaste en el exponente "d" (EXLOG. Traducido por T. Marky, 2004).

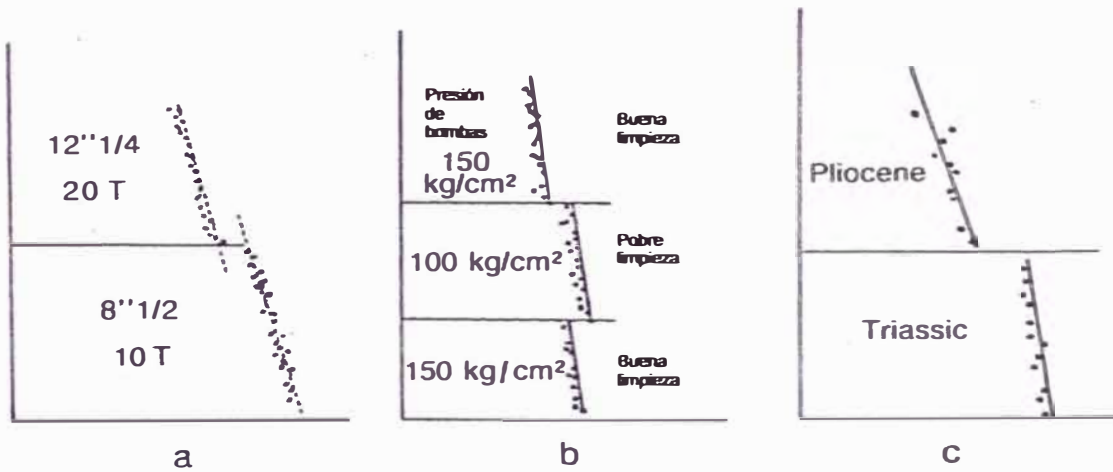


Fig. 4.12.- Situaciones que requieren cambios en la tendencia de compactación: a: cambio del diámetro de perforación. b: cambio de la presión del lodo. C: cambio de la serie geológica (EXLOG. Traducido por T. Marky, 2004).

Situaciones que requieren un cambio en la tendencia de compactación:

Cambio de tipo de broca:

Si es usado un tipo de broca que no se ajusta a la formación, la tendencia tiene que ser temporalmente cambiada hacia valores mayores (Fig. 4.11c). Desafortunadamente las brocas más recomendables no siempre están disponibles en el sitio del pozo y muchos de tales cambios son comunes.

Cambio de diámetro:

El cambio de diámetro y la alteración significativa de los parámetros de perforación pueden hacer necesario cambiar la tendencia de compactación (Fig. 4.12a).

Cambio de los parámetros de perforación:

Ya que la fórmula empírica del exponente “d” sólo se corrige parcialmente por cambios en los parámetros de perforación, estos necesitan ser optimizados. Valores pobremente adaptados o variaciones pueden llevar a un cambio en el valor del exponente “d”.

Cambio del flujo hidráulico:

El exponente “d” es calculado bajo la asunción de que el frente de la broca esta siendo eficientemente limpiado. Cambios mayores del flujo hidráulico en la broca afectará el resultado del cálculo (Fig. 4.12b).

Discordancia:

Las formaciones de muy diferentes edades y estados de compactación pueden requerir tanto un cambio de línea de tendencia como un cambio de pendiente (Fig. 4.12c). A gran profundidad hay casi despreciable reducción en porosidad, y la tendencia de compactación se vuelve casi vertical.

En el ejemplo de la figura 4.10c, la profundidad a la cual el triásico es encontrado es claramente menos profundo que su enterramiento máximo.

Pozos direccionales:

Cuando un pozo direccional está siendo perforado, el peso registrado en la superficie es mayor que el peso verdadero siendo aplicado en la broca debido a la fricción de la sarta de perforación. El verdadero peso sobre la broca es gobernado por el ángulo del hoyo y la naturaleza del ensamble del arreglo del fondo del pozo. Así los valores del exponente “d” serán mayores que su valor verdadero a menos que el peso sobre la broca verdadero este disponible de mediciones M.W.D.

En adición debe observarse que la tendencia de compactación debe ser establecida usando profundidades verticales y no profundidades perforadas.

Cambio de la línea de tendencia

La técnica para cambiar la tendencia asume compactación idéntica en ambos lados del cambio. Los primeros pocos puntos después de un cambio de broca deben ser ignorados ya que ellos cubren el período de corrida de entrada para la nueva broca. En todo caso, el cambio debe dar una nueva línea de tendencia con la misma pendiente que su predecesor (excepto en caso de inconformidades o fallas mayores).

4.3.1.3. Sigmalog

El “Sigmalog” fue desarrollado en el Valle del Po a mediados de los años 1970 como un joint venture entre AGIP y Geoservices. El objetivo fue resolver los defectos del exponente “d” durante la perforación de secuencias de carbonatos, margas y lutitas limosas sobrepresionadas en pozos profundos.

El “Sigmalog” tiene las mismas limitaciones que el exponente “d”, y puede ser usado en lugar de éste, pero el método no es fácil de usar y por lo tanto es poco conveniente para cuencas no exploradas. El “Sigmalog” requiere de mucha destreza del operador para determinar los diversos cambios de tendencias requeridas. Al mismo tiempo el intérprete tiene poco control sobre la fase de cálculo.

4.3.1.4. Otras normalizaciones de la tasa de perforación.

Varias otras fórmulas se han desarrollado para tratar de mejorar el exponente “d” incorporando parámetros que este omite. A continuación algunas de estas sólo serán mencionadas brevemente a manera de referencia histórica.

Fórmula de Combs

En 1968 Combs propuso un modelo de perforación matemático que tomo en cuenta no sólo los parámetros usados por el exponente “d”, si no también hidráulica y desgaste de broca.

Tasa de perforación normalizada

Fue introducida por PRENTICE en 1980 en base de las investigaciones de VIDRINE & BENIT.

“Modelo de perforación” – “Nx” (Exlog)

En 1971, REM & Mc CLENDON definieron una relación entre el exponente “d” y la presión diferencial. En 1973, BOURGOYNE & YOUNG reportaron su trabajo en el que establecieron un modelo de desgaste de broca. Exploration Logging se basó en estos dos trabajos para idear un modelo empírico llamado “Nx”.

“LNDR” Log Normalised Drill Rate (Baroid)

“El registro de la tasa de perforación normalizada” de Baroid es un modelo basado en el trabajo de Combs (1968) y BOURGOYNE & YOUNG (1973). Incorpora algunos elementos del exponente “d” y Sigmalog.

“IDEL” Instantaneous Drill Evaluation Log” – exponente “A” (Anadrill)

IDEL es un método computarizado para calcular automáticamente la presión de poros. El principio del método es establecer una relación entre la energía gastada por la broca en perforar una predeterminada sección de roca, y la litología, porosidad y presión de poros. La energía equivalente, conocida como la “rock strength”, es

calculada de los parámetros de perforación e hidráulica e conjunción con las características del lodo y la formación.

La “rock strength” es usada tanto para establecer el “exponente A” del cual es deducida la presión de poros y para calcular la porosidad.

4.3.1.5. Torque

Las mediciones en superficie del torque integran tanto al torque en la broca como a la fricción de la sarta contra las paredes del hoyo del pozo. Cuando la profundidad incrementa, también lo hace la cantidad de contacto entre las paredes del hoyo y la sarta de perforación, así también el torque incrementa gradualmente.

Cuando el torque es mayor que 120% de los valores promedio, puede existir un problema en el hoyo. Un incremento anormal en el torque puede tener un número de causas. Una de estas puede ser un cambio en la presión diferencial asociado con la entrada en una zona anormalmente presurizada.

Si hay presión diferencial negativa (peso de lodo muy bajo), el comportamiento mecánico de las lutitas puede causar que el torque aumente en cualquiera de las dos siguientes formas (obsérvese que ambos procesos pueden ocurrir simultáneamente):

Por hinchamiento de arcillas plásticas, causando una disminución en el diámetro del hoyo.

Por acumulación de grandes recortes alrededor de la broca o estabilizadores.

El estado plástico de las arcillas en formaciones superficiales puede causar el embolamiento de la broca. Si el embolamiento ocurre a grandes profundidades, esto puede indicar que la broca está entrando a una zona de transición. El embolamiento es usualmente indicado por un torque reducido y constante.

Aunque el torque no es fácil de interpretar en vista de los muchos fenómenos que pueden afectarlo (geometría del hoyo – desviación – arreglo del fondo del pozo), éste puede ser considerado como un parámetro de segundo orden para diagnosticar las presiones anormales.

4.3.1.6.Sobretensión y Arrastre.

El derrumbe de las paredes del hoyo puede causar sobretensión (peso del gancho mayor que el peso de la sarta libre) durante la sacada del hoyo, o arrastre teniendo que aplicar peso adicional durante la bajada en el hoyo (peso del gancho menor que el peso de la sarta libre), incluso talvez al punto de repasar.

En hoyos verticales o no verticales, el arrastre o sobretensión puede ser evaluado con el siguiente criterio:

- 0-10 Klbs (0-5 tons): Esfuerzo mecánico normal.
- 10-20 Klbs (5-10 tons): Sobretensión promedio en hoyo limpio.
- 20-40 Klbs (10-20 tons): Indicación de derrumbes, inchamiento de arcillas, o alto esfuerzo de formación.
- > 40 Klbs (> 20 tons): Situación crítica donde puede ocurrir una pega de tunería.

Aunque tal fenómeno puede ser debido a presiones anormales, éste puede tener otras causas tales como una pata de perro, desviación del pozo, pega parcial debido a presión diferencial, hinchamiento de arcillas y otras.

4.3.1.7.Llenado del hoyo

Después de un viaje o durante las conexiones los derrumbes se pueden asentar evitando que la broca alcance el fondo. La inestabilidad de las paredes en un área de presión anormal puede causar desprendimientos. Debe observarse que tal llenado puede tener otras causas, tales como:

Inestabilidad de las paredes por razones geomecánicas (zonas fracturadas)

Ineficiente limpieza del pozo por el lodo de perforación.

Propiedades reologicas del lodo insuficientes para mantener los recortes en suspensión.

Los derrumbes de arcillas y lutitas normalmente compactadas: lodo inadaptado (desbalance termal o iónico)

4.3.1.8. Nivel de los tanques – flujo diferencial – presión de bombas.

La medición del nivel de los tanques, flujo diferencial y presión de bombas proveen un medio de reconocimiento de amagos de reventón que surgen de presión diferencial negativa. Esto puede ser causado por un incremento en la presión de formación o una disminución en la densidad de lodo equivalente (pérdidas, disminución del peso del lodo, gas, suabeo, etc).

4.3.1.9. M.W.D (“Measurements While Drilling”)

Interpretando los datos de los perfiles de pozo afectados por cambios en la porosidad de las lutitas se puede confirmar o definir, después de la perforación, la existencia de zonas de presiones anormales luego de la detección por medición en tiempo real. Sin embargo, con el desarrollo de las técnicas de M.W.D. algunos de los métodos de los perfiles de pozo pueden ser usados durante la perforación para la detección y evaluación de las presiones de formación. La ventaja de la técnica de M.W.D. radica en que los datos son transmitidos a la superficie durante la perforación, haciendo que la información este rápidamente disponible para su integración con otros datos de pozo.

A continuación se tratarán someramente los principales métodos de los perfiles de pozo, algunos de los cuales, con el desarrollo de las técnicas de M.W.D. pueden ser usados durante la perforación (Fig. 4.13).

- Perfiles de Resistividad / Conductividad

La resistividad de las lutitas es uno de los métodos más antiguos para detectar presiones anormales de formación. Las lutitas y arcillitas mostrando una compactación normal desarrollarán valores de resistividad de formación incrementando con la profundidad, ya que la cantidad de fluidos de poros se va reduciendo debido a la carga de los sedimentos suprayacentes. Las desviaciones de esta tendencia indicarán ya sea un cambio de litología o un cambio de presión de poros. La entrada en una zona subcompactada es revelada por una caída en la resistividad debido esencialmente a un incremento relativo en la porosidad. Los cambios en litología pueden ser distinguidos usando información de Gamma Ray.

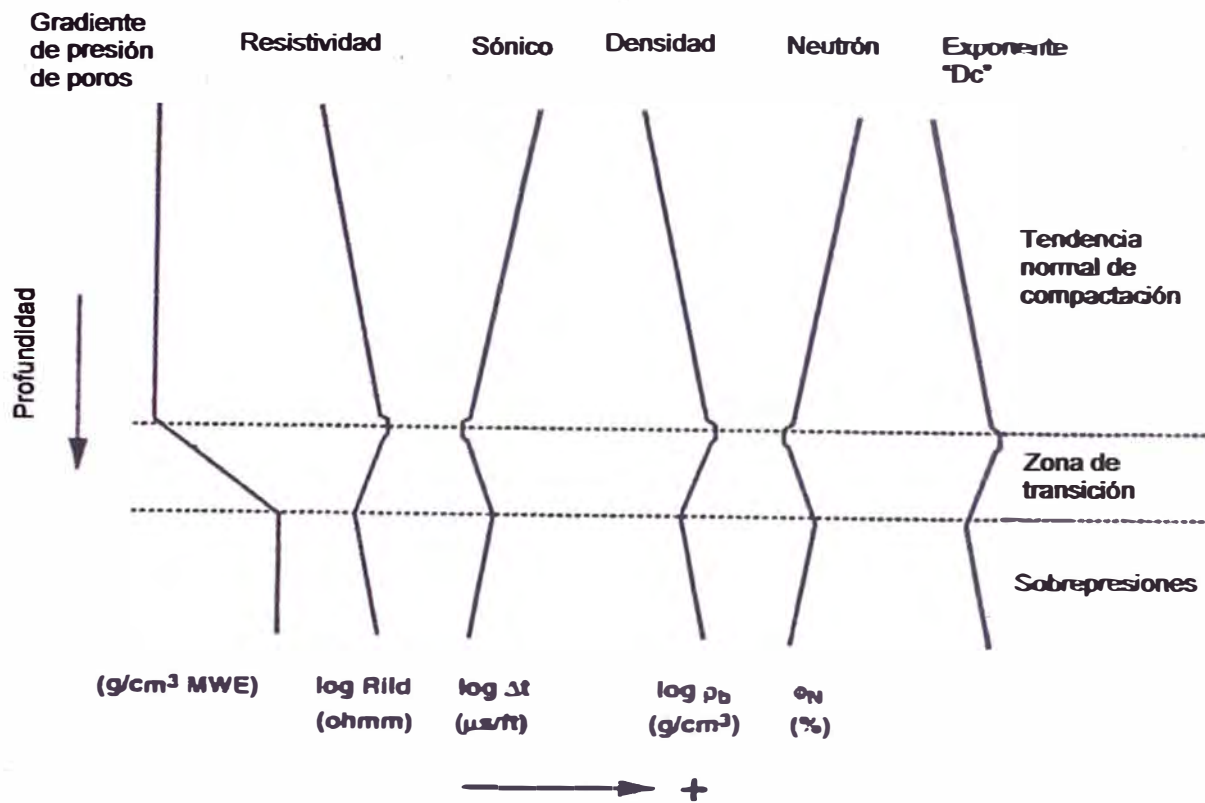


Fig. 4.13.- Respuesta esquemática de los parámetros de registro de pozos a la compactación normal y sobrepresiones por retención de fluidos (subcompactación) (Modificado de Fert & Timco, 1972. Traducido por T. Marky, 2004)

Usando los datos de resistividad MWD para la evaluación de presión de poros generalmente se siguen los mismos métodos que cuando se usan los datos de los perfiles de resistividad convencional.

- Perfil Sónico

El perfil sónico es un registro de la profundidad versus Δt , el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito”, Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. Los resultados son expresados como tiempo de tránsito sobre un intervalo dado expresado en microsegundos por pie.

Para una litología dada, el tiempo de tránsito depende de la porosidad (excepto cuando hay gas libre). Ya que la porosidad decrece con la profundidad, también lo hace el tiempo de tránsito sónico y, al ingresar a una zona de sobrepresiones, el tiempo de tránsito sónico incrementará debido al incremento de la porosidad. Así, en el caso de las arcillas el perfil sónico es una de las más confiables herramientas para la identificación de zonas subcompactadas.

- Perfil de Densidad

Una fuente radioactiva es aplicada a la pared del hoyo del pozo, produciéndose una colisión de rayos gamma contra los electrones de la formación. La herramienta de densidad mide la intensidad de la radiación gamma difundida, la cual está relacionada con la densidad de electrones del material en la formación, a la vez el número de electrones es aproximadamente proporcional al “bulk density” de ésta, las colisiones son por lo tanto más numerosas mientras más denso es el material. La atenuación de los rayos gamma es así directamente dependiente del “bulk density” de la formación. La densidad de una secuencia normalmente compactada aumenta con la profundidad, y al entrar a una zona subcompactada la densidad disminuye debido al incremento de la porosidad.

Los datos de densidad MWD pueden ser usados de la misma manera como los datos de los perfiles de densidad convencional para detectar zonas de sobrepresiones causadas por subcompactación.

- Perfil Neutrónico

Los registros neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. En esencia, el método neutrónico mide la cantidad de hidrógeno en un volumen dado de formación. Si el espacio poral en la formación está lleno de agua o petróleo, la respuesta es básicamente una medida de la porosidad. Así, en una secuencia normalmente compactada, debido a la disminución de los fluidos con la profundidad, los valores del perfil neutrónico disminuyen y, teóricamente al entrar a una zona subcompactada los valores deben incrementar. Sin embargo, debido a que usualmente la interpretación es difícil, el perfil neutrónico no es usado para un análisis cualitativo o cuantitativo de subcompactación.

El perfil neutrónico está disponible para ser usado durante la perforación con la técnica de M.W.D.

- Perfil Gamma – Ray

La herramienta de perfil Gamma-Ray mide los rayos gamma emitidos naturalmente por la formación y son más usados para la diferenciación de litologías de arena/lutita.

Para facies de arcillas, la radioactividad depende principalmente de la presencia de minerales que contienen potasio y, donde estos están concentrados uniformemente en una serie de arcillas, las variaciones observadas serán debido sólo a cambios en porosidad.

Ha sido determinado que con el incremento de la profundidad la intensidad del Gamma Ray tiende a incrementar cuando ocurre la compactación y la porosidad decrece. En algunas zonas subcompactadas se ha observado una reducción de la radioactividad, sin embargo, la interpretación es difícil y hay que tener presentes otros parámetros que podrían estar afectando las lecturas de Gamma-Ray. Cuando las mediciones de Gamma-Ray de las lutitas son graficadas, se puede establecer una tendencia normal y extrapolarla a profundidades mayores y, desviaciones de esta

tendencia establecida, en la misma litología, pueden indicar una zona sobrepresionada (Zoeller, 1983).

El perfil Gamma-Ray está disponible para ser usado durante la perforación con la técnica de M.W.D.

4.3.2. Métodos que dependen del tiempo de retorno

4.3.2.1. Gas del lodo de perforación

El monitoreo e interpretación de los datos de gas son fundamentales para la detección de zonas anormalmente presurizadas. Originalmente introducido para evitar que el gas corte el lodo convirtiéndose en una amenaza para la seguridad de las operaciones de perforación, la detección y análisis del gas ahora provee al geólogo de pozo información concerniente a la roca madre, reservorio y equilibrio del pozo.

□ Gas de base

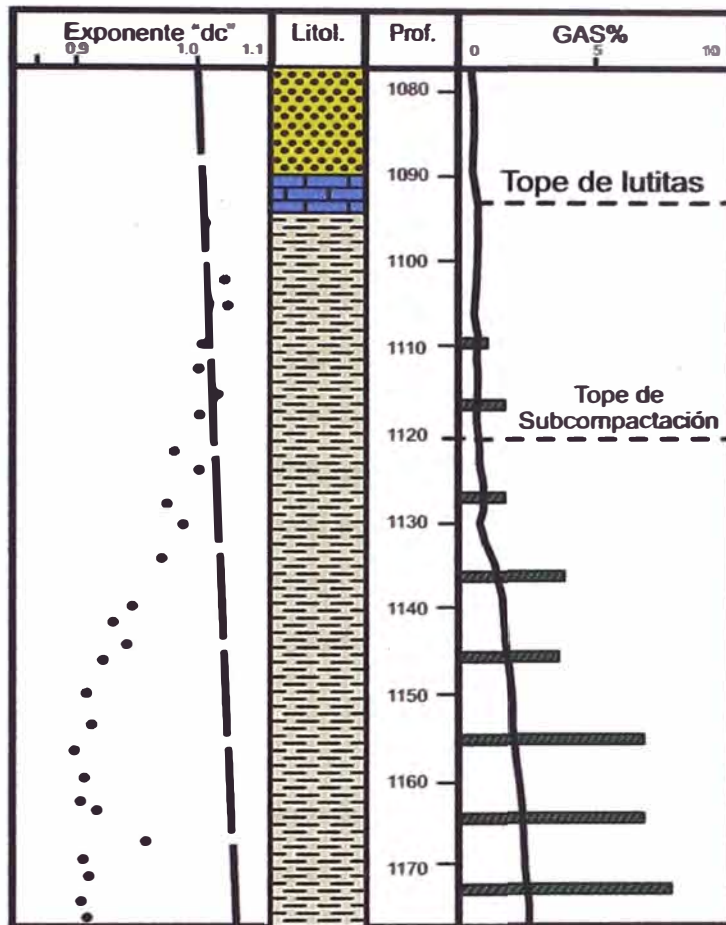
El gas de base es el gas liberado por la formación durante la perforación. Usualmente consiste de un bajo pero constante nivel de gas en el lodo el cual puede o no ser interrumpido por niveles más altos que resultan de la perforación de una zona que contiene hidrocarburos o del movimiento de la tubería tales como los efectuados durante los viajes y conexiones.

Un incremento en el nivel del gas de base de aquel encontrado en lutitas suprayacentes normalmente compactadas puede indicar la presencia de formaciones subcompactadas (Fig. 4.14).

El gas de base es a menudo un buen método para detectar y monitorear las presiones anormales. Pero algunas lutitas subcompactadas para nada tienen gas, caso en el cual este parámetro no puede ser usado.

□ Manifestaciones de gas

Si durante la perforación son penetradas formaciones porosas, permeables, que contienen gas, pueden ocurrir manifestaciones de gas. Su volumen es gobernado por la presión diferencial.



Gas de conexión
 Gas de base

Fig. 4.14.- Comparación de cambios progresivos en gas de conexión, gas de base y, exponente "dc" (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

La figura 4.15 muestra tres diferentes situaciones que pueden surgir durante la perforación a través del mismo reservorio homogéneo.

- a) Si el peso del lodo es demasiado alto y pérdida de fluido no es confirmado, las manifestaciones de gas serán reducidas cuando el gas es expulsado del frente de la broca.
- b) Condiciones de perforación normal: la manifestación de gas excede el nivel del gas de base. El gas de base es idéntico antes y después del reservorio.
- c) Si la presión diferencial es negativa, la manifestación de gas es mayor. El gas continua fluyendo del reservorio cuando la perforación continua debajo del reservorio, y esto incrementa el gas de base.

La observación de la forma y abundancia de las **manifestaciones** de gas puede hacer más fácil detectar un estado de presión diferencial **negativa**. Esto es muy importante para la detección de presiones anormales donde no existe zona de transición.

□ **Gas de conexión y gas de viaje**

La presencia de gas de conexión o gas de viaje puede ser típica de desbalance del pozo. La densidad equivalente aplicada a la formación con bombas apagadas (estática) es más baja que la densidad equivalente de circulación (dinámica). Cuando el pozo esta cerca al balance, la caída de presión cuando el fluido en el pozo está estático puede permitir que el gas fluya de la formación hacia el pozo.

Observando la frecuencia y progresión de gases de conexión se puede obtener una valiosa ayuda para evaluar la presión diferencial.

Si el peso del lodo permanece constante, se pueden encontrar las siguientes situaciones (Fig. 4.16):

- Gas de base estable – gas de conexión esporádico (Fig. 4.16a): Esta situación no es característica de variación de presión de formación. El gas de conexión puede estar presente debido a suabeo, cambios litológicos o derrumbes. Sin embargo, condiciones variables de conexión pueden dar origen a esta situación en una zona de transición. La interpretación de esta situación es ambigua.

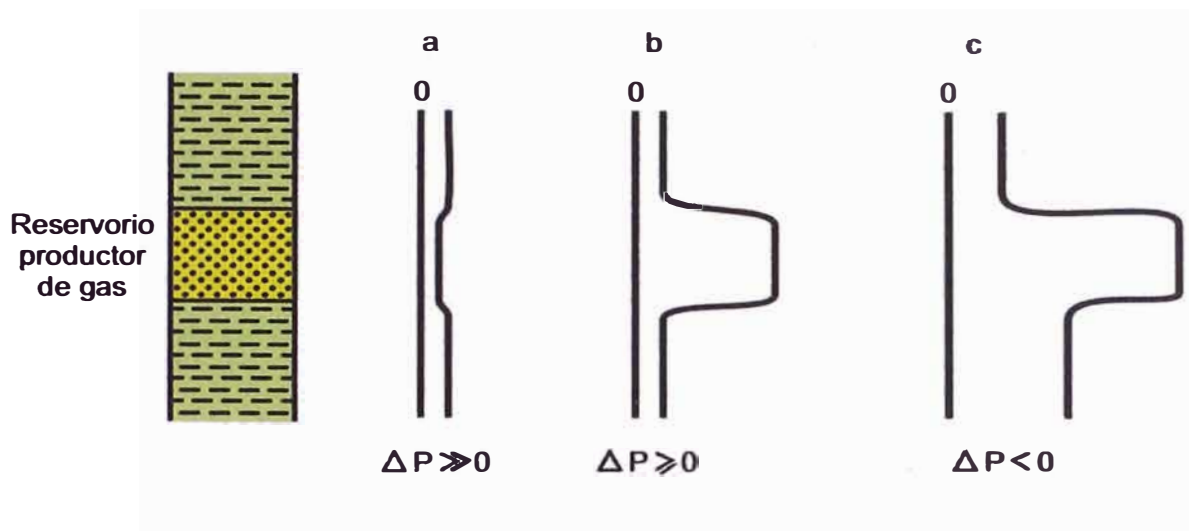


Fig. 4.15.- El efecto del ΔP en las manifestaciones de gas. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

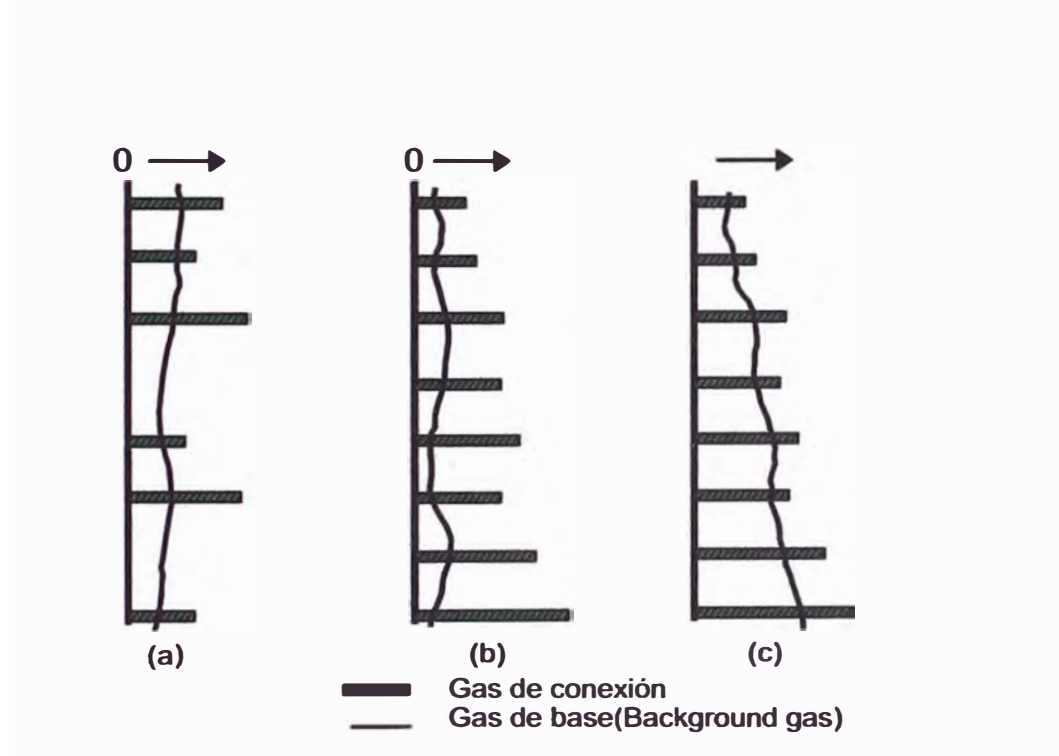


Fig. 4.16.- Variaciones del gas de base (background gas) y del gas de conexión. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

Gas de base estable – aumento del gas de conexión (Fig. 4.16b): Típico de entrada en una zona de transición. El gas de base estable sugiere una presión diferencial positiva, pero la incidencia en aumento del gas de conexión refleja una declinación en la presión diferencial.

Gas de base y gas de conexión en aumento (Fig. 4.16c): se está perforando en condiciones de presión diferencial negativa o se está aproximando al desbalance.

□ Composición del gas

La ocurrencia o frecuencia en incremento de componentes de gas más pesados es comúnmente observada cuando se perfora zonas de transición. Esto puede ser usado como un medio de detección de zonas subcompactadas.

En una zona de compactación normal, hay generalmente menos propano (C_3H_8) que etano (C_2H_6). Cuando se está perforando en o incluso hacia una zona de transición esta relación es a menudo inversa. En otras palabras la relación C_2 / C_3 cae bajo 1. Por cálculo sistemático de esta relación, es a veces posible identificar el tope de la zona subcompactada. Las comparaciones sólo deben ser hechas entre manifestaciones de gas de capas arcillosas, ya que el gas de reservorio puede introducir errores, especialmente después de la reciclación.

4.3.2.2. Densidad del lodo de perforación

Con métodos modernos para medir la densidad, los pesos de lodo de entrada y salida pueden ser monitoreados continuamente y precisamente. Una disminución en el peso del lodo de salida (para un constante peso de lodo de entrada) puede suceder debido a varias razones:

Expansión del gas liberado por la perforación de la formación cuando este alcanza la superficie,

Un amago de reventón de hidrocarburos o agua (espontáneamente o como el resultado de suabeo),

Difusión de gas (si el ΔP es negativo),

Una burbuja de aire (después de un viaje o conexión).

Un pequeño amago de reventón de gas en el fondo del hoyo del pozo causa una expansión en el volumen del lodo en la superficie que no es correspondiente con el volumen inicial del amago de reventón. Esta repentina expansión cerca de la superficie es reflejada por una rápida caída en el peso del lodo, un incremento en el flujo de retorno, un temporal aumento en el nivel de los tanques y por supuesto un aumento en el gas indicado por los detectores.

4.3.2.3. Temperatura del lodo de perforación

Las mediciones de la temperatura del lodo pueden ser usadas para detectar zonas subcompactadas e incluso, bajo condiciones ideales, para anticipar su acercamiento. Esto es porque los gradientes de temperatura observados en series subcompactadas son, en general, anormalmente altos comparados con secuencias suprayacentes normalmente presurizadas.

El cambio de temperatura entre dos profundidades depende de la conductividad termal (capacidad para transmitir el calor) de las rocas y fluidos en el intervalo. Una formación con relativamente baja conductividad termal es un aislante del calor. La figura 4.17 muestra la ruta del flujo de calor, y las isothermas (líneas de cambio de temperatura) alrededor de un cuerpo aislante. Esta carta implica que el gradiente de temperatura a través del cuerpo aislante será mayor que el gradiente arriba o debajo del cuerpo aislante. El gradiente de temperatura decrece al acercarse al cuerpo aislante y aumenta a través de éste.

La conductividad termal del agua, aceite o gas es menor que la de las rocas. Una formación anormalmente presurizada contiene más de estos fluidos que las formaciones normalmente presurizadas a la misma profundidad. Por lo tanto, la conductividad termal en una formación sobrepresurizada es menor que en las formaciones normalmente presurizadas. El gradiente de temperatura medido a través de un intervalo sobrepresurizado debe ser mayor que el gradiente para un intervalo equivalente normalmente presurizado (Fig. 4.18). Una zona de gradiente de temperatura reducido puede existir arriba de la zona anormalmente presurizada, dando así un aviso anticipado de cambio de presión.

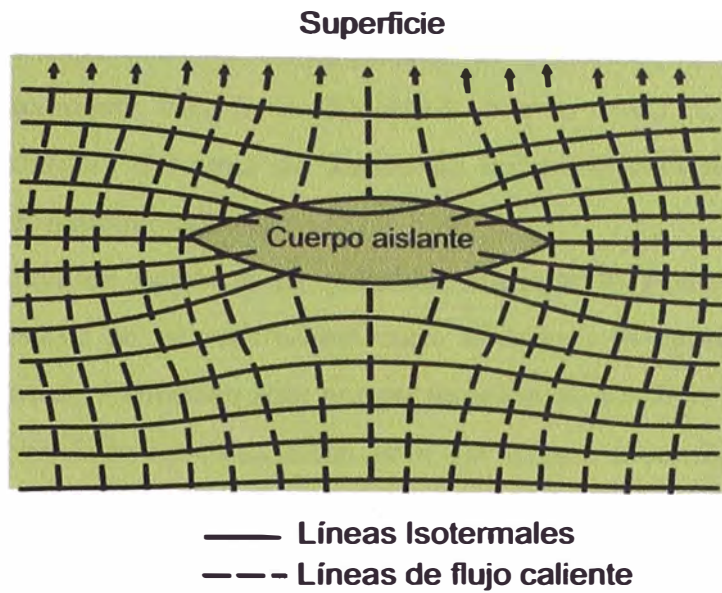


Fig. 4.17.- Distribución de líneas de flujo caliente o isotermas, alrededor de un cuerpo aislante (modificado por Lewis & Rose, 1970)

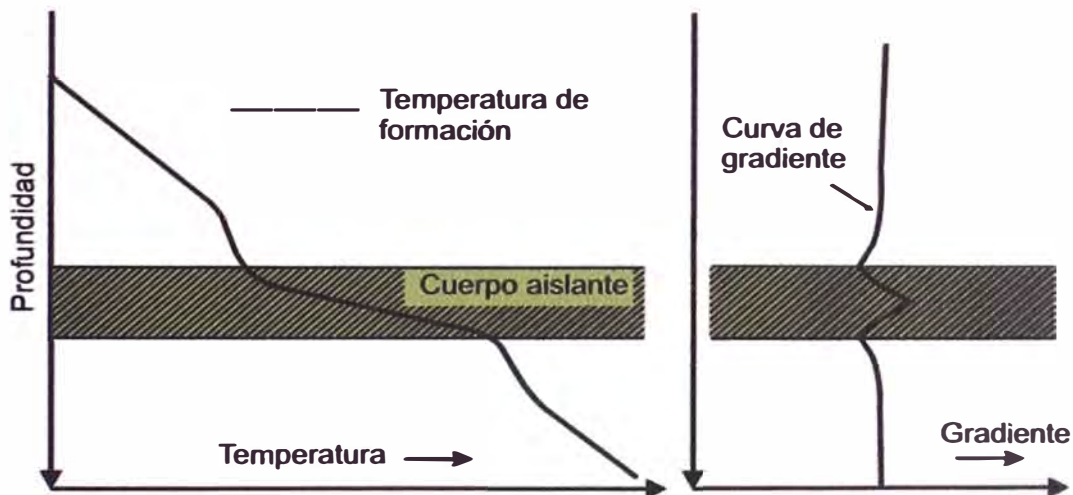


Fig. 4.18.- Cambio en temperatura y gradiente a través de un cuerpo aislante (modificado por Lewis & Rose, 1970. Traducido por T. Marky, 2004)

4.3.2.4. Conductividad del lodo de perforación

En series normalmente compactadas la salinidad del agua intersticial incrementa gradualmente con la profundidad. Por lo tanto el monitoreo de los cambios en la salinidad del agua de formación debe teóricamente hacer posible la detección de zonas subcompactadas.

La detección de cambios en salinidad durante la perforación requiere un contraste significativo en la resistividad entre el lodo y el agua de formación. La liberación del agua de formación sólo por perforación es insuficiente en comparación con el volumen del lodo en circulación para dar origen a cambios perceptibles en conductividad. Sólo amagos de reventón o continua difusión de agua de formación hacia el pozo, debido a ΔP negativa mostrarán cambios significantes en conductividad. Este efecto será más apreciable a menor salinidad del lodo.

La medición de la conductividad en el tanque de succión es aquella de sólo el lodo de perforación, asumiendo que no hay presentes fluidos contaminantes. Por lo tanto un gran influjo de fluido de formación, tal como un amago de reventón, se manifiesta en superficie como la diferencia entre la conductividad del lodo en el tanque de succión (entrada al hoyo) y la línea de flujo (salida del hoyo), ver figura 4.19.

4.3.3. Métodos de análisis de recortes de perforación

4.3.3.1. Derrumbes de lutitas

Los derrumbes de formaciones arcillosas pueden ser importantes indicadores de presión, pero el tiempo de retorno retarda la detección de las presiones anormales.

Los derrumbes también provocan problemas de perforación, pues el exceso de éstos cargan el flujo del lodo en el anular, reduce la eficiencia de limpieza en el hoyo y, puede resultar en pega de tubería.

Cualquier fragmento de lutita de más de 3 – 5 mm de longitud es probablemente un derrumbe y, puede estar causado por las siguientes razones:

- Presencia de presiones anormales.

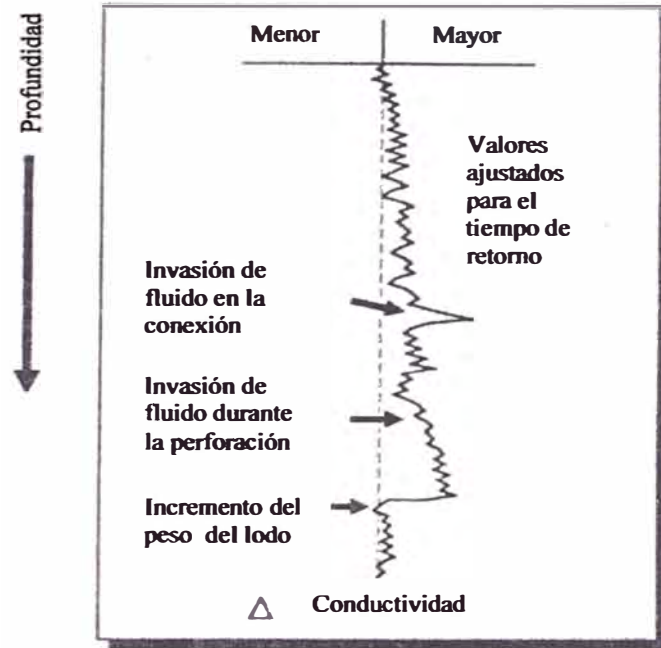


Fig. 4.19.- Comportamiento esquemático de la conductividad del lodo de perforación durante un influjo de fluido de formación. (Geoservices, 1994. Traducido por T. Marky, 2004)

- Hidratación o expansión de las lutitas (por agua).
- Erosión por la circulación del lodo, o movimientos de la tubería.

La forma de los derrumbes también es importante (Fig. 4.20). Los derrumbes de lutitas de formas angulosas, astillosas y corte cóncavo son el resultado de sobrepresión o hidratación de la montmorillonita y, los derrumbes en bloques con corte liso son más probablemente debido a factores mecánicos.

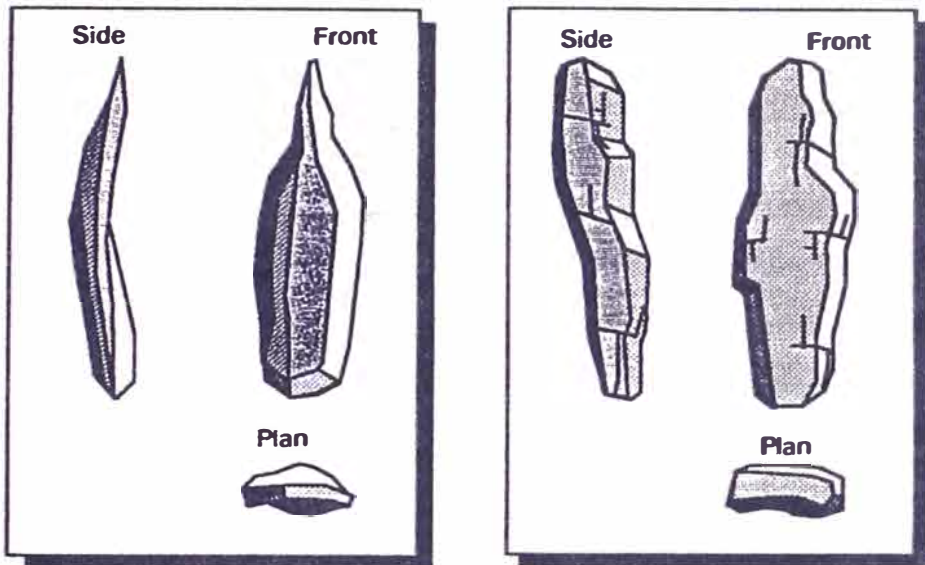
4.3.3.2. Densidad de lutitas (Shale density)

El análisis de la densidad de lutitas mide el “bulk density” real de las lutitas y arcillas, cuando la perforación está en progreso. Las densidades de las lutitas, en formaciones normalmente presurizadas, incrementan gradualmente con la profundidad. La densidad aumenta, dibujada en una escala semilogarítmica, forma una tendencia de compactación normal que toscamente sigue una línea recta (Fig. 4.21).

Una lutita subcompactada contiene más porosidad que la esperada para la profundidad. Por lo tanto, el “bulk density” en la sección subcompactada y por lo tanto sobrepresionada es menor que la densidad estimada por la tendencia normal. En algunos casos, la roca capa que sella la zona sobrepresionada puede mostrarse en el registro como una zona de densidad mayor que la normal.

4.3.3.3. Factor Lutita (Shale factor)

La aplicación de elaborados análisis de difracción de rayos X para investigar los componentes minerales están restringidos al laboratorio. Sin embargo, han sido desarrollados algunos métodos simplificados para el sitio del pozo. Un método que ha probado tener éxito es la prueba de “azul de metileno”, también conocido como el método de “factor lutita” y, que puede ayudar a identificar la transición de presiones normales a anormales cuando la diagénesis de las arcillas es un factor contribuyente, pero requiere correlación con otros parámetros; no es siempre un indicador de presiones anormales.



Diferencial de presión negativa o hidratación de las arcillas.

Factores mecánicos.

Fig. 4.20.- Apariencia de los derrumbes de lutitas. (Geoservices, 1994. Traducido por T. Marky, 2004)

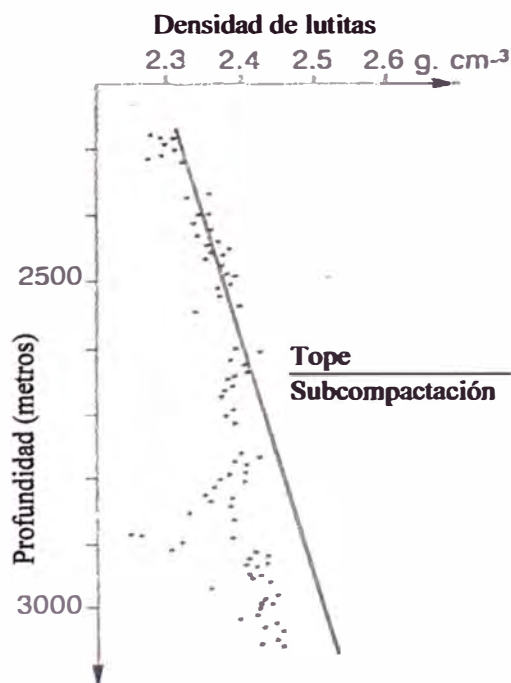


Fig. 4.21.- Diagrama de cambio de la densidad de lutitas en una zona subcompactada (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

La capacidad de intercambio de cationes (CIC) para una formación dada depende del tipo de minerales de arcilla en esa formación. En una zona de compactación normal una reducción gradual en la capacidad de intercambio de cationes con la profundidad indica transformación de montmorillonita (smectita) a illita.

El término “factor lutita” describe un proceso usando “methylene blue titration” para determinar valores aproximados de capacidad de intercambio de cationes (CIC). El procedimiento no permite el cálculo de las proporciones de cada uno de los minerales de arcilla, pero muestra gruesos cambios de la CIC con la profundidad.

En una zona subcompactada, la ineficiente expulsión de agua hace lenta la diagénesis de las arcillas. Esto resulta en un mayor contenido de montmorillonita a través de la zona. Así, un gráfico de “factor lutita” mostraría una disminución en una secuencia normalmente compactada y, mostraría un incremento dentro de una zona subcompactada (Fig. 4.22) .

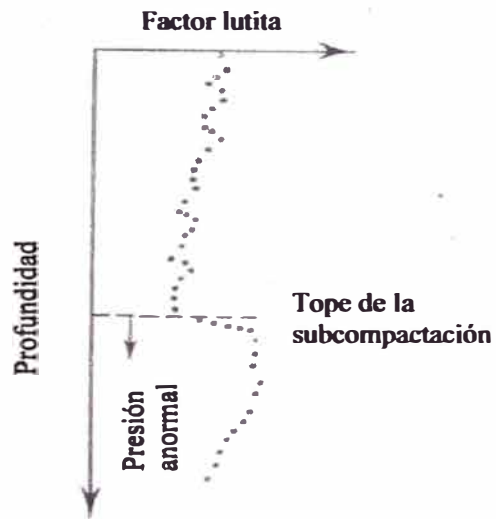


Fig. 4.22.- Diagrama de cambio en el factor lutita en una zona subcompactada. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

CAPITULO V

EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE PRESIONES

5.1. EVALUACIÓN DE PRESIONES DE FORMACIÓN

Hay a disposición varios métodos de evaluación de las presiones de formación para ser usados antes, durante y después de la perforación. Sólo los métodos de evaluación de abajo pueden ser usados para evaluar cuantitativamente:

- Pruebas de formación que proveen una medición directa de la presión,
- Velocidades de intervalos sísmicos,
- Velocidad de perforación: exponente “d”, sigmalog, velocidad de perforación normalizada,
- Densidad de lutitas,
- Manifestaciones de gas
- Amagos de reventón / pérdida de lodo: mediciones de flujo de lodo, nivel de tanques,
- Perfiles de resistividad / conductividad, sónico, densidad.

La mayoría de los métodos de evaluación están basados en el principio de la comparación de arcillas sub-compactadas con un estado de compactación normal, lo cual necesariamente significa que la tendencia normal de compactación debe ser obtenida para el parámetro investigado. Las presiones son calculadas a partir de la asunción de que hay una relación directa entre la anomalía de porosidad y la anomalía de presión. La presión deducida es considerada que está cerca de aquella de un reservorio confinado localizado a la profundidad en cuestión.

Ninguno de los métodos disponibles deben ser usados universalmente. Los resultados varían en su grado de exactitud, y deben ser usados con cuidado. La precisión y la selección del método son probablemente mejorados a medida que más pozos son perforados en una región dada.

Los siguientes métodos son usados para evaluar la presión. La pruebas de formación, que son el único medio de medirla, son tratadas más adelante.

5.1.1. Método de la profundidad equivalente

Aplicaciones: velocidades de intervalos, exponente “d”, densidad de lutitas, resistividad / conductividad, sónico, registros de densidad y algunas mediciones directas o indirectas de porosidad de las arcillas.

Principio: cada punto A en una arcilla subcompactada es asociado con un punto B normalmente compactado. La compactación en el punto A es idéntica a aquella en el punto B (Fig. 5.1).

La profundidad del punto B (ZB) es llamada la profundidad equivalente. El fluido contenido en los poros de la arcilla A ha sido sometido a toda la carga geostática en el curso de soterramiento de ZB a ZA.

Usando la fórmula de Terzaghi:

$$S = \sigma + P$$

El esfuerzo de la matriz σ transmitido por el contacto grano a grano es idéntico en A y B.

Conociendo la presión de sobrecarga S_B y la presión de poros normal en B (P_B), σ_B puede ser calculado.

$$\sigma_B = S_B - P_B \quad (5.1)$$

como: $\sigma_B = \sigma_A$

Conociendo la presión de sobrecarga S_A en A, la presión de poros en A es obtenida.

$$P_A = S_A - \sigma_B \quad (5.2)$$

Entonces eliminando σ_A y σ_B :

$$P_A = P_B + (S_A - S_B) \quad (5.1) \text{ y } (5.2)$$

La fórmula ha ser usada en el sitio del pozo, cuando el gradiente de sobrecarga es conocido, es:

$$d_{\text{eql}} A = GG_A - \frac{ZB}{ZA} (GG_B - d_{\text{eql}} B) \quad (5.3)$$

donde $d_{\text{eql}} A =$ densidad de equilibrio en A
 $d_{\text{eql}} B =$ densidad de equilibrio en B

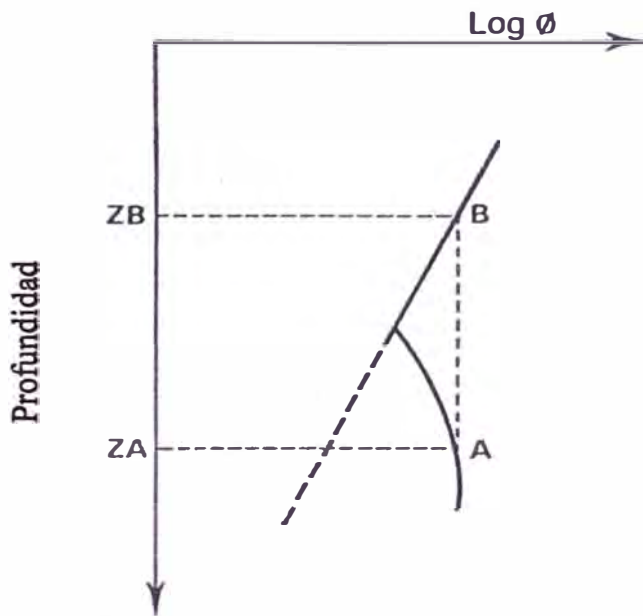


Fig. 5.1.- Principio del método de la profundidad equivalente. (Mouchet & Mitchell, 1989.)

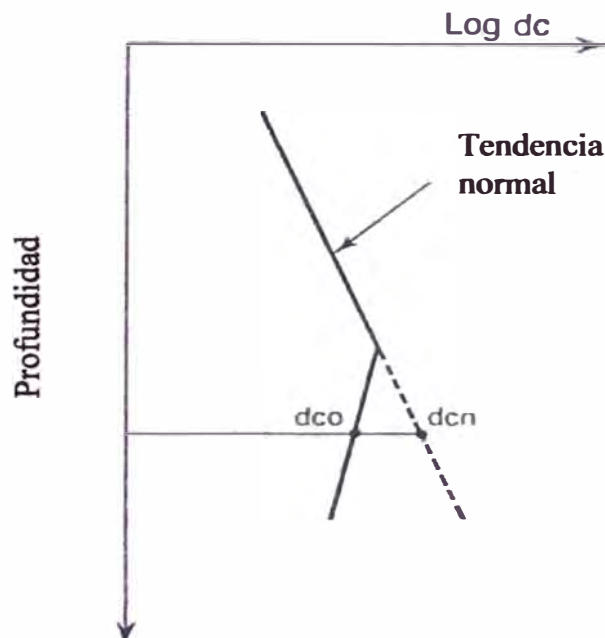


Fig. 5.2.- Principio del método del ratio (exponente "d") (Mouchet & Mitchell, 1989.)

ZB	=	profundidad equivalente
ZA	=	profundidad de la arcilla subcompactada
GG _A	=	gradiente de sobrecarga en A
GG _B	=	gradiente de sobrecarga en B

El cálculo del gradiente de sobrecarga es descrito más adelante.

Si los datos para el cálculo del gradiente de sobrecarga no están disponibles, puede ser usado un gradiente de sobrecarga promedio. El valor normalmente tomado es 1 psi / pie, que corresponde a un promedio establecido para la Costa del Golfo. Aunque este valor produce sólo un pequeño error en el caso de pozos costa adentro, si es posible este no debe ser usado en pozos costa afuera, particularmente donde la lámina de agua es profunda y el pozo es superficial.

Cuando el gradiente de presión no es conocido un valor promedio de 0.465 psi/pie, puede ser sustituido por éste.

Fórmula simplificada para gradientes constantes ($d_{\text{eql}} B = 0.465$, $GG = 1.0$):

$$d_{\text{eql}} A = 1 - \frac{ZB}{ZA} (1.0 - 0.465) \quad (5.4)$$

dando:

$$d_{\text{eql}} A = 1 - 0.535 \frac{ZB}{ZA} \quad (5.5)$$

El método de la profundidad equivalente puede ser usado sin importar si el parámetro de porosidad concerniente es representado aritméticamente o logarítmicamente.

5.1.2. Método del ratio

Aplicaciones: exponente “d”, densidad de lutitas, registro sísmico, resistividad / conductividad, y registro de densidad.

Principio: La diferencia entre valores observados para el parámetro de compactación y el parámetro normal extrapolado a la misma profundidad es proporcional al incremento en presión (Fig. 5.2).

La densidad de equilibrio es obtenida usando la siguiente fórmula:

$$d_{\text{eql}} = d_{\text{eql n}} \cdot \frac{d_{\text{cn}}}{d_{\text{co}}}$$

donde $d_{\text{eql n}}$ = densidad de equilibrio normal
 “dc”_n = exponente “d” normal
 “dc”_o = exponente “d” observado

El método del ratio es fácil y extensamente usado. Sin embargo, debido a que es empírico, los resultados obtenidos no son siempre satisfactorios. Un ajuste de los cálculos a base de mediciones (RFT, pruebas) pueden mejorar apreciablemente los resultados del método con la introducción de un coeficiente de corrección (C):

$$\text{De modo que: } d_{\text{eql}} = C \cdot d_{\text{eql n}} \cdot \frac{d_{\text{cn}}}{d_{\text{co}}}$$

Donde C = coeficiente de corrección.

5.1.3. Método de Eaton

Aplicación: Velocidades de intervalos , exponente “d”, resistividad / conductividad, sónico. También puede ser extendido a: densidad de lutitas, registro de densidad.

Principio: La relación entre el ratio parámetro observado / parámetro normal y la presión de formación depende de los cambios en el gradiente de sobrecarga.

Eaton (1972) estableció la siguiente relación empírica de datos reales:

(5.7)

$$P = GG - 0.535 \left(\frac{R_{\text{sh observado}}}{R_{\text{sh normal}}} \right)^{1.5}$$

donde P = gradiente de presión de formación (psi/pie)
 GG = gradiente de sobrecarga (psi/pie)
 R_{sh} = resistividad de las lutitas

De acuerdo con TERZAGHI & PECK (1948):

$$\sigma = S - P \quad (5.8)$$

El esfuerzo normal de la matriz de 0.535 psi/pie, sólo se aplica a un gradiente de sobrecarga constante de 1 psi/pie y un gradiente de presión hidrostática normal de 0.465 psi/pie.

Las ecuaciones (5.7) y (5.8) son combinadas para tomar en cuenta los cambios en estos dos factores:

$$P = GG - (GG - P_n) \left(\frac{Rsh \text{ observado}}{Rsh \text{ normal}} \right)^{1.5} \quad (5.9)$$

Donde P_n = gradiente de presión de formación normal.

Eaton realizó estudios adicionales basados en una gran cantidad de datos. Estos resultaron en una modificación del exponente de su fórmula en 1975:

$$P = GG - (GG - P_n) \left(\frac{Rsh \text{ observado}}{Rsh \text{ normal}} \right)^{1.2} \quad \text{métrico o unidades US}$$

Otras relaciones han sido obtenidas para conductividad, el exponente “d” y el registro sínico:

Conductividad:

$$P = GG - (GG - P_n) \left(\frac{C \text{ normal}}{C \text{ observado}} \right)^{1.2}$$

Exponente “d”

$$P = GG - (GG - P_n) \left(\frac{dc \text{ observado}}{dc \text{ normal}} \right)^{1.2}$$

Δ_t sínico:

$$P = GG - (GG - P_n) \left(\frac{\Delta t \text{ normal}}{\Delta t \text{ observado}} \right)^{3.0}$$

Los exponentes definidos arriba son suficientemente confiables para amplio uso en pozos exploratorios. Sin embargo, si un número suficiente de datos de presión están disponibles ellos pueden ser validados o corregidos con un fundamento regional.

El método de Eaton es indudablemente el más extensamente usado en el presente, aunque requiere el conocimiento del gradiente de sobrecarga local.

5.1.4. Evaluación por observación directa de la presión diferencial

Los métodos de evaluación descritos arriba están basados en cálculos empíricos y por lo tanto incorporan mayores posibilidades de error. La observación directa de los factores asociados con el equilibrio del pozo pueden proveer información más precisa y confiable, y es generalmente el único medio de detectar sobrepresiones que no están asociados directamente con subcompactación.

Gas: Se ha visto que por monitoreo del gas, especialmente en lutitas, es a menudo posible evaluar el equilibrio del pozo satisfactoriamente. Tan pronto como el peso del lodo está cerca de la densidad de equilibrio, es posible monitorear el gas de base, gas de conexión y el efecto de los ajustes del peso del lodo en las manifestaciones de gas, para lograr una satisfactoria y continua evaluación de la presión de formación.

Pérdida de lodo: La pérdida de circulación puede suceder por las dos principales razones siguientes:

- Filtración excesiva de lodo dentro de una formación muy permeable sujeta a una alta presión diferencial.
- Fracturamiento de horizontes débiles (o apertura de fracturas pre-existentes) causado por excesivo ΔP .

Las pérdidas pueden ocurrir durante la perforación, o ser causadas por excesiva pérdida de presión debido a la surgencia durante los viajes.

Observando las pérdidas que ocurren durante la circulación en progreso, con el pozo estable bajo condiciones estáticas, provee un panorama preciso del equilibrio del pozo. El balance del pozo depende a lo mucho de la presión diferencial como de la presión de fractura.

Sólo es seguro usar los datos de presión de formación inferidos de una pérdida de lodo si la ubicación de la zona concerniente es conocida con precisión. La velocidad de pérdida depende no sólo de la presión diferencial sino sobre todo de la

porosidad y permeabilidad de la zona de pérdida, o de la **naturaleza** del sistema de fracturas.

Amago de Reventón: Un amago de reventón indica que la presión de formación es mayor que la presión de la columna de lodo a un momento dado. Sólo los amagos de reventón en el fondo del pozo deben ser tomados en cuenta para la evaluación de la presión de formación. Los amagos de reventón debido a la expansión de gas cerca de la superficie no son una indicación **directa** de la presión de formación del fondo del pozo.

El flujo del amago de reventón depende de la ΔP , la porosidad y la permeabilidad de la formación. Con amagos de reventón menores, el peso del lodo usado para controlar el amago de reventón debe estar cerca de la densidad de equilibrio. La estimación puede ser más precisa si el peso del lodo es ajustado gradualmente.

Si un amago de reventón mayor sucede es necesario **cerrar** el pozo, y la presión de formación puede ser deducida de la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP):

$$P = (0.052 \times d_{\text{lodo}} \times Z) + \text{SIDPP}$$

Donde	P	=	Presión de formación (psi)
	d_{lodo}	=	densidad inicial del lodo (ppg)
	Z	=	profundidad vertical total(pies)
	SIDPP	=	presión de cierre en la tubería de perforación (psi)

5.1.5. Pruebas de formación

Las pruebas de formación pueden ser usadas para medir la presión de formación anormal y ajustar el peso del lodo adecuadamente. También proveen una técnica para introducir factores de corrección en evaluaciones cuantitativas indirectas. Cualquier gran diferencia entre presiones medidas y evaluadas, pueden proveer información en los orígenes de la presión anormal.

Si existen efectos tales como esfuerzo tectónico o expansión termal, las presiones pueden ser inducidas superiores a aquellas debido solamente al efecto de

sobrecarga. En adición a esto, las lecturas directas de presión pueden ser usadas para detectar presiones anormales que no fueron posible detectar por métodos convencionales durante la perforación. Observe que los amagos de reventón o pérdidas son reflejos naturales de desequilibrio, y son por si mismos, “pruebas de formación”.

Las pruebas de formación (DST o pruebas de producción) sólo proveen datos poco comunes, aislados y después del evento. Estas no están diseñadas para el único propósito de obtener presión de formación. En realidad ellas son usadas raramente en zonas anormalmente presurizadas (a menos que haya un reservorio de hidrocarburos). En este sentido éstas son generalmente de poco uso directo en la detección de presiones anormales. La información que éstas proveen se usa posteriormente, por ejemplo en la preparación de mapas precisos de hidrodinámica general. Estas son útiles tanto para información de la distribución de presiones como para el planeamiento de perforación de pozos.

En el otro caso las pruebas de formación de cable (RFT, SFT) son de inmediato uso operacional. Su habilidad para hacer un gran número de mediciones de presión en una sola corrida significa que ellas son ideales para monitorear cambios de presión. Estas pueden ser usadas para resolver dudas acerca de aparentes avisos tempranos que surgen del uso de los métodos de detección durante la perforación. Debido a la forma como operan, estas técnicas de medición requieren que las zonas permeables sean identificadas inicialmente a través del uso combinado de la velocidad de perforación, descripción litológica o perfiles de pozo.

Estas técnicas son precisas y confiables. Sin embargo, en la práctica están limitadas por el diámetro del hoyo: 6” a 14 ¾”. Esto significa que cuando se prepara el programa de perforación es necesario tener en cuenta que el diámetro de perforación en la zona de transición debe estar entre estos límites.

Las pruebas de formación de cable, aunque costosas, son una parte fundamental del análisis de presiones y, especialmente en zonas pobremente exploradas, pueden contribuir a mayor reducción en los costos totales de perforación.

5.2. EVALUACIÓN DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA

El conocimiento del gradiente de sobrecarga es de primera importancia cuando se evalúan los gradientes de presión de formación y de fractura.

Debido a la compactación de los sedimentos y el consecuente incremento de la densidad con la profundidad, el gradiente de sobrecarga incrementa rápidamente debajo de la superficie para alcanzar valores que tienden a estabilizarse debajo de una cierta profundidad (Fig. 5.3).

Aunque no surgen errores significativos de asumir un gradiente constante en situaciones costa adentro, costa afuera los efectos de la profundidad del agua y un mayor espesor de sedimentos pobremente consolidados requieren un método más riguroso.

El cálculo del gradiente de sobrecarga, implica un conocimiento del “bulk density” de las formaciones, el cual puede ser derivado de datos de perfiles de pozo, densidades de lutita (recortes de perforación) o datos sísmicos (velocidades de intervalos).

La medición de las densidades de formación (lutitas) provee directamente valores de “bulk density”, pero las mediciones hechas en el campo son a menudo incompletas y pueden ser poco confiables.

Para recordar, la fórmula general para calcular la presión de sobrecarga es:

$$S = 0.433 \times \rho_{b \text{ promedio}} \times Z$$

Donde:	S	=	Esfuerzo de sobrecarga (psi)
	$\rho_{b \text{ promedio}}$	=	“bulk density” promedio de los sedimentos suprayacientes (g /cc)
	Z	=	Espesor vertical de los sedimentos suprayacientes (pies)
	0.433	=	Factor de conversión de g/cc a psi/pie

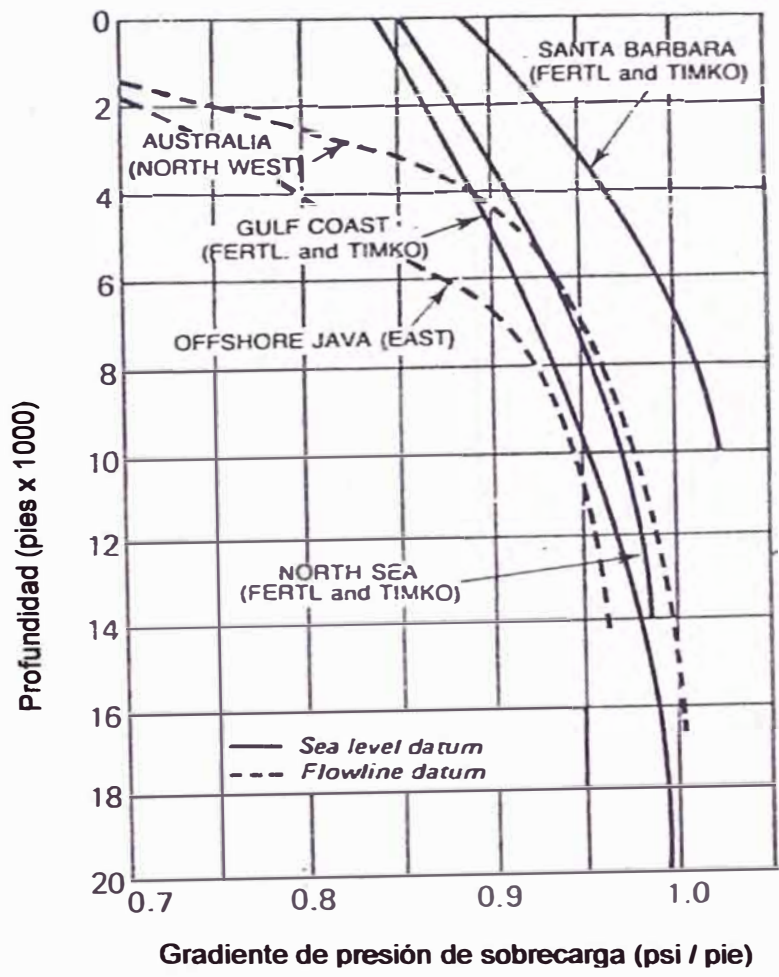


Fig. 5.3.- Ejemplos de gradientes de presión de sobrecarga. (Mouchet & Mitchell, 1989)

Como el “bulk density” no es conocida para todo el espesor de sedimentos es necesario proceder por medio de un cálculo acumulado de n intervalos L_i (pies) de “bulk densities” medidos ρ_{bi} (g /cc).

Entonces la fórmula del gradiente de sobrecarga acumulado en psi /pie es:

$$S = 0.433 \sum_i^n \rho_{bi} \times L_i$$

Usualmente, los datos sínicos y de densidad de lutitas proveen valores de sobrecarga precisos para pocas profundidades. Para un cálculo preciso de las presiones de formación asistido por computadora, sin embargo, la curva de sobrecarga debe ser descrita para todas las profundidades. Para este propósito, una buena ecuación general para la curva es:

$$GG(Z) = a(\ln Z)^2 + b(\ln Z) + c$$

Donde: GG = gradiente de sobrecarga (psi / pie)
 Z = profundidad actual (pies)
 a, b, c = coeficientes de regresión

Sin embargo, de acuerdo al signo de a, b, y c, la ecuación debe ser modificada a poca profundidad para representar correctamente un estimado del gradiente de sobrecarga real.

Los programas de computadora de las compañías de “mudlogging” consideran dos juegos de coeficientes predeterminados, en caso de que no exista la información de sobrecarga confiable para un pozo específico. Estos coeficientes conocidos como “soft” y “hard”, fueron establecidos a partir de datos para un número de pozos en dos áreas separadas:

- Coeficientes “soft” (lutitas relativamente puras), derivados de pozos en el Golfo de Méjico, Costa afuera en Texas /Louisiana, U.S.A.:

a: 0.01304, b= -0.17314, c 1.4335

- Coeficientes “hard” (lutitas silíceas), derivados de pozos en el Canal Santa Bárbara, Costa afuera en California, U.S.A.:
a= 0.01447, b= -0.1835, c= 1.4856

Estos coeficientes predeterminados son confiables sólo para sus áreas de origen, por lo que el ingeniero de presiones debe recalcular la curva de sobrecarga para las condiciones locales tan pronto como datos precisos estén disponibles.

En la perforación Costa afuera, el tope de la columna litológica (en el fondo del mar) se dispone a cierta distancia debajo del tope de la columna de lodo del hoyo del pozo (definido por la elevación de la línea de flujo). El gradiente de sobrecarga desde el nivel del mar hasta el fondo del mar es por supuesto la densidad del agua del mar, la cual es alrededor de la mitad del “bulk density” de una roca dada. El resultado es que a mayor sea la profundidad del agua del mar, menor será el gradiente de sobrecarga a una profundidad perforada dada. En adición, la diferencia entre el nivel de la línea de flujo y el nivel del mar constituye un colchón de aire de densidad menor constante, el cual puede tener un efecto significativo en pozos superficiales. Así, el ingeniero de presiones debe considerar estos parámetros en los cálculos de presiones.

Si el pozo propuesto es costa afuera, los dos primeros intervalos de densidad serán:

1. Distancia entre la elevación de la línea de flujo y el nivel del mar, con $\rho_b =$ densidad del aire.
2. Profundidad del agua entre el nivel del mar y el fondo del mar, con $\rho_b =$ densidad del agua de mar.

M.Traugott (Amoco E & P Technology) presentó en 1997 en un suplemento de tecnología de agua profunda para la revista “World Oil”, las ecuaciones que se presentan a continuación. El gradiente de sobrecarga es afín a la altura de la columna de agua y la columna de sedimento por la ecuación:

$$GG = [8.5 Z_A + \rho_{avg} (Z - Z_A - Z_1)] / Z$$

Donde: 8.5 = densidad asumida del agua de mar (ppg)

ρ_{avg} = densidad promedio de los sedimentos (ppg)

Z = profundidad medida (pies)

Z_A = profundidad del agua (pies)

Z_t = distancia de la línea de flujo al nivel del mar (pies)

Una forma simple de estimar ρ_{avg} , cuando no está disponible la medición directa de la densidad, es usar una relación de compactación basada en datos de densidad regional tal como:

$$\rho_{avg} = 16.3 + [(Z - Z_A - Z_t) / 3125]^{0.6}$$

Otro método popular para estimar ρ_{avg} es convertir los datos de resistividad o acústica a “bulk density”. Sin embargo, el uso de estos métodos requiere discreción debido a la temperatura y efecto de las arcillas en las transformaciones de la porosidad.

Selección de datos:

La evaluación satisfactoria del gradiente de sobrecarga depende de la calidad de los datos usados:

Los registros de densidad (FDC, LDT, etc) son los más confiables mientras que las condiciones de registro sean satisfactorias. En general algunos perfiles de pozo (en particular los registros de densidad) no son tomados en la parte superior de los pozos porque el diámetro del hoyo es muy grande, las paredes no están apropiadamente consolidadas, y a menudo porque no hay interés por hidrocarburos en estas formaciones.

La densidad de los sedimentos superficiales pueden ser estimados sin un error demasiado significativo en el gradiente. En algunos casos una aproximación puede ser obtenida de la densidad de los recortes.

Para limitar el número de intervalos que deben ser examinados la curva de densidad es suavizada para eliminar variaciones estadísticas. Los intervalos de densidad uniforme son entonces identificados y medidos. Debe observarse que horizontes aislados de baja densidad (<30 pies) pueden ser ignorados cuando los cálculos son hechos manualmente. Si hay a disposición un equipo de procesamiento

de datos todas las variaciones pueden ser integradas. Los resultados de los dos procedimientos de cálculo son muy similares.

- Evaluación del gradiente de sobrecarga a partir del registro sísmico (Belloti et al., 1979).

El hecho de que los registros de densidad sólo raramente están disponibles para un pozo completo ha llevado a ciertos autores ensayar el uso de los tiempos de tránsito de los registros sísmicos para determinar las densidades. Este método también tiene la ventaja de que puede ser usado anticipadamente a la perforación haciendo uso de datos sísmicos, convirtiendo velocidades de intervalos a tiempos de tránsito.

- Areniscas consolidadas

$$\Delta t_{\log} = \Delta t_m (1 - \emptyset) + \Delta t_f \quad 5.10$$

Donde Δt_{\log} = lectura del tiempo de tránsito del registro sísmico ($\mu\text{sec}/\text{pies}$)

Δt_m = tiempo de tránsito en la matriz ($\mu\text{sec}/\text{pies}$)

Δt_f = tiempo de tránsito en el fluido ($\mu\text{sec}/\text{pies}$)

\emptyset = porosidad (entre 0 y 1)

La fórmula (5.10) también puede ser escrita como:

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (5.11)$$

Donde Δt_f es estimado a 200 $\mu\text{sec}/\text{pies}$.

Valores de Δt_m son mostrados en la tabla de abajo.

MATRIZ	Δt_m ($\mu\text{sec}/\text{pie}$)
Dolomita	43.5
Caliza	43.5 – 47.6
Arenisca*	47.6 – 55.6
Anhidrita	50

Sal	67
Arcilla	47 (estimado)

* Δt_m para la arenisca varía como una función de la mineralogía de los granos de la matriz: cuarzo, feldespatos, etc.

La siguiente fórmula, que ha sido verificada por pruebas de laboratorio, expresa la relación entre la porosidad y el tiempo de tránsito para formaciones consolidadas:

$$\emptyset = \frac{\Delta t \log - \Delta t m}{153} \quad (5.12)$$

- Formaciones inconsolidadas

- arenas:

$$\emptyset = 1.228 \frac{\Delta t \log - \Delta t m}{\Delta t \log + 200} \quad (5.13)$$

- arcillas:

$$\emptyset = 1.568 \frac{\Delta t \log - \Delta t m}{\Delta t \log + 200} \quad (5.14)$$

la relación densidad / porosidad es expresada por:

$$\rho_b = \rho_m (1 - \emptyset) + \rho_f \emptyset \quad (5.15)$$

Donde: ρ_b = lectura de "bulk density" de los registros de densidad (g /cc)

ρ_m = densidad de la matriz (g /cc)

ρ_f = densidad del fluido (g /cc)

Las relaciones $\rho_b / \Delta t$ son obtenidas por la combinación de las relaciones 5.12 ó 5.13 y 5.15:

$$\rho_b = 3.28 - \frac{\Delta t}{89} \quad \text{para formaciones consolidadas.} \quad (5.16)$$

$$\rho_b = 2.75 - 2.11 \frac{\Delta t - \Delta t m}{\Delta t + 200} \quad \text{para formaciones inconsolidadas} \quad (5.17)$$

Aunque este método es en gran parte empírico, los autores confirman que el uso de la ecuación (5.17) da resultados satisfactorios.

Si no hay disponibles datos sísmicos para un pozo, y no hay datos de registros de un pozo adyacente, las densidades deben ser estimadas en el sitio del pozo por medición de la densidad de los recortes de perforación.

Como la precisión de la medición de recortes de perforación es variable (debido a variaciones en las proporciones de montmorillonita, hidratación de las paredes, revoque, liberación de esfuerzos confinados, etc) la evaluación de la presión de poros puede estar sujeta a error.

5.3. EVALUACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA

5.3.1. Aplicación de la evaluación del gradiente de fractura

Para prevenir los amagos de reventón durante la perforación es necesario mantener un peso de lodo tal que la presión del lodo sea ligeramente superior que la presión del fluido de formación a un nivel dado. Cuando se está penetrando una zona anormalmente presurizada son necesarios incrementos en la densidad del lodo para mantener el equilibrio en la nueva formación perforada. Esto sin embargo, tiene consecuencias severas, una de las cuales es que incrementa la presión del lodo a través del hoyo abierto, incluido en frente de las zonas frágiles perforadas previamente:

Ya sea porque son porosas o ya fracturadas y tienen una presión de poros que es demasiado baja en comparación con la presión de lodo requerida más abajo en el hoyo (éstas zonas pueden haber sido ya reconocidas y sus presiones establecerán un límite en el peso del lodo, pero las cosas no están siempre muy bien definidas). En estas circunstancias habrá filtración o pérdida de lodo.

O porque el exceso de presión del lodo es suficiente para vencer localmente los esfuerzos y la resistencia geomecánica de la formación, creando así fracturas. El resultado es el mismo, filtración y pérdidas.

Este es el último evento que debe intentarse evitar restringiendo el peso del lodo a un valor debajo de la presión de fractura al nivel en cuestión. En realidad es necesario distinguir entre el último gradiente y el “gradiente de fuga (Leak off)” el cual los perforadores obtienen con la prueba de fuga que es llevada a cabo usualmente justo debajo del zapato del revestidor previamente bajado, antes de continuar con la perforación, ya que es probable que este sea el punto más débil en la siguiente fase de perforación. Esto puede ser descrito a grandes rasgos como la inyección de lodo en la formación, ya sea a través de la porosidad o micro fracturas. Así, ante la presencia de cualquier porosidad o punto débil de cemento del revestimiento, la prueba de fuga no corresponderá al gradiente de fractura.

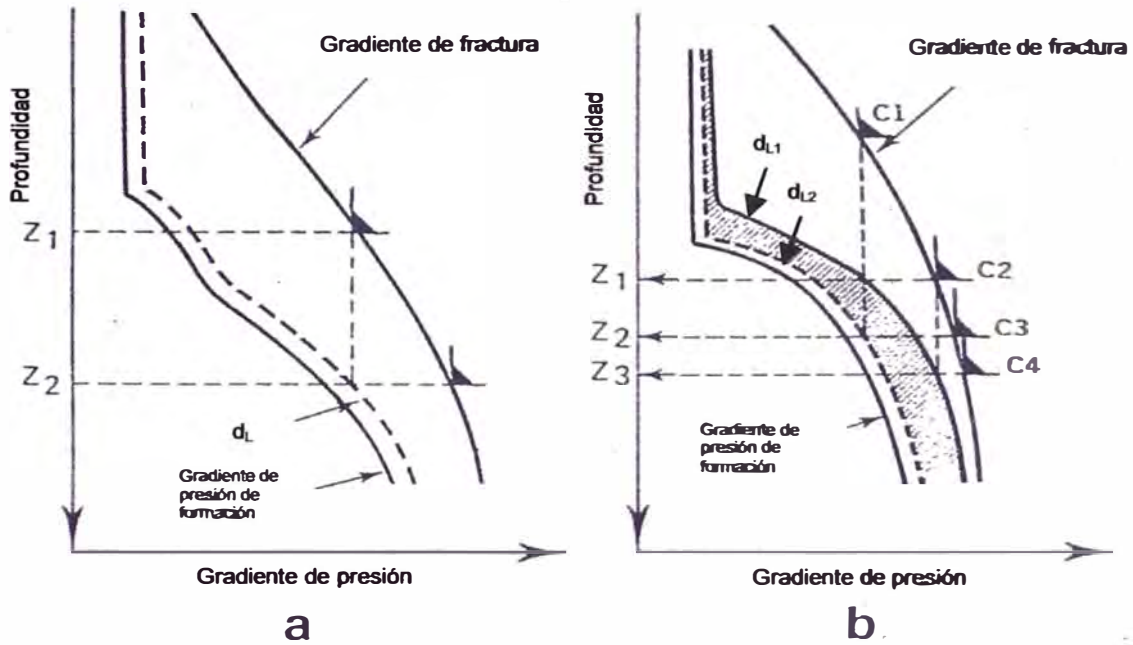
La información del gradiente de fractura es esencial (Figura 5.4):

- Para establecer el programa de perforación y las profundidades del revestimiento. Las densidades de lodo programadas en cualquier fase no debe exceder el más bajo gradiente de fractura esperado en el hoyo abierto.
- Para determinar la máxima presión anular que puede ser tolerada cuando se está controlando un amago de reventón, para evitar reventones internos.
- Para estimar las presiones requeridas para posible estimulación por fracturamiento hidráulico.

En este ejemplo (Fig. 5.4b) el uso del peso del lodo d_{m1} después de asentar el revestimiento C_1 requerirá del asentamiento de revestidores adicionales C_2 y C_4 mientras que un peso de lodo de d_{m2} sólo requiere el asentamiento de un revestidor C_3 .

5.3.2. Métodos de evaluación del gradiente de fractura

A continuación se tratarán los principales métodos de estimación del gradiente de fractura, que son en general usados por las compañías de “Mudlogging”.



a. - Optimización de puntos de revestimiento en relación al gradiente de fractura.

b. - Las consecuencias de excesivo peso de lodo en la posición del revestidor

Fig. 5.4.- Ejemplos del uso del gradiente de fractura. d_L = densidad del lodo. (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004)

5.3.2.1. Hubbert & Willis (1957)

El fundamento teórico de fracturamiento de formación dado por Hubbert & Willis es que el esfuerzo total es igual a la suma de la presión de formación y el esfuerzo efectivo. Los autores se basan como sigue en una examinación teórica y experimental de los mecanismos del fracturamiento hidráulico de las rocas: los esfuerzos in situ son caracterizados por tres esfuerzos principales diferentes, y las presiones de bombas hidráulicas deben ser aproximadamente iguales al menor de estos esfuerzos compresivos principales.

Por lo tanto, los autores sugieren que en regiones geológicas donde no hay fuerzas tangenciales, el esfuerzo mayor debe ser aproximadamente vertical e igual a la presión de sobrecarga, mientras que el esfuerzo menor debe ser horizontal y más probablemente entre 1/2 y 1/3 de la presión de sobrecarga efectiva.

La presión de sobrecarga S (esfuerzo total) es igual a la suma de la presión de formación (o presión de poros) P y el esfuerzo vertical σ_v efectivamente soportado por la matriz.

$$S = P + \sigma_v \quad (5.18)$$

o:

$$\sigma_v = S - P \quad (5.19)$$

Sus observaciones están basadas en los resultados de pruebas de laboratorio de compresión triaxial. Se sugiere que la presión de poros no tiene efecto significativo en las propiedades mecánicas de la roca.

La presión de fractura es definida por la fórmula:

$$F = \frac{1}{3} (S - P) + P \quad (5.20)$$

Hubbert & Willis son algunas veces acreditados con la fórmula:

$$F = \frac{\mu}{1 - \mu} (S - P) + P \quad (5.21)$$

Esta versión no está dada en su artículo, pero tomando un ratio de Poisson de 0.25 esta fórmula se reduce en realidad a la ecuación (5.20).

Basados en estudios posteriores, los autores posteriormente rectificaron la fórmula para considerar los valores de esfuerzo mínimo principal que varían de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ de la sobrecarga:

$$F = \frac{1}{4} a \frac{1}{2} (S - P) + P$$

Como este método se aplica a varias regiones específicas otros autores han tratado de encontrar fórmulas más ampliamente aplicables.

5.3.2.2. Matthews & Kelly (1967)

El método de Matthews & Kelly introduce un coeficiente de esfuerzo efectivo variable en la siguiente fórmula:

$$F = K_i \sigma + P \quad (5.22)$$

Donde $K_i = \frac{\sigma_h}{\sigma_v}$ coeficiente de esfuerzo efectivo.

Este método es original en cuanto a que las mediciones de fracturamiento son usadas para establecer curvas empíricas regionales para K_i (Fig. 5.5a).

Los valores de K_i fueron establecidos en base de valores de umbral de fractura derivados empíricamente en el campo. El coeficiente de esfuerzo efectivo K_i es variable y depende de la profundidad.

El coeficiente K_i es mayor para las arenas del sur de Texas, las cuales son más arcillosas que las arenas costa afuera de Luisiana.

La aplicación de este método en zonas que no sean la Costa del Golfo requiere variaciones locales en K_i para ser determinada en relación a la profundidad. Debido a la rareza relativa de estos datos pocas regiones en el mundo se prestan satisfactoriamente a este tipo de estudio.

El gradiente de fractura es calculado como sigue:

Determinar el gradiente de presión de formación (P) y el gradiente de sobrecarga (S).

Calcular el esfuerzo efectivo: $\sigma = S - P$

- En una zona subcompactada determinar la profundidad Z_i a la cual σ es normal (profundidad equivalente) (Fig. 5.5b).

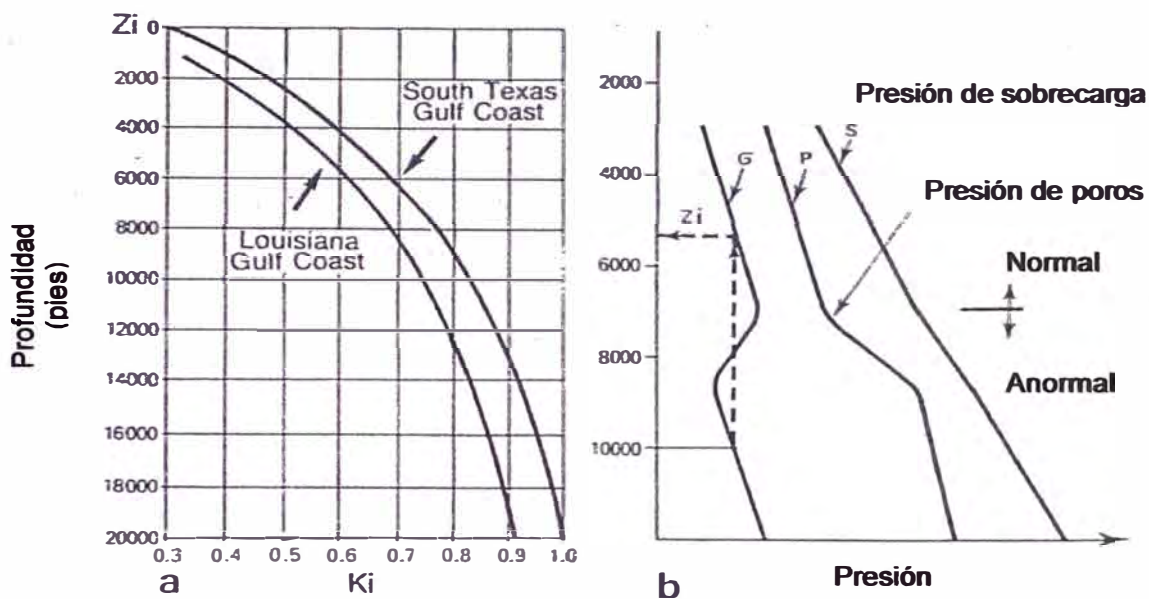


Fig. 5.5.- Curvas para K_i determinado por Matthews & Kelly (1967) en el sur de Texas y Luisiana (a) - determinación de Z_i : situaciones de presiones anormales (b). (Traducido por T. Marky, 2004)

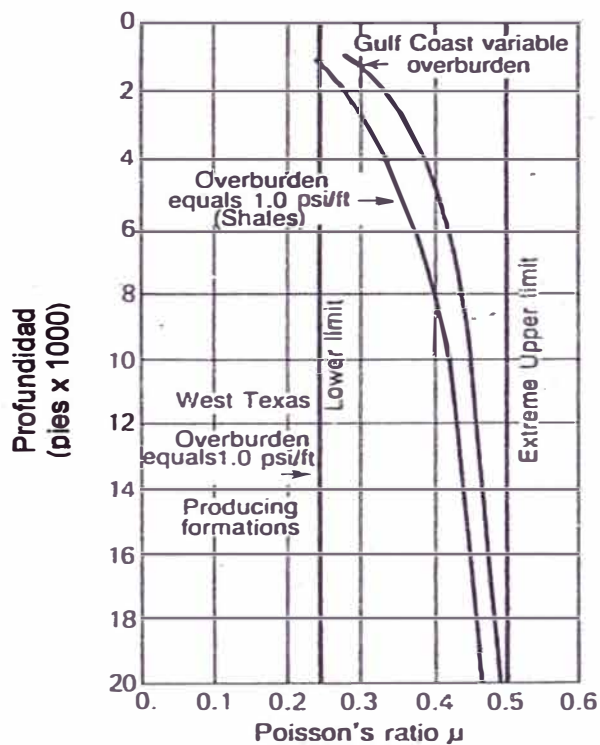


Fig. 5.6.- Valores del ratio de Poisson en relación al gradiente de sobrecarga y profundidad (Eaton, 1969. Traducido por T. Marky, 2004).

- Leer el valor de K_i para Z_i (Fig. 5.5a)
- Calcular F usando la fórmula (5.22)

5.3.2.3. Eaton (1969)

Eaton, afirmando que la deformación de la roca es elástica, reemplazó el coeficiente de esfuerzo variable K_i de la ecuación de Matthews y Kelly por un valor derivado del ratio de Poisson. Así la ecuación se convierte en:

$$F = \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) \sigma + P$$

El ratio de Poisson, como es aplicado aquí, parcialmente depende del valor del gradiente de sobrecarga. Como el gradiente de sobrecarga es variable con la profundidad, el ratio de Poisson también varía con la profundidad. Por inclusión de esta variable, Eaton esperó reducir el grado de error inherente en los cálculos de Hubbert y Willis o Matthews y Kelly.

En base a que el ratio de Poisson y el gradiente de sobrecarga varía con la profundidad, Eaton determinó valores para el ratio de Poisson en base de datos regionales reales para el gradiente de fractura, el gradiente de presión de formación y el gradiente de sobrecarga (Fig. 5.6).

El uso de este método requiere que sean establecidas curvas regionales del ratio de Poisson y está sujeto por lo tanto a las mismas restricciones que el método de Matthews & Kelly.

Para calcular el ratio de Poisson μ para una profundidad específica, Eaton sugirió la siguiente ecuación:

$$\frac{\mu}{1-\mu} = \frac{\frac{PLOT}{L} - \frac{P}{L}}{\frac{S-P}{L}} = K_x$$

Donde

PLOT	=	Gradiente de presión de fuga (Leak off test) (ppg)
P	=	Gradiente de presión de formación (ppg)
L	=	profundidad vertical total(pies)

$$S = \text{Gradiente de sobrecarga (ppg)}$$

En el campo, las pruebas de LOT (Leak off test) **normalmente** proveen la presión del hoyo del pozo para calcular K_x .

Para calcular el gradiente de fractura a una profundidad específica usando los cálculos de Eaton:

$$F = K_x (S - P) + P \quad (5.23)$$

Tal como fue mostrado por Eaton el coeficiente de Poisson μ varía de acuerdo a la profundidad y es generalmente necesario establecer una curva a través de los puntos de datos obtenidos por el método de arriba.

Una ecuación general suficientemente buena para este propósito es:

$$\text{Ln} (\mu/1-\mu) = a \ln (Z) + b$$

Donde: μ = coeficiente de Poisson

Z = profundidad vertical (pies)

a, b = coeficientes de regresión

Si no existen coeficientes locales válidos para un pozo dado, el ingeniero de presiones puede usar uno de los dos juegos de coeficientes predeterminados tal y como se hizo para el gradiente de sobrecarga. Estos coeficientes predeterminados se derivan de los mismos datos “soft” (Costa del Golfo de los Estados Unidos) y “hard” (Canal de Santa Bárbara). Los valores son:

- Coeficientes “soft” K_x : $a= 0.266$, $b= -2.667$
- Coeficientes “hard” K_x : $a= 0.354$, $b= -3.607$

5.3.2.4. Anderson et al. (1973)

Encontrando que los gradientes de fractura pueden variar de un lugar a otro a profundidades idénticas en formaciones similares, Anderson et al. atribuyeron estas variaciones al contenido de Lutita y el ratio de Poisson en base a la fórmula de Biot (1955).

$$\mu = \frac{S - \alpha P}{F + 2S - 3\alpha P} \quad (5.24)$$

donde $\alpha = 1 - Cr/Cb$

Cr = Comprensibilidad de la matriz sólida

Cb = Comprensibilidad del esqueleto de roca porosa.

α puede ser toscamente aproximado a \emptyset_D de acuerdo a los autores.

En base a datos de registros, los índices de contenido de lutita fueron establecidos, para los puntos medidos en cuestión.

$$I_{sh} = \frac{\phi_s - \phi_D}{\phi_s} \quad (5.25)$$

donde:

I_{sh} = índice de lutita

\emptyset_s = porosidad sónica (sonic porosity)

\emptyset_D = Porosidad del registro de densidad (density log porosity)

Los resultados obtenidos producen una relación lineal entre el ratio de Poisson y el índice de Lutita.

El valor de μ es obtenido usando la siguiente ecuación. A y B son constantes definiendo la relación de línea recta (A = pendiente, B = interceptación con el eje y).

$$\mu = A I_{sh} + B \quad (5.26)$$

Si hay datos disponibles para el gradiente de sobrecarga, gradiente de presión de formación, registros sónico y de densidad, entonces el gradiente de fractura puede

ser calculado de la fórmula de Biot (5.23) o, como una simplificación, de la fórmula de EATON (5.21).

Para que este método sea usado es necesario tener previamente suficientes datos para determinar una relación regional entre μ y I_{sh} y verificar la validez de la aproximación entre α y ϕ_D .

Aunque Anderson et. al. al igual que Eaton, toman en cuenta cambios en el ratio de Poisson, sólo son consideradas litologías predominante arenosas. Debe también recordarse que hay inconvenientes para usar de esta manera el ratio de Poisson.

5.3.2.5. Métodos adicionales para la estimación del gradiente de fractura

Existen muchos otros métodos para la estimación del gradiente de fractura que han sido desarrollados a través de los años pero que son menos usados por lo que a continuación sólo serán enumerados a manera de referencia histórica:

- PILKINGTON (1978)
- CESARONI et al. (1981)
- BRECKELS & VAN EEKELEN (1981)
- DAINES (1982)
- BRYANT (1983)

5.3.3. Prueba de fuga (Leak – off test)

Una prueba de fuga o LOT(Leak – off test) por sus siglas en inglés implica el incremento de la presión del lodo en un pozo cerrado hasta que el lodo es inyectado en la formación.

Esto es llevado a cabo para determinar la máxima presión que puede ser aplicada a la formación durante la perforación de la siguiente fase después de correr el revestimiento. La prueba de fuga es generalmente llevada a cabo después de la cementación del revestimiento, perforación del cemento y zapato y perforación de algunos metros de formación. Esta zona es asumida como la parte más frágil del nuevo hoyo abierto. Los datos obtenidos deben ser suplementados por una prueba de

fuga adicional cuando una zona permeable ha sido penetrada por primera vez. En realidad ya se ha visto que la sección más frágil es la parte en la cual la condición de esfuerzo y el gradiente de presión son las más débiles. La máxima presión de lodo permisible depende por lo tanto igualmente del último valor de la prueba de fuga y el cambio en ambos parámetros.

La figura 5.7 muestra un típico ejemplo de una lectura de prueba de fuga y es interpretada como sigue:

A – B: Incremento lineal en la presión anular proporcional al volumen bombeado, correspondiente al comportamiento elástico de la formación.

B: Quiebre de la curva, correspondiente al inicio de la fuga de presión.

B – C: Incremento reducido en presión por volumen bombeado, lodo penetrando la formación.

C: Bombeo detenido. Dos situaciones pueden suceder: es alcanzada ya sea una meseta de presión o la presión de fuga (1) o hay una repentina caída de presión (2) seguida por la fractura de la pared o reapertura de las fracturas previamente creadas o naturales de la pared.

C – D: La propagación de la factura cesa, la presión cae a una presión estabilizada D que es menor o igual que la presión B.

Y finalmente purga de presión –con lo que termina la prueba.

Cuando el exceso de presión es purgado la cantidad de lodo recuperado debe ser igual al volumen bombeado. Si la presión en D es menor que en B es probable que las grietas queden parcialmente abiertas, obstruidas por recortes de perforación o lodo. En este caso la cantidad de lodo recuperado será menor que el bombeado. En zonas permeables esto puede dar inicio a mayores pérdidas provenientes del ensanchamiento del área de contacto entre el lodo y la formación.

Por lo tanto la prueba de fuga corre el riesgo de debilitar las paredes del hoyo reduciendo así el gradiente de fractura. Para evitar este problema, pueden ser asumidos valores máximos predeterminados cercanos a las presiones esperadas, de modo que la presión de fractura de la formación no sea alcanzada (prueba integridad). En este caso estos valores son valores predeterminados y como tales no pueden ser usados para evaluar los gradientes de fractura.

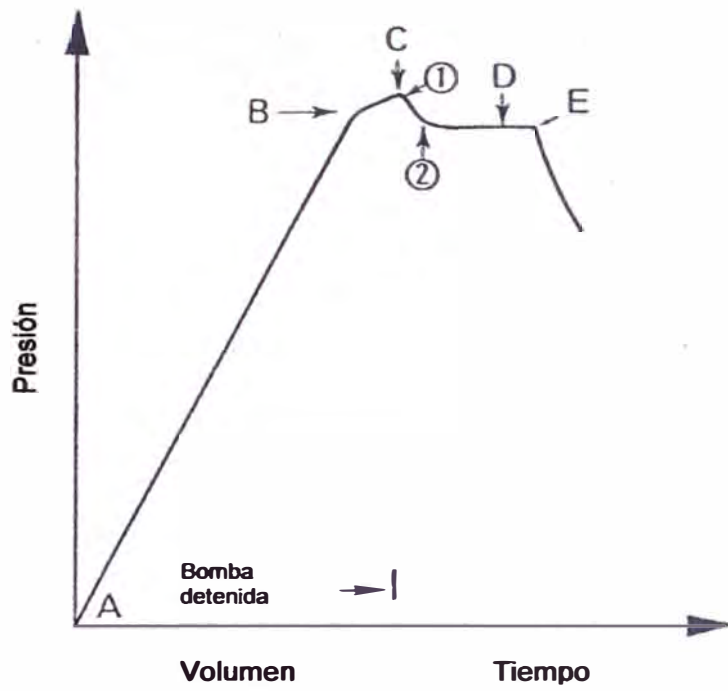


Fig. 5.7.- Ejemplo de un típico registro de una prueba de fuga (Leak – off test) (Mouchet & Mitchell, 1989. Traducido por T. Marky, 2004).

La fórmula para determinar la presión en el fondo del hoyo del pozo a la que se produce la fuga es la siguiente:

$$PFH = (0.052 \times d \times L) + PLOT$$

Donde	PFH	=	Presión en el fondo del hoyo a la que se produce la fuga (psi)
	PLOT	=	Presión de la prueba de fuga (psi)
	d	=	Peso del lodo(ppg)
	L	=	Profundidad vertical (pies)

Peso máximo de lodo permitido (y ECD):

$$d_{\max} = \frac{PFH}{0.052 \times L}$$

CAPITULO VI
UN CASO DE DETECCIÓN DE SOBREPRESIONES
EN EL OESTE DE VENEZUELA

6.1. GENERALIDADES

6.1.1. Ubicación

Debido al carácter confidencial de la información del pozo Venezuela-1Ca, no se revelará su ubicación exacta haciéndose referencia sólo a que se encuentra en el Oeste de Venezuela, costa adentro, en la Cuenca del Lago de Maracaibo, (Fig. 6.1., 6.2.) la cual está delimitada por las siguientes unidades estructurales: Los Andes de Mérida que separan la Cuenca de Barinas – Apure al sureste de la Cuenca de Maracaibo al Noreste; la Sierra de Perijá en el Oeste, que separa la Cuenca de Maracaibo (Este) de la Cuenca Colombiana César – Ranchería (Oeste); y la Sierra de Trujillo, que separa la Cuenca de Maracaibo de las Napas de Lara.

6.1.2. Topografía, Clima y vegetación

El esquema geológico de la región está definido por dos estructuras de fuerte expresión topográfica que nacen de la cordillera de los Andes en su cadena oriental, las que, al bifurcarse en el páramo de Tamá, forman la Sierra de Perijá al oeste y la cordillera de Mérida y estribaciones de Falcón y Lara al sur y este, desarrollándose entre ambas una fosa de hundimiento ocupada por el Lago de Maracaibo y amplias planicies aluviales que convergen en él, lo cual determina, desde el punto de vista topográfico, un espacio muy homogéneo, aunque geomorfológicamente variado, constituido mayormente por áreas planas y en menor porcentaje por superficies transicionales alternas de áreas onduladas y planas hasta relieves marcadamente abruptos como los de la Sierra de Perijá al oeste que alcanza alturas máximas de 3,750 m.s.n.m. Entre la costa oriental del lago y el piedemonte andino se presentan terrenos ondulados, valles planos y áreas escarpadas que llegan a alturas de 1,500 m.s.n.m.

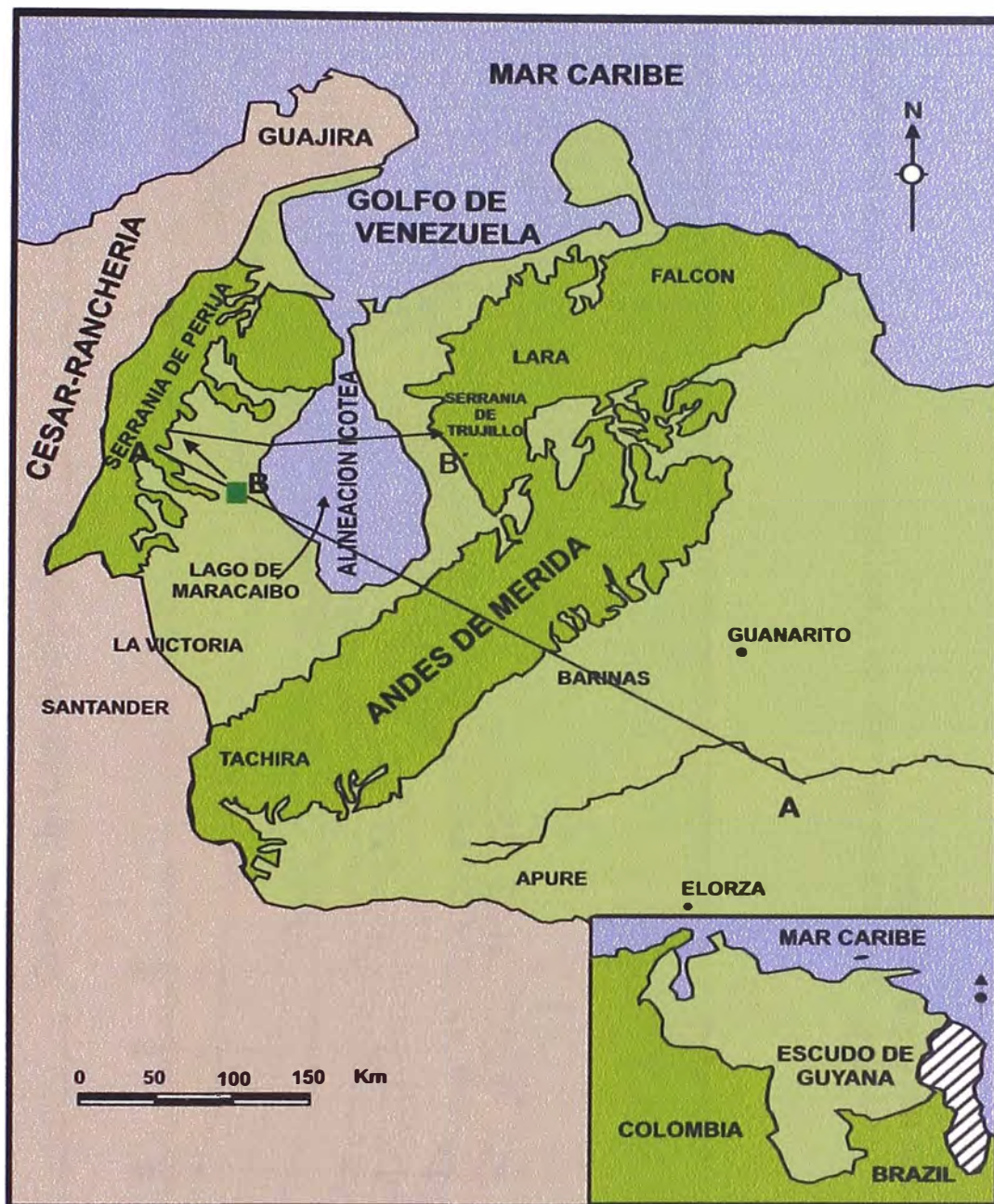


Fig. 6.1.- Mapa de la ubicación del área de estudio y rasgos estructurales del oeste de Venezuela. (Pamaud, F., et al., 1995. Modificado por T. Marky, 2004)

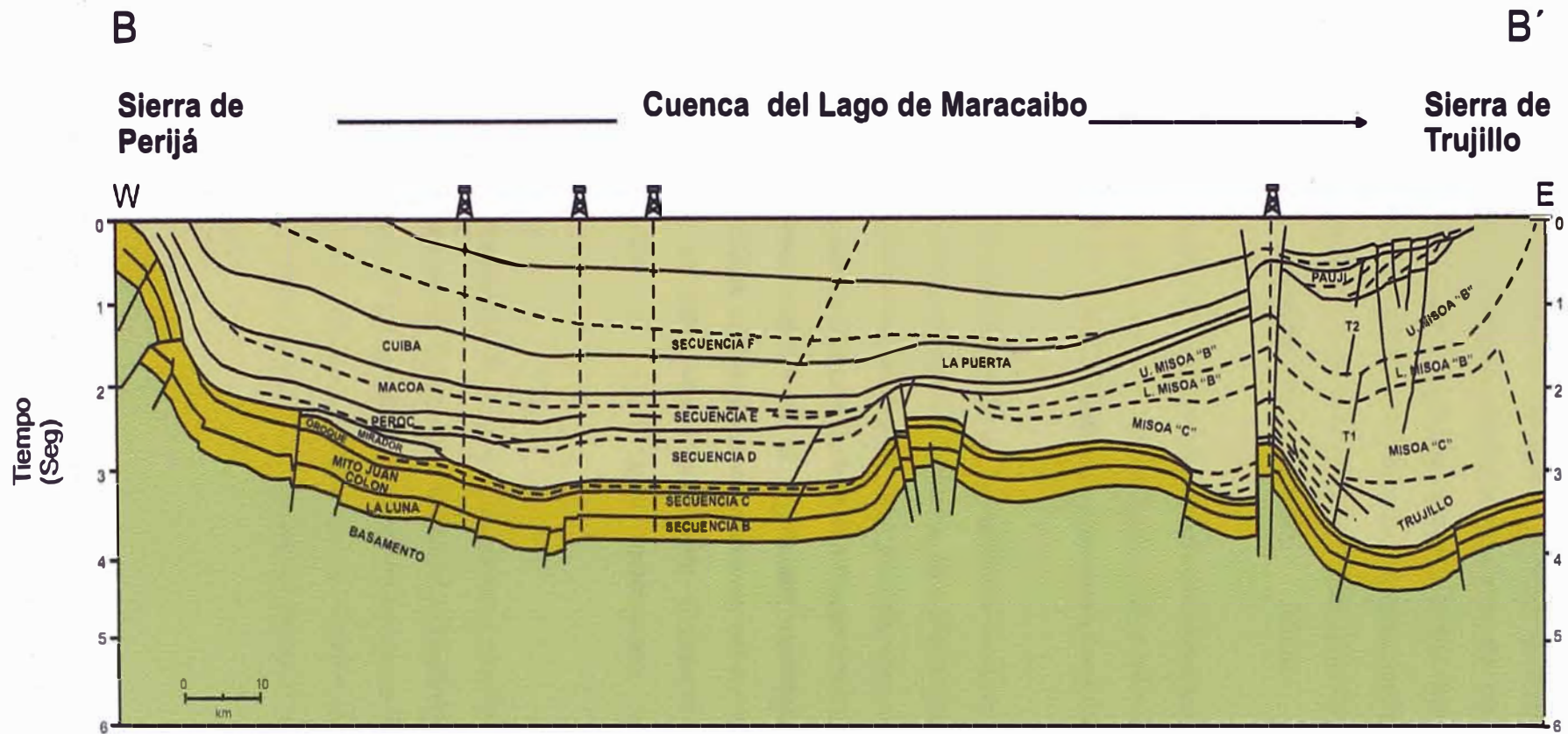


Fig. 6.2.- Sección tectónico-estratigráfica B-B' de la cuenca del Lago de Maracaibo. Ver Figura 6.1. para la ubicación. (Parnaud, F., et al., 1995. Modificado por T. Marky, 2004)

La Depresión Aluvial Reciente del lago de Maracaibo, está ocupada por el lago de Maracaibo y extensas planicies aluviales, de explayamiento, desbordamiento y cenagosa, formadas por los grandes cauces de los ríos que atraviesan la región. La hoya del lago de Maracaibo presenta una extensa red hidrográfica formada por las cuencas de los ríos Limón, Palmar, Apón, Santa Ana, Catatumbo, Escalante, Chama-Pocó, Misoa, Machango, Pueblo Viejo y Tomare-El Palmar.

El clima, hacia el norte, es semiárido con temperatura media anual de 27,8°C, y una precipitación media que oscila entre 300 y 660 mm. Al sur es más húmedo, identificado como tropical de sabana, con una precipitación media que varía entre 500 a 1,000 mm.

El clima tropical húmedo de la región se ve muy influenciado por el Lago de Maracaibo, cuya masa de agua determina una elevación de la temperatura del aire; esto hace que se forme un centro de baja presión que es compensado por corrientes de aire frío de las partes altas de las montañas que rodean a la región.

La cobertura vegetal es la siguiente: espinares, matorrales, manglares y comunidades xerófilas en las llanuras costeras, selvas tropófilas, así como bosques perennifolios en el 20% del Piedemonte Colinoso Sur de Perijá y bosques semidecíduos ralos al igual que matorrales en la Sierra de Perijá.

6.1.3. Objetivos

El pozo Venezuela-1Ca fue exploratorio y el objetivo primario fue evaluar las areniscas calcáreas de la Formación Cretácica Aguardiente y el miembro calcáreo Tibú de la Formación Apón. Otros posibles reservorios fueron la Formación La Luna y los miembros La Grita/Guayacán de la Formación Capacho. Los objetivos secundarios fueron las areniscas de las formaciones Terciarias Carbonera, Mirador, Barco/Los Cuervos.

6.2. SUMARIO DE PERFORACION

El Pozo exploratorio Venezuela-1Ca, vertical, fue perforado costa adentro en el Oeste de Venezuela y, alcanzó la profundidad final de 13,881 pies. El servicio computarizado de “Mudlogging” se proveyó desde los 2,150 pies hasta la profundidad total.

El hoyo piloto de 12 1/4” fue perforado hasta la profundidad de 1,210 pies y después de ser perfilado fue ensanchado con una broca de 26” hasta la profundidad de 1,165 pies. Se bajó un revestidor de 20” y fue cementado a 1,165 pies. Se continuó la perforación con una broca de 17 1/2” hasta los 1,226 pies, donde se efectuó una prueba de Integridad de Formación. El hoyo de 17 1/2” fue perforado hasta los 8,553 pies y, luego de ser perfilado se bajó y cementó el revestidor de 13 3/8” a 8,550 pies.

El lodo base agua de tipo lignosulfonato polímero fue cambiado por lodo base aceite tipo Baroid-100. Se perforó el zapato del revestidor con una broca de 12 1/4” y se efectuó una prueba de Integridad de Formación. El hoyo de 12 1/4” fue perforado hasta los 12,526 pies y, luego de ser perfilado fue bajada una combinación de sarta de revestimiento de 9 5/8” - 9 3/4” y cementada a 12,524 pies.

El lodo base aceite Baroid-100 fue cambiado por lodo base agua Baroid Baradrill HT. Se perforó con una broca de 8 1/2” por debajo del revestidor hasta los 12,534 pies, donde se efectuó una prueba de Integridad de Formación. Se continuó perforando hasta los 13881 pies en 3 carreras de broca. El perfil del pozo (fases de perforación y revestimientos) se presenta en la figura 6.3.

Las profundidades mencionadas en este reporte están en pies, medidas desde la mesa rotaria. En resumen tenemos:

Elevación de la mesa rotaria:	30’
Elevación del terreno:	171’
Profundidad final:	13,881’
Tipos de lodo:	Aquagel/fresh water hasta 1,165’ Fresh water Lignosulfonate/PAC hasta 8,553’

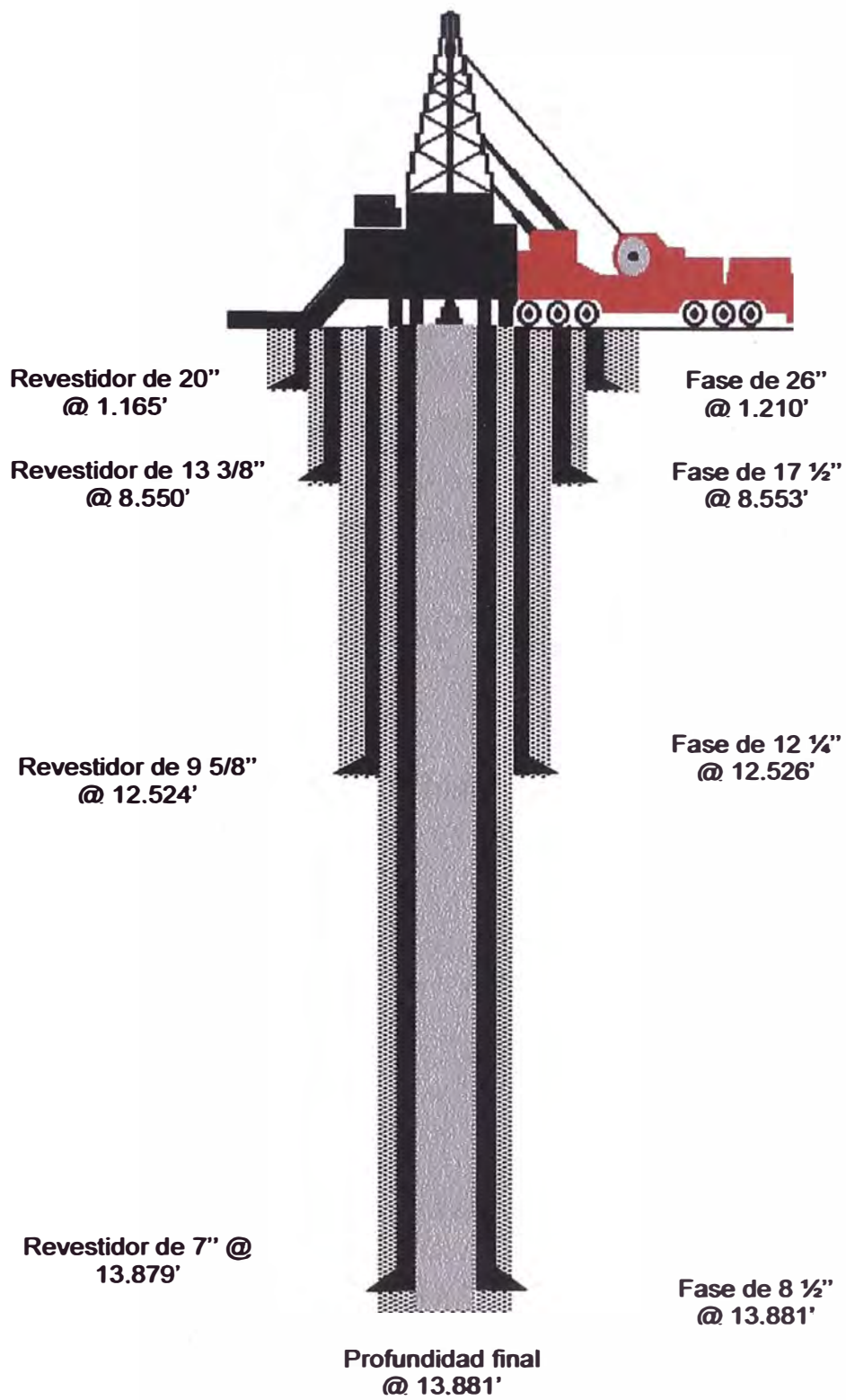


Fig. 6.3

	Baroid - 100 Oil Drilling Fluid hasta 12,526'
	Baradril HT polymer based fluid hasta TD
Tamaño del hoyo:	26" a 1210' (12 1/4" hoyo piloto hasta 1,165')
	17 1/2" a 8,553'
	12 1/4" a 12,526'
	8 1/2" a 13,881'
Datos del Revestidor:	20" hasta 1,165'
	13 3/8" hasta 8,550'
	9 5/8" hasta 12,524'
	7" hasta 13,879'

Durante la perforación del pozo Venezuela-1Ca se utilizaron las unidades API, las mismas que presentan en la tabla siguiente:

Parámetros	Unidades
Longitud	pies
Diámetro	pulgadas (pulg)
Peso sobre la broca (PSB)	Kilolibras (Klbs)
Presión	libras / pulgadas cuadradas (psi)
Gradiente de presión	psi / pie
Volumen	barriles (bbl)
Peso del lodo (PL)	libras / galón (ppg)
Flujo	barriles / Minuto (bpm)
Velocidad de perforación (VDP)	pies / hora
Velocidad de rotación de la sarta de perforación (RPM)	revoluciones / minuto (rpm)
Torque	libras-pie (lbf-ft)
Conductividad	millimho (mmho)

6.3. GEOLOGÍA

6.3.1. Síntesis estratigráfica del Oeste de Venezuela

A gran escala, la estratigrafía del Oeste de Venezuela puede ser dividida en sucesiones Paleozoicas y Mesozoico – Cenozoicas. La extensión del Jurásico registra una separación de América del Norte y América del Sur (Pindell y Erikson, 1993; Parnaud et al. 1994). La sucesión Mesozoica – Cenozoica, contiene un arreglo de seis supersecuencias limitadas por discordancias que describen la **dinámica** de la evolución de las cuencas a lo largo de la parte norte de la placa de América del Sur, desde un proceso de extensión a uno de colisión (Parnaud, F., et al. 1995), tal como se describe a continuación (Fig.6.4):

Supersecuencia A: Depositada durante un episodio de apertura de corteza del jurásico.

Supersecuencia B: Corresponde al desarrollo del margen pasivo subsiguiente del Cretácico temprano al tardío.

Supersecuencia C: Marca la transición a un régimen compresivo en el cretácico tardío y paleoceno temprano. La comprensión es el resultado de la colisión y obducción del arco volcánico pacífico al Oeste con la placa suramericana.

Supersecuencia D: Depositada en una cuenca de antepaís durante el Paleoceno tardío – Eoceno Medio cuando se produjo la colisión y obducción del arco volcánico pacífico con la placa suramericana y el emplazamiento de las napas de Lara.

Supersecuencia E y F: Se atribuyen a la subsidencia de la cuenca de antepaís debido a la colisión Eoceno Tardío – Pleistoceno del Arco de Panamá. Los levantamientos de la Sierra de Perijá, del Macizo de Santander y de los Andes de Mérida, particionaron la Cuenca de antepaís generando así las actuales cuencas del Lago de Maracaibo y Barinas – Apure.

La supersecuencia B contiene la roca madre La Luna de edad Cretácico. Las formaciones Colón y Burguita conforman los sellos principales de la supersecuencia C. Las principales unidades reservorio se ubican en la supersecuencia D, incluyendo

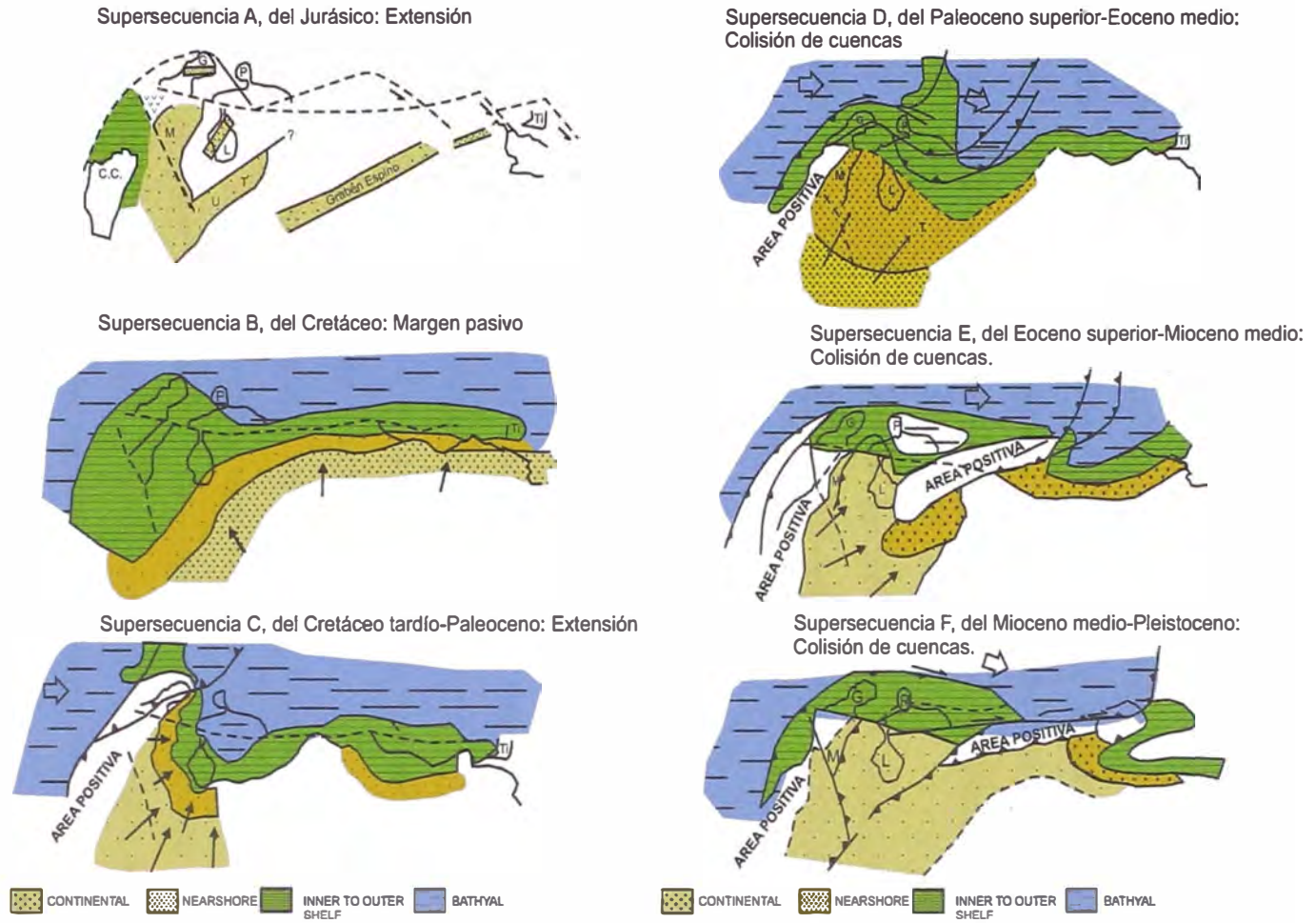


Fig. 6.4.- Evolución geotectónica del Oeste de Venezuela. Supersecuencias A-F. Símbolos: M, Machiques; U, Urbante; T, Trujillo; L, Lago de Maracaibo; CC, Cordillera central; G, Guajira; P, Paraguana; Ti, Trinidad. (Mofificado de Pindell y Erickson, 1993. Traducido por T. Marky, 2004)

las prolíficas formaciones Misoa y Gobernador del Eoceno. Las formaciones La Rosa y Lagunillas generan reservorios dentro de la supersecuencia F en la cual se ubica la sedimentación molásica de la Formación Betijoque.

Internamente, estas seis supersecuencias comprenden una serie de secuencias menores que reflejan los procesos eustáticos y modificaciones tectónico-estructurales (Fig. 6.5). Sedimentológicamente, el Cretáceo y Paleoceno consisten de una asociación heterogénea carbonato silicoclástica. En contraste, el cenozoico está representado principalmente por un sistema sedimentario silicoclástico.

A continuación se hace una descripción de la estratigrafía del Oeste de Venezuela, dando mayor énfasis a la información relativa a la cuenca del Lago de Maracaibo.

PALEOZOICO

En la cuenca del Lago de Maracaibo, las perforaciones han encontrado rocas metamórficas debajo del Cretáceo. Estos niveles estratigráficos fueron considerados por González de Juana et al. (1980) como posibles equivalentes de las formaciones Paleozoicas en la región andina central.

Datos de pozos profundos muestran que el basamento acústico de la cuenca del Lago de Maracaibo correlaciona con las rocas sedimentarias pelágicas metamorfozadas (esquistos verdes y cuarcitas) de la Formación Mucuchachí (que representa al Paleozoico superior en los Andes de Mérida; Christ, 1927) y sus equivalentes encontrados en pozos profundos a lo largo del alineamiento noroeste del arco de Mérida y las capas rojas de la Formación Jurásica La Quinta que se encuentra rellenando un sistema de hendidura (rift) con alineamiento noroeste (Lugo, J., and P. Mann, 1995).

El potencial hidrocarburífero de la serie Paleozoica es pobremente conocida.

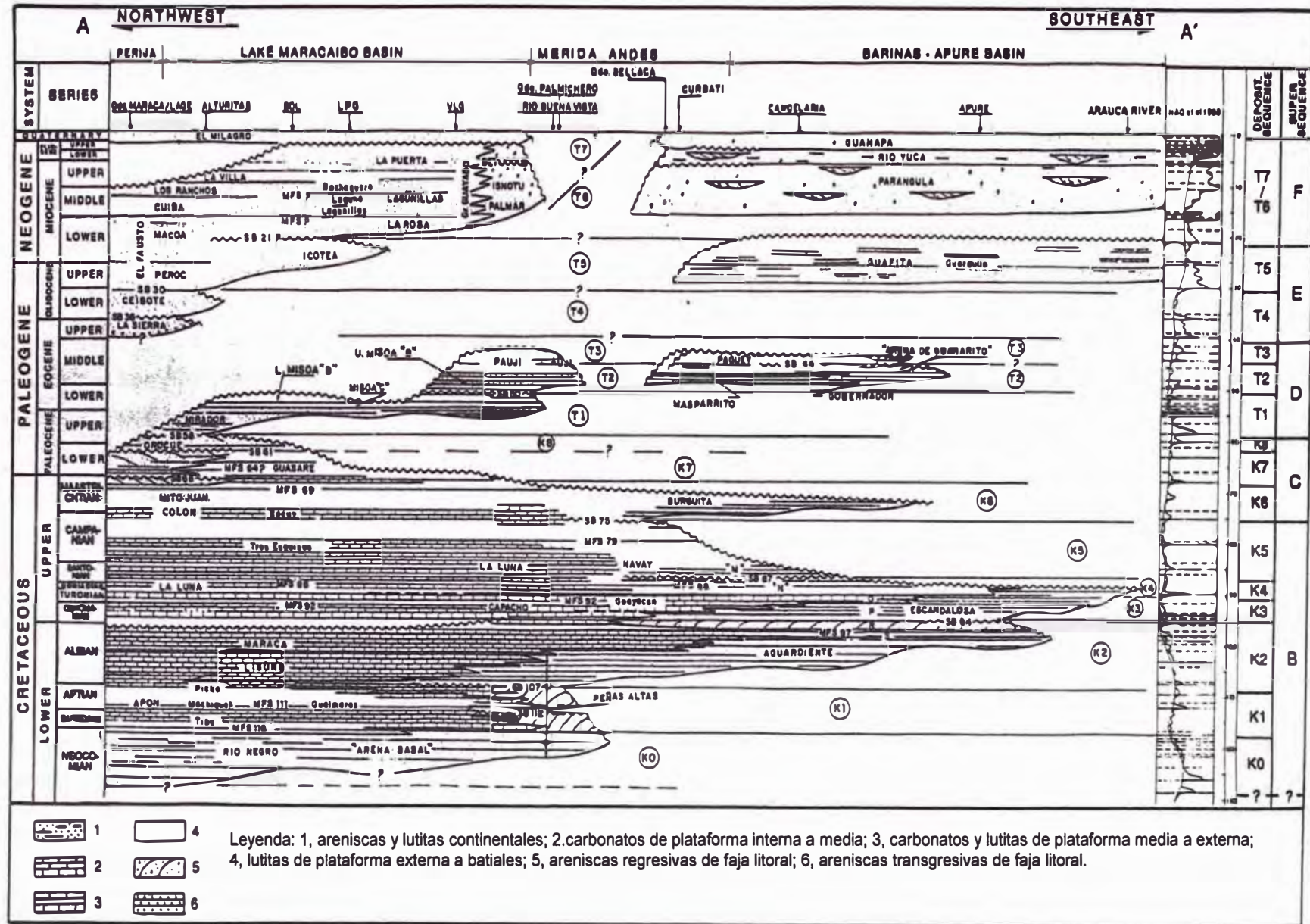


Fig. 6.5.- Carta estratigráfica del Oeste de Venezuela. (Ver figura 6.1., sección A-A'). (Parnaud, F., et al., 1995. Modificado por T. Marky, 2004)

MESOZOICO - CENOZOICO

La sucesión Mesozoico-Cenozoica resulta de la fase de hendidura (rift) del Jurásico atribuida a la fragmentación de la Pangea y de la fase Cretáceo-Terciaria de colisión entre las placas del Pacífico y América del Sur.

Supersecuencia Jurásica A: Extensión

En la Cuenca del Lago de Maracaibo la supersecuencia A corresponde a la Formación La Quinta, la cual está compuesta por capas rojas (limolitas y areniscas) depositadas en un ambiente continental (Schubert et al., 1979). Estudios estratigráficos revelan cambios rápidos de espesor que van de 500 m a más de 4,500 m (Eva et al., 1989).

Debido a una aparente ausencia de rocas madre y pobres características de reservorio, la supersecuencia A tiene un pequeño potencial hidrocarbúfero. No hay producción de los niveles jurásicos en el área de estudio.

Supersecuencia Cretácica B: Margen Pasivo

Al inicio del Cretáceo, una trasgresión marina causó una inundación del escudo de Guyana. Esporádico material volcánico en la Formación La Luna sugiere la presencia de un arco volcánico hacia el oeste, implicando una subducción de la placa del pacífico. La aparente reducción de subsidencia controlada por fallamiento, la total profundización transgresiva de la cuenca y la estratigrafía sugieren que la supersecuencia B fue depositada como una cuña de terraza de margen pasivo detrás de un arco volcánico. La fase de margen pasivo terminó con la colisión del arco Pacífico y la placa de América del Sur y la subsidencia flexural de las cuencas de antepaís.

Durante este periodo de desarrollo de margen pasivo, se depositaron seis secuencias desde K0 hasta K5, tal como se describe a continuación.

Secuencia K0 (Neocomiano - Barremiano)

En la cuenca del Lago de Maracaibo la secuencia K0 corresponde a la Formación Río Negro (Hedberg y Sass, 1937) depositada en un ambiente continental. Esta Formación es caracterizada por facies de abanico fluvial y aluvial (Renz, 1959; Trump and Salvador, 1964). Esta secuencia marca el componente continental basal del margen pasivo Cretácico de la cuenca compuesto por areniscas y conglomerados.

Esta secuencia del Cretáceo inferior tiene un bajo potencial hidrocarbúfero. No son conocidas rocas madre y aunque tiene un alto contenido de areniscas, se considera que las características de reservorio son pobres.

Secuencia K1 (Aptiano)

La deposición continental de la Formación Río Negro fue **terminada** por una transgresión marina del Cenomaniano-Campaniano que inundó la plataforma cratónica de Guyana.

La secuencia Aptiana K1 corresponde a la Formación Apón, compuesta por calizas depositadas en un ambiente marino somero y, mostrando cambios de facies laterales (Sutton, 1946). Esta formación está compuesta de la base al tope por los miembros: Tibú, Machiques y Piché.

La Formación Apón constituye la unidad basal de una plataforma carbonática de aguas estables poco profundas que incluye a las formaciones suprayacentes Lisure y Maraca. Las tres unidades carbonáticas son conocidas como Grupo Cogollo compuesto por calizas fosilíferas, arenosas, intercaladas con arcillas arenosas y lutitas calcáreas.

La secuencia K0 alcanza un espesor de hasta 300 m, pero está ausente en la cuenca Barinas-Apure.

La secuencia deposicional Aptiana tiene buen potencial hidrocarbúfero en la parte Oeste de la Cuenca de Maracaibo. La roca madre Machiques es rica en materia orgánica tipo II (Alberdi et al, 1994).

Secuencia K2 (Albiano – Cenomaniano Inferior)

La segunda mayor transgresión marina tuvo lugar durante el Albiano, invadiendo totalmente el área de estudio desde la Sierra de Perijá hasta el límite sureste de la Cuenca Barinas – Apure y hacia el escudo de Guyana. La secuencia deposicional (K2) incluye a las Formaciones Lisure (Rod y Maync, 1954), Maraca (Rod y Maync, 1954), La Puya (Renz, 1959), Capacho Inferior (Sievers, 1888), Aguardiente (Notestein et. Al., 1944) y Escandalosa Basal (miembros S y R)(Renz, 1959). En Perijá y el Lago de Maracaibo, Caniche et al. (1994) identificó un hiato de edad Cenomaniano temprano entre la secuencia K2 y los estratos suprayacentes de la secuencia K3 del Cenomaniano superior. La erosión a truncado parcialmente la secuencia del Albiano.

La secuencia K2 que es regionalmente persistente alcanza un espesor de hasta 600 m.

El potencial hidrocarburífero de la secuencia K2 recae en las formaciones Lisure con su porosidad de fractura, en las areniscas del reservorio Aguardiente.

Secuencias K3, K4 y K5 (Cenomaniano Superior-Campaniano Inferior)

Las secuencias deposicionales K3, K4 y K5 están presentes en la Sierra de Perijá y en la Cuenca de Maracaibo como la Formación La Luna y el Miembro Tres Esquinas (Stainforth, 1962), y en los Andes de Mérida como las formaciones Capacho(miembros Seboruco superior y Guayacán; Sievers, 1888) y La Luna.

En la cuenca del Lago de Maracaibo la Formación La Luna está compuesta por lutitas calcáreas y calizas depositadas en un ambiente marino somero.

El espesor de estas secuencias varía de 150 m a más de 600 m.

Esta sucesión tiene sustancial potencial hidrocarburífero, incluyendo a la excepcional roca madre La Luna (Alberdi et. al. 1994).

Supersecuencia C (Cretáceo Tardío - Paleoceno) Transición de Margen Pasivo a Margen Activo

En el Cretáceo tardío, una nueva fase en la evolución tectónica fue marcada por la colisión del arco volcánico del pacífico con la placa de América del Sur. Esta colisión transformó el margen pasivo en una zona activa, creando una cuenca de antepaís con un foredeep asociado hacia el oeste (Area de Perijá) y un forebulge en el área de Barinas. Esta fase transicional también fue caracterizada por una regresión que resultó en tres secuencias deposicionales K6, K7 y K8, tal como se describe a continuación.

Secuencia K6 (Campaniano superior - Maestrichtiano)

La regresión empezó al inicio del Cretáceo tardío. Simultáneamente hacia el oeste, la colisión del arco volcánico del Pacífico formó un foredeep dentro del cual fueron depositadas facies lutáceas de la Formación Colón (Liddle, 1928). La Formación Colón fue depositada en un ambiente marino y está compuesta hacia la base (Miembro Socuy) de calizas micríticas y hacia la parte superior de lutitas microfósilíferas. La secuencia (K6) terminó con la sedimentación de la Formación Mito Juan (Garner 1926) compuesta de arcillas arenosas depositadas en un ambiente marino. Los cuerpos inferior y superior de esta secuencia son asignados al Campaniano tardío y Maestrichtiano tardío. El espesor de la secuencia K6 puede alcanzar los 900 m.

La Formación Mito Juan muestra buenas características de reservorio.

Secuencias K7 y K8 (Maestrichtiano Superior – Paleoceno Inferior)

Un nuevo episodio transgresivo del noreste depositó dos secuencias subordinadas del Paleoceno, K7 y K8. La secuencia inferior muestra características marinas, mientras que la secuencia superior es esencialmente deltaica.

La secuencia (K7) comprende varias formaciones. La Formación Guasare (Garner, 1926) consiste de depósitos marinos someros en la Cuenca del Lago de

Maracaibo. La Formación Trujillo (Hodson 1926) comprende depósitos marinos profundos en el noreste del área del Lago, mientras que la Formación Catatumbo (Notestein, 1994) fue construida por sedimentación deltaica hacia el sur. La secuencia deltaica suprayacente (K8) contiene tres formaciones: las formaciones Barco y Los Cuervos al sur y la Formación Marcelina al norte. Hacia el noreste, se desarrollaron facies lowstand de la Formación Trujillo (Hodson, 1926).

El potencial hidrocarburífero de estas secuencias está restringido a la Formación Barco.

Supersecuencia D. (Paleoceno Superior – Eoceno Medio): Colisión de Cuencas

El emplazamiento de las Napas de Lara empezó al norte de la cuenca del Lago de Maracaibo a fines del Paleoceno. Estas napas gradualmente invadieron hacia el este, formando nuevas cuencas de antepaís. Esta deformación flexural es reflejada en un arreglo de ciclos transgresivos y regresivos de edad Eoceno. Una subsidencia intermitente resultó en tres secuencias deposicionales, T1, T2, y T3, tal como se describe a continuación.

Secuencia T1 (Paleoceno Superior – Eoceno Inferior)

Hay dos fases para esta secuencia T1. Durante la primera fase, una erosión fue seguida por deposición de sedimentos continentales en la parte sur de la cuenca del Lago de Maracaibo. Condiciones marinas profundas en la parte norte de la cuenca resultaron en sedimentación de la Formación Trujillo. En la segunda fase, una trasgresión alcanzó la parte central de la cuenca del Lago de Maracaibo y depositó las areniscas Misoa “C” . Hacia el sur, la deposición continental persistió, como la Formación Mirador (Garner, 1926). La secuencia deposicional T1 culminó con la deposición de la secuencia deltaica Misoa “B” Inferior.

Son reconocidos tres dominios sedimentarios para la secuencia T1. El primer dominio en la parte suroeste y sur de la cuenca del Lago de Maracaibo es caracterizado por la sedimentación continental de la Formación Mirador. Un segundo

dominio ocurre en la parte central de la cuenca del Lago de Maracaibo y es representado por las areniscas de la Formación Misoa “C” y Formación Misoa “B” inferior. El tercer dominio sedimentario en el norte consiste de lutitas marinas de la Formación Trujillo. La sucesión completa puede alcanzar los 4,000 m.

Esta secuencia T1 ofrece significativo potencial para la exploración petrolera, con numerosas arenas reservorio en los sistemas deposicionales transgresivos y regresivos.

Secuencias T2 y T3 (Eoceno Medio)

Durante el Eoceno medio, la deposición de la Formación Misoa “B” superior fue seguida por condiciones de agua profunda y acumulaciones de lutita de la Formación Paují (Tobler, 1922). El espesor de estas secuencias T2 y T3 alcanzan espesores de 1,500 m.

El potencial hidrocarburífero de estas secuencias es debido a los potentes cuerpos de arena de las Formaciones Misoa “C” y Misoa “B”.

Supersecuencia E (Eoceno superior-Mioceno inferior): Colisión de cuencas

Hacia finales del Eoceno, el área entera ha cambiado. Un relieve positivo en el este y noreste separó la cuenca continental del Lago de Maracaibo de la cuenca marina localizada en Falcón. Levantamientos del oeste y sur de la Sierra de Perijá y la cordillera colombiana del este alimentaron un sistema deposicional fluviodeltaico. La circulación marina desde el este continuó para afectar la cuenca Barinas-Apure. Esta influencia marina se extendió a la cuenca del Lago de Maracaibo a finales del Oligoceno tardío-Mioceno temprano.

Dos secuencias deposicionales son reconocidas. La primera T4 fue depositada durante el Eoceno tardío y el Oligoceno temprano en dos dominios sedimentarios diferentes. Un dominio deltaico en la parte Oeste fue alimentado desde Colombia

(Formación Carbonera, Notestein, 1944; y la Formación La Sierra, Hedberg et al., 1937). Sedimentos marinos fueron depositados en la parte este de la cuenca donde esta estuvo abierta al mar (Miembro Arauca de la Formación Guafita; Ortega et al., 1987). La segunda secuencia (T5) fue depositada en el Oligoceno tardío-Mioceno temprano durante una inundación marina muy difundida (Formación León en la cuenca del Lago de Maracaibo, Notestein, 1944). El espesor de estas dos secuencias alcanza los 1,100 m.

Los horizontes de arenisca en la supersecuencia E tienen buenas características de reservorio, incluyendo a la Formación Carbonera.

Supersecuencia F (Mioceno Medio-Pleistoceno): Colisión de Cuencas

Durante el Mioceno medio, tectonismo compresional de gran escala inició los sistemas montañosos Macizo de Santander, Sierra de Perijá, y Andes de Mérida. La orogénesis de los Andes de Mérida culminó en el Plio-Pleistoceno. Este evento de construcción de montañas se correlaciona con dos secuencias deposicionales, T6 y T7. La deformación también resultó en partición y aislamiento de las cuencas del Lago de Maracaibo y Barinas-Apure.

En la cuenca del Lago de Maracaibo, una nueva fase transgresiva se inició durante el Mioceno medio y resultó en deposición de la Formación La Rosa (Liddle, 1928). Esto fue seguido por una progradación regresiva y contracción de la influencia marina (Formación Lagunillas, Hedberg et al., 1937). Sedimentos molásicos de la Formación Betijoque (Garner, 1926) fueron depositados a lo largo de la cordillera andina al mismo tiempo. Paleoambientes de agua fresca dominaron el centro de la cuenca del Lago de Maracaibo, tal como se refleja en los depósitos de la Formación La Puerta (Garner, 1926) y Los Ranchos (Liddle, 1928).

Localmente estas secuencias exceden los 5,500 m de espesor. Varios intervalos de areniscas tienen buenas características de reservorio, especialmente la Formación Lagunillas. También hay intervalos de reservorios subordinados tales como las areniscas del Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa.

6.3.2. Estratigrafía del pozo Venezuela-1Ca

El Pozo Venezuela-1Ca, litológicamente está compuesto desde los 2,150 pies (profundidad a la que se inició el servicio de “Mudlogging”) hasta los 3,900 pies, mayormente por areniscas intercaladas con delgadas capas de arcillitas.

Desde los 3,900 pies hasta los 6,200 pies predominan las arcillitas, incrementándose hacia la base las limolitas y en menor proporción los intervalos arenosos.

Desde los 6,200 pies hasta 8,040 pies, predominan las areniscas intercaladas con capas de limolitas, arcillitas y en menor proporción capas de carbón.

A partir de los 8,040 pies hasta los 12,470 pies el tipo de roca predominante es la arcillita intercalada con niveles delgados de limolita, arenisca, caliza y carbón. Las areniscas y el carbón se encuentran mayormente hacia el tope del intervalo, mientras que las calizas se presentan mayormente hacia la parte media y base del mismo.

Desde los 12,470 pies hasta los 13,822 pies, la sección es predominantemente calcárea; hacia el tope de esta hay predominancia de areniscas, intercaladas con calizas, arcillitas y margas. Hacia la parte basal de la sección predominan las calizas.

A los 13,822 pies se encontró el Basamento perforándose un total de 59 pies hasta la profundidad final a los 13,881 pies y, está compuesto por rocas metamórficas.

A continuación se describen las formaciones geológicas que conforman la columna estratigráfica del pozo Venezuela-1Ca (Fig. 6.6) y, que por convención utilizada por las compañías de “Mudlogging” se presentarán en el orden en que estas fueron perforadas.

CUATERNARIO

Debido a que el servicio de mudlogging se dió a partir de los 2,150 pies, no se tomaron muestras de recortes de perforación correspondientes a la sección estratigráfica del cuaternario, que corresponde a la Formación El Milagro conformada por areniscas friables y arenas no consolidadas.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL POZO VENEZUELA - 1Ca

PERIODO	EPOCA	FORMACION/ MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION LITOLOGICA	
Terciario	CUATERNARIO	Fm. El Milagro		Areniscas friables y arenas no consolidadas	
	Plioceno	Gpo. Guayabo		Areniscas de grano medio a grueso intercaladas con arcillitas abigarradas	
				Areniscas de grano medio a grueso intercaladas con arcillitas abigarradas	
	Mioceno	Fm. León		Arcillitas masivas abigarradas, limolitas, con delgadas intercalaciones de limolita en la sección medio superior.	
				Arcillitas masivas abigarradas, limolitas, con delgadas intercalaciones de limolita en la sección medio superior.	
	Oligoceno	Fm. Carbonera		Arcillitas intercaladas con limolitas y areniscas muy finas con niveles menores de carbón hacia la base.	
	Eoceno	Fm. Mirador I		Limolitas interc. Con areniscas de grano fino a medio, arcillitas y delgadas capas de carbón	
		Fm. Mirador II		Areniscas de grano medio a grueso a intercaladas con limolitas y arcillitas	
		Fm. Los Cuervos		Arcillitas abigarradas intercaladas con limolitas grises	
	Paleoceno	Fm. Barco		Arcillitas abigarradas con ocasionales intercalaciones de limolitas, areniscas y raras capas de carbón.	
		Fm. Catatumbo		Arcillitas abigarradas con ocasionales intercalaciones de limolitas, areniscas y raras capas de carbón.	
	Cretaceo	Superior	Fm. Mito Juan / Colon		Arcillitas carbonosas intercaladas con areniscas finas
					Arcillitas carbonosas con intercalaciones dispersas de calizas y limolitas
Mb. Sbcuy Fm. La Luna				Arcillitas intercaladas con calizas	
Inferior		Fm. Capacho		Arcillitas calcáreas, hacia la base calizas intercaladas con margas y areniscas	
		Fm. Aguardiente		Areniscas finas intercaladas con arcillitas y calizas hacia la base.	
		Fm. Apón		Calizas intercaladas con arcillitas y areniscas finas	
		Fm. Río Negro		Areniscas intercaladas con calizas	
PALEOZOICO		Basamento		Rocas metamórficas	

Fig. 6.6

TERCIARIO

GRUPO GUAYABO (Mioceno superior-Plioceno):

Esta formación fue perforada desde los 2,150 pies hasta los 3,910 pies y, fueron encontradas areniscas de grano medio a grueso, poco consolidadas, con menores intercalaciones de arcillitas abigarradas.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN LEON (Mioceno medio):

Esta formación, depositada en un ambiente marino, fue perforada desde los 3,910 pies hasta los 5,421 pies y, fueron encontradas predominantemente arcillitas masivas, abigarradas, limolíticas con raras intercalaciones de limolitas en la sección medio superior.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN CARBONERA (Oligoceno-Mioceno inferior):

Esta formación, depositada en un ambiente deltaico, fue perforada desde los 5,421 pies hasta los 7,080 pies y se puede subdividir en los siguientes intervalos:

Desde los 7,080 pies hasta los 6,210 pies fueron encontradas areniscas finas en la sección superior, gradando a limolita hacia la base con incremento de arcillita y, también presencia de pequeñas intercalaciones de carbón.

Desde los 6,210 pies hasta los 5,421 pies fueron encontradas arcillitas grises con intercalaciones de limolita y arenisca muy fina.

Se observó trazas de fluorescencia natural de color amarillo, con corte instantáneo blanco lechoso en bandas, con trazas de anillo residual marrón claro.

FORMACIÓN MIRADOR I (Eoceno superior) :

Esta formación, depositada en un ambiente continental, fue perforada desde los 7,080 pies hasta los 7,483 pies y fueron encontradas predominantemente intercalaciones de limolitas marrones y areniscas de grano fino a medio, con menores horizontes de arcillitas, y ocasionales delgadas capas de carbón.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN MIRADOR II (Eoceno medio):

Esta formación, depositada en un ambiente continental, fue perforada desde los 7,483 pies hasta los 8,075 pies y, fueron encontradas areniscas de grano medio a grueso intercaladas con limolitas marrones arcillitas verdes, y trazas de carbón.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN LOS CUERVOS (Eoceno inferior):

Esta formación, depositada en un ambiente deltaico, fue perforada desde los 8,075 pies hasta los 8,612 pies y, fueron encontradas arcillitas abigarradas intercaladas con limolitas grises.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN BARCO (Paleoceno superior):

Esta formación, depositada en un ambiente deltaico, fue perforada desde los 8,612 pies hasta los 9,084 pies y, fueron encontradas predominantemente arcillitas grises, marrones, con ocasionales intercalaciones de limolitas, areniscas y raras capas de carbón.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN CATATUMBO (Paleoceno inferior):

Esta formación, depositada en un ambiente deltaico, fue perforada desde los 9,084 pies hasta los 9,318 pies y, fueron encontradas predominantemente arcillitas grises carbonosas, intercaladas con areniscas de grano fino y limolitas grises.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

CRETACEO

FORMACIÓN MITO JUAN / COLON (Campaniano-Maestrichtiano):

Esta formación, depositada en un ambiente marino somero a marino, fue perforada desde los 9,318 pies hasta los 11,928 pies y, fueron encontradas arcillitas grises, carbonosas, con intercalaciones dispersas de caliza blanca, marrón claro y, limolitas grises.

El Miembro Socuy de la Formación Colón fue perforado desde los 11,898 pies hasta los 11,928 y, fueron encontradas arcillitas de color gris a negro con intercalaciones de calizas.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN LA LUNA (Santoniano):

Esta formación, depositada en un ambiente marino somero, fue perforada desde los 11,928 pies hasta los 12,080 pies y, fueron encontradas predominantemente arcillitas de color gris a negro intercaladas con horizontes menores de calizas blancas.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN CAPACHO (Cenomaniano-Coniaciano):

Esta formación, depositada en un ambiente marino somero, fue perforada desde los 12,080 pies hasta los 12,570 pies y, se divide en tres miembros: Guayacán, Seboruco y, La Grita.

Miembro Guayacán:

Este miembro fue perforado desde los 12,080 pies hasta los 12,126 pies y, fueron encontradas arcillitas grises en su totalidad.

Miembro Seboruco:

Este miembro fue perforado desde los 12126 pies hasta los 12540 pies y, fueron encontradas arcillitas grises con trazas de anhidrita.

Miembro La Grita:

Este miembro fue perforado desde los 12,540 pies hasta los 12,570 pies y, fueron encontradas calizas marrones con intercalaciones de margas grises y areniscas de grano fino a medio.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

FORMACIÓN AGUARDIENTE (Albiano):

Esta formación, depositada en un ambiente marino somero, fue perforada desde los 12,570 pies hasta los 13,153 pies y fueron encontradas Areniscas de grano fino, con intercalaciones de calizas de color crema, marrón, hacia la base y, arcillitas marrones en la sección media.

Se observó en las areniscas trazas de manchamiento de petróleo, con fluorescencia natural de color amarillo claro brillante y, corte instantáneo en bandas de color naranja apagado. Las calizas raramente presentaron manchamiento de petróleo en fracturas.

FORMACIÓN APON (Aptiano):

Esta formación, depositada en un ambiente marino somero, fue perforada desde los 13,153 pies hasta los 13,787 pies y, se subdivide en los miembros Piché, Machiques y, Tibú.

Miembro Piché:

Este Miembro fue perforado desde los 13,153 pies hasta los 13,310 pies y, fueron encontradas predominantemente calizas marrones intercaladas con menores horizontes de arcillitas grises y areniscas de grano fino.

Miembro Machiques:

Este miembro fue perforado desde los 13,310 pies hasta los 13,390 pies y, fueron encontradas intercalaciones de calizas marrones, arcillitas marrones y menores horizontes de areniscas de grano fino a medio.

Miembro Tibú:

Este miembro fue perforado desde los 13,390 pies hasta los 13,787 pies y, fueron encontradas en su totalidad calizas marrones, micro-cristalinas, fracturadas.

Se observó, en los tres Miembros de la Formación Apón, en las fracturas de las calizas, trazas de manchas de petróleo de color marrón claro a oscuro, con fluorescencia natural amarilla brillante y corte instantáneo bandeado de color amarillo intenso.

FORMACIÓN RÍO NEGRO (Cretáceo Inferior):

Esta formación, depositada en un ambiente aluvial, fluvial, fue perforada desde los 13,787 pies hasta los 13,822 pies y, fueron encontradas areniscas de grano fino a medio intercaladas con calizas de color marrón grisáceo.

Se observó en las areniscas trazas de manchas marrones de petróleo con fluorescencia natural de color amarillo claro y, corte en bandas de color amarillo moderadamente brillante.

PALEOZOICO

El Paleozoico representa al basamento y fue perforado desde los 13,822 pies hasta los 13,881 pies (profundidad final) y, fueron encontradas rocas metamórficas que pueden ser divididas en dos secciones: Desde los 13,822 pies hasta los 13,851 pies, compuesto de mármol de color marrón claro. Y desde los 13,851 pies hasta los 13881 pies, compuesto de cuarcita, de color blanco a gris con algunas intercalaciones de mármol de iguales características que en la sección superior.

No hubo manifestación de hidrocarburos.

6.4. MÉTODOS DE DETECCIÓN DE SOBREPRESIONES

6.4.1. Métodos durante la perforación

6.4.1.1. Métodos en tiempo real

En el pozo Venezuela-1Ca los parámetros de perforación fueron variados, de acuerdo al tipo de litología, eficiencia de las brocas (Tabla 6.1) y velocidad de penetración. Así, estos factores fueron tomados en consideración, para la interpretación de los métodos de detección utilizados durante la perforación.

Velocidad de penetración

Durante la perforación del pozo Venezuela-1Ca se observaron buenos resultados en la velocidad de perforación, favorecida mayormente por La presencia de una secuencia arcillosa subcompactada desde los 9,300 pies hasta los 11,950 pies. Las presiones anormalmente altas generaron la disminución en la diferencial de presión existente entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación alcanzándose así las altas velocidades de perforación (Figura 6.7).

Durante la perforación del Grupo Guayabo se observó un comportamiento errático de la velocidad de perforación (promedio de 61 pies/hora) debido a la litología heterogénea compuesta de areniscas inconsolidadas, intercaladas con delgados niveles de arcillitas. A través de la Formación León se observó un incremento de la velocidad hasta un promedio de 133 pies/hora debido al incremento de las RPM, luego a través de la Formación Carbonera se redujeron nuevamente las RPM y consecuentemente también la velocidad de perforación. Así, debido a la predominancia de secuencias arcillosas la velocidad de perforación tuvo un comportamiento regular decreciendo con la profundidad desde 34 pies/hora hasta 11 pies/hora en la Formación Catatumbo, donde se pudo observar un incremento transicional hacia la base. Al entrar a la Formación Mito Juan/Colón la velocidad de perforación aumentó hasta un promedio de 46 pies/hora, lo cual corresponde a un aumento de la porosidad y contenido de fluidos de formación, es decir a una secuencia subcompactada. Al entrar a la

REGISTRO DE BROCAS DEL POZO Venezuela - 1Ca

Broca No.	Diámetro (pulg.)	Boquillas	Profundidad de salida (pies)	Pies perforados (ft)	Horas perforadas (hr)	VDP Prom. (ft/hr)	PSB (Klbs)	RPM	Presión de bomba (psi)	Flujo de bomba (gpm)	Peso del lodo (ppg)	Torque (pies/lbs)
1	12 1/4	3X16	120	980	3.5	280	18 - 26	50- 60	3090	3784	8.9	1500 - 4000
1RR	12 1/4	3X15	1210	1090	22.5	48	20 - 30	110-130	3090	784	8.9	1500 - 4500
2RR	26	3X16, 1x12	1210	1180	28.5	41	17 - 32	110 - 128	4317	1040	9.3	1500 - 4500
1RR	12 1/4	3X16	70	-	-		-	-	-	-	9.3	1800 - 6000
3	26	4X16	1210	-	-		-	-	700	840	9.8	2000 - 6500
4	17 1/2	3X16, 1X12	3073	1863	34.5	54	15 - 35	110-148	2675	1080	9.7	2000 -7000
5	17 1/2	9X11	3430	357	7.0	51	10 - 15	150-160	2380	1080	9.7	4000 - 9000
5RR	17 1/2	9X11	8553	5123	159.0	32	15 - 34	130 -180	2840	1080	11.0	8000 - 10000
6RR	17 1/2	Se bajó esta broca sin boquillas para un viaje de limpieza después del perfilaje.							1550	780	11.7	-
7	12 1/4	8X10	9142	589	70.5	8	10 - 20	110-140	3800	714	13.7	4900 - 11500
8	12 1/4	9X10	11890	2748	83.0	33	10 - 15	110-150	3750	680	13.8	4100 - 14550
8RR	12 1/4	3X8, 6X14	12526	614	117.5	5	20 - 40	120-140	3550	714	13.8	6000 - 12470
9	8 1/2	4x14	13381	857	180.5	5	10 - 36	210-220	2900	503	10.5	3700 - 10000
10	8 1/2	4X14	13851	470	53.0	9	7 - 30	200-220	3100	517	10.7	4700 - 10160
11RR	8 1/2	Se bajó esta broca sin boquillas para verificar las condiciones del hoyo antes del perfilaje.							2200	600	10.7	-
12	8 1/2	3X18	13881	30	3.0	10	8 - 20	230-271	1900	420	10.7	4000 - 5000
13RR	8 1/2	Se bajó esta broca sin boquillas para un viaje de limpieza .										

Tabla 6.1

VDP, RPM, Y PSB Vs PROFUNDIDAD

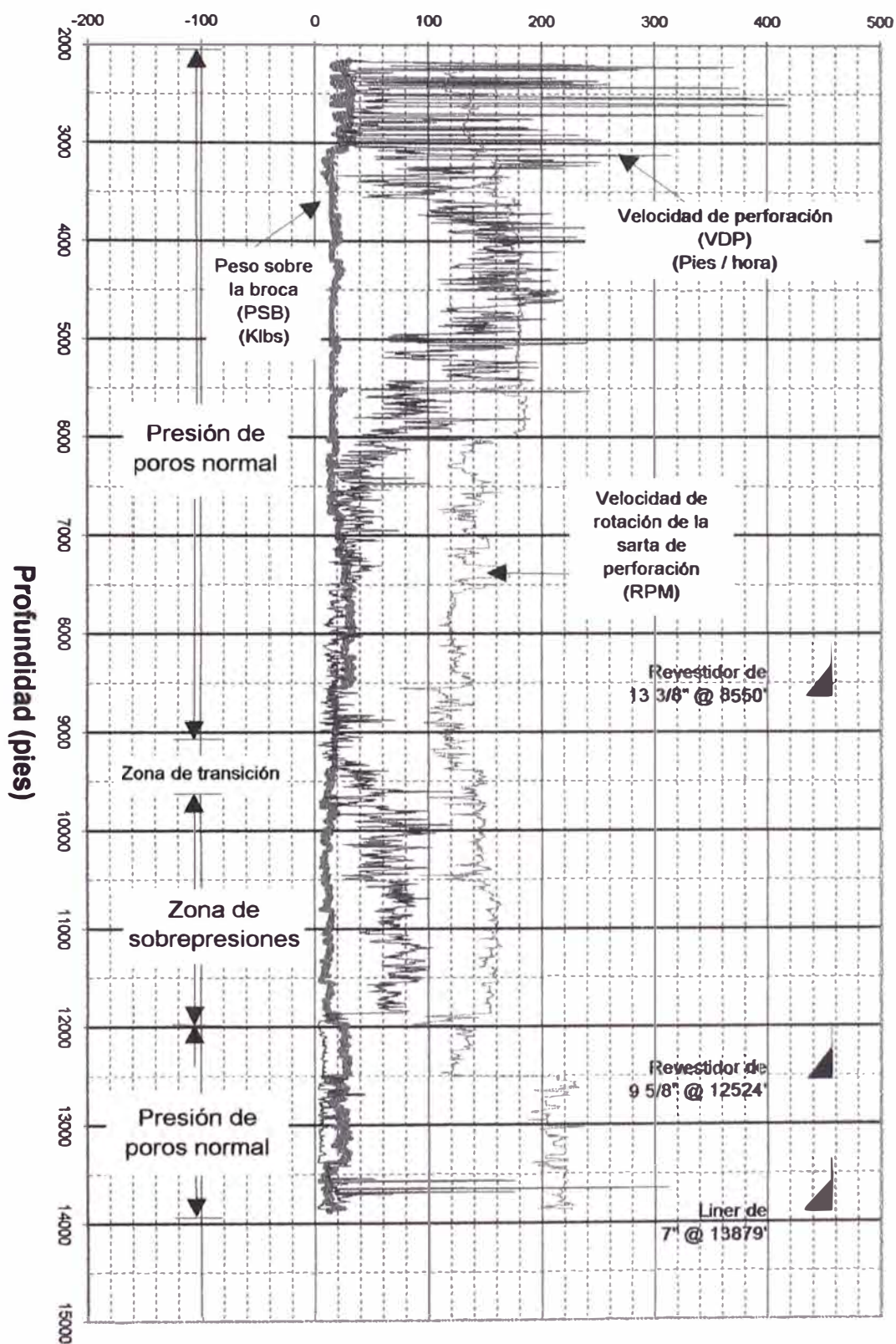


Fig. 6.7

Formación Socuy la velocidad de perforación disminuye nuevamente hasta un promedio de 14 pies/hora indicando el reinicio de secuencias normalmente compactadas. Así, la velocidad de perforación disminuye progresivamente hasta verse afectada por la alta dureza de la Formación Río Negro y del Basamento.

Exponente “dc”

El exponente “d” corregido (“dc”) fue calculado usando la fórmula del exponente “d” de Jorden & Shirley (1966) y corrigiéndola con la relación (d1/d2) propuesta por REM & McClendon (1971).

$$\begin{aligned} \text{“d”} &= [\log(R/60N)] / [\log(12W/10^6 D)] \\ \text{“dc”} &= \text{“d”} \times (d1/d2) \end{aligned}$$

Donde: “d” = exponente d

R = tasa de perforación (pies/hora)

N = velocidad de rotación (rpm)

W = peso sobre la broca (libras)

D = diámetro de la broca (pulg)

“dc” = exponente d corregido

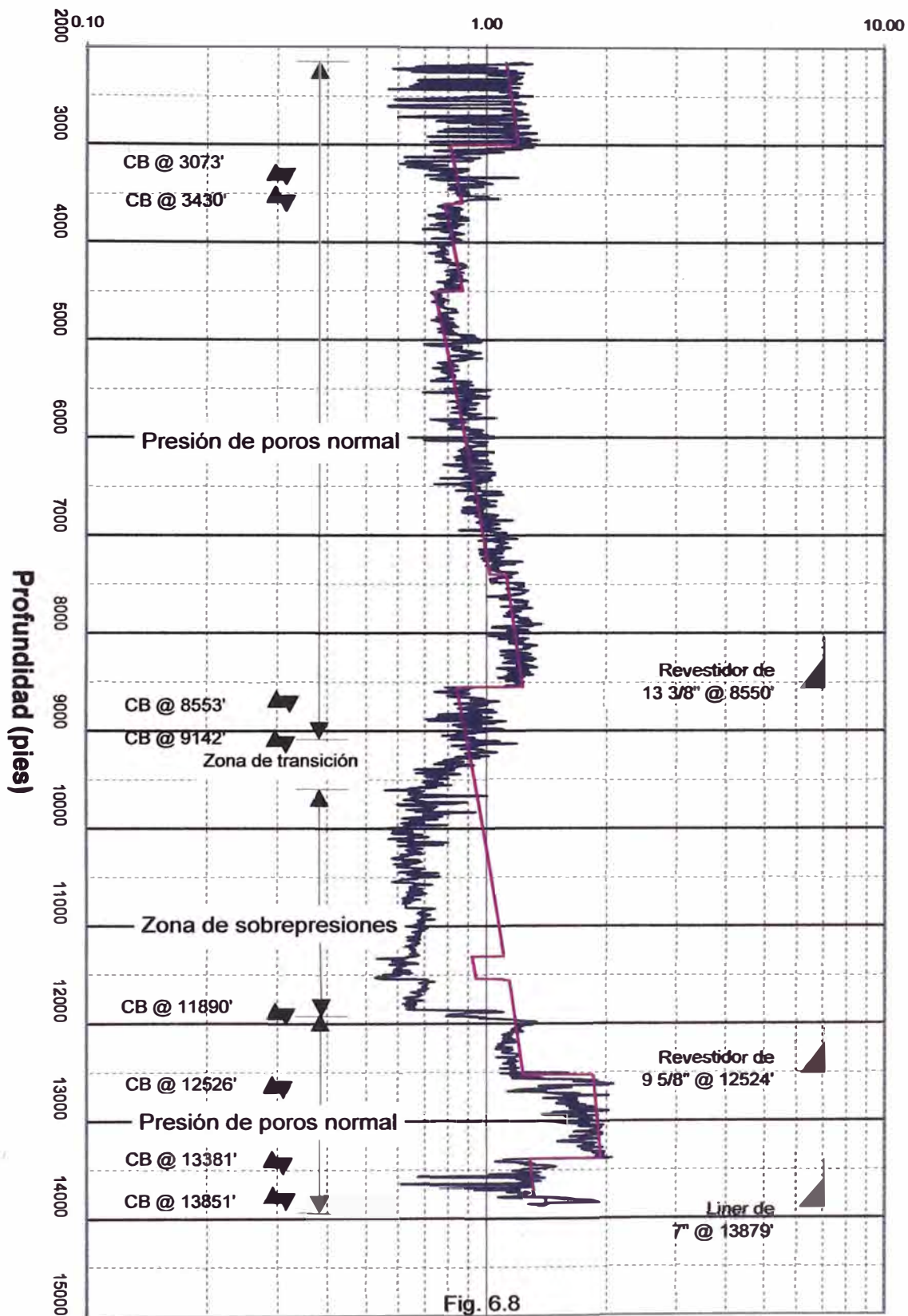
d1 = densidad del fluido de formación para el
gradiente hidrostático en la región = 8.33 ppg

d2 = peso del lodo en uso (ppg)

En el pozo Venezuela-1Ca desde los 2,150 pies hasta los 12,524 pies, el exponente “dc” (Fig. 6.8), en términos generales presentó regularidad en cuanto a su comportamiento, debido a que los parámetros de perforación mayormente se mantuvieron estables, así como también debido a que la columna estratigráfica atravesada mayormente fue arcillosa.

En el intervalo de 2,150 pies hasta 3,600 pies, el comportamiento del Exponente “dc” fue errático y mayormente influenciado por la presencia mayoritaria de areniscas interestratificadas con niveles delgados de arcillitas.

EXPONENTE "dc" vs PROFUNDIDAD



Desde los 3,600 pies hasta los 9,100 pies, la curva del Exponente “dc” mantiene regularidad en cuanto a su comportamiento incrementándose con la profundidad, indicando una zona de compactación normal.

A partir de los 9100 pies, la curva del Exponente “dc” sufre un cambio brusco en su comportamiento, decreciendo en su valor con la profundidad, indicando el ingreso a la zona de transición. La zona de transición en este pozo se sitúa en la Fm. Catatumbo y hacia el tope de la Fm Mito Juan / Colón, es decir desde los 9,100 pies hasta los 9,600 pies.

La zona de sobrepresiones está comprendida entre los 9,600 pies y los 11,898 pies en la Formación Mito Juan Colón.

El Exponente “dc” sufre un cambio brusco al entrar a la Fm. Socuy, situándose cerca a la tendencia normal de compactación, indicando la disminución de la presión de poros. Hacia el tope del Miembro La Grita, la DEPP se calculó en 10.5 - 10.6 ppg considerando la curva del Exponente “dc” y otros parámetros mensurables en superficie.

La máxima presión de poros estimada en la zona anormalmente presurizada fue de 13.6 ppg y corresponde a la formación Mito Juan / Colón.

Desde los 12,524 pies hasta los 13,881 pies se perforó con motor de fondo y se atravesó una columna litológica compuesta mayormente por calizas intercaladas con niveles arenosos hacia el tope correspondiente a la formación Aguardiente, cabe resaltar que en este tramo el Exponente “dc” muestra un comportamiento errático influenciado por los parámetros de perforación y por la litología atravesada. Al perforarse el Basamento el Exponente “dc” incrementa en su valor, lo cual nos indica la gran dureza de la roca.

Torque

Durante la perforación de la secuencia normalmente compactada, es decir por encima de la Formación Mito Juan/Colón se registraron valores de torque que variaron en promedio de 1,500 – 4,000 lbf-ft a 4,900 – 11,500 lbf-ft (Tabla 6.1).

Esporádicamente se observaron altos valores de torque, lo cual dio avisos oportunos para mantener la estabilidad del hoyo. A la profundidad de 8,749 pies, cerca a la

zona de transición se observó alto torque de hasta 14,000 lbf-ft en la tubería de perforación, a medio pie de una conexión, quedando la tubería aprisionada en el fondo. Se sacó un sencillo, pero no se pudo liberar la tubería, por lo que fue necesario cargar el martillo y al primer golpe se logró liberar la tubería.

Perforando en la secuencia subcompactada se observó nuevamente alto torque a los 9,214 pies de hasta 16,000 lbf-ft por lo que fue necesario hacer un trabajo de repaso a través de los puntos apretados e incrementar el peso del lodo progresivamente de 13.5 ppg a 13.8 ppg.

Debajo de la Formación Mito Juan/Colón, nuevamente en una secuencia normalmente compactada se registraron valores de torque que variaron en promedio de 3,700 a 12,470 lbf-ft y sin mayores problemas para la estabilidad del hoyo.

Sobretensión y arrastre

Perforando la sección de 17 1/2" a los 3,073 pies (Formación Guayabo), se efectuó un viaje para cambio de broca. Mientras se sacaba la tubería se observó una sobretensión máxima 100 klbs y, fue necesario un ligero repaso en el viaje de bajada por intervalos desde los 2,749 pies hasta los 2,980 pies.

A los 5,985 pies, durante un viaje al zapato del revestidor se presentó sobretensión intermitente de hasta 100 klbs, a través de la formación León y en parte de la formación Guayabo. Esta sobretensión se debió al embolamiento de la broca. El viaje de bajada mostró al pozo en buenas condiciones.

A los 8,553 se efectuó un viaje para cambio de broca, y al sacar la tubería se registró sobretensión de hasta 135 klbs, alrededor de los 8,100 pies (Fm. Los Cuervos). Después de esto, el hoyo fue repasado por intervalos desde los 4,974 pies hasta los 8,553 pies, con el hoyo presentando derrumbes y empacamiento debido a la presencia de arcillita en gran cantidad. En este intervalo la densidad del lodo fue aumentada gradualmente a 11.5 ppg, para ayudar a la estabilidad del hoyo. Mientras se sacaba del hoyo, fueron encontrados varios puntos apretados. Después de perfilar el pozo, se efectuó un viaje de limpieza, y la densidad del lodo fue aumentada a 11.7 ppg. La maniobra para sacar la herramienta no presentó sobretensión.

Durante la perforación de la sección de 12 1/4" se encontraron secciones de hoyo apretado desde los 8570 pies hasta los 8750 pies, donde fue necesario utilizar el martillo para liberar la herramienta. Debido a estar cerca de la zona de sobrepresiones el peso del lodo fue incrementado a 13.5 ppg. Soluciones similares fueron necesarias a los 8,943; 8,968 y 9,142 pies, donde se decidió sacar la sarta de perforación para cambiar el arreglo de fondo y la broca, sin experimentar sobretensión en esta parte del viaje. En el tramo de bajada, se encontró hoyo apretado desde los 9,070 pies hasta los 9,100 pies. Posteriormente durante la perforación de la zona de sobrepresiones se incrementó el peso del lodo hasta 13.8 ppg.

A los 12,526 pies mientras se sacaba la sarta de perforación, se encontró un punto apretado a 11,810 pies, con sobretensión de 40 klbs.

Durante la perforación de la sección de 8 1/2 pulgadas no se encontraron problemas relacionados a hoyo apretado.

6.4.1.2. Métodos dependientes del tiempo de retorno

Gas

Generalmente los cambios en la lectura de gas durante la perforación pueden servir como indicadores de formaciones sobrepresionadas, debido más que todo al incremento del gas de base, presencia de gas de conexión y de gas de viaje. Para registrar el gas total se utilizó unidades de gas U y ppm para la cromatografía (1 U = 200 ppm). Ver figura 6.9.

Durante la perforación del pozo Venezuela-1Ca, el gas se registró desde la profundidad donde la unidad de mud logging empezó a efectuar el control de la perforación, la cual fue desde los 2,150 pies. Y desde esta profundidad hasta los 8,553 pies, correspondiente al fin de la fase de 17 1/2", la manifestación de gas fue normal con un gas de base promedio que varió de 12 U a 44 U (Tabla 6.2).

La fase de 12 1/4", que fue desde los 8,553 pies hasta los 12,526 pies se perforó con lodo a base de aceite, a fin de minimizar los problemas de perforación, debido a la presencia de lutitas reactivas con el agua y de sobrepresiones. En esta fase, al ingresar a la Formación Barco se observa un

GAS TOTAL (Unidades) Vs PROFUNDIDAD

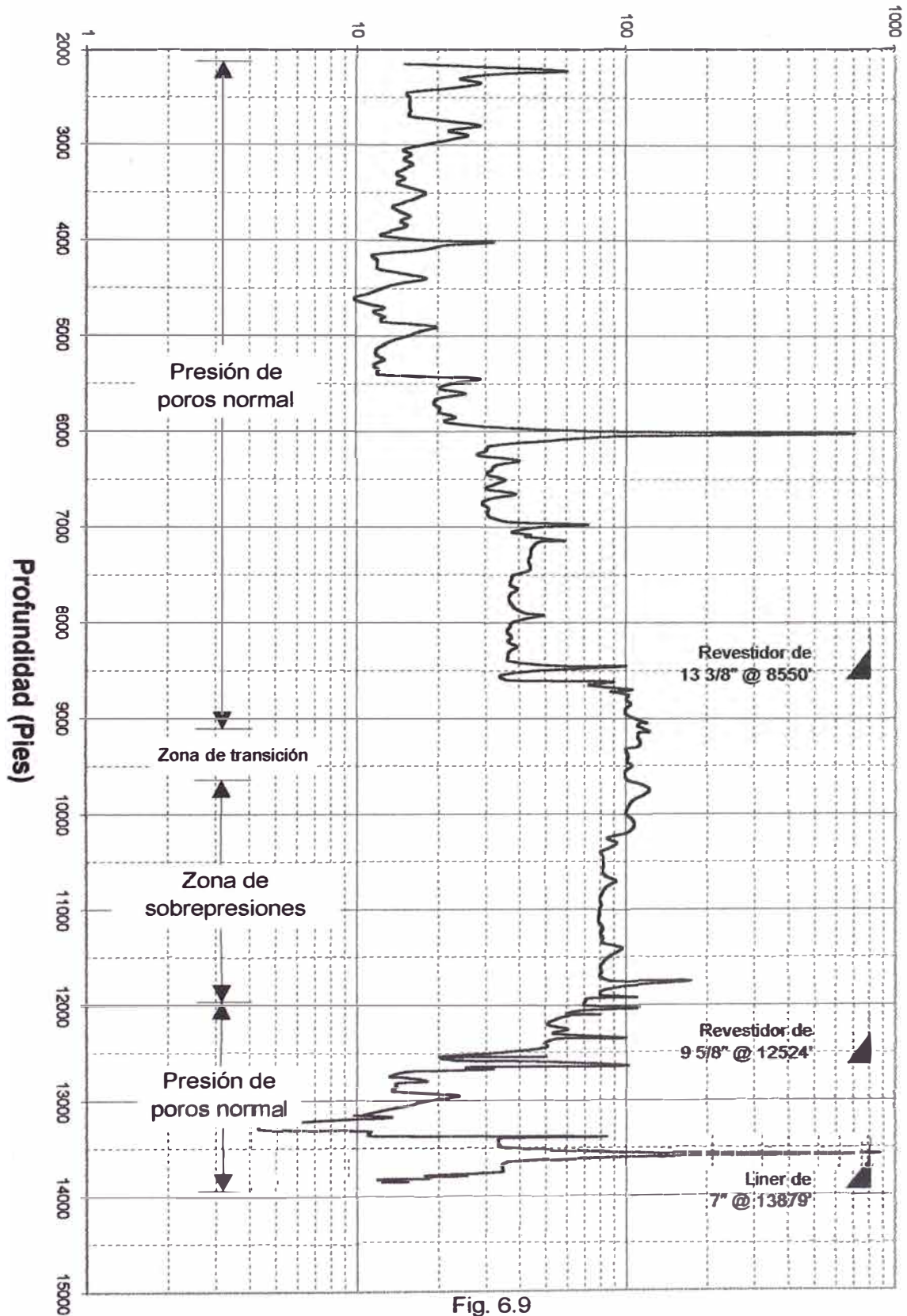


Fig. 6.9

DATOS DE GAS DEL POZO Venezuela - 1Ca

Formación / miembro	Prof. (Pies)	Veloc. de perf. prom. (ft / hr)	Peso del lodo (ppg)	Gas								
				Gas de base	Pico máximo de gas							
					Prof. (ft)	Unidades	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	C4 ppm	C5 ppm	
Fm. Guayabo	2150' - 3910'	61 ft/hr	9.5	15 U	2223'	60 U	5570	0	0	0	0	
Fm. León	3910' - 5421'	133 ft/hr	9.5 - 10.1	12 U	4018'	32 U	2943	0	0	0	0	
Fm. Carbonera	5421' - 6210'	34 ft/hr	10.2 - 10.3	20 U	6020'	705 U	15420	1419	9712	6367	0	
	6210' - 7080'	28 ft/hr	10.3 - 10.6	30 U	6970'	72 U	661	88	83	82	0	
Fm. Mirador I	7080' - 7483'	27 ft/hr	10.6 - 10.8	44 U	7140'	59 U	270	0	0	0	0	
Fm. Mirador II	7483' - 8075'	17 ft/hr	10.8	37 U	7920'	49 U	208	0	0	0	0	
Fm. Los Cuervos	8075' - 8612'	14 ft/hr	10.8 - 13.5	36 U	8456'	100 U	9891	0	0	0	0	
Fm. Barco	8612' - 9084'	15 ft/hr	13.5	100 U	9047'	120 U	2809	283	163	0	0	
Fm. Catatumbo	9084' - 9318'	11 ft/hr	13.5 - 13.8	110 U	9139'	122 U	5398	426	175	0	0	
Mito Juan / Colón	9318' - 11898'	46 ft/hr	13.8	80 - 100 U	11752'	173 U	8230	1136	542	193	0	
Fm. Socuy	11898' - 11928'	14 ft/hr	13.8	80 U	11918'	110 U	1634	255	171	0	0	
Fm. La Luna	11928' - 12080'	17 ft/hr	13.8	70 U	12030'	111 U	4850	977	412	0	0	
Capacho	Guayacan	12080' - 12126'	8 ft/hr	13.8	60 U	12097'	80 U	1864	279	126	0	0
	Seboruco	12126' - 12540'	8 ft/hr	13.8 - 10.5	50 U	12342'	100 U	2484	499	173	0	0
	La Grita	12540' - 12570'	14 ft/hr	10.5	20 U	12547'	50 U	10000	94	81	0	0
Fm. Aguardiente	12570' - 13153'	9 ft/hr	10.5 - 10.8	13 U	12644'	100 U	40716	621	0	17	52	
Fm. Apón	Piché	13153' - 13310'	8 ft/hr	10.6 - 10.7	4 U	13175'	13 U	1277	35	16	0	0
	Machiques	13310' - 13390'	5 ft/hr	10.7	11 U	13386'	81 U	7318	978	185	42	0
	Tibú	13390' - 13787'	31 ft/hr	10.7	34 U	13572'	838 U	167386	22135	7585	1365	0
Fm. Rio Negro	13787' - 13822'	7 ft/hr	10.7	18 U	13789'	25 U	9679	979	551	301	42	
Basamento	13822' - 13881'	3 ft/hr	10.7	12 U	13849'	15 U	483	89	35	6	4	

Tabla 6.2

incremento del gas de base con un promedio de 100 U y, al ingresar a la zona de transición en las formaciones Catatumbo y parte superior de la Formación Mito Juan / Colón, desde los 9100 pies hasta los 9600 pies, se registró un gas de base que varió de 100 U a 110 U. Luego, el gas de base promedio en la zona de sobrepresiones, es decir, desde los 9,600 pies hasta los 11,898 pies, varió de 100 U a 80 U y está caracterizada por la presencia de gas de conexión. A los 9,887 pies se manifestó el primer gas de viaje corto con un valor de 3 U por encima del gas de base lo cual indicó que hasta esa profundidad se perforó aún en sobrebalance de presiones. Desde los 11,295 pies hasta los 11,890 pies, el gas de conexión se manifestó en forma permanente con valores promedio de 5 U por encima del gas de base indicando que desde esa profundidad se venía perforando cerca al balance de presiones, favoreciendo las altas velocidades de penetración. También se observó gas de survey y el máximo valor detectado se tuvo a los 12,029 pies, con un valor de 1,730 U, cortando el lodo de 13.8 ppg a 13.4 ppg.

Al entrar a la Formación Socuy a los 11898 pies la presión de poros comienza a disminuir hasta que se alcanzan secuencias normalmente presurizadas. Así, desde los 11,898 pies hasta los 12,540 pies en el tope de la Formación La Grita el gas de base decreció desde 80 U hasta 50 U. Desde los 12,540 pies hasta los 13,390 pies en el tope del miembro Tibú de la Formación Apón el gas de base promedio continuó bajando a un rango que varió de 11 U a 20 U, con una drástica caída a 4 U en la parte superior de la Formación Apón (Miembro Piche). Al ingresar al miembro inferior Tibú de la Formación Apón a los 13,390 pies hubo un incremento del gas de base a 34 U. Y hasta aquí la presencia de gas de conexión también fue constante.

Al perforarse la Formación Río Negro a 13,787 pies y el Basamento a 13,822 pies, el gas de base decreció de 18 U a 12 U, y la manifestación de gas de conexión tendió a desaparecer.

Temperatura del lodo:

En este pozo, desde la profundidad de 2,150 pies hasta 8,553 pies, la temperatura del lodo se incrementa gradualmente con la profundidad hasta 129 °F.

Después de bajar el revestidor de 13-3/8", la temperatura **disminuye** hasta 126 °F, y al ingresar a la zona de presiones anormales se observa un incremento con un gradiente de temperatura mayor al normal hasta alcanzar un valor de 147 °F. Luego al pasar a la zona normalmente presurizada se observa una **disminución** de temperatura a 142 °F para luego continuar incrementando normalmente. Ver figura 6.10.

Resistividad del lodo:

Durante la perforación de este pozo no se observaron cambios significativos en la resistividad del lodo, inclusive, al entrar a la zona de sobrepresiones.

6.4.1.3. Métodos de análisis de recortes de perforación

Derrumbes de lutitas

Perforando la sección de 17 1/2", debido a que comúnmente el hoyo presentó empacamiento por la presencia de arcillita en gran cantidad, fueron comunes los trabajos de repaso, registrándose a varias profundidades derrumbes de arcillita y limolita de hasta 1 pulgada de longitud. La forma blocosa de estos derrumbes reveló el origen por factores mecánicos.

Perforando la sección de 12 1/4", al penetrar la zona de transición de presiones anormales se registraron derrumbes astillosos, elongados, y cóncavos de hasta 1.7 pulgadas de longitud. La forma de estos derrumbes reveló su origen por disminución del diferencial de presión y así esto ayudó a detectar la entrada a la zona de sobrepresiones.

Perforando la sección de 8 1/2", se registraron derrumbes astillosos y elongados de hasta 1.5 pulgadas, debido a un incremento en la presión de poros entre los 12,800 pies y los 12,890 pies, por lo cual se incrementó el peso del lodo para mantener la estabilidad del hoyo.

TEMPERATURA DEL LODO (°F) Vs PROFUNDIDAD

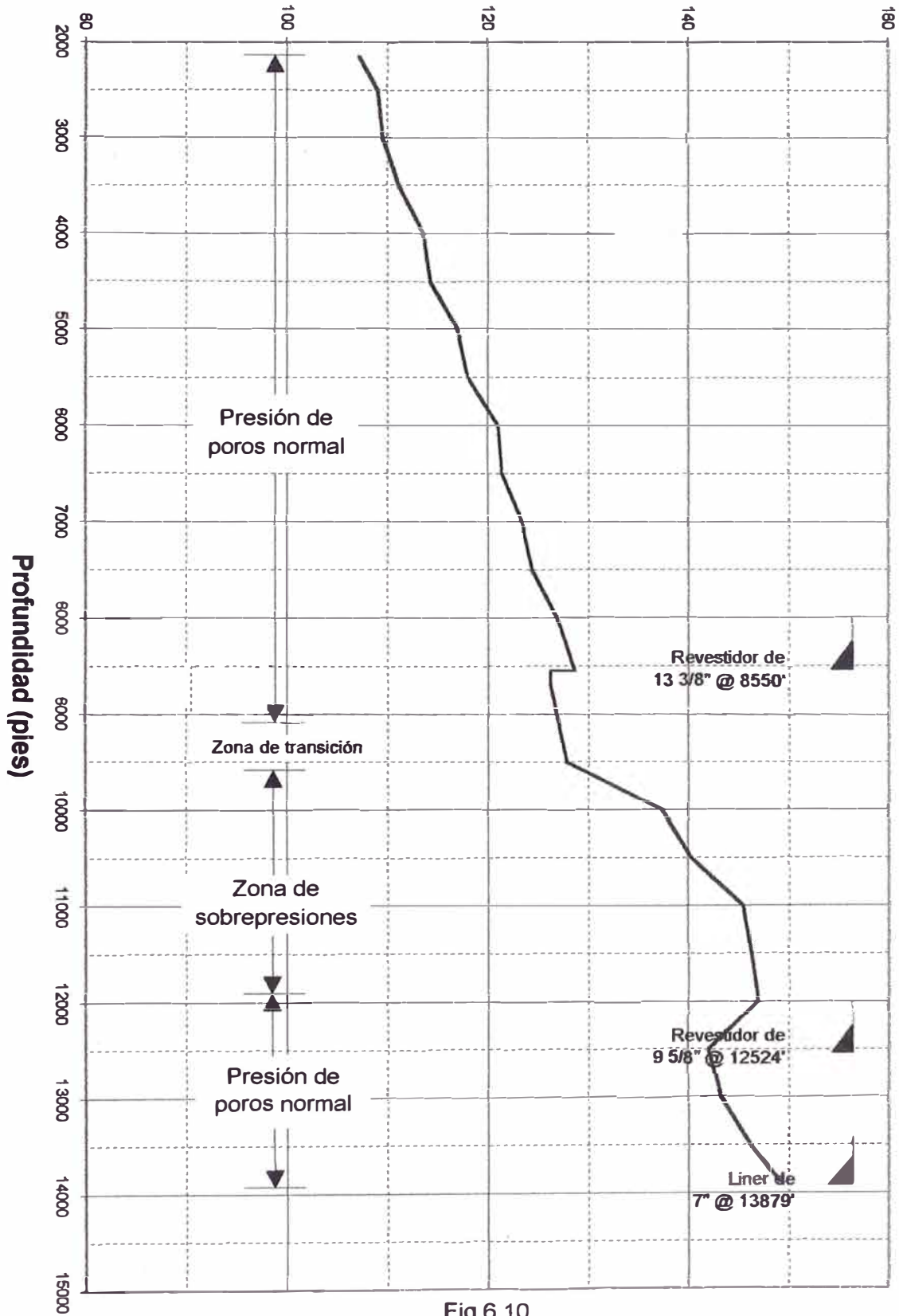


Fig.6.10

Densidad de lutitas

La densidad de las lutitas incrementó gradualmente hasta el tope de la zona de transición de presiones anormales hasta un valor de 2.65 g/cc, luego se observó una disminución de la densidad en la zona de sobrepresiones hasta un valor de 2.42 g/cc, para luego comenzar a incrementar nuevamente al pasar a la zona infrayacente normalmente presurizada. Ver figura 6.11.

6.5. EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE PRESIONES

6.5.1. Evaluación de presiones de formación

El gradiente de presión de poros fue estimado usando el método de Eaton y aplicando el exponente “dc”, corregido por peso del lodo. Luego el gradiente de presión de poros fue transformado de unidades psi /pie a ppg para compararlo con el peso del lodo en la figura 6.12.

$$P = GG - (GG - P_n) \left(\frac{dc \text{ observado}}{dc \text{ normal}} \right)^{1.2}$$

donde	P	=	gradiente de presión de poros (psi / pie)
	GG	=	gradiente de sobrecarga (psi / pie)
	P _n	=	gradiente de presión de poros normal = 0.433 psi / pie
	“dc” _o	=	exponente “dc” observado.
	“dc” _n	=	exponente “dc” normal.

Perforando la fase de 17 ½”, desde los 2,155 pies hasta los 8,553 pies el gradiente de presión de poros varió de 8.3 ppg a 9.0 ppg en promedio, incrementando progresivamente el peso del lodo desde 9.5 ppg hasta 11.0 ppg.

Perforando la fase de 12 ¼” hasta los 12,526 pies el gradiente de presión de poros aumentó al entrar a la zona de sobrepresiones alcanzando un valor promedio de 13.4 ppg a 13.6 ppg, incrementándose el peso del lodo (lodo base aceite) a 13.5 ppg y luego a 13.8 ppg. Al entrar a la Formación Socuy (11898 pies) se produjo una

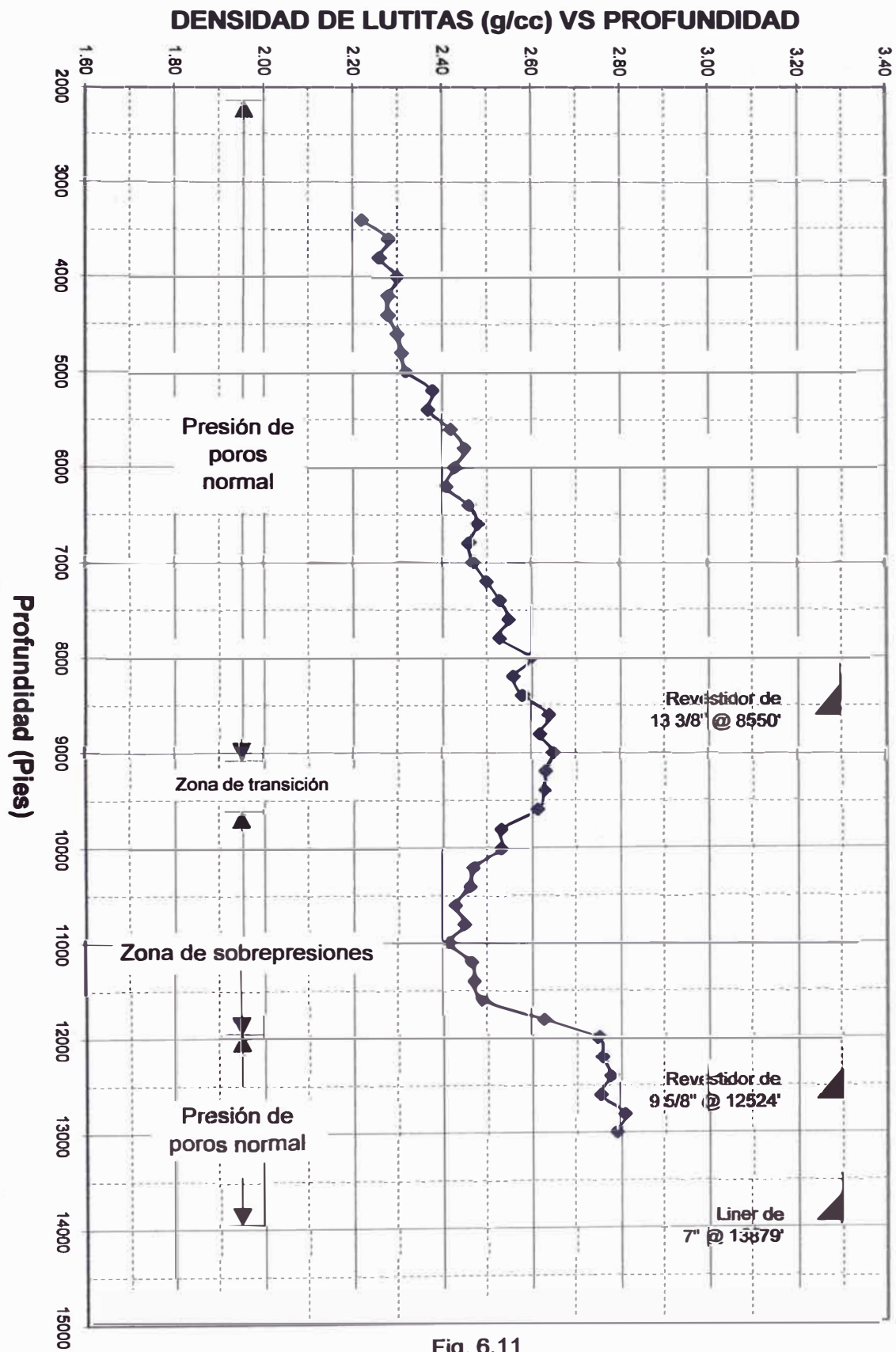


Fig. 6.11

GRAD. DE PRESION DE POROS Y DE FRACTURA Vs PROFUNDIDAD

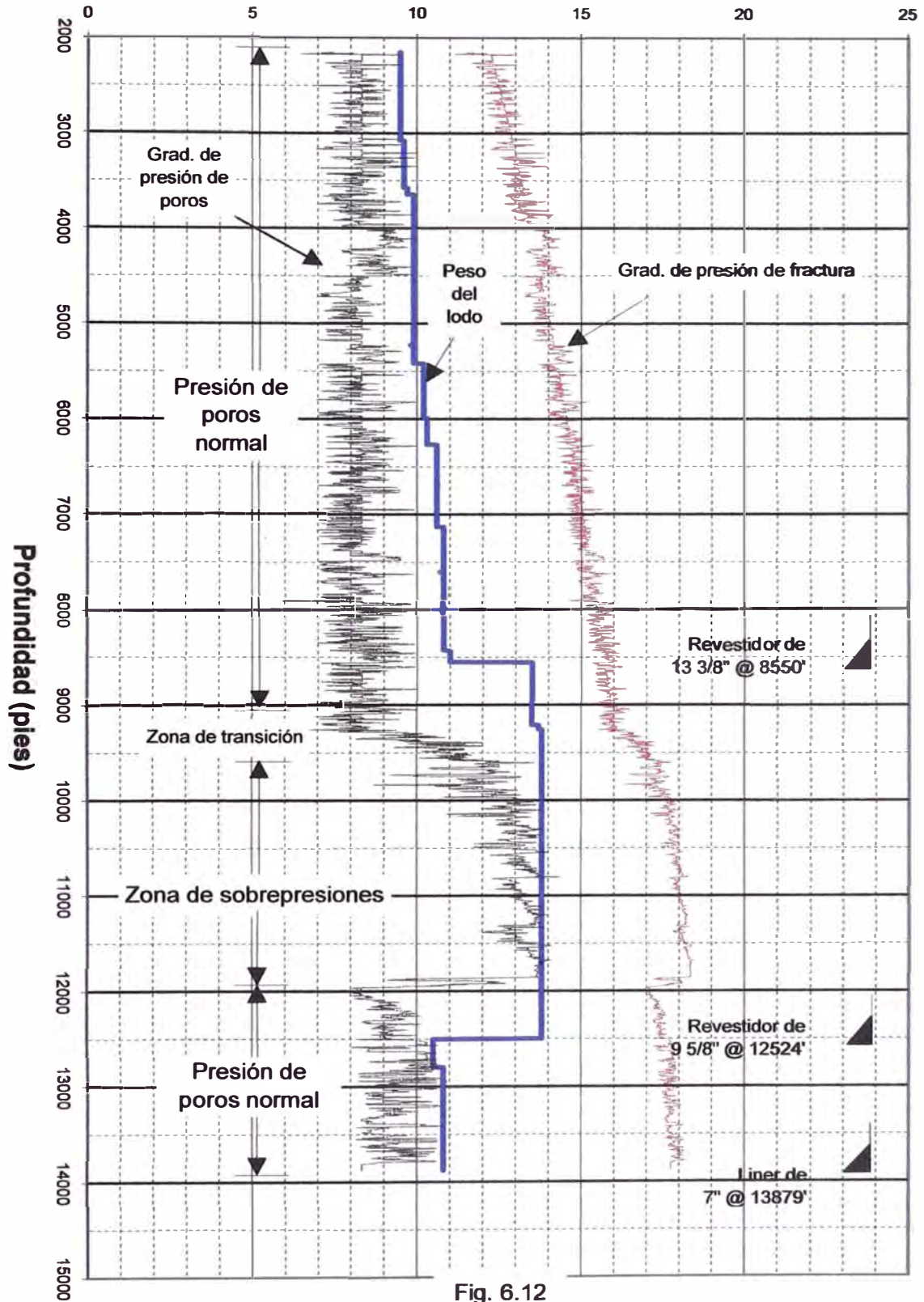


Fig. 6.12

disminución drástica en la presión de poros hasta 8.3 ppg y luego incrementando hasta un promedio de 9.3 ppg hasta el final de la fase.

Perforando la fase de 8 ½” se redujo el peso del lodo (lodo base agua) a 10.5 ppg teniéndose luego que incrementar a 10.8 ppg debido a un aumento en el gradiente de presión de poros a 10.6 ppg.

A los 12,732 pies se efectuó una prueba de RFT, dando una densidad equivalente de presión de poros de 10.6 ppg. Este valor obtenido correlaciona con el estimado a partir del método de Eaton.

6.5.2. Evaluación del gradiente de sobrecarga

El gradiente de sobrecarga fue estimado utilizando la ecuación propuesta por Eaton y utilizando los coeficientes “hard” tal como se muestra a continuación:

$$GG(Z) = 0.01447 (\ln Z)^2 - 0.1835 (\ln Z) + 1.4856$$

Donde: GG = gradiente de sobrecarga (psi / pie)
Z = profundidad actual (pies)

6.5.3. Evaluación del gradiente de fractura

El gradiente de fractura fue estimado usando el método de Eaton (Fig. 6.12).

$$F = \frac{\mu}{1-\mu} (S - P) + P$$

donde F = gradiente de fractura (psi / pie)
S = gradiente de sobrecarga (psi / pie)
P = gradiente de presión de poros (psi / pie)
 μ = coeficiente de Poisson

Los valores de $\mu / (1-\mu) = K$, fueron calculados usando la ecuación propuesta por Eaton, y utilizando los coeficientes “hard” tal como se muestra a continuación:

$$\ln (K) = 0.354 \ln (Z) - 3.607$$

Donde: μ = coeficiente de Poisson

Z = profundidad vertical (pies)

En este pozo se hicieron tres pruebas de integridad de formación. La primera se efectuó a los 1,226 pies, habiendo quedado el zapato del revestidor de 20” a 1,165 pies. La prueba dio un gradiente de densidad equivalente de fractura de 11.2 ppg.

La segunda prueba de integridad se efectuó a los 8,558 pies, habiendo quedado el zapato del revestidor de 13 3/8” a 8,550 pies. La prueba dio un gradiente de densidad equivalente de fractura de 16.1 ppg.

La tercera prueba se efectuó a los 12,534 pies, habiendo quedado el zapato del revestidor de 9 5/8” a 12,524 pies. La prueba dio un gradiente de densidad equivalente de fractura de 17.9 ppg.

Los valores de densidad equivalente de fractura obtenidos de las pruebas de integridad de formación correlacionan con los obtenidos a partir del método de Eaton.

6.6. CONCLUSIONES DEL POZO VENEZUELA-1Ca

1. El pozo Venezuela-1Ca, fue perforado normalmente desde la superficie hasta la profundidad final de 13,881 pies a pesar de haber atravesado una zona de sobrepresiones.
2. Tanto la zona de transición como la de sobrepresiones fueron detectadas principalmente por el incremento del gas de base, gas de viaje, gas de conexión, incremento de la velocidad de perforación, incremento del gradiente de temperatura, disminución de la densidad de lutas, presencia de recortes de perforación astillosos, elongados y, cóncavos; así como por el decrecimiento en los valores del Exponente “dc”.
3. En el intervalo comprendido entre los 2,150 pies hasta los 3,600 pies, el comportamiento del Exponente “dc” fue errático debido a la litología heterogénea atravesada, compuesta de areniscas y arcillitas.
4. Desde los 3,600 pies hasta los 12,524 pies, el exponente “dc”, presentó regularidad en cuanto a su comportamiento, debido a que los parámetros de perforación mayormente se mantuvieron estables, y debido a que la columna estratigráfica atravesada mayormente fue arcillosa.
5. Desde los 12,524 pies hasta los 13,881 pies, el exponente “dc” muestra nuevamente un comportamiento errático, debido a que se perforó con motor de fondo y se atravesó una columna litológica compuesta mayormente por areniscas y calizas.
6. Fue detectada una zona de transición de sobrepresiones de 500 pies de espesor entre los 9,100 pies y los 9,600 pies, compuesta principalmente de arcillitas e intercalaciones de limolitas y areniscas finas, correspondientes a la Formación Barco y parte superior de la Formación Catatumbo.
7. La zona de sobrepresiones propiamente dicha de un espesor de 2,298 pies fue detectada entre los 9,600 pies y los 11,898 pies, compuesta de arcillitas carbonosas con intercalaciones dispersas de calizas y limolitas, correspondientes a la Formación Mito Juan/Colón.

8. La zona de sobrepresiones pertenece al Cretáceo superior, depositada en un ambiente marino somero a marino durante un evento tectónico de transición de margen pasivo a activo. Esta zona de sobrepresiones tuvo una presión de poros máxima de 13.6 ppg.
9. Debido a la zona de sobrepresiones gran parte de la Formación Mito Juan/Colón se perforó cerca al balance de presiones, lo cual influyó para alcanzar buenas velocidades de perforación.
10. Tanto el gradiente de presión de poros como el gradiente de fractura fueron estimados usando el método de Eaton, el cual demostró tener un buen desempeño en esta área.
11. A los 12,732 pies se efectuó una prueba de RFT, dando una densidad equivalente de presión de poros de 10.6 ppg. Este valor obtenido correlaciona con el estimado a partir del método de Eaton. Así mismo, Los valores de densidad equivalente de fractura obtenidos de las pruebas de integridad de formación correlacionan con los obtenidos a partir del método de Eaton.

CAPITULO VII
BIBLIOGRAFÍA

ANDERSON, R.A., INGRAM, D.S. & ZANIER, A.M. (1973).- “Determining fracture pressure gradients from well logs”.- *J. Petroleum Technol.*

BAROID DRILLING FLUIDS, Inc. (1993).- “Control de Reventones”. *Career Development Center.*

BELLOTTI, P., DI LORENZO, V. & GIACCA, D. (1979).- “Overburden gradient from sonic log”. *Trans. SPWLA, Londres., march, 1979.*

BINGHAM, M.G. (1964).- “A new approach to interpreting rock drillability” (3).- *Oil and Gas J.*

BIOT, M.A. (1965).- Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid.- *J. Apply. Phys.*

BOURGOYNE, A.T. & YOUNG, F.S. (1973).- “A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection”.- *6th SPE of AIME drilling rock mech. Conf. Preprint.*

CESARONI, R., GIACCA, D., SCHENATO, A. & THIERREE, B. (1981) – “Determining Frac Gradients while drilling”. – *Petroleum Eng.*, Vol. 53, N° 7.

COMBS, G.D. (1968).- “Prediction of pore pressure from penetration rate”. *S.P.E. of AIME, 43rd AIME Fall Meeting, Houston, Texas.*

CUNNINGHAM, R.A. & EENINK, J.G. (1958). - “Laboratory Study of Effect of Overburden, Formation and Mud Column, Pressures on Drilling Rate of Permeable Formations ”. – *SPE of AIME, 33rd Annual Fall Meeting, Houston, Texas.*

EATON, B.A. (1969). - “Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations”. – *J. Petroleum Technology.*, October 1969.

EATON, B.A. (1972).- “Grafical method predicts geopressures worldwide”. *World Oil.*

EXPLORATION LOGGING (EXLOG)(1981).- “The Pressure Log Reference Manual”.

GEOSERVICES. (1994). – “Pressure Evaluation While Drilling”

GUILLEMOT, J. (1982).- “Geología del Petróleo”.- *Segunda Edición, Editorial Paraninfo S.A., Madrid.*

GOLDSMITH, R.G. (1975).- “It’s simple: drilling rates predict mud weights needed”.- *World Oil*.

GONZALES-BONORINO, F. (1982).- “Introducción a la Geoquímica”.- *Secretaría General de la Organización de los Estados Americanos, Programa Regional de Desarrollo Científico y Tecnológico*.

HUBBERT, M.K. & WILLIS, D.G. (1957).- “Mechanics of hydraulic fracturing”. *Trans. AIME*.

HUERTA, F.G. (1979).- “Detección de Presiones en Formaciones de la Selva Peruana”.- *IV Congreso Peruano de Geología (1979), Boletín N° 62, Anales-Parte III, p. 125-140*.

HUNT, J.M. (1990).- “Generation and migration of petroleum from abnormally pressured compartments”.- *AAPG Bulletin, v. 74, p. 1-12*.

JORDEN, J.R. & SHIRLEY, O.J. (1966).- “Application of drilling performance data to overpressure detection”.- *J. Petroleum Technol.*

LAW, B.E., ULMISHEK G.F., SLAVIN, V.I. (1998). - “Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments”. – *AAPG Memoir 70*.

LAW, B.E., & SPENCER, C.W. (1998). - “Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments” in Law, B.E., Ulmishek G.F., and Slavin, V.I. eds., “Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments”: *AAPG Memoir 70, p. 1-11*.

LEWIS, C.R. & ROSE, S.C. (1970).- “A Theory Relating High Temperatures and Overpressures”.- *J. Petroleum Technol.*

MAGARA, K. (1978).- “Compaction and fluid migration-developments in petroleum science” n° 9.- Elsevier Ed.

MATEWS, W.R. & KELLY, J. (1967). - “How to predict formation pressure and fracture gradient”. - *Oil and Gas J.*, Feb. 20, 1967.

McCLURE, LEO. (1981).- “Drill Abnormal Pressure Safely”. U.S.A.

MOUCHET, J. P. & MITCHEL, A. (1989).- “Abnormal Pressures While Drilling”. – *Elf Aquitaine*.

OVERTON, H.L. & TIMKO, D.J. (1969).- “The salinity principle – a tectonic stress indicator in marine sands”.- *Log. Anal.*

PIRSON, S.J. .- “Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”.- *Ediciones Omega, Barcelona.*

POWERS, M.C. (1967).- “Fluid-Release Mechanisms in Compacting Marine Mudrocks and their Importance in Oil Exploration”.- *AAPG Bulletin.*, July, 1967.

PRENTICE, C.M. (1980).- “Normalizaed penetration rate predicts formation pressure”.- *Oil and Gas J.*

REHM, B. & CLENDON, R.Mc (1971).- “Measurement of formation pressure from drilling data”.- *SPE of AIME, 46 Annual Fall Meeting. New Orleans, Lousiane.*

REYNOLDS, E.B. (1973).- “The application of seismic techniques to drilling techniques”.- *SPE of AIME, 48th Fall Meeting, Las Vegas, Nevada.*

SAAVEDRA, G.E. (1977).- Tesis de Bachiller: “Geopresiones Teoría y Técnicas de Detección” (Aplicación en el pozo Capahuari Sur 43-X1, Area OXY-PETROPERU), Departamento de Loreto.

SCHLUMBERGER LIMITED (1968).- “Fundamentos de la interpretación de perfiles”, New York

TERZAGHI, K. & PECK, R.B. (1948).- “Soil mechanics in engineering practice”. J. Wiley, New York.

TRAUGOTT, M. – “Pore Pressure and Fracture Pressure Determinations in Deepwater”. - *World Oil.*, August 1997.

UREN, L.CH. (1964).- “Ingeniería de Producción de Petróleo”.- *Cuarta Edición, Compañía Editorial Continental S.A., México.*

VIDRINE, D.J. & BENIT, E.J. (1968).- “Field verification of the effect of differential pressure on drilling rate”.- *SPE of AIME, 42th Annual Fall Meeting, Houston, Texas.*

ZOELLER, W.A. (1978).- “Instantaneous Log is Based on Surface Drilling Data”.- *World Oil.*