

**UNIVERSIDAD RICARDO PALMA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA CIVIL**

**ANÁLISIS DE MÉTODOS PARA LA PREDICCIÓN DE PRESIÓN  
DE POROS APLICADO A LA ESTABILIDAD DE POZOS DE  
PERFORACIÓN PETROLERA**



**PROYECTO TESIS**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL**

**TEMA:**

**BACHILLER:**

**CRISTINA CAVERO PANEZ**

**ASESOR:**

**OSCAR DONAYRE CORDOVA**

**LIMA – PERU**

**2,010**

## **DEDICATORIA**

A Dios, a mi mamá María Ysabel, a mi padre Jose Antonio y a mi hermana Angelica, por la educación y el amor que siempre me dan.

## **AGRADECIMIENTOS**

Deseo mostrar mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas sin las cuales, este trabajo no habría sido posible.

A la Universidad Ricardo Palma por dejarme todas sus enseñanzas y ser como mi segundo hogar.

A mi director de tesis, el Ing. Oscar Donayre por su orientación, sus revisiones, sugerencias y confianza.

Al Ing. Rodolfo Uribe y al MSc. Julio Laredo, por sus asesorías y el apoyo incondicional durante todo el trabajo, no se como más expresar mi agradecimiento hacia ustedes, muchísimas gracias.

A todo el grupo de DCS Schlumberger, es un honor haber realizado mis prácticas y mi tesis bajo su dirección y les estaré siempre muy agradecida.

A la compañía operadora Petrobras Energía Perú, por brindarme la información y trabajar en ella. En especial al Geologo Percy Alvarez por su tiempo, su revisión y comprensión.

A Rafael por su compañía y las fuerzas que siempre me esta dando para seguir adelante.

## INDICE

<b>RESUMEN</b> .....	8
<b>1 GENERALIDADES</b> .....	10
1.1 Problemática actual .....	10
1.2 Objetivo .....	13
1.3 Importancia .....	14
1.4 Metodología .....	15
<b>2 INTERPRETACIÓN DE DATOS Y REGISTROS ELÉCTRICOS</b> .....	16
2.1 Introducción a los Registros de pozo .....	16
2.1.1 Registros de Resistividad .....	17
2.1.2 Registro Sónico .....	18
2.1.3 Registro de Densidad .....	19
2.1.4 Registro de Gamma Ray .....	19
2.1.5 Registro de Porosidad .....	20
2.1.6 Registro de Caliper .....	21
<b>3 PRESIÓN DE POROS</b> .....	22
3.1 Generalidades .....	22
3.1.1 Presión hidrostática .....	22
3.1.2 Presión anormal .....	23
3.1.2.1 Sobrepresiones .....	24
3.1.2.2 Subpresiones: .....	24
3.2 Conceptos básicos para la predicción de presión de poros .....	24
3.2.1 Esfuerzo de sobrecarga .....	24
3.2.2 Esfuerzo efectivo .....	27
3.2.3 Porosidad .....	28
3.2.4 Presión de Fractura .....	30
3.2.5 Lodo de perforación .....	31
3.3 Origen y causas de la presión anormal .....	32
3.3.1 Esfuerzos Insitu .....	33
3.3.1.1 Fenómeno de Sub-compactación .....	33
3.3.1.2 Tectónica .....	34
3.3.2 Expansión de fluidos .....	36
3.3.2.1 Expansión de volumen de agua .....	36
3.3.2.2 Efecto Diagenético .....	37
3.3.2.3 Diagénesis en secuencias de arenas y lutitas .....	37
3.3.2.4 Generación de hidrocarburos .....	37
3.3.3 Transferencia de Presión .....	37
3.3.3.1 Efecto centroide .....	37
3.3.4 Otros .....	38
3.3.4.1 Ósmosis .....	38
3.3.4.2 Cargas Hidráulicas .....	40
3.4 Indicadores de presión anormal durante la perforación .....	40
3.4.1 Pega de tubería .....	40
3.4.2 Pérdidas de circulación .....	41
3.4.3 Derrumbes (cavings) .....	42
3.4.4 Cortes del Lodo .....	43
3.4.5 Kicks o influjos controlados .....	43
3.4.6 Blowout de gas .....	44

<b>4</b>	<b>PREDICCIÓN DE PRESIÓN DE POROS</b> .....	45
4.1	Métodos de Evaluación de las presiones anormales .....	47
4.1.1	Antes de la perforación.....	47
4.1.2	Durante la perforación.....	48
4.1.3	Después de la perforación .....	49
4.2	Métodos de Predicción de presión de poros .....	50
4.2.1	Método de Hottman y Johnson.....	50
4.2.1.1	Método acústico .....	51
4.2.1.2	Método resistivo.....	52
4.2.2	Método de profundidad equivalente.....	53
4.2.3	Método de Eaton (1975).....	54
4.2.3.1	Tendencia de compactación .....	56
4.2.4	Método de Bowers (1995).....	62
4.2.5	Método exponente “d”.....	65
4.2.5.1	Broca de perforación .....	68
4.2.5.2	RPM (Revoluciones por Minuto).....	69
4.2.5.3	Tasa de Penetración (ROP) .....	69
4.2.5.4	Peso sobre la Broca (WOB) .....	69
4.2.6	Método de Doyen (2004).....	72
4.2.7	Método de Dutta (2002) .....	73
4.3	Flujos de trabajos para la predicción de presión de poros .....	74
4.3.1	Baker Hughes Inteq, 1994 .....	74
4.3.2	Schlumberger (2000).....	75
4.3.3	Delgado, 2005.....	76
4.3.4	Dutta y Khazanehdari (Schlumberger, 2006).....	77
<b>5</b>	<b>APLICACIÓN EN LA CUENCA DEL RÍO UCAYALI</b> .....	78
5.1	Geología del campo .....	78
5.2	Mecanismo que generó la sobrepresión.....	80
5.3	Selección y aplicación de los Métodos de Predicción de Presión de Poros .....	81
5.3.1	Aplicación de método de Eaton.....	82
5.3.1.1	Método acústico .....	82
5.3.1.2	Método Resistivo .....	85
5.3.2	Aplicación del método de Bowers.....	87
5.3.3	Aplicación de método de Exponente “D” .....	89
5.3.3.1	Metodología 1 .....	89
5.3.3.2	Metodología 2 .....	92
5.3.4	Aplicación de método de Doyen .....	94
5.4	Comparación de Resultados y Comentarios .....	95
5.4.1	Método de Eaton (1975).....	95
5.4.1.1	Método sónico.....	95
5.4.1.2	Método Resistivo .....	95
5.4.2	Método de Bowers (1995).....	96
5.4.3	Método del Exponente “d” .....	96
5.4.4	Metodo de Doyen (2004).....	96
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	100
<b>7</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS</b> .....	103

## FIGURAS

Figura 1-1 Modelo gomecànico (Oilfield Review, 2003).....	11
Figura 1-2 Factores que afectan a la estabilidad del pozo. (McLELLAN, 1999)12	
Figura 1-3 Blowout en Irak.....	13
Figura 3-1 Distribución de esfuerzos en una roca porosa (Schlumberger, 2005)28	
Figura 3-2 Muestra la tendencia normal de la porosidad con respecto a la profundidad.....	30
Figura 3-7 Representación esquemática de un efecto de centroide en un gráfico de presión versus Profundidad. (Santos Rocha y Toledo de Azevedo, 2007).....	38
Figura 3-8 Proceso de flujo de ósmosis que traspasa la arcilla semipermeable. (GV. Chilingar, 2002).....	39
Figura 3-9 Esquema de sobrepresión por cargas hidráulicas (Swarbrick, 1998)40	
Figura 3-12 Fragmento de roca: Splintery (Schlumberger poster).....	43
Figura 3-13 muestra el evento de un kick o influjo.....	43
Figura 3-14 blowout en un campo de Oklahoma.....	44
Figura 4-1 Fases de Pérdida de porosidad hecho por Vernik (1994).....	46
Figura 4-2 Interpretación de una sección sísmica en la región de Arcabuz-Culebra, Cuenca de Burgos, Mexico (Revista Mexicana de ciencias geológicas, 2004).48	
Figura 4-3 Herramienta del MDT (Modular Dynamic Tester), (Schlumberger)50	
Figura 4-4 Relación del registro sónico con respecto a la profundidad, mostrando una divergencia en la tendencia normal e indicando los tiempos de transito registrados y normales. (Hottman y Johnson, 1965).....	52
Figura 4-5 Muestra la resistividad vs. Profundidad y la relación entre $R_n/R_{ob}$ con la gradiente de presión de fluidos de reservorio. (Hottman y Johnson, 1965).....	53
Figura 4-6 Principio de método de profundidad equivalente, (Mouchet y Mitchell, 1998).....	54
Figura 4-8 Comparación de las diferentes ecuaciones de tendencia de compactación (Bower, 1999).....	59
Figura 4-9 La resistividad compensada por la temperatura (Bowers, 1999)....	60
Figura 4-11 Respuesta del esfuerzo efectivo a los mecanismos de sobrepresión (Bowers, 2002).....	63
Figura 4-12 Sobrepresión por efecto de subcompactación- Golfo de México (Bower, 1995).....	64
Figura 4-14 Muestra un caso de sobrepresión y las zonas de transición respecto a la profundidad.....	67
Figura 4-15 Componentes de una broca de perforación.....	68
Figura 4-16 Broca en proceso de perforación.....	70
Figura 5-1 Columna estratigráfica de la cuenca Madre de Dios.....	79
Figura 5-2 Relación de densidad vs. Velocidad para identificar el mecanismo de presión anormal (Huffman y Chopra, 2006).....	81
Figura 5-3 a) Registro de tiempo de tránsito y b) presión de poros calculada por el método de Eaton.....	84
Figura 5-4 a) registro de resistividad y su línea de tendencia normal y b) el perfil de presión de poros resultante.....	86
Figura 5-5 a) registro de la velocidad sónica (azul) y la tendencia normal de la velocidad (rosado); b) Perfil de presión de Poros aplicando el método de Bowers (1995).....	88

Figura 5-6 a) Perfil del exponente "D" y su línea de tendencia y b) perfil de presión de poros resultante. ....	91
Figura 5-7 Perfil de Presión de poros calculado por la metodología 2 del exponente "d" .....	93
Figura 5-8 Perfil de presión de poros calculado por el método de Doyen.....	94
Figura 5-9. Comparación de perfil de presión de poros de todos los métodos calculados. ....	98
Figura 5-10 Resultado de predicción de presión de poros de un pozo analizado por los métodos seleccionados. ....	99

## TABLAS

Tabla 3-1 gradientes hidrostáticas (FERLT, 1976) .....	23
Tabla 3-2 Densidad de los materiales y fluidos más comunes .....	27
Tabla 4-1 muestra los indicadores de sobrepresión y los tiempos de predicción (Fertl, 1976) .....	47
Tabla 4-2 muestra los valores de los parámetros calculados para el Golfo de Mexico (DEA Project 119, 1999) .....	58

## **RESUMEN**

En la presente tesis se aplica la predicción de la presión de poros (PPP), importante aspecto de la geomecánica, para identificar zonas inestables y dar el soporte técnico correspondiente en las acciones correctivas y/o proactivas. Con el objeto de mantener la estabilidad de las paredes de un pozo en la optimización de la perforación petrolera y analizar el origen, las causas y los indicadores de las presiones anormales (sobrepresurizadas y subpresurizadas). Y de esta forma explicar, aplicar y comparar los diferentes métodos de cálculo y calibración para la predicción de la presión de poros PPP que se utilizan actualmente en la industria de la exploración y explotación de hidrocarburos en el mundo.

Estos métodos de predicción fueron aplicados a un pozo petrolero que actualmente se encuentra operativo, de forma que los resultados puedan representar los eventos reales ocurridos en la perforación, con el fin de encontrar los parámetros empíricos de cada método y estos puedan ser utilizados en pozos a ser perforados en el área, en la cual existen probabilidades altas de tener una columna estratigráfica y una presión de poros similar. Los métodos aplicados en este caso práctico son: Eaton (1975), Bowers (1995), Doyen (2004) y Exponente “d”, cada uno con sus particularidades de parámetros y limitaciones.

El objetivo del trabajo de Tesis, es aplicar a la información y datos de este pozo, cada uno de los Métodos mencionados y validar cual o cuales de ellos pueden reproducir los eventos y/o condiciones ocurridos durante la perforación y finalmente seleccionar el método más confiable para utilizarlo en las perforaciones de los pozos más cercanos al estudiado.



Cabe mencionar, que debe considerarse, que la PPP tiene cierta incertidumbre, debido a que durante el proceso de perforación, se pueden encontrar diferentes dificultades, obstáculos o eventos que no se tienen programados. Por lo que la realización de estos métodos toma en cuenta que se tiene un buen proceso de perforación y así mismo que la composición física y química del lodo está bien controlado.

# **1 GENERALIDADES**

## **1.1 Problemática actual**

Los ingenieros utilizan la geomecánica para estudiar el comportamiento de las rocas. Esta sería la rama de la ingeniería dedicada al estudio, modelado y control de la deformación de la roca en respuesta a alteraciones por la perforación, cambios de esfuerzos, flujos de fluido, cambios de temperatura, profundidad y sobrepresiones.

En los últimos años, la geomecánica ha representado uno de los principales desarrollos técnicos en operaciones complejas de perforación de pozos. Los problemas de inestabilidad hacen difícil una óptima perforación y el tiempo perdido conlleva a desmedidos costos de perforación.

Para la construcción de modelo geomecánico aplicado a un pozo petrolero, el primer paso consiste en comprender la geología local y regional. La estratigrafía mecánica detallada provee información sobre tipos de estratos y los mecanismos de deformación local. De este estudio detallado se obtienen perfiles de parámetros elásticos y de resistencia de la roca, incluyendo la resistencia a la compresión no confinada (UCS, por sus siglas en inglés). Estos parámetros se utilizan para predecir la presión de poro (PP), los esfuerzos horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ) y máximo ( $\sigma_H$ ) y el esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ) o esfuerzo de sobrecarga (S). La determinación de la dirección del esfuerzo horizontal también es importante para las operaciones de perforación y terminación. (Oilfield Review, 2003)

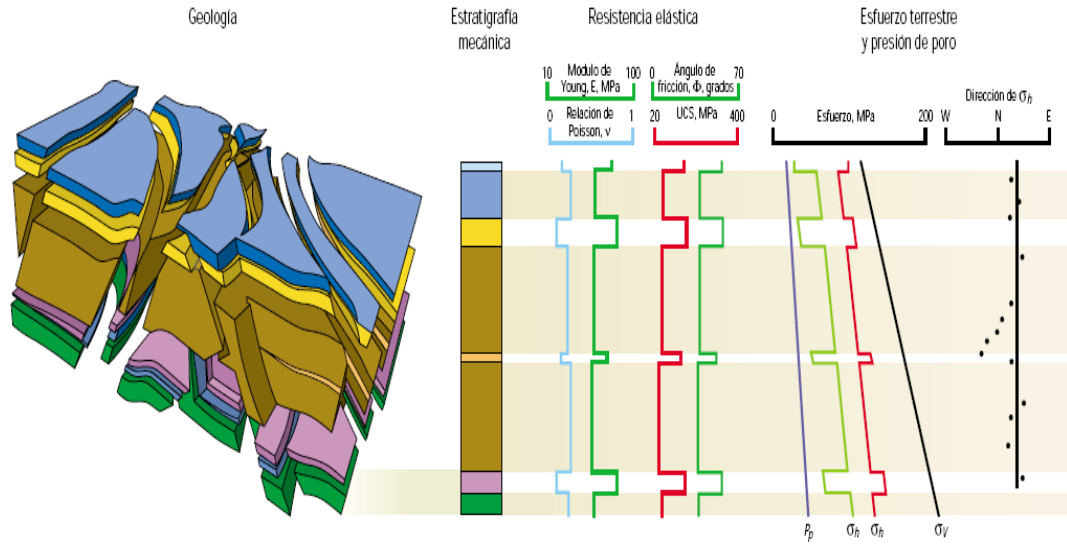


Figura 1-1 Modelo geomecánico (Oilfield Review, 2003)

En condiciones límite, la presión de poro, los esfuerzos *in-situ* y la temperatura, así como el tiempo, son generalmente los factores que tienen un gran efecto en la estabilidad de pozo. El tipo de fluido del pozo, sus características y el régimen de presión son en gran medida aspectos controlables para un pozo dado. Las propiedades químicas del lodo, densidad de circulación equivalente (ECD), reología del fluido, velocidad de circulación y la introducción de una fase gaseosa son factores claves dentro de este grupo. Otros factores mecánicos controlables asociados al diseño del pozo, estos son, la trayectoria del pozo, diámetro del hueco, profundidad de revestimiento y la vibración de la tubería. En el siguiente gráfico podemos ver todos los factores que afectan a la estabilidad del pozo.

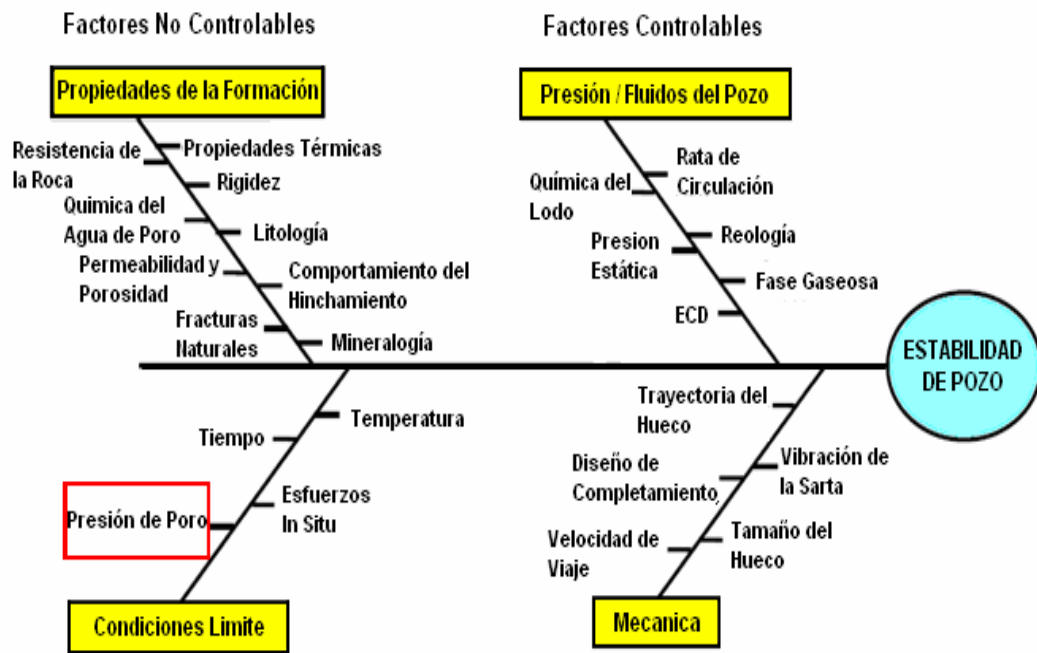


Figura 1-2 Factores que afectan a la estabilidad del pozo. (McLELLAN, 1999)

En muchos campos petroleros del mundo se han encontrado problemas de inestabilidad de pozo durante la perforación en formaciones compuestas principalmente por lutitas (shales) o arcillas (claystones). Este tipo de formaciones litológicas son las que presentan los mayores problemas en la perforación en cuanto a estabilidad de pozo, entre ellos, perforar zonas con altas presiones porales comúnmente conocidas como *formaciones sobrepresionadas*, este fenómeno geológico puede causar eventos muy riesgosos como los inlfujos (kicks), pérdidas de circulación, pega de tubería, que causan en la perforación Tiempos No Productivos (NPT) y pueden incluso ocasionar eventos no deseados como Blowouts que pueden representar la pérdida del pozo y por consiguiente millones de dólares perdidos como también la pérdida de vida de los operadores en plataforma y daño al medio ambiente.



**Figura 1-3 Blowout en Irak**

Predecir y monitorear en tiempo real la presión de poros es una manera de evitar que ocurran este tipo de eventos, y es por eso que la industria petrolera se preocupa por identificar el mecanismo que genera la presión anormal y escoger un método adecuado que les permita estimar y/o prevenir anticipadamente los peligros a los cuales se verán enfrentados en la perforación.

## **1.2 Objetivo**

El objetivo principal de esta investigación es determinar de forma indirecta la presión de poros aplicando las diferentes metodologías usadas en la industria; así mismo identificar el mecanismo que generó la presión anormal y finalmente escoger el método más adecuado para minimizar el riesgo de pérdidas y de costos en el proceso de perforación y optimización de la operación.

### 1.3 Importancia

En la actualidad, la exploración petrolera en el Perú se está incrementando y muchos de los campos actuales que están en desarrollo presentan este tipo de problemas durante la perforación, de ahí la importancia de poder evaluar los diferentes métodos de Predicción de Presión de Poros que existen en la literatura y poder aplicarlos en un campo petrolero que presente esta complejidad.

Comúnmente la columna estratigráfica de un pozo es formada por areniscas y lutitas, las lutitas son rocas sedimentarias que constituyen cerca del 75% de las secciones perforadas y causan aproximadamente el 90% de los problemas relacionados con inestabilidades durante la perforación de pozos petroleros (Mody, F. K. Hale, 1993).

Los problemas de estabilidad de pozo durante la perforación de formaciones arcillosas incrementan significativamente los costos de perforación de pozos petroleros. Las pérdidas de tiempo asociadas a problemas de sobrepresión poral representan entre 12 y 15% de los costos de perforación promedio alrededor del mundo. (Fam, M. A. 1998).

Teniendo una buena aproximación y/o predicción de la presión de poros es posible evitar este tipo de dificultades y al mismo tiempo optimizar el desarrollo de perforación del pozo.

Los beneficios que se obtienen son:

- ◆ Seguridad de vida de los operadores en plataforma
- ◆ Optimización de programas de entubamiento. (Casing program)
- ◆ Optimización de trayectorias en pozos desviados y Horizontales
- ◆ Optimización de pesos de lodo, con el objetivo de optimizar el tratamiento de:
  - Inestabilidad de las paredes del pozo y riesgo de colapso
  - Zonas sobre o subpresurizadas.
  - Mejorar la limpieza y disminuir maniobras de calibración del pozo.

## 1.4 Metodología

La gran mayoría de métodos para detectar presiones anormales están en función de los registros eléctricos; estos métodos son generalmente aplicados después de la perforación donde ya se ha tomado la información respectiva del pozo, sin embargo existen también métodos que predicen la presión de poros mientras se está perforando con herramientas conocidas como LWD (Logging While Drilling) de vital importancia en el caso de pozos exploratorios.

Antes de aplicar algún método es necesario identificar el mecanismo que generó la sobrepresión en el campo analizado. Encontrando el mecanismo que generó la presión anormal de poros, se procede a elegir los métodos de PPP, el más conocido y más utilizado por la industria petrolera es el de Eaton (1975), el cual desarrolla una serie de ecuaciones, donde relacionan directamente la presión de poro con la relación de desviaciones entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de una línea de tendencia normal que representa en términos geológicos una tendencia de compactación normal de los sedimentos. Los registros que pueden ser aplicados usando este método son: resistividad, sónico, densidad así como también el exponente “d” corregido, (Eaton, 1975). El método del exponente “d” está en función de los parámetros de perforación, como la tasa de penetración (ROP), velocidades de rotación (RPM), peso sobre la broca (WOB) y el diámetro de la broca; este método podría ser aplicado mientras se perfora al igual que podría ser usado como predicción antes de la perforación. Otro método realizado en la presente investigación es el de Bowers (1995), a diferencia de los demás, este Método depende del mecanismo que generó la sobrepresión, identificando entre el efecto de subcompactación y la expansión de fluidos y de acuerdo a esto se estima el esfuerzo efectivo en función de los tiempos de tránsito (inverso de la velocidades), calculando después la presión de poros con la ecuación dada por Terzaghi. Finalmente, también se ha aplicado un modelo mecánico-físico (Doyen, 2004), el cual está en función de los tiempos de tránsito, las porosidades y los volúmenes de arcilla.

## **2 INTERPRETACIÓN DE DATOS Y REGISTROS ELÉCTRICOS**

### **2.1 Introducción a los Registros de pozo**

El primer registro eléctrico que se realizó fue en el año 1927, en el pequeño campo petrolero Pechel Bronn, Alsacia, provincia del noroeste de Francia. Desde ese entonces, debido al desarrollo de la tecnología, se han creado mejores dispositivos, los cuales obtienen registros de mejor calidad. La interpretación de estos registros han ayudado inmensamente a conocer las propiedades de las formaciones del pozo que se ha perforado.

La relación de los registros con la presión de poros normal y anormal se basa en la tendencia de la porosidad decreciente que se puede ver en las curvas de resistividad, sónico y densidad con respecto a la profundidad.

Hottman y Johnson presentó un método para predecir la presión de poros utilizando los registros de resistividad y los sónicos. Estos registros han recibido gran aceptación para la predicción de presión de poros, y se han convertido en la herramienta principal para la realización de un modelo de presión de poros.

El registro sónico, es el más confiable entre todos y no es alterado fácilmente, ya que la herramienta que lee este registro es un sensor y no es afectada por el diámetro del pozo, tampoco por la salinidad del agua. Algunos operadores no invierten en este registro por ser uno de los más costosos y en lugar de este utilizan la resistividad para predicción de presión de poros.



En este capítulo se presentará los registros, su descripción, sus aplicaciones, ya que en la actualidad es una de las herramientas más importantes para la predicción de presión de poros.

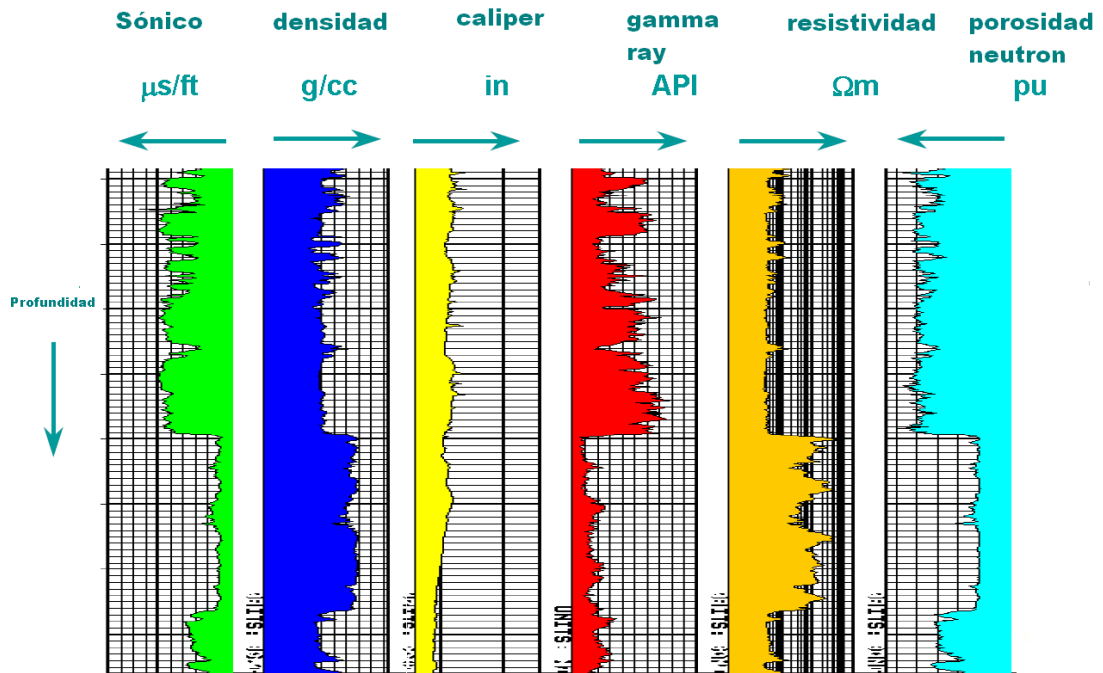


Figura 2-1 Columnas de registros vs. a la profundidad, con sus respectivas unidades

### 2.1.1 Registros de Resistividad

La resistividad es uno de los métodos más antiguos para detectar presiones anormales, la resistividad eléctrica mide la habilidad de una formación para conducir corrientes eléctricas, la resistividad es expresada en ohms m. La conductividad de las corrientes eléctricas depende principalmente de la salinidad de los fluidos dentro de las rocas y muestra una correlación positiva directa con lo último. Formaciones porosas con agua salubre tiene por ello una resistividad más baja que roca que contiene agua fresca, las mismas rocas con hidrocarburos mostraran una alta resistividad. Los registros de resistividad son por lo tanto usados principalmente para encontrar ocurrencias de hidrocarburos. La textura de la roca está también directamente involucrada en su conductividad dado que ésta determina el largo de la corriente eléctrica en la forma que los poros están conectados así como el volumen del fluido. En rocas arcillosas, también juegan un rol activo, en la medida que la

conductividad aumenta con la superficie del área de la arcilla. Otro factor que debe ser tomado en cuenta de ser la naturaleza del lodo de perforación el cual puede consistir de agua salada, agua fresca o tipos basados en aceite. Este invade la formación de agua que está directamente cercana al pozo y por ello influencia las lecturas. Este efecto es aun más complejo donde se produce aceite en las rocas, como reemplazo diferencial, el cual no está bien entendido hasta el presente, empieza a jugar un rol importante aquí. El gas es más movible y empieza a moverse la parte reemplazada de manera que el balance es restaurado rápidamente.

La resistividad también se utiliza para la predicción de presión de poros, pero con mayor incertidumbre que la velocidad sónica, ya que puede ser alterada por los químicos de los fluidos de perforación, fluidos de formación y el diámetro y condiciones del hueco.

Existe más de una lectura de resistividad, la resistividad que lee la formación no invadida es la necesaria para nuestro cálculo.

### **2.1.2 Registro Sónico**

Una herramienta ultrasónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro usado para estimar la porosidad y medir la característica de transmisión de energía acústica.

Los resultados son expresados en tiempo de tránsito dentro de un intervalo expresado en microsegundos por pie (us/pies).

El ultrasonido emitido por el transmisor choca contra las paredes del pozo. Esto establece ondas de compresión (DTCO) y de corte (DTSM) dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido. El resultado que registra el sónico depende mucho de la litología, el grado de compactación, porosidad, y el contenido de fluido.

El tiempo de tránsito intervalico depende de la porosidad (a excepción cuando se presenta el gas). Por lo tanto si la porosidad decrece con la profundidad, el tiempo de intervalo de tránsito también, (Mouchet y Mitchell, 1989).

### **2.1.3 Registro de Densidad**

Registros de densidad (RHOB) miden la densidad de los minerales así como los fluidos de poros de la roca. La técnica usa rayos gamma de colimados de mediana energía y dispersión Compton el cual es una función del número de electrones contenidos por los minerales. La profundidad de penetración es muy superficial (menos de 10 cm) pero la resolución de las capas es buena, 50 cm a un metro. Una cuarcita limpia tendrá una densidad de 2,65 g/cm<sup>3</sup> pero una arenisca saturada de agua porosa tiene sólo 2,49 g/cm<sup>3</sup>. Estos registros son consecuentemente usados para determinar la porosidad indirectamente la densidad de los hidrocarburos. Este es también un método útil para asistir en identificar la litología y mineralogía cuando es usada en combinación con un registro neutrón. El carbón por ejemplo tiene una baja densidad (1,2 a 1,8 g/cm<sup>3</sup>) y la pirita tiene una alta densidad (4,8 a 5,2 g/cm<sup>3</sup>). Otros usos son para determinar el grado de compactación e incluso la edad relativa de las lutitas mientras ésta puede indicar zonas de presión porosa anormales.

### **2.1.4 Registro de Gamma Ray**

Registros Gamma Ray (GR), es uno de los registros fundamentales que se toma en un pozo petrolero, para poder reconocer la litología y realizar un buen estudio de caracterización de formaciones. El registro muestra la radioactividad natural de formaciones, el cual se debe a su concentración de uranio, torio y potasio. La intensidad de radioactividad, la cual es medida, es también función de la densidad de las rocas, la cual influencia la dispersión de Compton de los rayos gamma. Rocas más densas pueden provocar una dispersión más grande y por ello mostrar valores más bajos. La intensidad es mostrada en unidades API (Instituto Americano de Petróleo), lo cual significa que todos los instrumentos son calibrados en relación a un estándar en Houston, Texas. La escala varía usualmente entre 0 y 150 API, entre

los factores que pueden influenciar los valores incluyen la velocidad con la cual el espectrómetro es bajado en el pozo, derrumbes de las paredes del pozo y el lodo de perforación usado. El promedio más alto de radioactividad de todas las rocas sedimentarias es mostrada por la lutita, de tal manera que este tipo de registro es usado principalmente para determinar el volumen de esto último. Aun cuando el uranio no tiene una distribución regular en la lutita, sin embargo, es mejor deducir los valores de uranio en el espectro del registro gamma cuando se determinan tales volúmenes. Lutita negras contienen mucho material orgánico, el cual está asociado con concentraciones altas de uranio. Muchas de las areniscas muestran valores bajos de gamma, de manera que estos registros sean útiles para indicar variaciones de dimensiones del grano. Minerales tales como el feldespatos, glauconita, circón y monasita, así como fragmentos líticos y clastos de barro pueden causar también altos valores. Evaporitas tales como sal y anhidrita son usualmente caracterizadas por valores muy bajos, pero ciertos tipos como el potash contienen potasio. El carbón comúnmente muestra valores muy bajos, aun cuando puede haber excepciones en áreas ricas en uranio. Rocas ígneas básicas son caracterizadas por baja radioactividad.

Los registros Gamma ray son utilizados para calcular los volúmenes de lutitas y de arcillas (Vclay) por los petrofísicos.

### **2.1.5 Registro de Porosidad**

El registro se llama NPHI (Thermal Neutron Porosity) esto quiere decir en castellano, porosidad neutron termal; es una de las medidas claves para cuantificar reservas petroleras y de gas. La medida de porosidad neutrón emplea una fuente de neutrón para medir el índice de hidrógeno en un depósito, que directamente es relacionado con la porosidad.

El Índice de hidrógeno de un material es definido como la proporción de la concentración de átomos de hidrógeno por cm<sup>3</sup> en el material, a la de agua pura en 75°F. Como los átomos de hidrógeno están presentes tanto en reservorios de agua

como en reservorios de petróleo, la medición de la cantidad permite a la valoración de la cantidad de porosidad llenada por el líquido.

Según Mitchell y Mouchet (1989), la interpretación de registros eléctricos afectados por los cambios de porosidad de las lutitas puede confirmar o definir las zonas de sobrepresión anormal. Esto se debe a que la mayoría de registros eléctricos están en función de la porosidad.

### **2.1.6 Registro de Caliper**

El registro del caliper nos muestra los diámetros y geometría del pozo, estos datos nos pueden indicar de forma indirecta las condiciones de estabilidad de pozo. Mostrándonos ovalizaciones generalmente llamados Breakouts y también los washouts que son ensanchamientos que cubren todo el diámetro del hueco. Estos registros son muy importantes al realizar un modelo de estabilidad, ya que se puede determinar las direcciones de los esfuerzos *in-situ* cuando se encuentran orientados. Como también nos indican las zonas donde existieron derrumbes o estrechamientos de pozos.

### 3 PRESIÓN DE POROS

#### 3.1 Generalidades

La presión de poros está definida como la presión que ejerce un fluido en los espacios porosos de la roca. También es llamada presión de formación o presión poral, está en función de los fluidos de formación y de las cargas que están soportando.

La presión de poros está clasificada por dos categorías:

**Presión normal:** es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta una profundidad dada.

**Presión anormal:** es definida como la presión mayor o menor a la presión de poros hidrostática, las causas de estas presiones anormales están relacionadas a diferentes eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos.

##### 3.1.1 Presión hidrostática

Según Ferlt (1976), el término de presión hidrostática es usualmente definido como la presión del fluido ejercida por un líquido y a un punto dado este actúa con igual intensidad en todas las direcciones.

La presión hidrostática es considerada la presión normal, esto quiere decir que el fluido presente en los poros de la roca ha tenido un proceso normal de disipación.

Se expresa de la siguiente manera

$$P_h = \rho \cdot g \cdot h \quad (1)$$

Donde:

$P_h$  = presión hidrostática

$\rho$  = densidad promedio del fluido

$g$  = aceleración de la gravedad

$h$  = altura vertical de la columna de agua

En la siguiente Tabla 3.1 se indica el promedio de las gradientes de presiones normales de para algunas cuencas geológicas.

**Tabla 3-1 gradientes hidrostáticas (FERLT, 1976)**

Cuenca geológica	Gradiente de presión hidrostática		Área en USA
Agua fresca	0.433 psi/ft	1.00 kg/m <sup>3</sup>	Rocky Mountains
Agua salada	0.465 psi/ft	1.073 kg/m <sup>3</sup>	Costa del Golfo

Por lo general las presiones normales poseen una presión de poros equivalente a la presión hidrostática del agua intersticial. Para cuencas sedimentarias, el agua intersticial normalmente posee una densidad de 1.073 kg/m<sup>3</sup>, lo que establece a una gradiente de 0.465 psi/pie (10.5 kPa/m). La divergencia con respecto a esta presión hidrostática normal es conocida como la presión anormal.

### 3.1.2 Presión anormal

La presión anormal es la presión mayor o menor que la presión hidrostática. Se identifica al trazar una línea de tendencia a los registros obtenidos del pozo y el punto de divergencia del perfil indica una presión anormal. En formaciones donde se encuentran altas presiones se llama zonas de *sobrepresión* y cuando la presión es menor se llama zonas de *subpresión*.

### **3.1.2.1**      *Sobrepresiones*

Las formaciones que contienen fluidos con presiones anormalmente altas se encuentran en diferentes cuencas en todas partes del mundo.

El mecanismo más común que genera la sobrepresión es el fenómeno de subcompactación, el cual explica una rápida sedimentación de los estratos rocosos y por lo tanto ocurre un entrapamiento del agua intersticial. Esta sobrepresión también puede atribuirse a los efectos de tectonismo y la expansión de fluidos.

Una de las condiciones para que exista sobrepresión es la baja permeabilidad de las formaciones geológicas, estas formaciones comúnmente son las rocas arcillosas.

Detectar las zonas de sobrepresión antes de la perforación, es muy importante, ya que este tipo de presión es la que ocasiona problemas con consecuencias negativas durante los trabajos de perforación.

### **3.1.2.2**      *Subpresiones:*

No es muy común encontrar zonas con presiones de poros anormalmente bajas o subpresiones, en campos de exploración petrolera, sin embargo, estas presiones pueden ocurrir mientras se perfora por zonas de yacimiento de gas y/o petróleo.

La presión anormal también puede generarse cuando la cota de superficie de un pozo es mucho más elevada que la napa freática del subsuelo o el de nivel del mar. Esto se observa cuando se perforan pozos en zonas montañosas.

## **3.2**      **Conceptos básicos para la predicción de presión de poros**

### **3.2.1**      **Esfuerzo de sobrecarga**

El esfuerzo de sobrecarga en cuencas sedimentarias es primordial para la predicción de la presión de poros y en general para el cálculo de los esfuerzos in-situ. El esfuerzo de sobrecarga es el esfuerzo creado por el peso de los sedimentos que se han depositando en la cuenca, la sobrecarga está en función de la densidad de las



formaciones rocosas y de su espesor. Si no se tuviera un registro de densidad, la densidad puede calcularse por medio de correlaciones normalmente en función de los registros de onda Sonora o registros sónicos. El esfuerzo de sobrecarga está definido por la fórmula siguiente:

$$S = g \int_0^z \rho dD \quad (2)$$

Donde:

S = esfuerzo de sobrecarga (psi)

$\rho$  = densidad (g/cc)

g= constante de gravedad

Z = profundidad requerida (m)

dD= Variación de profundidad (m)

Es importante no olvidar de convertir las unidades para el cálculo de presión de poros, en este caso se utiliza profundidades en unidades métricas por lo tanto el resultado se multiplicará por el factor 1.422 para obtener un valor en lb/pulg<sup>2</sup> o psi.

Para determinar la gradiente de sobrecarga es necesario relacionar el valor de sobrecarga en una profundidad determinada y dividirla entre ella, teniendo en cuenta las unidades utilizadas, el objetivo es llevarla a unidades de densidad.

Gradiente de sobrecarga:

$$S_g = S/D \quad (3)$$

$S_g$  = gradiente de sobrecarga (lb/pulg<sup>2</sup>)/pie o psi/ft

S = esfuerzo de sobrecarga (lb/pulg<sup>2</sup>) o psi

D = Profundidad determinada (pies)

La gradiente sobrecarga estará en unidades en psi; como tenemos la profundidad en metros, la profundidad será dividida entre un factor de conversión de 0.3048 m/pie.

Como se dijo anteriormente, el esfuerzo de sobrecarga está en función de la densidad de las formaciones y sus espesores, esta densidad puede ser determinada por medio de correlaciones, algunas de ellas son las realizadas por Belloti y Gardner con los tiempos de tránsito de formación (DTCO).

La correlación que realizó Belloti es para determinar el registro de densidad, si no lo tuviéramos como datos o solo algunos intervalos de profundidad.

Se trata de dos expresiones que correlacionan las densidades de las formaciones con el tiempo de tránsito de la formación y de la matriz de la roca. Existen dos ecuaciones, la primera es utilizada para tiempos de tránsito menores que 100 us/ft, correspondiendo a formaciones consolidadas y la siguiente es para aquellas mayores que 100 us/ft, correspondiendo a formaciones no consolidadas.

$$\rho_b = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95} \quad (\Delta t < 100 \mu\text{s}/\text{ft}) \quad (4)$$

$$\rho_b = 2,75 - 2,11 \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t + 200} \quad (\Delta t > 100 \mu\text{s}/\text{ft}) \quad (5)$$

Donde:

$\rho_b$  = Densidad total de formaciones

t = tiempo de tránsito (us/ft)

$t_{ma}$  = tiempo de tránsito de matriz (us/ft)

Gardner (1974), condujo una serie de medidas controladas de campo y laboratorio de rocas sedimentarias saturadas y determinaron una relación entre los registros sísmicos compresionales (DTCO) y la densidad.

$$\rho = aV^b \quad (6)$$

Donde  $\rho$  está en g/cc, a es 0.31 cuando V está en m/s y 0.23 cuando V está en ft/s y b es 0.25. La mayoría de rocas sedimentarias se encuentran alrededor de esta predicción. (Crewes Research Report, 1998)

Es conocido que mientras aumente la profundidad del pozo, la sobrecarga de este será mayor y la presión de poros aumentará.

Tabla 3-2 Densidad de los materiales y fluidos más comunes

TIPO DE MATERIAL	DENSIDAD (gr/cc)
ARENISCA	2.65
LIMOLITA	2.71
DOLOMITA	2.87
ARCILLA	2.7 - 2.8
ANIDRITA	2.98
ACEITE	0.6 – 0.7
GAS	0.015
AGUA FRESCA	1.0

### 3.2.2 Esfuerzo efectivo

Terzaghi en 1936 propuso la teoría del esfuerzo efectivo, y confirmó que el esfuerzo efectivo controla la deformación del sólido y está en función de la presión de poros junto al esfuerzo de sobrecarga. (Moutchel J.P. y Mitchell A., 1989)

Las partículas sólidas en contacto forman la estructura del suelo, que también forman un sistema intersticial de vacíos intercomunicados o no, la interacción entre la estructura del suelo y el fluido de los vacíos determinan dicho comportamiento.

La presión de poros normal, por ser una presión hidrostática, tiene igual intensidad en todas las direcciones. Esta presión de poros es perpendicular a una membrana y tiene el valor de  $P_p$ . Examinando los esfuerzos normales a la membrana, se puede apreciar que la diferencia de esfuerzo de sobrecarga y la presión de poros se transmite a la estructura del suelo a través de la membrana, para una situación de equilibrio. Entonces, el esfuerzo efectivo ( $\sigma_e = S - P_p$ ) es una medida de la carga soportada por la estructura.

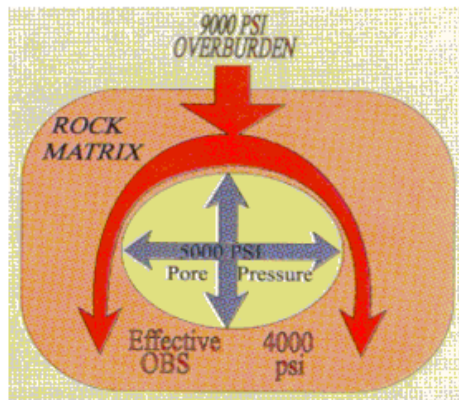


Figura 3-1 Distribución de esfuerzos en una roca porosa (Schlumberger, 2005)

La carga ejercida en una estructura porosa es distribuida por medio del fluido y la roca como se muestra en la Figura 3-1 .

En una tendencia normal de presión de poros, el esfuerzo efectivo aumenta de acuerdo a la profundidad, por el incremento de la sobrecarga.

Calculando el esfuerzo de sobrecarga con la ecuación 2 y el esfuerzo efectivo con los métodos en función de las velocidades, se puede determinar la presión de poros utilizando la ecuación 7.

Ecuación dada por Terzaghi:

$$S = \sigma_e + P \tag{7}$$

Donde:

P = Presión de poro (lb/pulg<sup>2</sup>) o psi.

S = esfuerzo de sobrecarga (lb/pulg<sup>2</sup>) o psi.

$\sigma_e$  = Esfuerzo vertical efectivo o esfuerzo de matriz (lb/pulg<sup>2</sup>) o psi.

### 3.2.3 Porosidad

La porosidad es el volumen de poros u oquedades de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar una cantidad de fluido. Se expresa por el porcentaje de

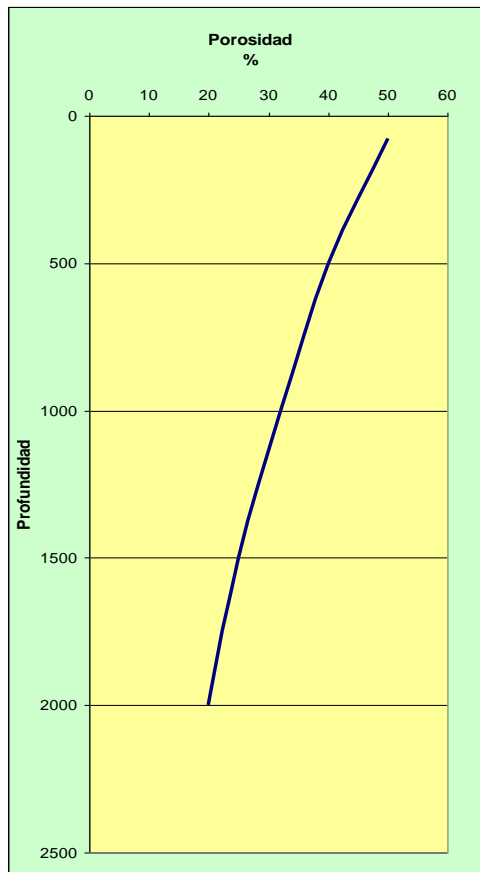
volumen de poros respecto al volumen total de la roca. Existen dos tipos de porosidad efectiva y no efectiva, la efectiva es la que se refiere al porcentaje de poros interconectados que permiten la circulación del fluido, y la no efectiva es la resta del volumen de porosidad total de la roca menos la porosidad efectiva.

Las porosidades se clasifican según la disposición física de material que rodea a los poros y a la distribución y forma de los poros. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos de arena individuales, con unas formas más o menos esféricas y apiñadas de manera que los poros se hallan entre los granos.

A esta porosidad se le llama porosidad de matriz. Por lo general, ha existido en las formaciones desde el momento en que se depositaron. Por esta razón, también se le conoce como porosidad primaria.

Según la forma en que fueron depositadas, las calizas y dolomitas también pueden mostrar porosidad intergranular. Así mismo, pueden tener porosidad secundaria en forma de pequeñas cavidades. La porosidad secundaria se debe los efectos de diagénesis en la matriz de roca después del depósito. Las aguas de infiltración rica en minerales pueden formar depósitos que sellen parcialmente varios poros o canales de una formación.

La porosidad disminuye con respecto al incremento de la profundidad como se muestra en la Figura 3-2, ya que en un proceso de compactación normal, los sedimentos reducen su porosidad, llegando a valores casi de cero.



**Figura 3-2 Muestra la tendencia normal de la porosidad con respecto a la profundidad**

### 3.2.4 Presión de Fractura

En zonas con presiones anormalmente altas, la predicción de la presión de fractura es muy importante.

Es la presión a la cual se presenta falla mecánica de una formación, originándose una pérdida de circulación. Estas presiones se pueden originar por trabajar con lodos de alta densidad, cambios bruscos de presión como el efecto del pistón o mantener una presión arriba de la presión máxima permisible.

Las formaciones de edad geológica reciente de poca profundidad contienen proporcionalmente más agua y son más porosas y por lo tanto son más ligeras que las rocas más profundas y se fracturan a presiones más bajas que las rocas más densas y más comprimidas que se encuentran a mayor profundidad. Sin embargo, también, estas presiones aparecen en las formaciones geológicas más viejas que se encuentran a mayor profundidad.

### 3.2.5 Lodo de perforación

El lodo es el fluido de perforación, sus principales funciones es enfriar y lubricar la broca de perforación, limpiar los fragmentos de rocas que la broca ha generado y subirlos a la superficie. También controla las presiones anormales y evita los eventos que pueden causar la inestabilidad del pozo.

El peso del lodo utiliza unidades de densidad (ppg) o (g/cc), comúnmente se utiliza las unidades en el sistema de ingles para la calibración y la toma de datos, ya que los valores en estas unidades facilitan el procedimiento.

Es necesario que el peso del lodo sea mayor a la presión de la formación pero menor a la presión de fractura, como indica la Figura 3-3 .

El gráfico de Presión vs. Profundidad es una información de mucha importancia, en este gráfico se muestra los pesos de lodo, esfuerzos de sobrecarga, y la presión de poro hidrostática vs. la profundidad verdadera vertical (TVD).

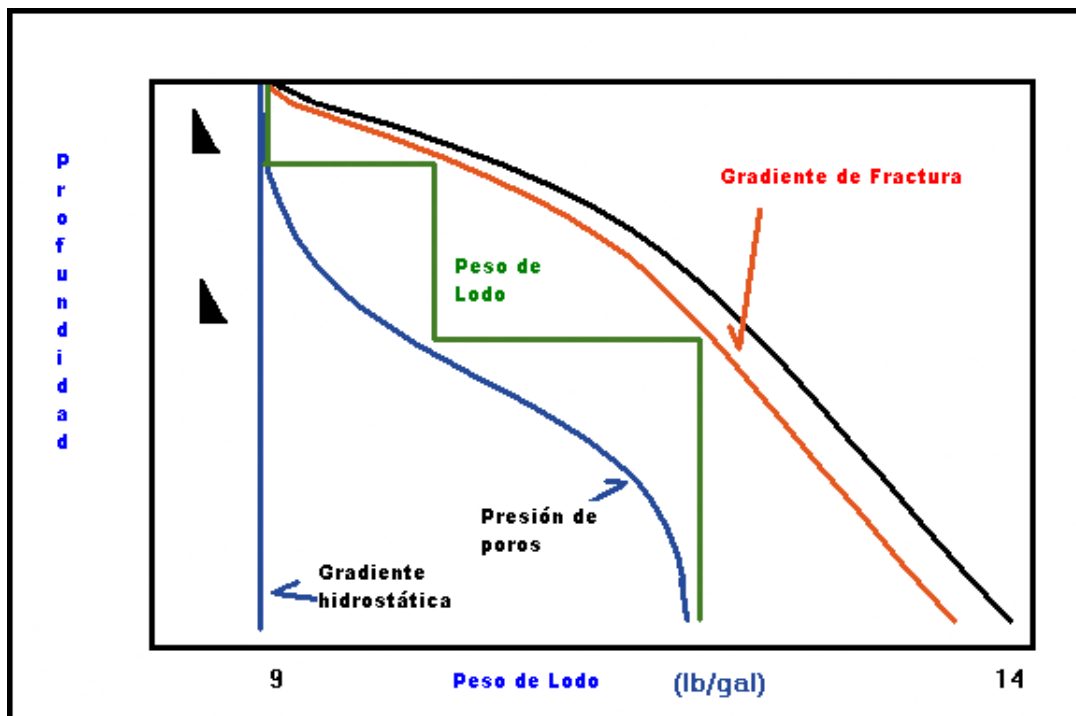


Figura 3-3 Muestra los perfiles de presiones en una situación de presión anormal (Bowers, 2002)

### 3.3 Origen y causas de la presión anormal

Antes de aplicar algún método se debe de encontrar el mecanismo que está generando la presión anormal. Los mecanismos responsables que generan este tipo de presiones pueden estar clasificados de la siguiente manera.

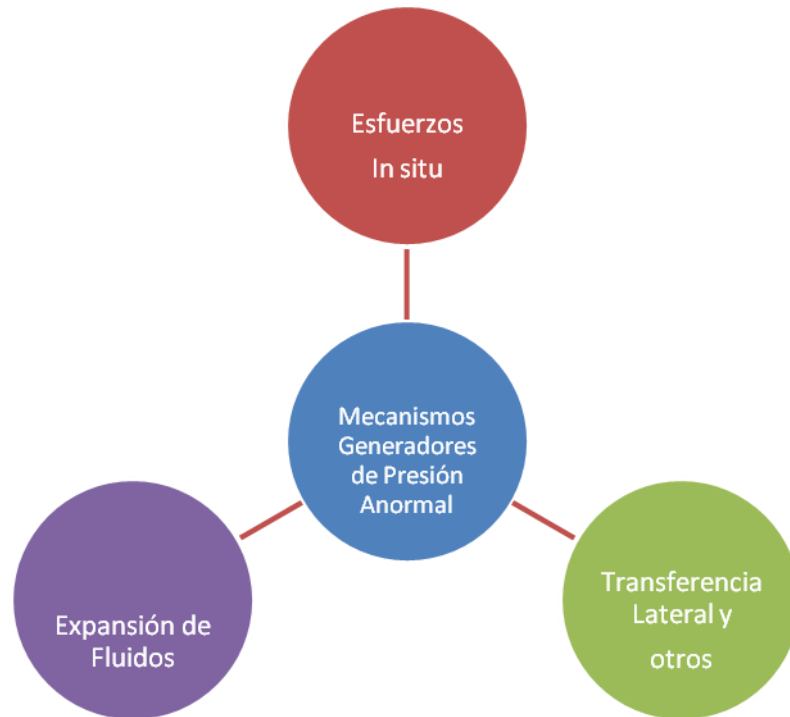


Figura 3-4 Clasificación de mecanismos que generan sobrepresiones

Según Ferlt (1978), múltiples factores podrían causar las presiones anormales, algunos de estos fenómenos son relacionados a la geología, física, geoquímica, y procesos mecánicos.

El origen de estas presiones anormales se debe de identificar para poder desarrollar algún tipo de prevención.

Las presiones anormales tienen muchos orígenes. En este capítulo se nombran y describirán algunos de ellos.



### 3.3.1 Esfuerzos Insitu

#### 3.3.1.1 *Fenómeno de Sub-compactación*

La subcompactación de los sedimentos puede ocurrir durante la rápida sedimentación y depositación de los sedimentos que contienen una gran cantidad de minerales de arcilla (Rubey y Hubbert, 1959), por lo tanto la expulsión del agua no ocurre, dejando los poros de los sedimentos llenos de fluidos.

El esfuerzo de sobrecarga es transferido a los fluidos intersticiales y la presión de la formación se hace de modo anormal a causa de que los fluidos son sujetos a la carga de los sedimentos recién depositados. Por lo tanto los fluidos soportan una parte mayor del esfuerzo de sobrecarga. (Chilingar, 2002)

Según Swabrick y Osborne (1998), La condición principal para que ocurra un fenómeno de subcompactación es que haya ocurrido una rápida depositación y que las formaciones estén conformadas por rocas con muy baja permeabilidad.

La sobrepresión debido al fenómeno de subcompactación es generalmente reconocida por las porosidades altas y densidades anormalmente bajas con respecto al incremento de la profundidad.

Tenemos el mejor ejemplo de Terzaghi y Peck (1948), en donde experimentan usando un cilindro lleno de liquido cargando un peso y dentro del cilindro un resorte que representa a la roca matriz, en este cilindro se encuentra una válvula que para presentar los casos esta puede estar abierta o cerrada.

- A) Se encuentra la válvula cerrada, cuando la carga  $S$  es aplicada (para simular la sobrecarga), esto da una presión de poros alta, porque la que estaría soportando la carga el fluido. sin causar alguna deformación.
- B) Se encuentra la válvula semiabierta, el agua tiene por donde escapar por lo tanto la carga es soportada por el resorte y el fluido.
- C) Se encuentra la válvula completamente abierta, la presión del fluido disminuye tanto que el resorte será el único que soporte la carga.

Como resultado de los experimentos de Terzaghi son representados de la siguiente manera (Mouchet y Mitchel, 1989).

1.  $\Delta S = \Delta P$  .....la carga esta soportada totalmente por el fluido
2.  $\Delta S = \Delta \sigma + \Delta P$ .....la carga es soportada por la roca y el fluido
3.  $\Delta S = \Delta \sigma$ .....la carga es soportada solo por la roca.

El primer caso de este experimento podemos relacionarlo con las zonas arcillosas de baja compactación, por la impermeabilidad de la arcilla que causa una alta presión de poros.

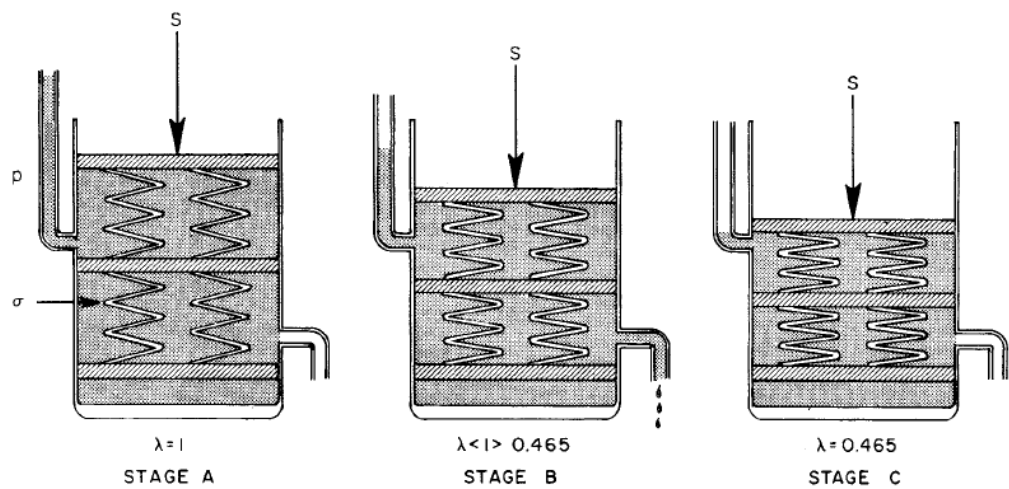


Figura 3-5 Experimento de consolidación de Terzaghi (1948)

### 3.3.1.2 Tectónica

Cuando las deformaciones ocurren debido a esfuerzos tectónicos, estos causan modificaciones en las presiones del fluido y en la distribución de las masas. Esto quiere decir que el tectonismo podría crear presiones anormales.

Según Mitchel y Mouchett (1989), el efecto inmediato de la actividad tectónica es modificar las fuerzas y las direcciones del campo de esfuerzos. Por lo tanto los sedimentos no solo son sujetos al esfuerzo de sobrecarga de su propio peso, sino también al esfuerzo tectónico.

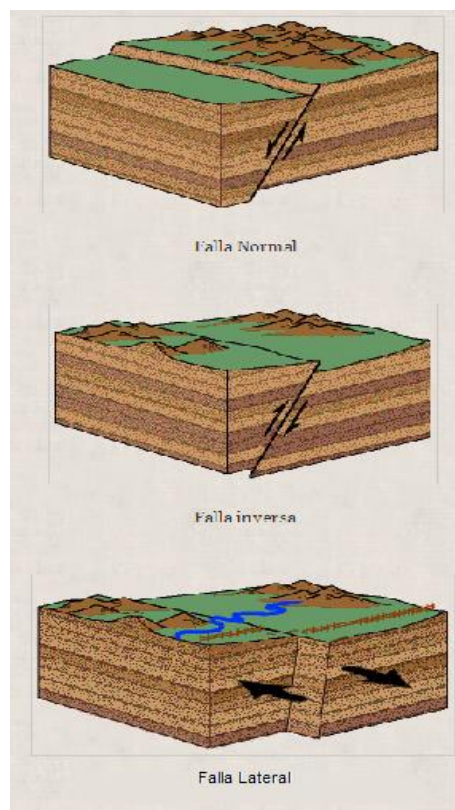
Las sobrepresiones pueden ser resultado de fallas locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales causados por caídas de bloques fallados, etc.

### **Fallas o Fracturas:**

Las fallas son una discontinuidad que se forma en las rocas, cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de las rocas. El movimiento causante de la dislocación puede tener diversas direcciones como vertical, horizontal o una combinación de ellas.

La alta presión de poros causado por las fallas, es porque la falla previene de la expulsión de agua de los poros de los sedimentos arcillosos durante la compactación y diagenesis. (E.C. Donaldson, G.V. Chilingar). También se dice que las Presiones anormales podrían haber facilitado el deslizamiento de los sedimentos en el borde de la plataforma continental. (Dickey, 1968).

En la Figura 3-6, muestra los tres tipos de fallas, Anderson explica estos tres sistemas de la tierra, la falla normal sucede cuando el esfuerzo vertical es el principal esfuerzo inducido, la falla inversa sucede cuando el esfuerzo vertical es el menor de todos y la falla lateral es cuando la magnitud del esfuerzo vertical es el esfuerzo intermedio inducido.



**Figura 3-6 Tipos de Fallas**

### **3.3.2 Expansión de fluidos**

La expansión de fluidos puede generarse de diferentes maneras como el aumento de temperatura y la generación de los hidrocarburos, la expulsión intergranular de fluidos durante la diagénesis de las arcillas. (Bowers, 1995).

Según Bowers (1995), la expansión de fluidos requiere una matriz de roca compactada en el cual pueda adecuadamente almacenar los fluidos de poros, por consiguiente la expansión de fluidos es mayormente común en sobrepresiones a grandes profundidades, en rocas más rígidas.

A diferencia de la compactación, la expansión de fluidos puede causar que el esfuerzo efectivo disminuya con respecto a la profundidad por lo tanto la presión de poros puede elevarse hasta valores muy cercanos al esfuerzo de sobrecarga ( $PP \geq 80\%S$ ). La expansión de fluidos reduce la carga que soportaba la roca matriz, quiere decir el esfuerzo efectivo.

#### **3.3.2.1 Expansión de volumen de agua**

Este mecanismo parte de un principio de que un cuerpo de agua sufrirá un aumento de volumen en relación al volumen poroso, con el cual está sujeto a un incremento de la temperatura. Esta teoría tiende a diferenciar el coeficiente de expansión térmico entre el de la roca.

Un aumento de presión de poros generado por la expansión de volumen de agua se realizará solo si las siguientes condiciones se cumplen: (L. Santos Rocha, C Toledo, 2007)

- Exista un ambiente completamente aislado. (baja permeabilidad)
- Ocurre una variación de volumen poros menores que la variación de volumen del fluido.
- Ocurre un aumento de temperatura.

### **3.3.2.2** *Efecto Diagenético*

Es la alteración físico/química de los sedimentos y su composición mineral, posterior al depósito por procesos geológicos. Se cree que las lutitas y los carbonatos sufren cambios en su estructura cristalina que contribuyen a la generación de presiones anormales. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos y mitificación. (G.V. Chilingar, V.A. Serebryakov).

### **3.3.2.3** *Diagénesis en secuencias de arenas y lutitas*

Según Chilingar (2002), la hidratación puede ocurrir a temperaturas mayores de 221°F o 105°C según la profundidad. Esta alteración libera agua aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

### **3.3.2.4** *Generación de hidrocarburos*

La generación del petróleo y el gas ejerce una presión por expansión de fluidos. La sobrepresión puede ser originada a partir del fracturamiento de la roca fuente. Las fracturas inducidas ayudan en la migración primaria del petróleo y el gas desde las rocas fuentes a las capas almacenadoras. Mayormente la sobrepresión es causada por la generación de gas por su gran habilidad de expansión, mucho más grande que la del petróleo. (Richard E. Swarbrick, Mark J. Osborne, 1998)

## **3.3.3** **Transferencia de Presión**

### **3.3.3.1** *Efecto centroide*

El concepto de centroide fue introducido y discutido por Traugott en 1997. Yardley y Swarbrick, 2000, refirieron a este fenómeno como la transferencia lateral de presión. El método asume que la presión de poros de las arcillas y la presión de poros de las arenas son iguales en un punto hipotético de una estructura.

Según Bowers (2002), el concepto de centroide es el que enfatiza la diferencia entre las presiones de poro de las arenas y lutitas. La mayoría de métodos de predicción de presión de poros enfatiza las propiedades de las lutitas como las velocidades sísmicas

y resistividades pero no dirigen este desajuste entre las presiones de poros de las lutitas y las arenas. Este concepto afirma que la sobrepresión de las arenas proviene de un mecanismo de transferencia vertical y lateral de presiones.

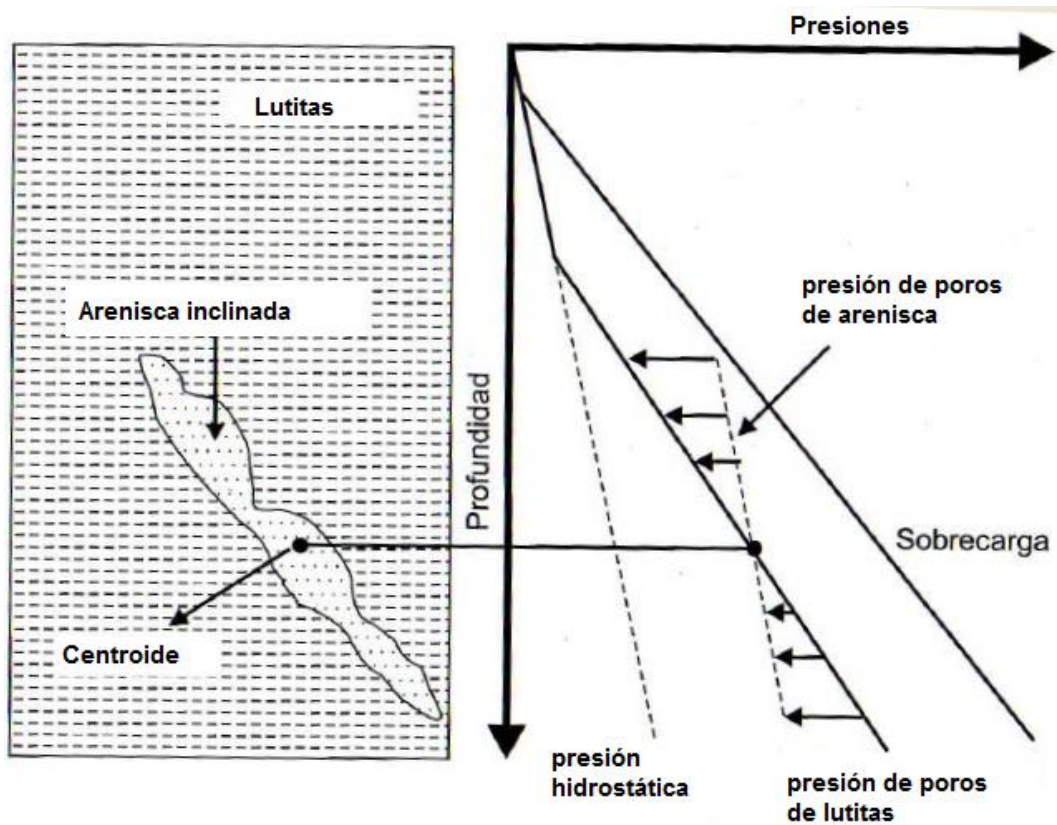


Figura 3-7 Representación esquemática de un efecto de centroide en un gráfico de presión versus Profundidad. (Santos Rocha y Toledo de Azevedo, 2007)

### 3.3.4 Otros

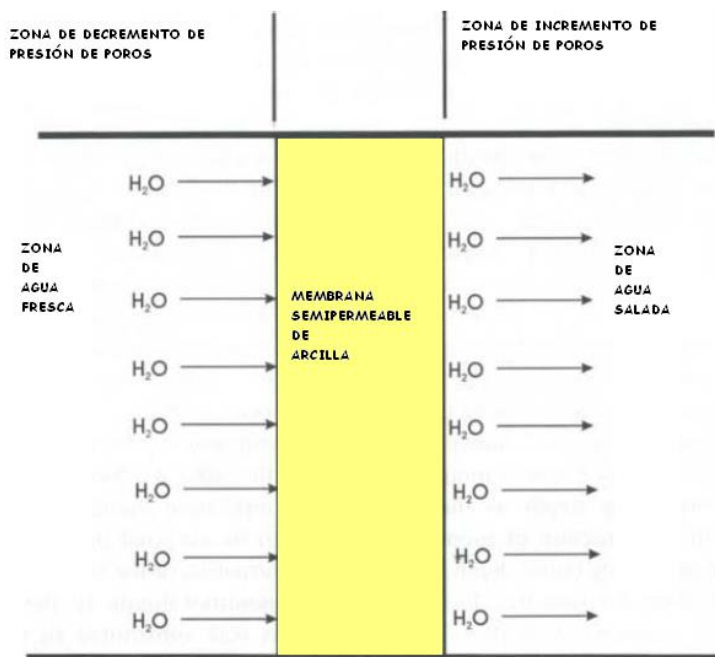
#### 3.3.4.1 Ósmosis

La presión anormal por osmosis, ocurre cuando dos soluciones iónicas, son separadas por una membrana de arcilla semipermeable y el solvente de la solución de menor concentración tiende a pasar a la solución de mayor concentración, (Ferlt, 1976).

En las lutitas, la ósmosis es el proceso por medio del cual el agua puede migrar a través de los poros entre dos puntos de diferentes actividades, mientras que los iones hidratados no pueden ó están substancialmente impedidos (FAM, 1998).

En 1965, Hanshaw y Zen sugirieron que la osmosis podría contribuir al desarrollo de la presión de anormal en ambientes cerrados.

Según Moutchet J.P. y Mitchell A. en 1989 concluyeron que la capacidad de la osmosis para generar presión anormal es limitada a casos como un brusco contraste de salinidad.



**Figura 3-8** Proceso de flujo de ósmosis que traspasa la arcilla semipermeable. (GV. Chilingar, 2002)

Diferentes publicaciones proponen que la presión osmótica puede ser generada por zonas de aguas más salinas y menos salinas. Existen procedimientos que muestran que la presión osmótica puede generar sobrepresiones. Por ejemplo; los excesos de presión pueden ser del orden de 1500 psi con una salinidad diferente de 100,000 ppm NaCl entre dos formaciones. Esas presiones, sin embargo, no son suficientemente altas para producir gradientes altos de alrededor de 0.6 psi/ft que son comunes en formaciones sobrepresionadas. De esta manera se infiere que la presión osmótica no contribuye grandemente a la generación de niveles altos de sobrepresión (Poston & Berg, 1997).

### 3.3.4.2 Cargas Hidráulicas

Este mecanismo es el resultado de la elevación de la capa freática (del nivel hidrostático) en regiones montañosas que ejerce una presión en el subsuelo si la estructura que se encuentra es recubierta por un sello. Este material (generalmente la arenisca) está conectado a la superficie que produce el fluido y drenada al intervalo del pozo donde ocurre la sobrepresión. El siguiente gráfico muestra la conexión de la zona montañosa con la zona perforada. (Richard E. Swarbrick, Mark J. Osborne, 1998)

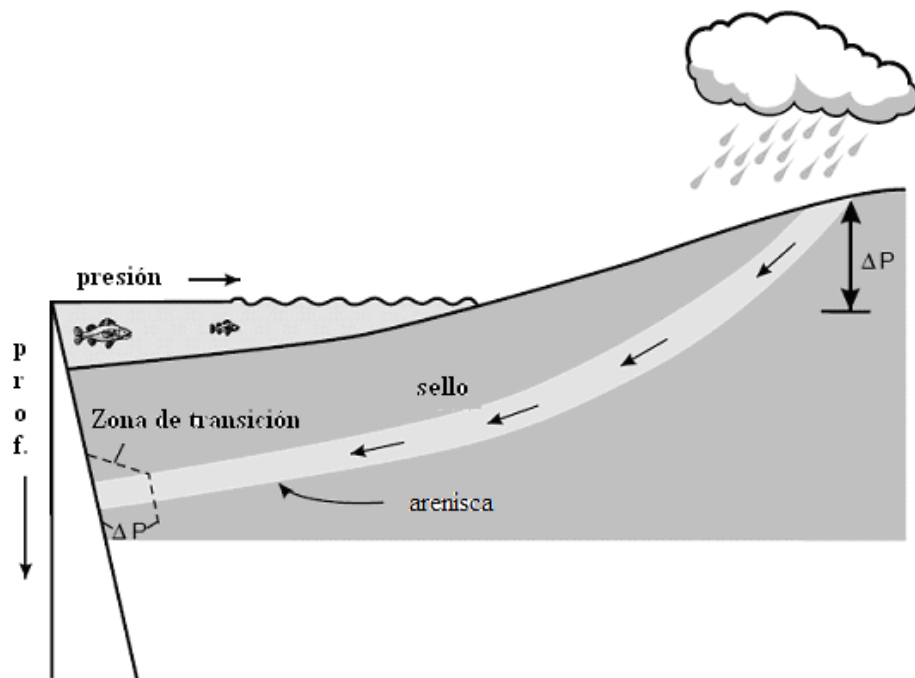


Figura 3-9 Esquema de sobrepresión por cargas hidráulicas (Swarbrick, 1998)

## 3.4 Indicadores de presión anormal durante la perforación

Los procedimientos en la industria petrolera, tienen un alto costo, si ocurriera algún problema, y se tuviera que parar o detener la perforación causarían pérdidas económicas importantes.

A continuación se explican algunos indicadores de presiones de poros anormales:

### 3.4.1 Pega de tubería

Es una condición de inmovilidad de la sarta en el hueco y se presenta ocasionalmente en las operaciones de perforación. Se considera un atascamiento



cuando existe inmovilidad de la broca de perforación y la tubería, esto quiere decir no se puede rotar, levantar ni bajar.

Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la barrena de perforación empuje sobre la pared del pozo de sondeo donde queda atascada.

Los atascamientos que se presentan en la perforación se deben de resolver lo más pronto posible porque cuanto pasa el tiempo las operaciones de desatascamiento se torna peor, aumentando el costo y pérdida de tiempo.

Causas de atascamiento

- Acumulación de recortes (cavings)
- Hueco de diámetro reducido
- Presiones diferenciales

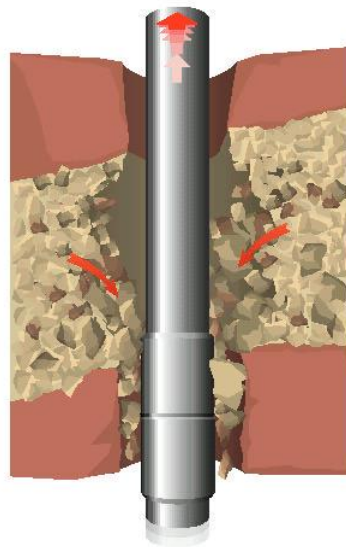


Figura 3-10 Atascamiento de barrena (Colin Bowes & Ray Procter, 1997)

### 3.4.2 Pérdidas de circulación

Este evento puede ocurrir de diferentes maneras, incluyendo la pérdida en fisuras de formación; debido al peso excesivo del lodo. La prevención de pérdidas de lodo (pérdida de circulación) depende de una buena estimación de presión de fractura y presión de poros.

Esto ocurre a medida que avanza la perforación, no hay retorno de fluido o de corte, es muy probable que se esté perdiendo en una zona fracturada.



Figura 3-11 Secciones de pérdidas de circulación

### 3.4.3 Derrumbes (cavings)

Cuando la formación retiene una gran cantidad de fluido de formación, la presión del fluido soportará parte del peso de la sobrecarga, normalmente soportado por la matriz de la roca, lo cual resulta en una mayor presión de poros, si esta presión excede la presión hidrostática del lodo, el fluido tratará de ingresar hacia dentro de la lutita, lo cual será impedido por la impermeabilidad de la lutita, haciendo que se fracture la roca en fragmentos que caen dentro del pozo. Estos son llamados “derrumbes”. Generalmente los cavings son fragmentos que van desde 1mm hasta los 10 cm, estos son transportados a la superficie por el fluido de perforación.

La forma de los cavings son indicadores de presión anormal de poros. La forma *splintery*, es fragmentos alargados de roca y se muestran en la Figura 3-12. Este tipo de caving a diferencia de las otras formas (angular y tabular) es respuesta de la formación ante un bajo peso de lodo. La acción inmediata ante esta manifestación es evaluar incrementar la densidad de lodo para que exista un sobre balance entre la presión del pozo y la presión de la formación.



Figura 3-12 Fragmento de roca: Splintery (Schlumberger poster)

#### 3.4.4 Cortes del Lodo

Al perforar un pozo se utilizan fluidos de perforación, este fluido comúnmente lodo de perforación se encuentra con una densidad dependiendo de la predicción de presión de poros de la profundidad requerida, si el lodo de perforación regresa a la superficie con una densidad menor de lo que se estimó en la zona perforada, quiere decir que ha ocurrido inlfujos de fluidos causados por la sobrepresión de poros por lo tanto la densidad del lodo de perforación disminuyó por fusionarse con los fluidos de la formación.

#### 3.4.5 Kicks o inlfujos controlados

Si no se realiza una buena estimación de presión de poros podrían ocurrir eventos no deseados como los kicks y/o inlfujos; las causas de este evento ocurren por no tener un peso de lodo adecuado que contrarreste la presión de formación, es decir, la  $P_{form} < P_{pozo}$ . La segunda forma es por efectos de presiones dinámicas y migratorias, usualmente debido al movimiento de la broca, donde el pozo experimenta presiones más bajas que las de la formación comúnmente llamado Efecto de Suaveo (Swabbing), este evento puede ser controlado reduciendo la velocidad de la sarta de perforación, evitando pistonear el pozo.

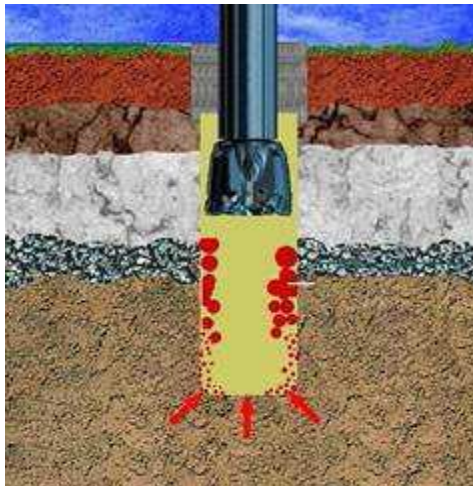


Figura 3-13 muestra el evento de un kick o inlfujo

### 3.4.6 Blowout de gas

Estos suceden cuando no se puede controlar en superficie el Kick o el flujo de fluidos de la formación; este evento se considera muy catastrófico y puede ser provocado con cualquier tipo de hidrocarburo como: agua, aceite, gas o la fusión de ellos.



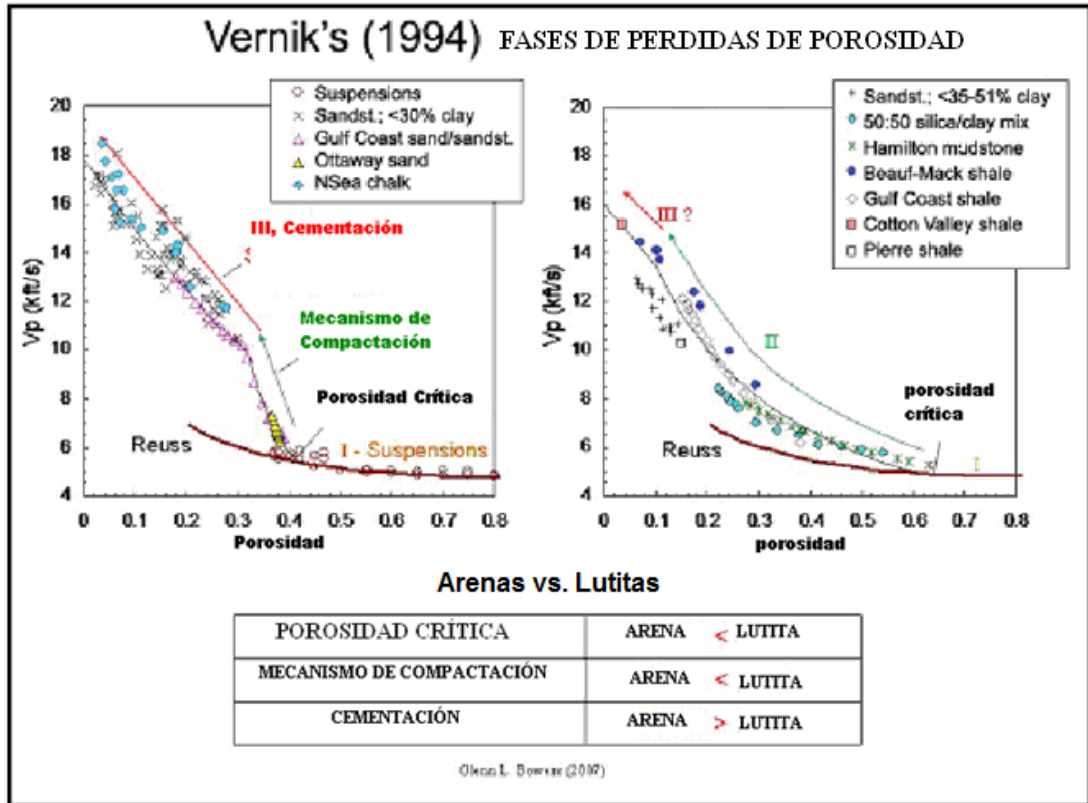
**Figura 3-14 blowout en un campo de Oklahoma**

## 4 PREDICCIÓN DE PRESIÓN DE POROS

Los autores de los métodos han tomado como escenario a las lutitas para predecir la presión de poros, por ser las más propensas a la inestabilidad del pozo, pero también existen otros motivos. Bowers explica un gráfico hecho por Vernik en 1994, donde indica el porqué las lutitas es la mejor litología para la aplicación de los métodos de predicción de presión de poros.

La Figura 4-1 muestra la relación de la velocidad sónica compressional (DTCO) con la porosidad de las arenas (izquierda) y de las lutitas (Derecha), el cual indica las fases de reducción de la porosidad al incrementarse la velocidad. La fase I, representa la suspensión, es la fase en la cual los sedimentos recién se está depositando, la fase II comienza cuando una estructura lleva carga y es dominada por la consolidación mecánica. La fase III, nos muestra la etapa de cementación, la cual tiene una mínima porosidad. Podemos ver que en la fase II, para las arenas, se observa un pequeño rango de la porosidad respecto a la velocidad, en cambio para las arcillas tiene un rango mucho más amplio, esto quiere decir que al momento de utilizar la relación de porosidad/velocidad de las arenas, va existir mayor incertidumbre por ser muy sensible a los cambios de porosidad. En cambio las lutitas, por tener un rango más amplio, los datos de la porosidad son más confiables.

Se tiene de referencia la fase II, por ser la etapa de compactación de la formación.



**Figura 4-1 Fases de Pérdida de porosidad hecho por Vernik (1994)**

Por todo lo explicado anteriormente, se ha realizado una discriminación de las arenas, seleccionando solo los registros en donde los valores de  $V_{clay}$  (Volumen de arcillas) sean mayores que el 35%, con el fin de predecir la presión de poros en las lutitas. Estos valores dependen del campo a analizar, normalmente el dato es obtenido de un estudio realizado por los petrofísicos.

Existen muchos métodos para predecir la presión anormal de poros. Antes, durante y después de la perforación. Antes de la perforación en un campo virgen (cero pozos perforados) se determina a través de las velocidades intervalicas derivadas de la conversión sísmica; durante la perforación es cuando se utiliza datos disponibles mientras se esté perforando, y después de la perforación es cuando se utiliza información de registros corridos de un pozo ya perforado como es el caso que se presenta en esta trabajo de investigación.

El siguiente cuadro nos muestra los tiempos de predicción que están en función de los datos de presión de poros.

Tabla 4-1 muestra los indicadores de sobrepresión y los tiempos de predicción (Ferlt, 1976)

<b>DATOS</b>	<b>INDICADORES DE PRESIÓN</b>	<b>TIEMPO DE PREDICCIÓN</b>
Métodos geofísicos	- Sísmica	Antes de la perforación
Parámetros de perforación	- Exponente "d" - Registros mientras se perfora - Tasa de penetración	Durante la Perforación
Parámetros del fluido de Perforación	- Registros de lodo - Influjos de presión - velocidad del flujo de lodo	Durante la Perforación
Registros de pozo	- Registros eléctricos - Tiempo de tránsito(Sónico) - Densidad - Porosidad - Gamma ray	Después de la Perforación
Métodos directos	MDT, RFT, LEAKOFF TEST	Después de la Perforación

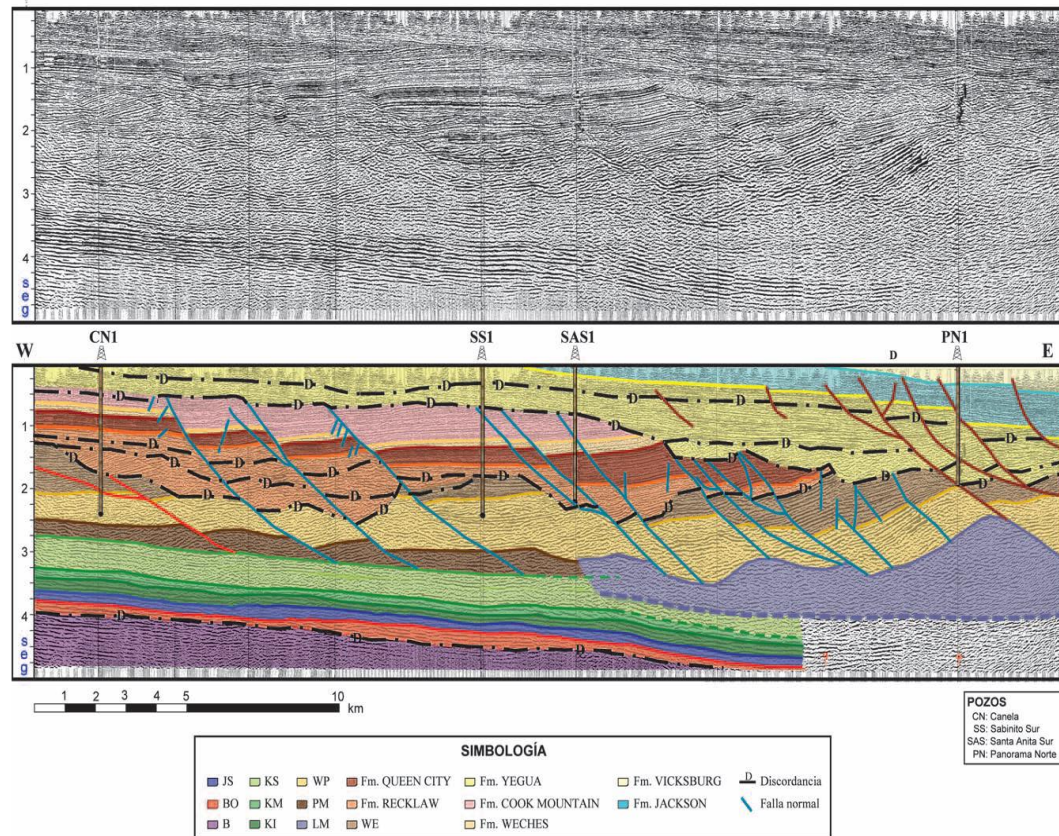
#### **4.1 Métodos de Evaluación de las presiones anormales**

##### **4.1.1 Antes de la perforación**

Las técnicas geofísicas de sismología son muy valiosas para la perforación de pozos con presión anormal. Una de las más importantes y más significativas para encontrar zonas sobrepresionadas son las secciones transversales de la estructura sísmica del campo, las cuales nos permiten determinar los tipos de formaciones, fallas, etc.

Esto se utiliza en áreas en las que la estratigrafía se desconoce y en donde el número de pozos perforados es escaso o nulo, la predicción de la geopresión utilizando los datos sísmicos quizás sea la única herramienta de planeación que se dispone.

En la Figura 4-2 podemos ver una sección sísmica de un campo X, donde las líneas negras discontinuas indican los topes de formaciones y las líneas celestes indican las fallas.



**Figura 4-2 Interpretación de una sección sísmica en la región de Arcabuz-Culebra, Cuenca de Burgos, Mexico (Revista Mexicana de ciencias geológicas, 2004)**

#### 4.1.2 Durante la perforación

El cálculo de la presión de poros mientras se perfora es de vital importancia, pues siempre existe la incertidumbre de que ocurran eventos no deseados y predecirlos en el momento es una buena manera de evitarlos y/o solucionarlos. El método más conocido es el cálculo del exponente “d”, el cual utiliza los parámetros de perforación como la tasa de penetración ROP, velocidad de rotación RPM, peso sobre la broca y diámetro de la misma. Sin embargo, métodos en función de registros también son aplicados si se estuviera registrando resistividad y/o sónico mientras se está perforando. Los nuevos avances realizados en materia de capacidades de LWD (Logging While Drilling), tales como los que ofrece la familia Scope (herramienta de Schlumberger) juntos con el soporte de los ingenieros permiten un enfoque más integral para la perforación sin sorpresas a fin de



optimizar la perforación, (Stephen Willson, BP América Inc.). Estas herramientas de LWD en tiempo real, hoy en día incluyen registros optimizados de resistividad, porosidad, tiempo de tránsito (acústico), imágenes de hueco, buzamiento, presión anular, pérdidas de fluidos y datos relativos a la integridad de la formación (Aldred W. Cook, 1998) están dando una nueva dimensión a la industria, ya que hace más rentable y eficiente la perforación del pozo, y sobre todo en pozos exploratorios. Pudiendo controlar y minimizar los riesgos de perforar en zonas vulnerables a la sobrepresión.

#### **4.1.3 Después de la perforación**

Al terminar de perforar un pozo, generalmente se realizan diferentes tipos de registros, según la inversión económica que se haya realizado al pozo, estos registros eléctricos son la mejor herramienta para obtener información de la zona donde se perforó y de los pozos cercanos futuros a perforar.

Aplicando los métodos, podemos obtener un perfil de presión de poros calibrado con eventos sucedidos en la perforación y con mediciones de las herramientas MDT (Schlumberger) y RFT, entonces obtendremos parámetros de cada método, cuyos valores puedan ser utilizados en el mismo campo.

#### **- Métodos Directos**

##### **MDT, RFT**

Estos métodos de evaluación de la presión de formación son usualmente tomados para referenciar y calibrar la presión de poros en formaciones de arenas. Esto es el resultado de correr unas pruebas de cable después de que el pozo ha sido perforado, los más conocidos son el MDT, probador modular de la dinámica de la formación (herramienta de Schlumberger) y RFT (probador de formación a repetición)). Sin embargo se debe de tener mucho cuidado al utilizar los valores de métodos directos para calibrar un modelo de presión de poros ya que las presiones en arenas no son necesariamente las mismas presiones estimadas en el modelo, que es por lo general en zonas de lutita. (Schlumberger, 2005).

La presión de poros calculado en el presente pozo, no será comparada con los resultados de estos métodos, ya que se han evaluado en formaciones de edades geológicas diferentes, por lo tanto tienen diferente comportamiento.

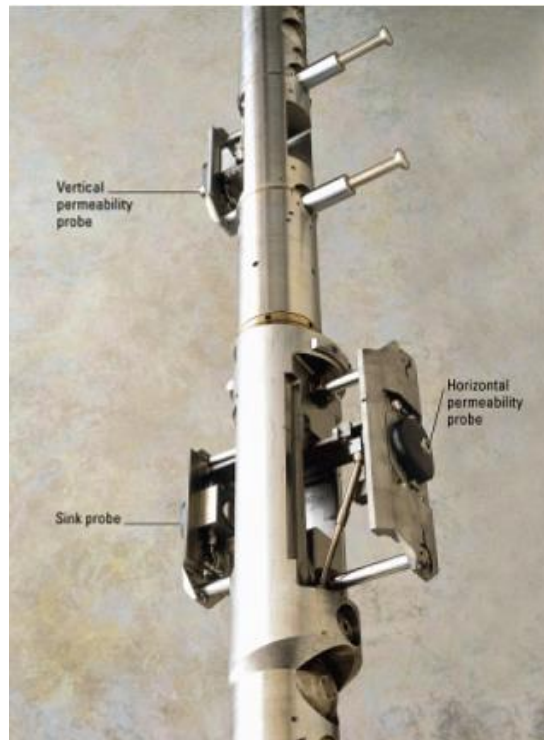


Figura 4-3 Herramienta del MDT (Modular Dynamic Tester), (Schlumberger)

## 4.2 Métodos de Predicción de presión de poros

### 4.2.1 Método de Hottman y Johnson

En 1965, Hottman y Johnson presentaron un método para predecir las magnitudes de las sobrepresiones por medio de registros de resistividad y registros sínicos. Esta técnica ha recibido una gran aceptación a pesar que los estudios fueron realizados solo en los sedimentos terciarios de las costas del Golfo.

El método utiliza gráficos que relaciona las líneas de tendencia de los registros que indican la presión de poros con la gradiente de presión de poros a una cierta profundidad.

Estos gráficos reflejan las condiciones geológicas del área, la cual fue analizada. Según Mathews y Kelly (1967), Los gráficos desarrollados en una determinada zona

no pueden ser utilizados en otra área geológica; otros gráficos deben de desarrollarse.

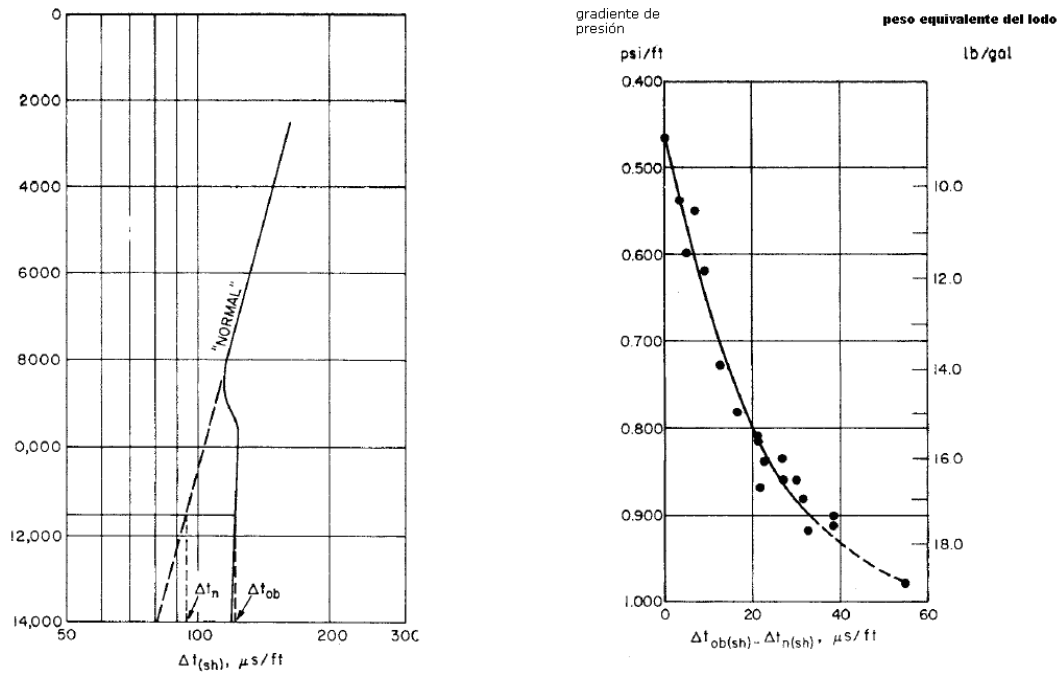
#### **4.2.1.1 Método acústico**

Uno de los aportes de los registros sínicos ha sido la estimación de la porosidad de las rocas sedimentarias entre otros factores. Las velocidades sínicas son dependientes de diferentes parámetros, esto incluye el grado de compactación, la porosidad, el contenido de fluido y la litología, si se encuentran variaciones en las líneas de tendencia normal de la porosidad o de la densidad, la velocidad sínica cambiará por lo tanto también la tendencia de la presión de poros, identificando la zona de sobrepresión. Según investigaciones en condiciones normales (presiones normales), indican que el tiempo de tránsito ( $\Delta t_h$ ) disminuye con el aumento de la profundidad, esto indica que su porosidad decrece y la densidad aumenta.

Según Hottman y Johnson (1965), el procedimiento para estimar una presión de poros por medio de registros sínicos es el siguiente:

- 1.- Graficar la línea de tendencia normal de la curva de tránsito de tiempo.
- 2.- Identificar el tope de la formación de la zona sobrepresionada para diferenciar de la línea de tendencia graficada.
- 3.- La presión de reservorio a cualquier profundidad se encuentra con los siguientes pasos:
  - Encontrar el tope de la divergencia de la tendencia normal.
  - Diferenciar  $\Delta t_{ob} - \Delta t_n$  y encontrar la gradiente de presión en la .
  - Multiplicar la gradiente de presión por su respectiva profundidad.

La Figura 4-4 es obtenida de datos de cada campo analizado.



**Figura 4-4** Relación del registro sónico con respecto a la profundidad, mostrando una divergencia en la tendencia normal e indicando los tiempos de tránsito registrados y normales. (Hottman y Johnson, 1965)

#### 4.2.1.2 Método resistivo

Hottman y Johnson (1965) reconocieron el significado principal de la teoría y desarrollaron una relación entre los registros de resistividad y las sobrepresiones.

Ellos expresaron que las rocas tienen una mayor resistividad eléctrica que el agua de formación, por lo tanto las lutitas que tienen una buena compactación y contienen poco fluido de formación (el fluido ha disipado) tienen una resistividad mayor que las lutitas menos compactadas que contienen más fluido (el fluido no ha podido disipar). Por consiguiente se conoce que en una sedimentación normalmente compactada, la línea de tendencia normal de resistividad incrementa con respecto a la profundidad (Eaton, 1975).

El procedimiento de este método para estimar la presión de poros utilizando los registros de resistividad es el siguiente:

- Graficar el registro de resistividad vs. La profundidad en una escala logarítmica.
- Establecer la línea de tendencia normal de la resistividad.

- Identificar la formación sobrepresionada, encontrando los puntos de divergencia de la resistividad observada y la línea de tendencia de esta.
- Para encontrar la gradiente de presión se siguen los siguientes pasos:
  - Se divide la resistividad normal entre la resistividad observada.
  - De la encontrar la gradiente de presión con el resultado de la relación (Rn/Ro).
- Multiplicar la gradiente de presión de poros por la profundidad respectiva y se tendrá la presión de poros en unidades psi.

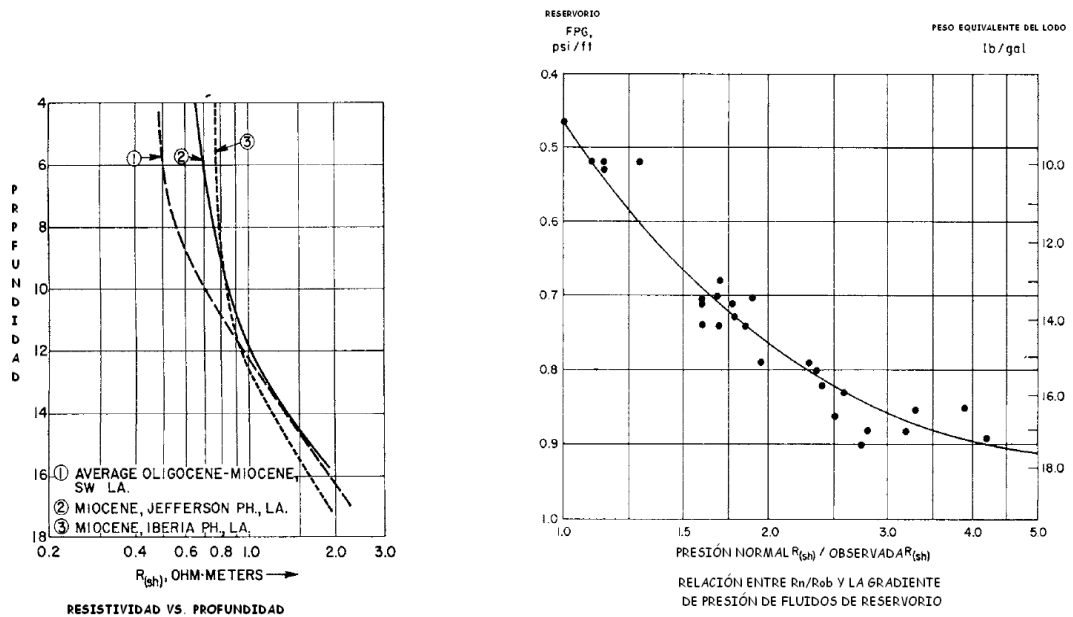


Figura 4-5 Muestra la resistividad vs. Profundidad y la relación entre Rn/Rob con la gradiente de presión de fluidos de reservorio. (Hottman y Johnson, 1965)

#### 4.2.2 Método de profundidad equivalente

El método la profundidad equivalente, según la Figura 4-6 se basa en que las lutitas a diferentes profundidades, tendrán un esfuerzo efectivo igual, (Mouchet y Mitchell, 1998). Ya que en el punto donde ocurre la sobrepresión, la carga de los sedimentos estarán soportados por la presión del fluido y no por el esfuerzo de la matriz, manteniendo el valor del esfuerzo efectivo igual que en la zona de compactación normal.

El procedimiento es igualar los esfuerzos efectivos calculados con la ecuación de Terzaghi.

$$\sigma_{eA} = S_A - P_{pA} \text{ y } \sigma_{eB} = S_B - P_{pB}$$

$$(S - Pp)_A = (S - Pp)_B \quad (8)$$

Conociendo el esfuerzo de sobrecarga del punto A y B; y la presión de poros en tendencia normal del punto B, se determinaría la presión de poros en el punto A.

$$Pp_A = S_A - (S_B - Pp_B) \quad (9)$$

Este método es válido solo para sobrepresiones por fenómeno de subcompactación.

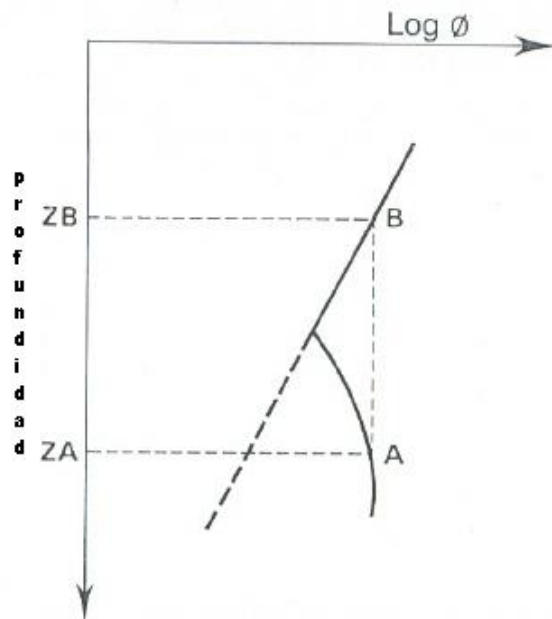


Figura 4-6 Principio de método de profundidad equivalente, (Mouchet y Mitchell, 1998)

#### 4.2.3 Método de Eaton (1975)

Eaton (1972) propuso optimizar el método de Hottman y Johnson (1965), mejorando la relación de los registros observados y registros en tendencia normal, ya que el método de Hottman y Johnson utilizaba datos muy empíricos causando mayor incertidumbre al calcular la presión de poros. Según la teoría de Eaton, la principal causa de esta incertidumbre es por las diferencias de gradientes de sobrecarga.

Este método de predicción de presión de poros encuentra una relación del esfuerzo de sobrecarga, presión de poros normal, el registro observado y el valor del registro en una tendencia normal, los dos últimos elevados a un exponente empírico. Puede

estar en función del registro sónico, registro de resistividad, como también del exponente “D”. (Moutchet y Mitchell, 1989).

Se traza una línea de tendencia en el perfil resistividad, tiempo de tránsito o exponente D y el punto de divergencia de esta línea en relación a las lecturas medidas nos da el tope de anomalía en la presión de formación. La curva de presión de poros es calibrada por el exponente que se eleva a la división del registro observado con el normal (o viceversa, dependiendo que registro sea), y la línea de tendencia normal hasta llegar a un perfil donde coincida con los eventos de sobrepresión en el pozo perforado.

Los exponentes tienen valores de 1.2 para los perfiles de resistividad y 3 para los perfiles sónicos, estos datos son resultados de estudios realizados en el Golfo de México, (Eaton,1975). Es posible iniciar el cálculo con estos parámetros para la predecir la presión de poros, pero es muy probable que se tengan que variar por ubicarse en una cuenca diferente.

La finalidad del método es calcular el esfuerzo efectivo, para luego hallar la gradiente de presión de poros utilizando la forma de la ecuación de Terzaghi:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \frac{\sigma_a}{D} \quad (10)$$

La ecuación está definida como:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left( \frac{A_o}{A} \right)^a \right] \quad (11)$$

P/D = gradiente de presión de poros

S/D = gradiente de esfuerzo de sobrecarga

Pn/D = gradiente de presión normal

Ao/A = relación de los registros observados con la línea de tendencia

a = parámetro de ajuste

Método acústico:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}} \right)^a \right] \quad (12)$$

Método de resistividad:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{Pn}{D} \right) * \left( \frac{Ro}{Rn} \right)^a \right] \quad (13)$$

Método de exponente D

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{Pn}{D} \right) * \left( \frac{d_r}{d_{cn}} \right)^a \right] \quad (14)$$

#### 4.2.3.1 Tendencia de compactación

Trazar la línea de tendencia normal o tendencia de compactación es fundamental para el método de Eaton. Esta línea puede ser trazada de manera matemática, escogiendo dos puntos y graficándola con la ecuación de la recta según la tendencia que tenga el registro y la zona de sobrepresión. Pero existen métodos más analíticos los cuales pueden relacionar el esfuerzo efectivo normal con la velocidad sísmica y la resistividad en una tendencia de compactación.

#### Tendencia de compactación de la velocidad sísmica

Hottman y Johnson (1965) asumieron una línea de tendencia normal para el intervalo de tiempo de tránsito, el cual puede ser representado por una línea recta en una escala semilogarítmica. Esta suposición sigue estando en práctica. (Bower, 1999)

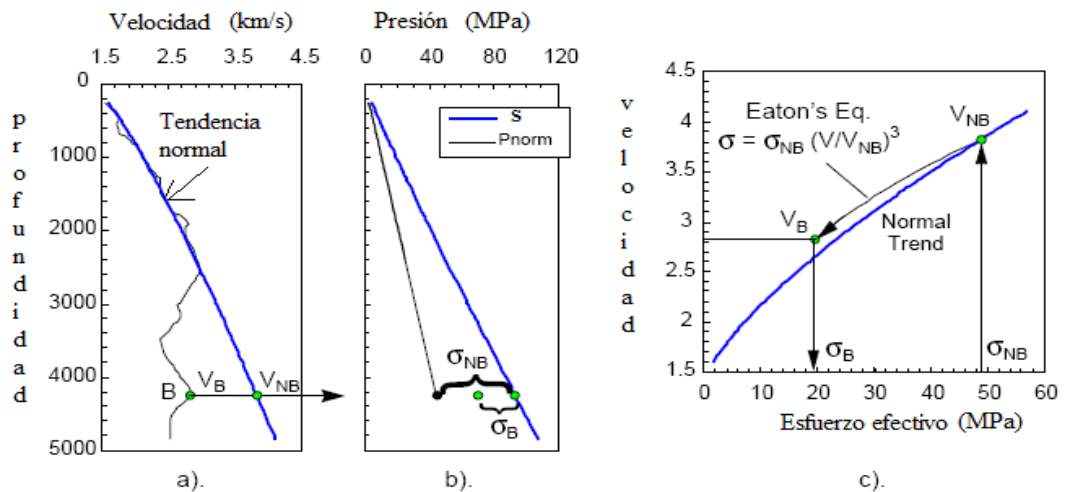


Figura 4-7 a) Tendencia normal de la velocidad; b) perfil de presión de poros indicando el estado del esfuerzo efectivo; c) relación de la velocidad con el esfuerzo efectivo (Bower, 1999)



Una línea recta en escala semilogarítmica del tiempo de tránsito es representada de la siguiente manera:

$$\text{Log}(\Delta t) = A - B \cdot \text{Prof} \quad \Delta t = 10^A \cdot 10^{-B \cdot \text{prof}} \quad (15)$$

La relación con el esfuerzo efectivo correspondiente es:

$$\text{Log}(\Delta t) = A - B \cdot \sigma \quad \Delta t = A \cdot 10^{-B \cdot \sigma} \quad (16)$$

$$\text{Log}(V) = A + B \cdot \sigma \quad V = A \cdot 10^{B \cdot \sigma} \quad (17)$$

Donde A y B son parámetros de calibración que dependerán de la línea de tendencia normal preferida por el proyectista.

Otras ecuaciones que relacionan el esfuerzo efectivo y la velocidad son representadas de la siguiente forma:

**Bellotti & Giacca (1978):**

$$V = \frac{V_{\min} + V_{\max} \cdot \sigma}{A \cdot \sigma + B} \quad (18)$$

Donde  $V_{\min}$  es la velocidad mínima del suelo,  $V_{\max}$  es la velocidad sónica de la roca matriz,  $\sigma$  es el esfuerzo efectivo, A y B son parámetros de calibración.

**Hart, Flemming y Dishpande (1995)**

$$V = V_{\max} (1 - \phi e^{-\eta \sigma})^x \quad (19)$$

Donde  $\phi$ ,  $\eta$ , x son parámetros de calibración, V es la velocidad,  $V_{\max}$  es la velocidad máxima de la roca y  $\sigma$  es el esfuerzo vertical.

**Bower (1995)**

$$V = V_0 + A \sigma^B \quad (20)$$

Donde V es velocidad,  $\sigma$  es esfuerzo efectivo y  $V_0$ , A y B son parámetros de calibración.

**Hamouz y Mueller (1984):**

$$\log(\Delta t - \Delta t_{mx}) = A - B * \sigma; \Delta t - \Delta t_{mx} = A * 10^{-B * \sigma} \quad (21)$$

Donde  $\Delta t_{mx}$  es el intervalo de tiempo de tránsito de la matriz, A y B son parámetros de calibración y  $\sigma$  es el esfuerzo efectivo.

Se puede observar en la relación de velocidad y esfuerzo efectivo que todos los métodos tienen la misma tendencia hasta los 5,000 psi a diferencia del método de la recta semilogarítmica que tiene una tendencia similar solo hasta los 3,000 psi y después esta continua pero con esfuerzos efectivos menores.

La siguiente tabla nos indica los valores de los parámetros que se han analizado y dieron como resultado las curvas de la figura 4-8.

**Tabla 4-2 muestra los valores de los parámetros calculados para el Golfo de Mexico (DEA Project 119, 1999)**

<b>METODO</b>	<b>ECUACIÓN</b>	<b>VALORES DE PARÁMETROS</b>
<b>Semilogarítmico</b>	$\text{Log}(\Delta t) = A - B * \sigma$	$A = 2.252 \quad B = 7.04 * 10^{-5}$
<b>Bellotti &amp; Giacca</b>	$V = V_{\min} + \frac{V_{\max} \sigma}{A \sigma + B}$	$V_{\min} = 4600; V_{\max} = 14,925; A = 0.7911; B = 753$
<b>Hart, et. Al.</b>	$V = V_{\max} (1 - \phi_0 e^{-\eta \sigma})^x$	$\phi_0 = 0.409; \eta = 2.36 * 10^{-4}; V_{\max} = 14,925$
<b>Bowers</b>	$V = V_0 + A \sigma^B$	$V_0 = 4600; A = 7.20; B = 0.8$
<b>Hamouz y Mueller</b>	$\log(\Delta t - \Delta t_{mx}) = A - B \sigma, \Delta t - \Delta t_{mx} = a 10^{-\frac{B * \sigma}{a}}$	$A = 2.12; B = 1.20 * 10^{-4}; \Delta t_{mx} = 65$

Las velocidades están en ft/s y los intervalos de tiempo de tránsito están en us/ft y los esfuerzos en psi.

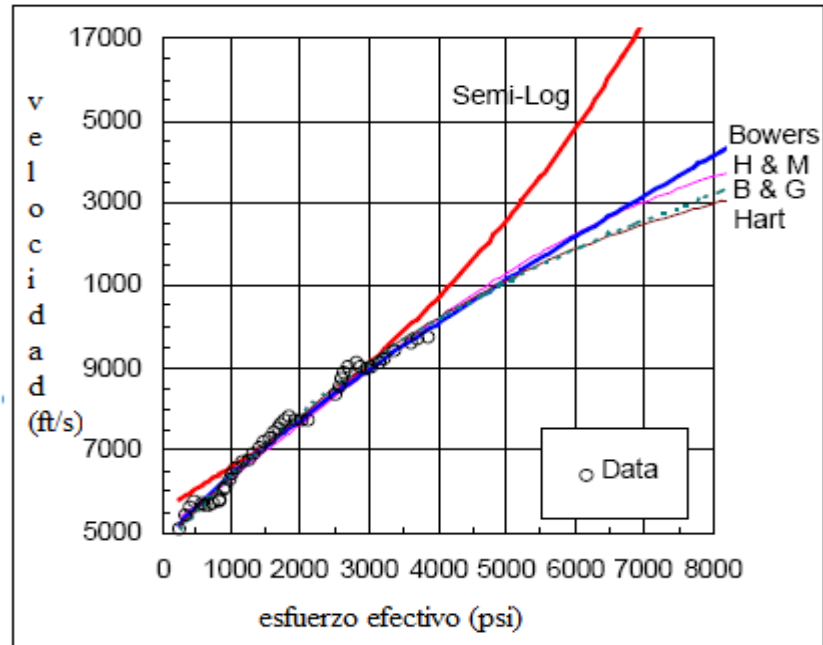


Figura 4-8 Comparación de las diferentes ecuaciones de tendencia de compactación (Bower, 1999)

El método de la línea recta semilogarítmica se está volviendo muy importante en la aplicación de Eaton, ya que ha dado resultados satisfactorios. No obstante, existen casos donde el esfuerzo efectivo en zonas sobrepresionadas no diverge de la línea de tendencia de compactación. (Bowers, 1999)

Utilizando la línea recta semilogarítmica como la tendencia de compactación para el método de Eaton, es necesario calibrar los parámetros A y B junto al exponente del método de la ecuación Eaton de acuerdo a la zona de sobrepresión.

### Tendencia de compactación de resistividad

El método de la línea recta semilogarítmica es también utilizado para graficar la tendencia normal de la resistividad y es representada de la siguiente manera:

$$\text{Log}(R) = A + B \cdot \text{Prof} \qquad R = A \cdot 10^{B \cdot \text{Prof}} \qquad (22)$$

Y en términos de esfuerzo efectivo:

$$\text{Log}(R) = A + B \cdot \sigma \qquad R = A \cdot 10^{B \cdot \sigma} \qquad (23)$$

La resistividad es afectada por el cambio de la salinidad y la temperatura, por ese motivo también se está tomando en cuenta para realizar la línea de tendencia de

compactación. Una de las siguientes ecuaciones pueden ser utilizadas para la compensar los cambios de temperatura. (Traugott, 1997)

$$\text{Arps Relation: } R_{ref} = R \frac{(T+6.77)}{T_{ref}+6.77} \quad (24)$$

$$\text{Exxon Relation: } R_{ref} = R \frac{(T-6)}{T_{ref}-6} \quad (25)$$

Donde R es la resistividad real y T la temperatura real,  $R_{ref}$  es la resistividad cuando se referencia con la  $T_{ref}$ .

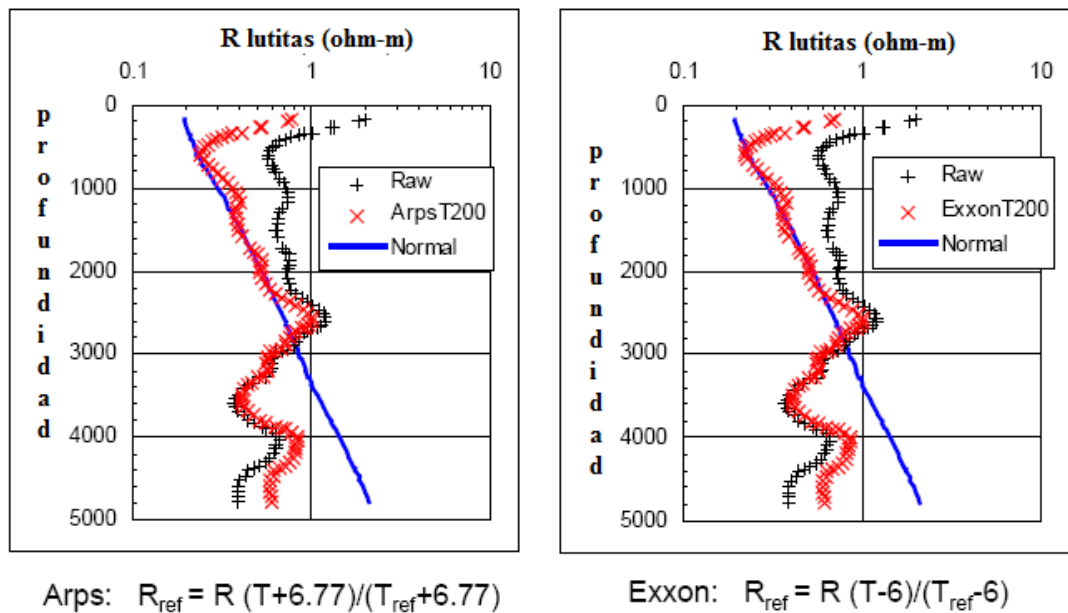
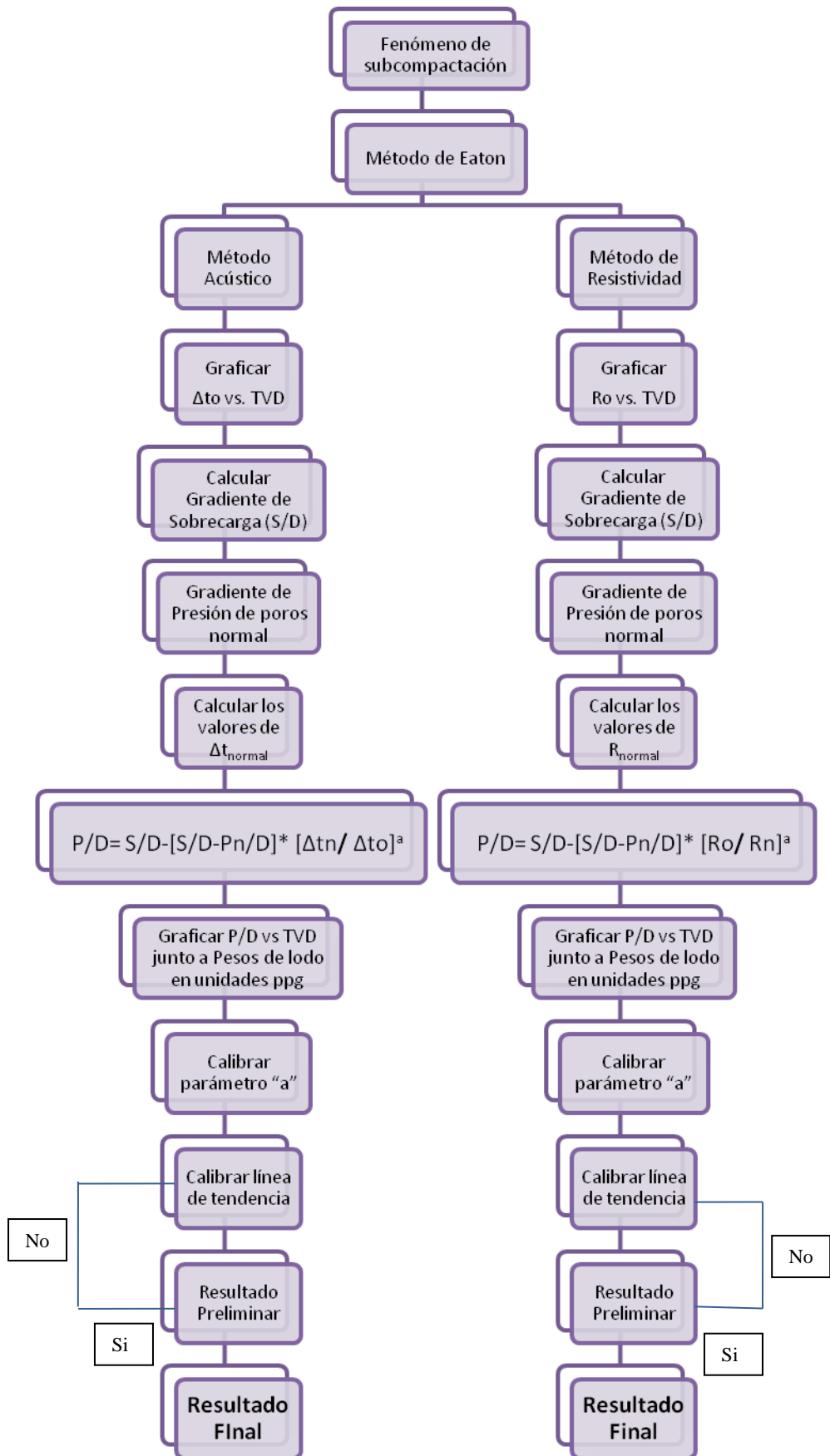


Figura 4-9 La resistividad compensada por la temperatura (Bowers, 1999)

El siguiente flujo de trabajo es para calcular las presiones de poros con el método de Eaton (1975).



#### 4.2.4 Método de Bowers (1995)

Es un método que estima la presión de poros en función de la velocidad sónica o velocidad sísmica, este método a diferencia del resto es calculado dependiendo del mecanismo que generó la sobrepresión. Estos pueden ser por fenómeno de subcompactación o expansión de fluidos.

Bowers (1995) emplea la curva virgen y la curva de descarga para representar estos mecanismos.

Al aumentar el esfuerzo efectivo, los sedimentos se compactan y las velocidades sísmicas aumentan, esta relación representa a la curva virgen. Por lo contrario, la curva de descarga es representada cuando el esfuerzo efectivo disminuye, llamada también zona de regresión, esto se puede apreciar en la Figura 10 junto a la curva virgen.

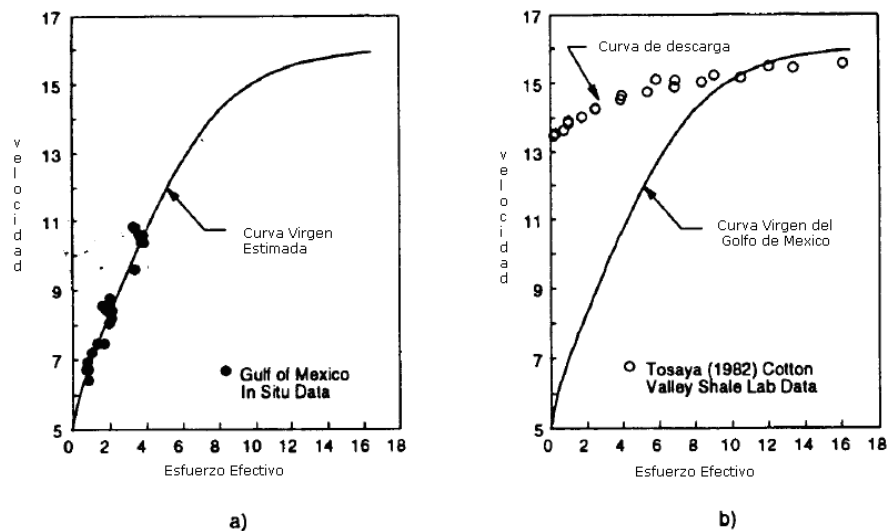


Figura 4-10 Comportamiento de la compactación de la lutitas: a) curva virgen y b) curva de descarga (Bowers, 1995).

Como en todos los métodos para calcular presión de poros, se utiliza solo las rocas arcillosas, para minimizar los efectos de litología.

Según Bowers (1995), el efecto de subcompactación no puede causar que disminuya el esfuerzo efectivo sino mantenerse, por lo tanto la curva virgen también es aplicada para sobrepresiones por fenómeno de subcompactación.

Este efecto mantiene el esfuerzo efectivo en toda la zona de sobrepresión como se muestra en la Figura 4-11. Por otro lado tenemos la sobrepresión causada por expansión de fluidos, efecto que causa un rápido incremento de presión de poros, con valores muy cercanos al esfuerzo de sobrecarga, esto quiere decir que el esfuerzo efectivo está decreciendo con respecto a la profundidad.

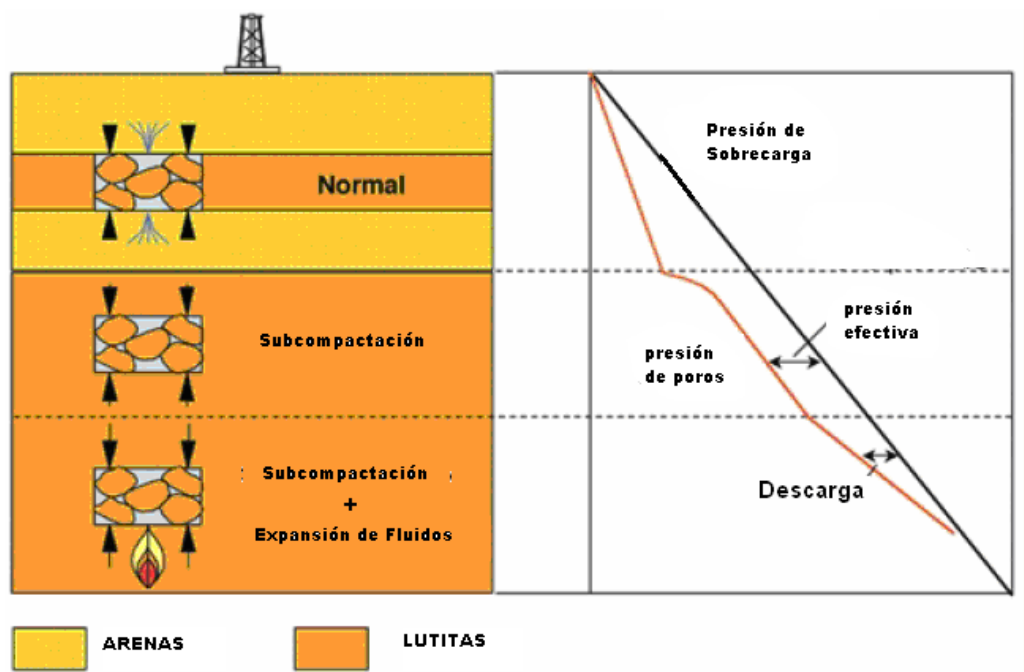


Figura 4-11 Respuesta del esfuerzo efectivo a los mecanismos de sobrepresión (Bowers, 2002)

La Figura 4-12 muestra un caso de sobrepresión por fenómeno de subcompactación del Golfo de México, si observamos la relación del esfuerzo efectivo vs. Velocidad, podemos ver que el esfuerzo efectivo ha permanecido con el mismo valor en zonas donde existe sobrepresión. En cambio en la Figura 4-13 muestra un caso de expansión de fluidos en un pozo de Indonesia, en el grafico d) donde muestra la relación entre el esfuerzo efectivo vs. la velocidad, se tiene una curva virgen y una de descarga, observamos que los intervalos de descarga son los intervalos de profundidad del pozo con presiones anormalmente altas. (Bowers, 1995).

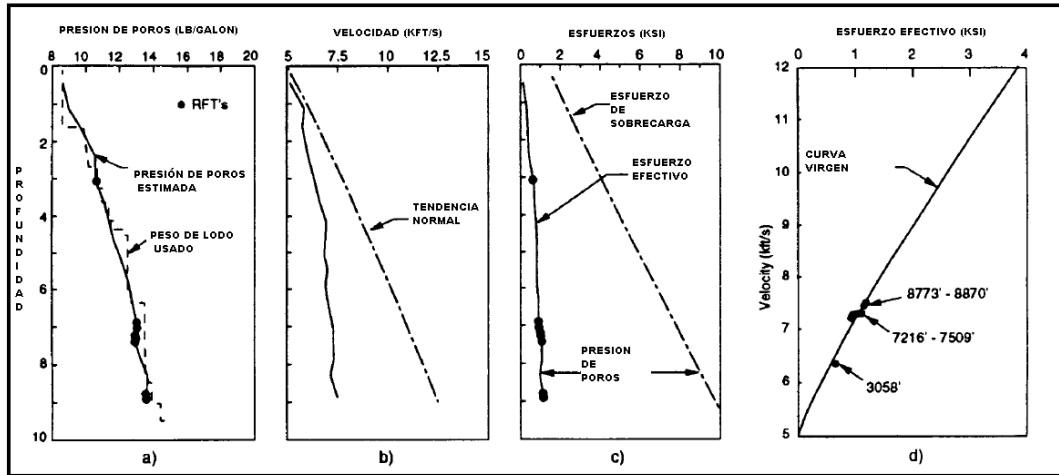


Figura 4-12 Sobrepresión por efecto de subcompactación- Golfo de México (Bower, 1995)

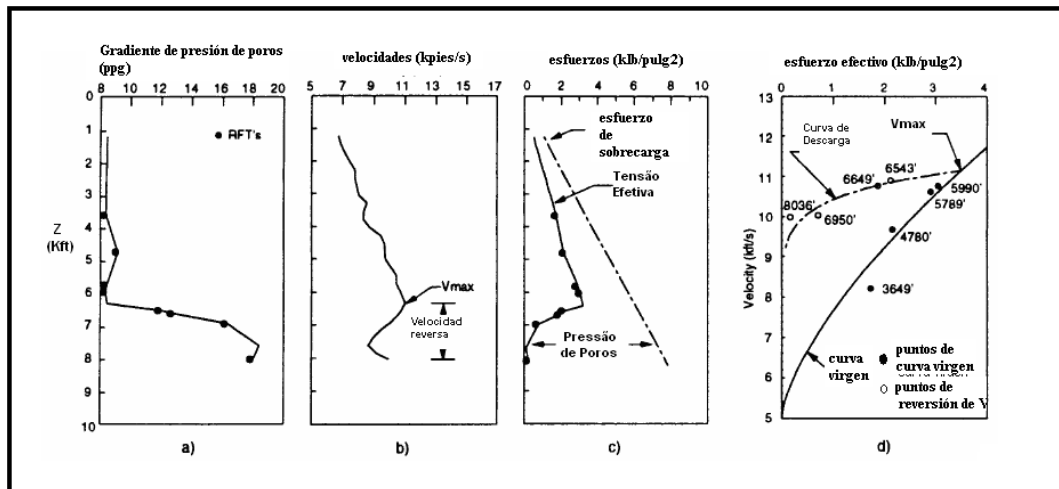


Figura 4-13 Sobrepresión por expansión de fluidos de un pozo offshore en Indonesia (Bowers, 1995)

La curva virgen para rocas arcillosas está representada de la siguiente manera:

$$V = V_0 + A\sigma_e^B \quad (26)$$

Donde:

V= Velocidad (ft/s)

V<sub>0</sub>= velocidad en el fondo marino

σ<sub>e</sub> =Esfuerzo efectivo

A, B= Parámetros calibrados.

Y la curva de descarga, se define de la siguiente relación empírica.

$$V = V_0 + A[\sigma_{\max}(\sigma / \sigma_{\max})^{(1/U)}]^B \quad (27)$$



Donde el esfuerzo máximo es determinado por la siguiente ecuación.

$$\sigma_{max} = \left[ \frac{(V_{max} - V_0)^{1/B}}{A} \right] \quad (28)$$

Las velocidades máximas son estimados de los perfiles de velocidad, en el caso que no ocurriera un gran cambio litológico, el valor de velocidad máxima es considerado el punto donde comienza la curva de descarga.

Para la calibración de las presiones de poro, se están utilizando tres parámetros A, B y U, el parámetro U es medido dependiendo de la plasticidad del sedimento, si no se encontrará una permanente deformación, el valor de U sería 1 en cambio el valor infinito de U corresponde a una deformación irreversible donde la velocidad de regresión corresponde a la velocidad máxima para todos los valores de esfuerzo efectivo menores a  $\sigma_{max}$  (Bowers, 1995). Los valores de U varían entre 3 y 8.

El valor de  $V_0$ , es la velocidad inicial en la superficie del pozo, normalmente está entre 4500 pies/s y 5500 pies/s, pero estas velocidades están determinados para pozos offshore, ya que son las velocidades del fondo marino y el pozo que se está analizando es un pozo onshore, por lo tanto la  $V_0$  será calibrada dependiendo de la ubicación del pozo y las respuestas de los registros de velocidad.

Todo estos parámetros se calibraran con la finalidad de que el perfil de poros coincida con los eventos indicadores de presiones anormales mientras se perforó y las mediciones *insitu* que se tengan, el peso de lodo usado, recortes de lodo y cavings.

#### 4.2.5 Método exponente “d”

El método exponente “d” es uno de los más utilizados para predecir la presión de poros durante la perforación o después de ella; los ingenieros de mud logging normalmente estiman la presión de poros usando los parámetros de perforación ya que es la información que se tiene a disposición en la perforación, mientras que los registros eléctricos son generalmente tomados cuando ya se ha perforado la sección.

Hoy en día la industria petrolera ha avanzado en términos de registros eléctricos y estos ya se pueden adquirir mientras se perfora, esta tecnología es conocida como LWD cuyas siglas en ingles significan Logging While Drilling. El Exponente “d” o Metodo del Perforador está en función de la rata de penetración (ROP), del peso sobre la broca (WOB), la velocidad de rotación de la broca (RPM), el tipo y diámetro de la broca (BS) y las características de las formaciones.

Diferentes maneras para normalizar la rata de penetración han sido efectuadas en los últimos 20 años. El objetivo es disminuir los efectos de variación de parámetros de perforación. En el campo de trabajo se ha demostrado que utilizando el método más conocido como exponente “d” es el más simple y económicamente rentable, pero también se ha demostrado que tiene un grado de incertidumbre alto porque puede ser afectado por variaciones en los parámetros de perforación y cambios en los diseños de los ensamblajes que se bajan al pozo. Se recomienda confirmar y validar los resultados de presión de poros obtenidos mediante este Método con otros métodos que se basen en registros eléctricos los cuales están midiendo directamente las características de la roca.

Jorden & Shirley resolvieron la ecuación de el exponente “d” por la introducción de las constantes las cuales permiten estandarizar las unidades de la industria del petróleo. El resultado son valores de “d” los cuales pueden variar por sus parámetros.

$$d = \frac{\log\left(\frac{R}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{10D}\right)} \quad (29)$$

Donde:

R= velocidad de perforación (pies/hora)

N= Revoluciones por minuto (RPM)

W= Peso sobre la broca (Klibras)

D= diámetro de la broca (pulgadas)

Calculando el exponente “d”, es posible estimar el estado de compactación de la litología.

En el siguiente gráfico se observa la zona de transición que da la velocidad de perforación, el exponente “d” y la presión de poros, de acuerdo a la profundidad en un caso de presiones anormales.

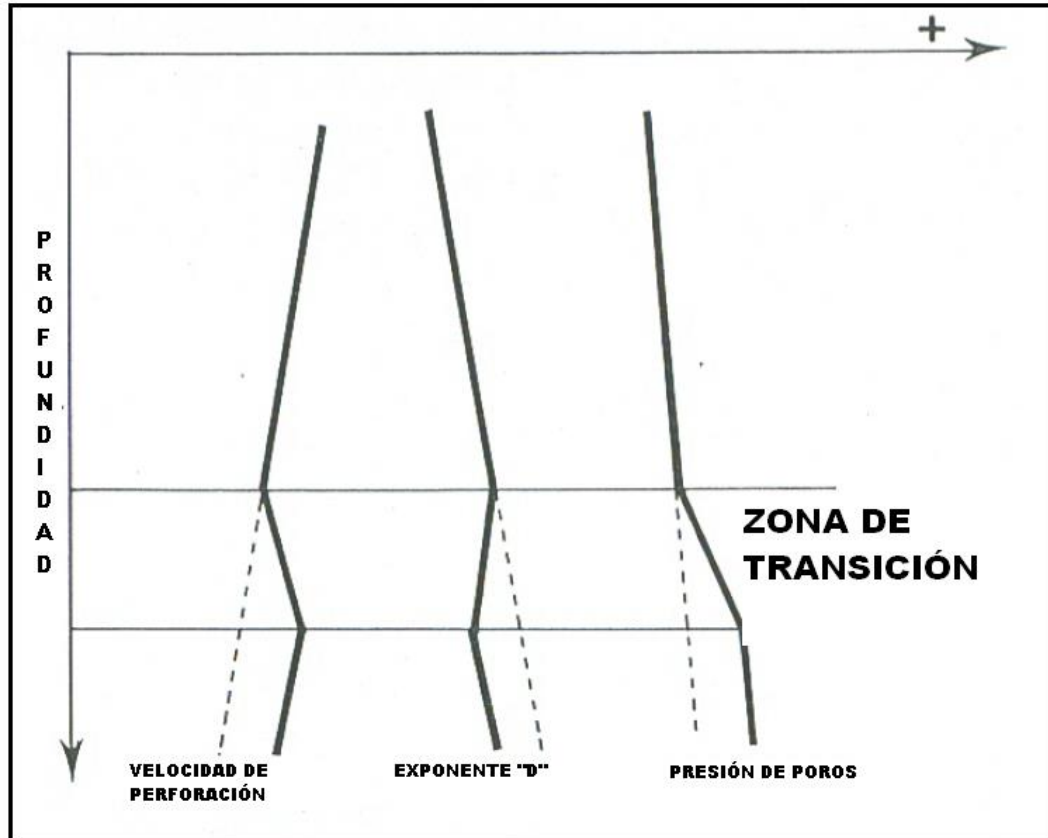


Figura 4-14 Muestra un caso de sobrepresión y las zonas de transición respecto a la profundidad.

Una corrección a este Método del Exponente “d” fue sugerido por Rehm y McClendon en 1971, explicando que el peso de lodo y la presión hidrostática tenían influencia en las diferencias de presión. Por lo tanto un factor fue agregado a la ecuación, el cual multiplica la división de la presión hidrostática entre el peso del lodo como se muestra en la siguiente ecuación.

$$dc = d * \frac{D1}{D2} \quad (30)$$

Donde:

dc= Exponente “d” corregido

“d”= exponente d

D1= presión hidrostática

D2= peso del lodo

Recordando el método de Eaton (1975), tenemos una ecuación para predecir la presión de poros basados en los registros de resistividad, sínicos y también el exponente “d”. Por lo tanto se aplica la ecuación de Eaton en función del exponente “d corregido”.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{Pn}{D} \right) * \left( \frac{d_c}{d_{cn}} \right)^a \right]$$

Donde:

dc= es exponente “D” corregido

dcn= el exponente “D” en tendencia normal

a= exponente calibrado por la Presión de poros.

Para entender mejor el método, se explicará en los siguientes párrafos cada parámetro de perforación utilizado.

#### 4.2.5.1 Broca de perforación

Es el elemento cortador en la perforación de pozos, la mayoría de las brocas tricónicas consisten de tres conos que giran sobre cojinetes para hacer uso de todos los elementos cortadores. Además las brocas poseen un sistema de circulación para su enfriamiento y permitir el paso del fluido, usando su fuerza hidráulica para impactar la roca y facilitar su perforación.

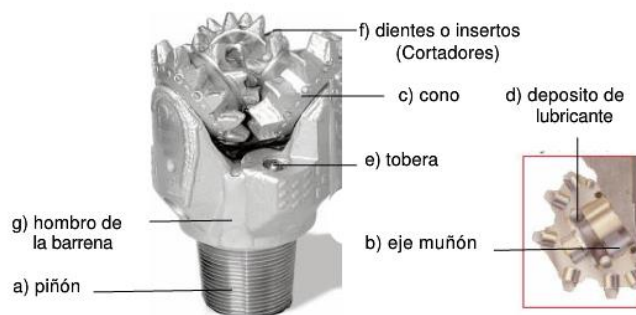


Figura 4-15 Componentes de una broca de perforación

#### **4.2.5.2      *RPM (Revoluciones por Minuto)***

Consiste en la cantidad de vueltas por minuto que la mesa rotaria transmite a la sarta de perforación y esta a su vez a la broca. La velocidad de perforación es directamente proporcional a la velocidad de la rotación (RPM) en formaciones suaves. En formaciones duras, el incremento de la velocidad de rotación disminuye así como la tasa de penetración.

#### **4.2.5.3      *Tasa de Penetración (ROP)***

Los valores de la tasa de penetración puede ser muy útil para estimar qué tipo de litología se está perforando. En una zona de compactación normal la tasa de penetración disminuye a medida que aumenta la profundidad.

Según Forgotson (1969) la tasa de penetración incrementa en lutitas, aproximadamente dos veces el valor de la tendencia normal por lo tanto dicha zona indicaría la zona sobrepresionada.

#### **4.2.5.4      *Peso sobre la Broca (WOB)***

Es la carga aplicada sobre la broca por medio de la barrena, para que este efectúe la penetración de las formaciones. La penetración se logra cuando la carga aplicada sobre la broca supera la resistencia de compresión de la formación en contacto con los dientes de broca.

La respuesta de la formación en relación con el peso sobre la broca se puede medir a través de la tasa de penetración. Y cuando no hay avance en la tasa de penetración, puede ser porque la broca se ha atascado por exceso de cortes, la formación puede ser muy dura o la vida útil de la broca ha concluido.

El método es muy útil sólo cuando se encuentran condiciones similares en la programación de perforación con el pozo cercano, pero se tiene que tener en cuenta que cualquier cambio en los parámetros de perforación puede variar significativamente el exponente “d”, por lo tanto variaría en la predicción de presión de poros.

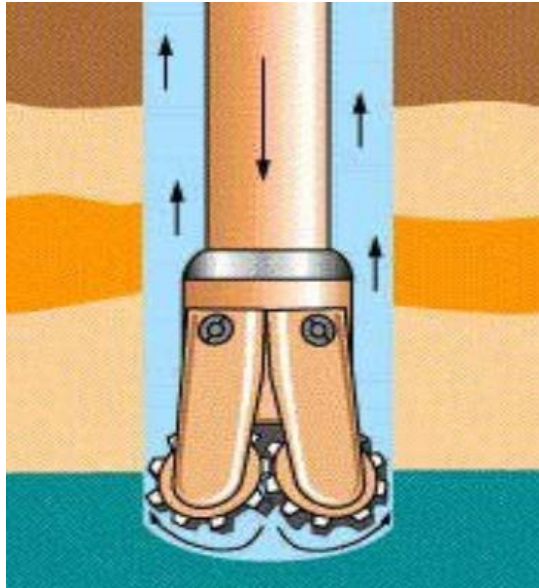
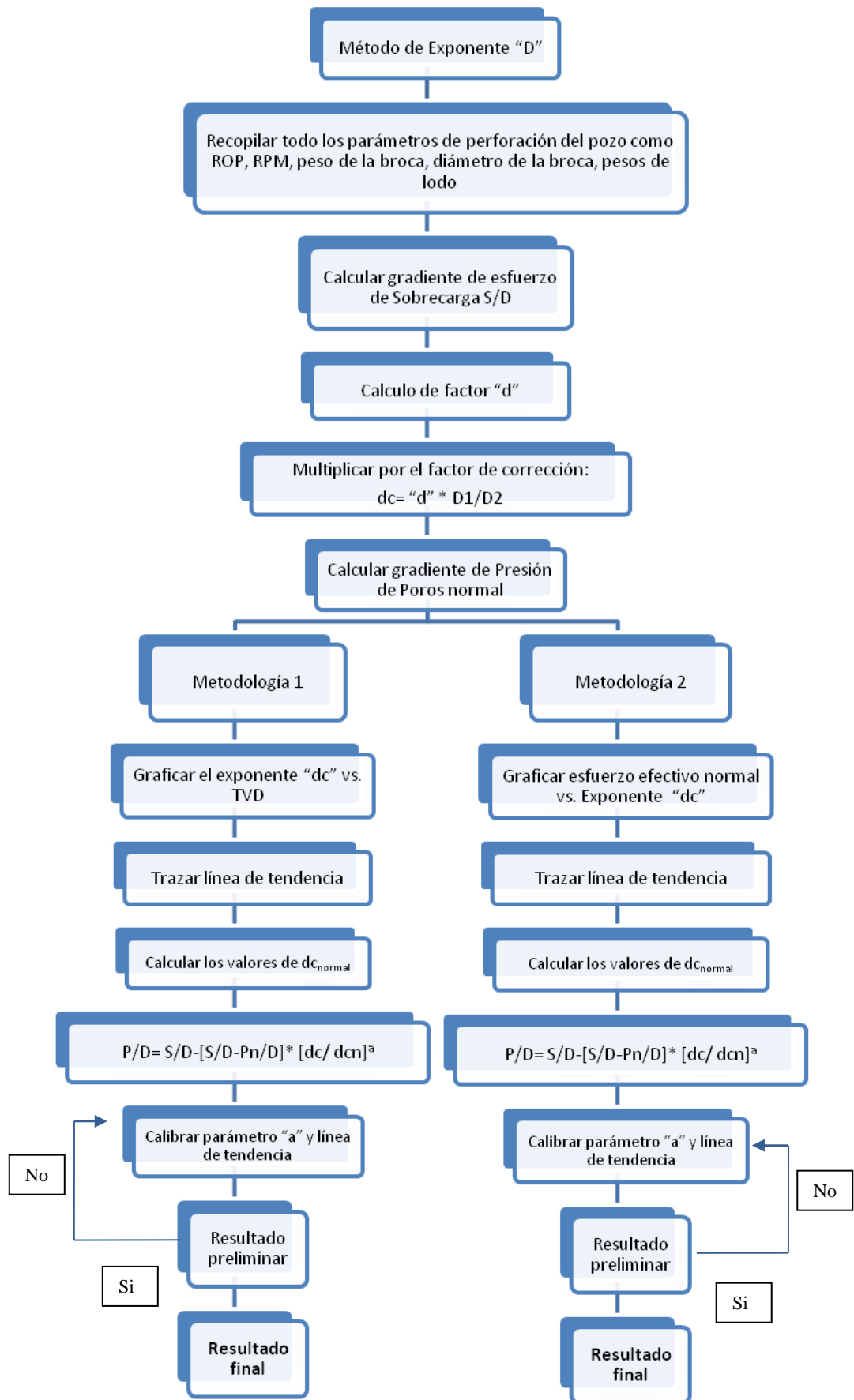


Figura 4-16 Broca en proceso de perforación

La segunda metodología en función del exponente “D”, está basada en la teoría de Bowers, pero en vez de relacionar la velocidad vs. El esfuerzo efectivo para encontrar la curva virgen y la curva de descarga. Se relaciona el exponente “D” corregido, calculado por la Ecuación 29 y la Ecuación 30. El esfuerzo efectivo en condiciones normales. Esta relación nos da una curva virgen y también una curva de descarga, donde se indica la zona sobrepresionada del pozo. Para después proceder con la ecuación 10.

A continuación se tiene un flujo de trabajo para predecir la presión de poros aplicando el método del exponente “d”.



#### 4.2.6 Método de Doyen (2004)

Este método propuso una metodología mecánica-física para predecir la presión de poros usando un modelo geomecánico 3D, Doyen expresa una ecuación en función de la velocidad intervalica obtenida de las velocidades sísmica, esfuerzos de sobrecarga, porosidad, y volumen de arcillas, junto a parámetros que serán calibrados, por lo general se utiliza el método de Doyen para calcular la presión del poros en todo un campo, realizando un modelo 3D, utilizando las ecuaciones de Gauss.

Los valores de cada punto de un modelo 3D son el resultado de la interpolación de los registros eléctricos de los pozos estudiados en el campo. (Doyen, 2004)

La velocidad según Sayers (2003) la velocidad es representada de la siguiente manera:

$$V = a_1 - a_2\phi + a_3C + a_4(S - P)^{a_5} \quad (31)$$

Podemos observar que la velocidad se encuentra en función de parámetros  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$  y  $a_4$ , estos son calibrados hasta encontrar un perfil que coincida con los eventos de sobrepresión del pozo. Si desplazamos la presión de poros ( $P$ ), obtenemos el formato de la ecuación de Terzaghi.

$$P = S - \sigma_e$$

$$P = S - [1/a_4 (V - a_1 + a_2\phi + a_3C)]^{1/a_5} \quad (32)$$

En el presente trabajo, se está realizando el cálculo de presión de poros con velocidades sónicas de solo un pozo, por lo tanto nuestro análisis será en 1D.



#### 4.2.7 Método de Dutta (2002)

Dutta describe la relación de la porosidad y el esfuerzo efectivo. Considerando una tendencia normal de la compactación, observamos que la porosidad disminuye y por ende el esfuerzo efectivo aumenta. Sucederá lo contrario si se encuentra una tendencia anormal de compactación.

La relación de la porosidad es la medida más directa para identificar zonas sobrepresionadas por ese motivo Dutta expresa una relación entre la porosidad y la profundidad. (Dutta, 2002)

$$\Phi(z) = \Phi_0 e^{-cz} \quad (33)$$

Donde:

$\Phi(z)$  = porosidad a una profundidad respectiva

$\Phi_0$  = porosidad a una profundidad igual a cero.

$c$  = constante

Rubey, Hubbert y Dutta entre otros, modificaron la Ecuación 18 donde se reemplaza el valor de profundidad por el esfuerzo efectivo.

$$\Phi(z) = \Phi_0 e^{-k\sigma} \quad (34)$$

Donde el coeficiente  $k$  es relacionado a la densidad de los sedimentos y la densidad del fluido y  $\sigma$  es el esfuerzo efectivo.

Calculado el esfuerzo efectivo, podemos obtener la presión de poros del pozo utilizando la ecuación de Terzaghi ( $P_p = S - \sigma$ )

La relación de porosidad y esfuerzo efectivo que nos muestra Dutta, es basada en la compactación de la arcillas.

La porosidad puede ser obtenida por medio de registros eléctricos, como también con cálculos matemáticos en función de los registros sísmicos.

### 4.3 Flujos de trabajos para la predicción de presión de poros

#### 4.3.1 Baker Hughes Inteq, 1994

La compañía Baker Hughes Inteq (1994) ha realizado un flujo de trabajo representando un sistema simple basándose en un proceso de calibración de métodos de predicción de presión de poros.

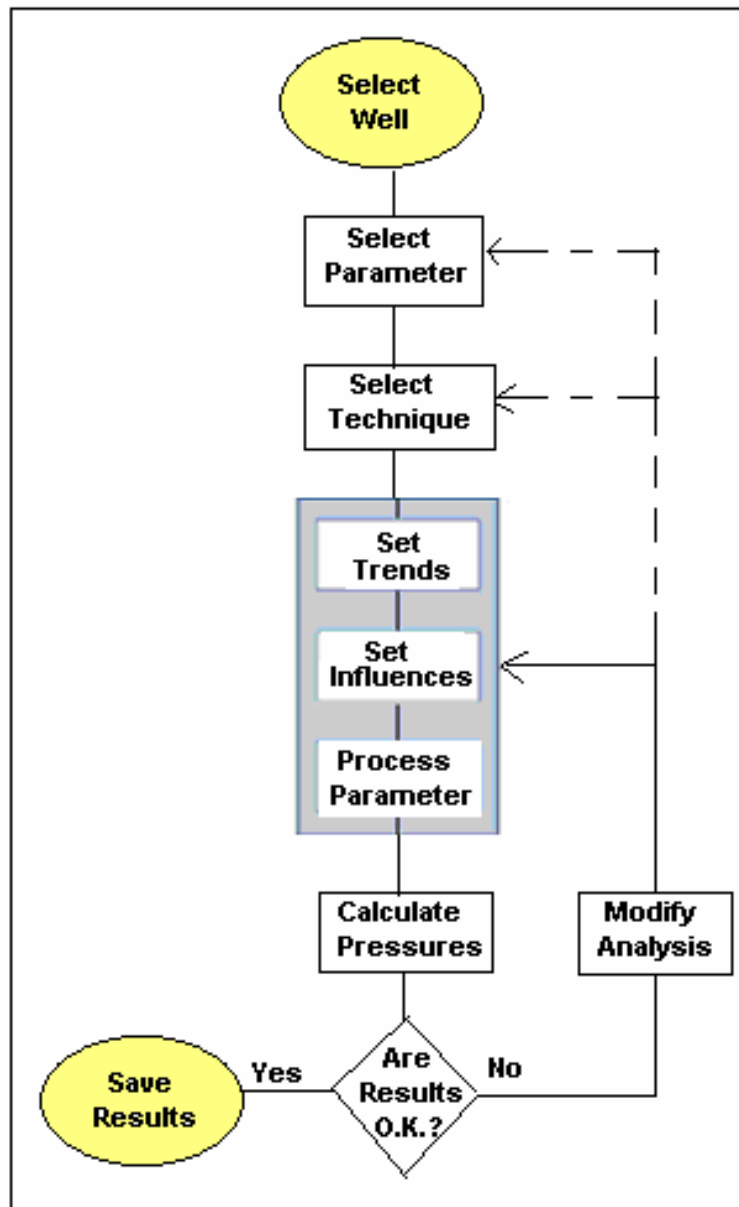


Figura 4-17 Flujo de trabajo de Baker Hugues Inteq (1994)

### 4.3.2 Schlumberger (2000)

El flujo de trabajo hecho por Cuvilier de la compañía Schlumberger mostrado en la Figura 4-18, detalla toda la información necesaria para la predicción de presión de poros, con la finalidad de realizar un planeamiento de pozo.

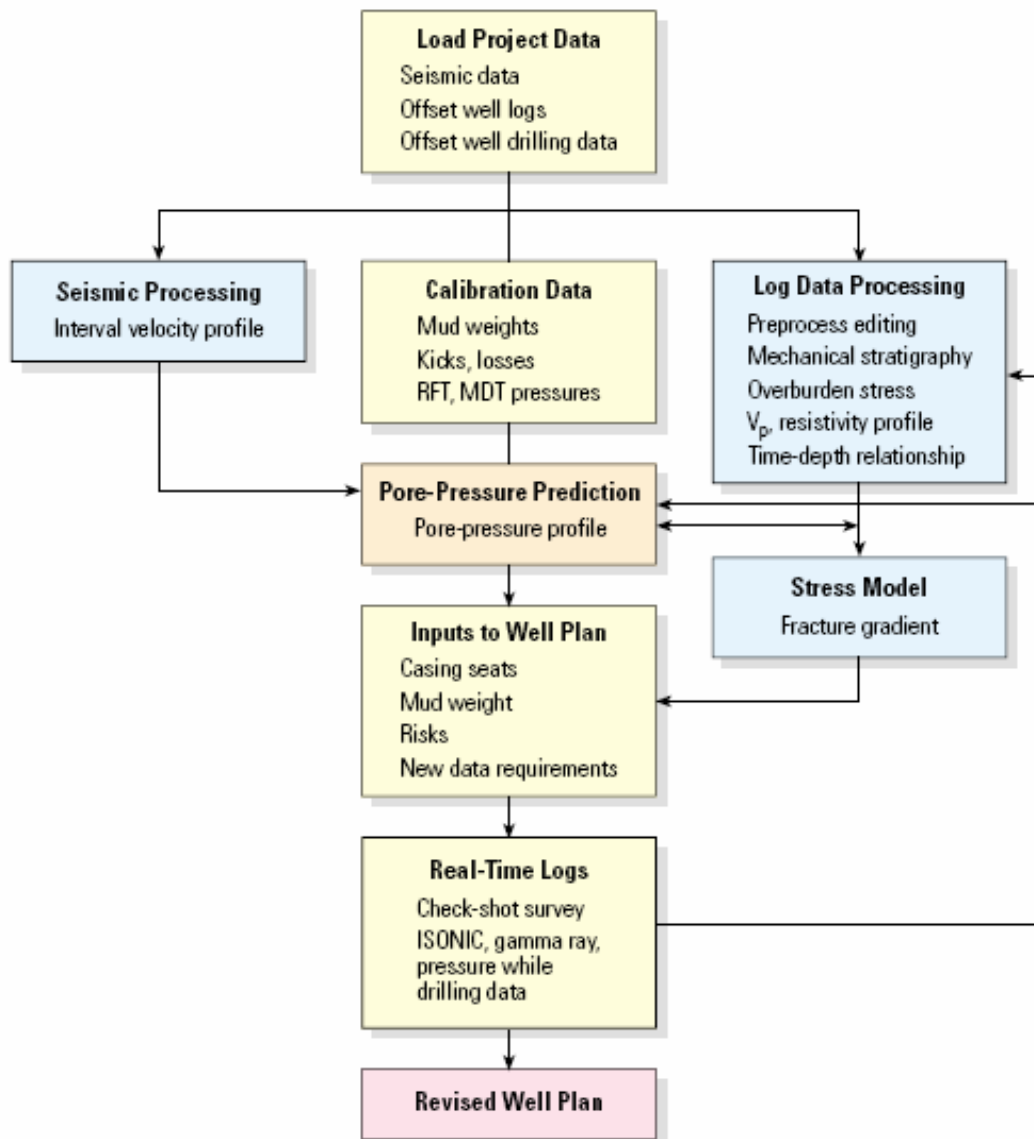


Figura 4-18 Flujo de trabajo de Schlumberger (2000)

### 4.3.3 Delgado, 2005

La compañía Rocha y Azevedo (2006), representan la predicción de presión de poros de una manera simple y práctica en donde el primer paso es la recopilación de información, la cual se realizará un control de calidad y se obtendrán volúmenes de lutitas de mayor confiabilidad para proceder de a calcular la presión de poros y de fractura, con la finalidad de construir un modelo de presión de poros en 3D.

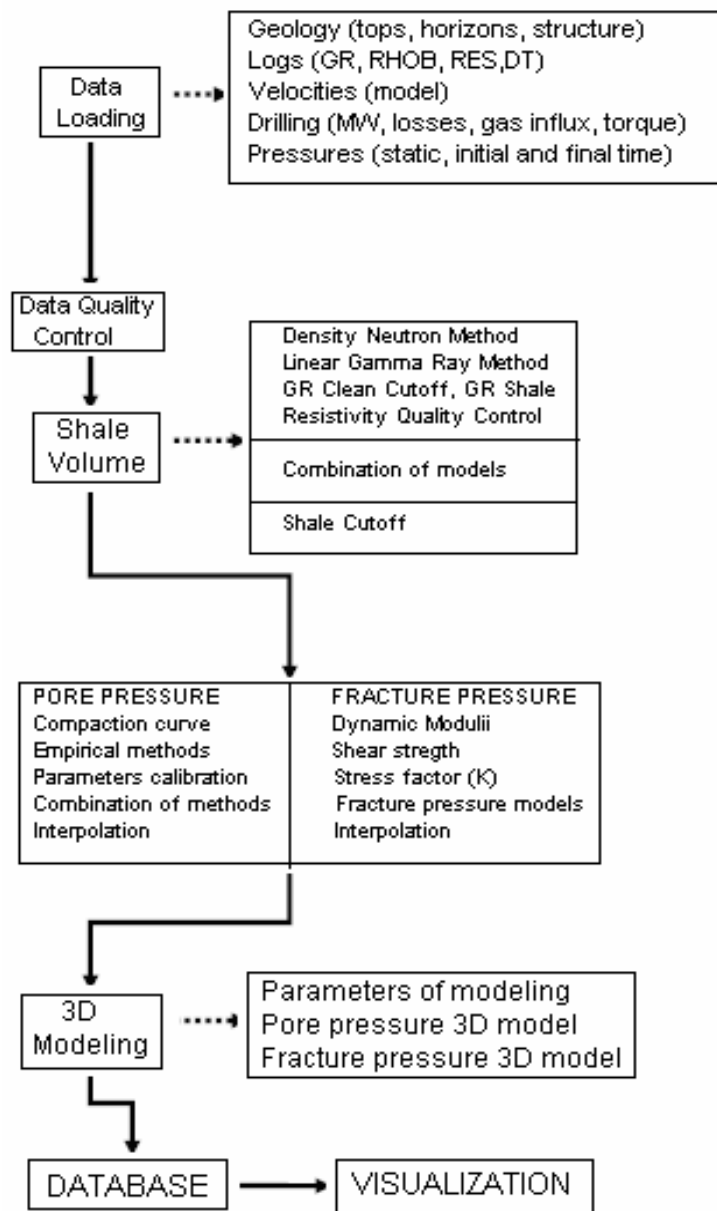


Figura 4-19 Flujo de trabajo utilizado por Delgado (2005)

#### 4.3.4 Dutta y Khazanehdari (Schlumberger, 2006)

Este flujo de trabajo realizado por Dutta y Khazanehdari (2006) de la compañía Schlumberger, tiene como finalidad encontrar un modelo de presión de poros 3D, y para lograr esto, se basa en tres tipos de información, en datos sísmicos, geológicos y datos de perforación.

Podemos ver en la Figura 4-20, que este flujo de trabajo está más completo ya que se describe cada paso del procedimiento de predicción de presión de poros.

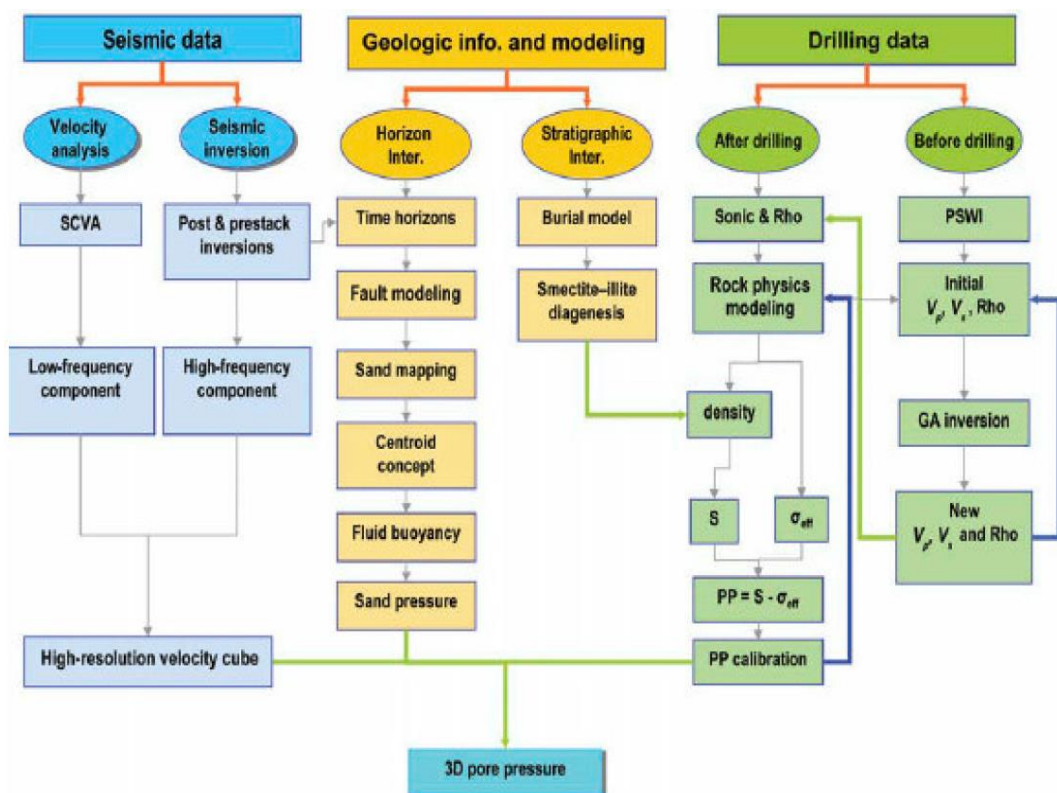


Figura 4-20 flujo de trabajo de Dutta y Khazanehdari, Schlumberger (2006)

## 5 APLICACIÓN EN LA CUENCA DEL RÍO UCAYALI

### 5.1 Geología del campo

El pozo vertical onshore analizado está ubicado en el borde oeste de la cuenca Madre de Dios en el departamento del Cuzco, y las secciones estudiadas y analizadas corresponden a la sección geológica terciaria, estas formaciones son:

Formación Ipururo, Formación Yahuarango y Formación Charophytes.

No se ha tenido en cuenta las formaciones más profundas por estar en otra era geológica, las cuales están compuestas principalmente por areniscas y nuestra aplicación está enfocada a las arcillas y/o lutitas.

Según las secciones sísmicas se ha encontrado una falla inversa que corta la Formación de Ipururo, este tipo de falla inversa es un cabalgamiento o falla de cabalgamiento, o sea una rotura en la corteza de la tierra a través de la cual se ha producido un desplazamiento relativo, en el que las rocas de posición estratigráfica inferior son empujadas hacia arriba, por encima de los estratos más recientes. Las fallas de cabalgamiento normalmente son el resultado de fuerzas de compresión.

Esta falla inversa junto al fenómeno de subcompactación también podría ser generadora de las presiones anormales en la formación de Yahuarango.

**Formación Ipururo:** Esta formación está compuesta de areniscas de grano medio a fino, con limolitas en el tope y escasos lentes de arena. Se encuentra sobre la formación Yahuarango. Según los estudios realizados la formación Ipururo

contienen lodolitas marrones claras, moteadas y rojizas. Areniscas cuarzosas y arcillosas de grano fino a grueso.

**Formación Yahuarango:** Formación en donde se encuentra el tope de divergencia de la presión de poros anormal, la formación Yahuarango esta litológicamente conformado por lodolitas y arcillitas compactas a friables, de tonalidad rojo a marrón rojizo. También se encuentran intercalados con limolita blanco-verdosas glauconíticas, niveles calcáreos y areniscas rosadas con estratificación cruzada.

**Formación Charophytas:** Formación donde se encontró las sobrepresiones más altas, la formación Charophytas esta litológicamente compuesta por Lutitas rojas y grises. La formación contiene oogonios de Charophyta del Eoceno.

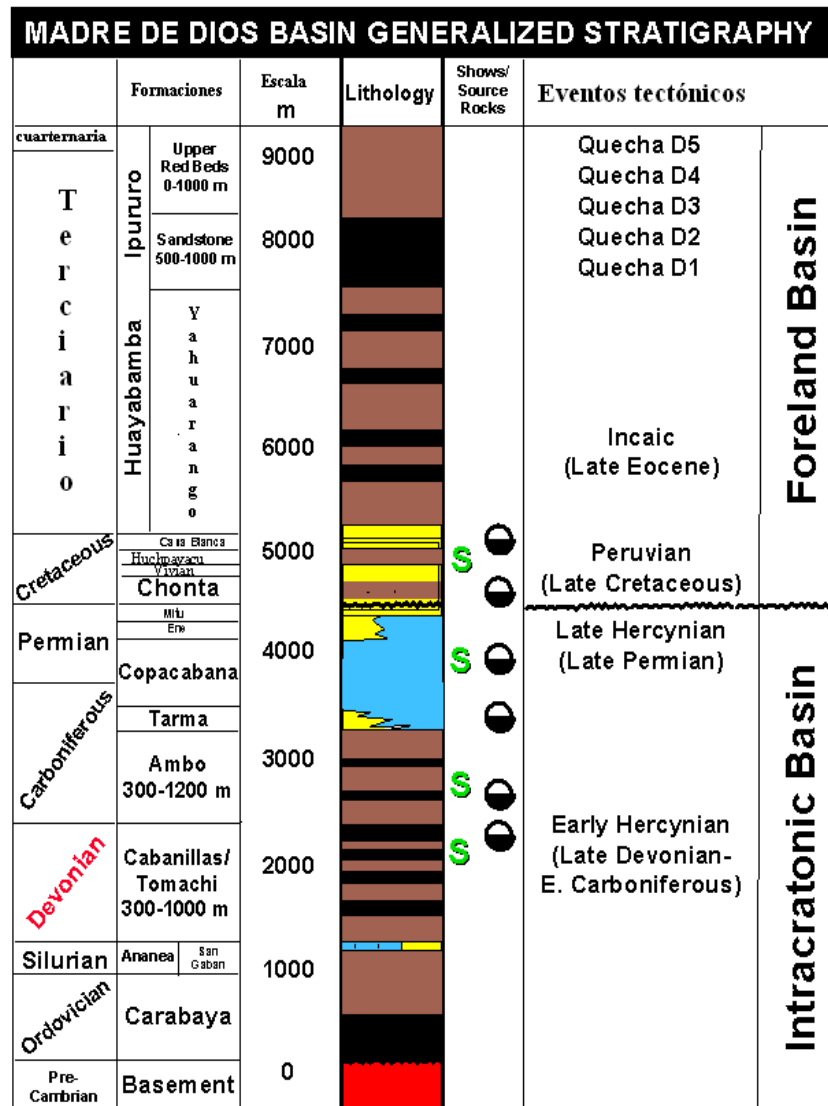


Figura 5-1 Columna estratigráfica de la cuenca Madre de Dios (Tomado de Perú Petro)

## 5.2 Mecanismo que generó la sobrepresión

Existen muchos posibles orígenes de la sobrepresión en el presente pozo. Estos orígenes o mecanismos generadores de sobrepresión son determinados por relaciones de los datos obtenidos de los registros eléctricos y la geología del campo.

El área donde se identificó presiones anormalmente altas son en las formaciones Yahuarango y Charophytes, en estas formaciones se presentaron cortes de lodo, influjos o kicks, los cuales fueron controlados con un aumento del peso del lodo.

El fenómeno de subcompactación es el origen de la sobrepresiones de la mayor parte de los campos petroleros en el Perú y en este incluye el campo estudiado, el cual podría relacionarse a un proceso dinámico, quiere decir a un rápido enterramiento de los estratos rocosos, causando el impedimento de la migración de los fluidos.

La sobrepresión también puede haber sido generada por la falla de Ipururo ubicada sobre la formación Yahuarango, esta falla inversa nos muestra que los esfuerzos horizontales contribuyen a un aumento de esfuerzos horizontales y la zona de perforación se comprime ocasionando una reducción de las porosidades y el escape de los fluidos.

Por lo tanto, se ha considerado que las sobrepresiones en este pozo han sido generadas debido a los esfuerzos *insitu*.

Una manera de descartar si el mecanismo es generado por fenómeno de subcompactación o expansión de fluidos, es realizar un gráfico de la densidad (RHOB) vs. Velocidad sónica (DTCO), si vemos que la densidad se mantiene y la velocidad disminuye, la sobrepresión es causada por el mecanismo de expansión de fluidos. (Huffman y Chopra, 2006).

Según el gráfico del pozo analizado, confirma que la presión de poros no ha sido generada por un mecanismo de expansión de fluidos.

La Figura 5-2 muestra un caso generado por el mecanismo de expansión de fluidos. Es importante mencionar que las densidades graficadas deben de ser directamente de



registros obtenidos del pozo y no por correlaciones matemáticas en función de los registros sínicos.

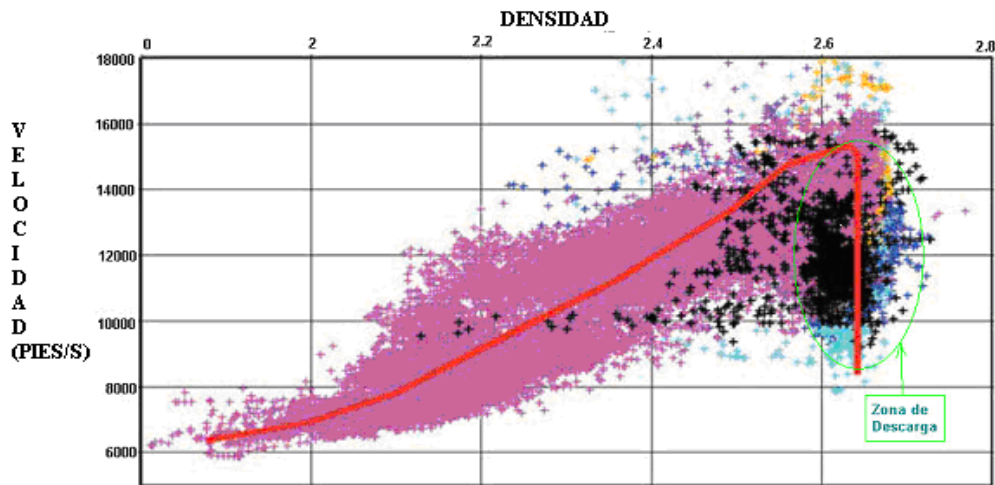


Figura 5-2 Relación de densidad vs. Velocidad para identificar el mecanismo de presión anormal (Huffman y Chopra, 2006)

### 5.3 Selección y aplicación de los Métodos de Predicción de Presión de Poros

Antes de aplicar cualquier método de predicción de presión de poros es necesario realizar los siguientes pasos:

- ❖ El primer paso es recopilar los siguientes datos, con el fin de analizarlos y encontrar el origen de las presiones anormales.

#### Registros:

Gamma Ray (GR), Resistividad (Registro de la formación no invadida), Caliper (C), pesos de lodo (MW), densidad (RHOB), porosidad (NPHI), tiempo de tránsito (DTCO), etc.

#### Reportes diarios de perforación:

Fechas, profundidad, velocidad de perforación (ROP), velocidad de rotación (RPM), pesos y diámetro de Broca y eventos de perforación como recortes de lodo, kicks.

#### Reporte de dirección y ángulos:

Inclinación, azimuth.

#### Pruebas de campo:

RFT, MDT

### **Datos Geológicos:**

Mapa estructural. Columna estratigráfica (topes y nombres de la formación) sección estructural e historia geológica.

### **Disponibilidad de muestras, rípios.**

- ❖ El segundo paso es graficar los registros eléctricos con respecto a la profundidad vertical verdadera (TVD) en unidades métricas, indicar los topes de formaciones y la profundidad de los cambios de revestimiento.
- ❖ El siguiente paso es discriminar las arenas con el registro de Vcl (volumen de arcillas) seleccionando solo valores mayores a 0.35. Esto es para minimizar los efectos de litología y también minimizar la incertidumbre de los cambios de porosidad en las arenas como se explicó anteriormente.

Los Métodos seleccionados para calcular la presión de poros del pozo a analizar son:

- Método de Eaton
- Método de Bowers
- Método del exponente “d”
- Método de Doyen

## **5.3.1 Aplicación de método de Eaton**

### **5.3.1.1 Método acústico**

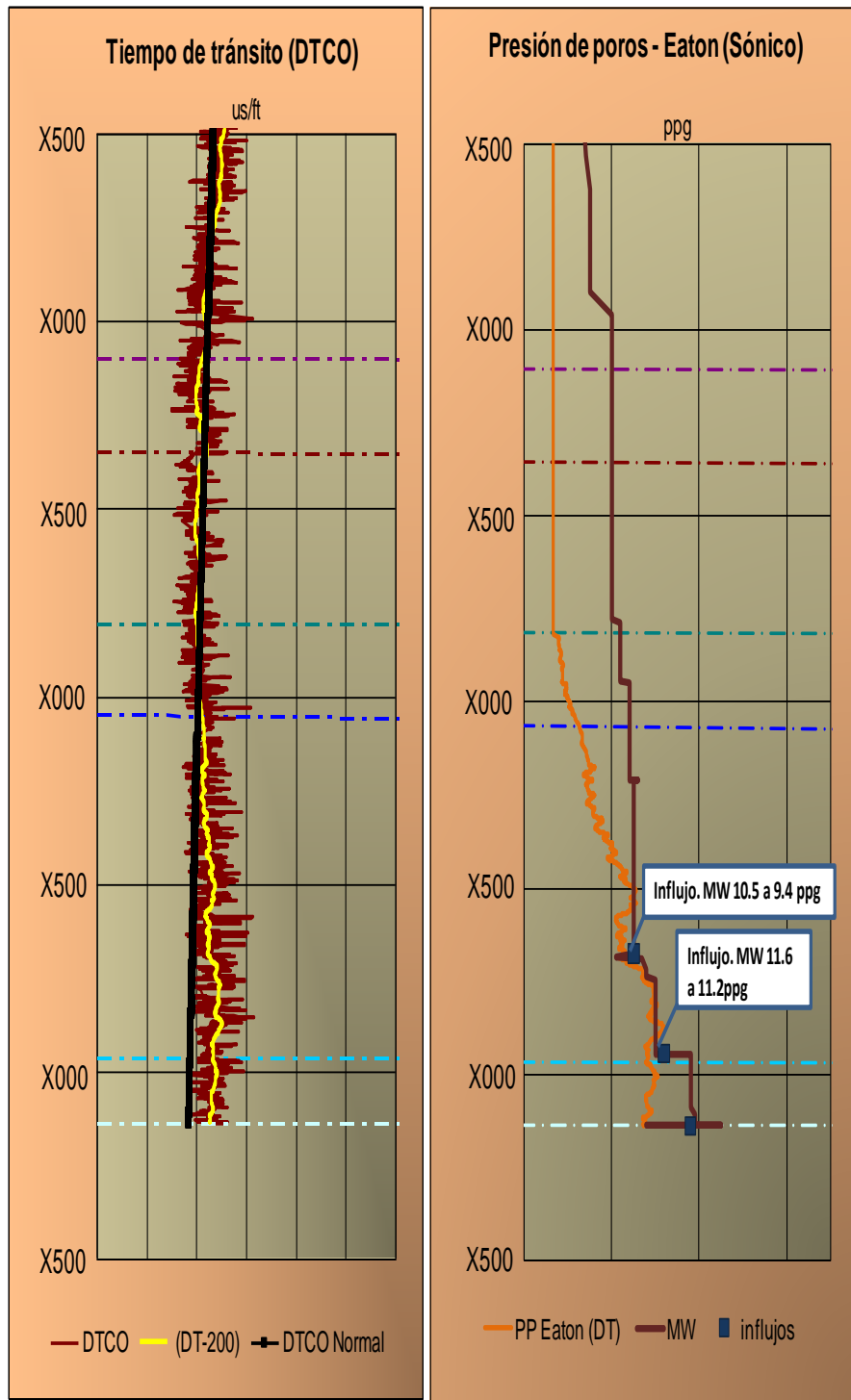
Después de graficar los registros con respecto a su profundidad vertical verdadera (TVD), y discriminar las arenas con el registro de Vclay, se continuará con lo siguiente:

- Calcular la gradiente de sobrecarga en función de la densidad según la Ecuación 2 y la Ecuación 3.
- Graficar los registros de tiempo de tránsito con respecto a su profundidad y luego trazar la línea de tendencia normal de acuerdo a la ecuación 16.
- Por lo tanto tendremos dos perfiles y dos valores de registros sínicos, el registro sínico normal  $\Delta t_n$  y el registro sínico observado  $\Delta t_o$ . Calcular  $(\Delta t_n / \Delta t_o)$  y elevarlo a un exponente que será calibrado considerando los eventos ocurridos en el pozo y los registros de lodo.

- Determinar la gradiente de presión normal ( $P_n/D$ ), en este caso se estima que la gradiente presión normal es de 0.465 (psi)/ft.
- Calcular la gradiente de presión de poros de toda la profundidad del pozo utilizando la ecuación de Eaton para registros sínicos.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}} \right)^a \right]$$

- Convertir la gradiente de presión de poros a unidades ppg y graficarlo junto a los pesos de lodo usados y los puntos de influjos y recortes de lodo.
- Calibrando el exponente de Eaton y los parámetros de la línea de tendencia, encontrar un perfil de presión de poros que coincida con los eventos de sobrepresión registrados y los pesos de lodo usados.



a)

b)

**Figura 5-3 a) Registro de tiempo de tránsito y b) presión de poros calculada por el método de Eaton**

La a) muestra el registro de tiempo de tránsito observado (vino), el promedio del registro observado (amarillo) y la tendencia de compactación calculada (negro) por la ecuación 16. Calibrando los parámetros de la tendencia de compactación y los parámetros del método de Eaton, obtenemos el perfil de la b), muestra el resultado

del cálculo de presión de poros promediado, para una mejor visualización de la tendencia de presión anormal. Según algunos investigadores, el promedio se debe de realizar en el resultado final como se ha realizado en el método sónico de Eaton, sin embargo existen otros que recomiendan aplicar el promedio al registro observado y utilizar el promedio del registro para calcular la presión de poros. Esto dependerá del criterio de cada analista.

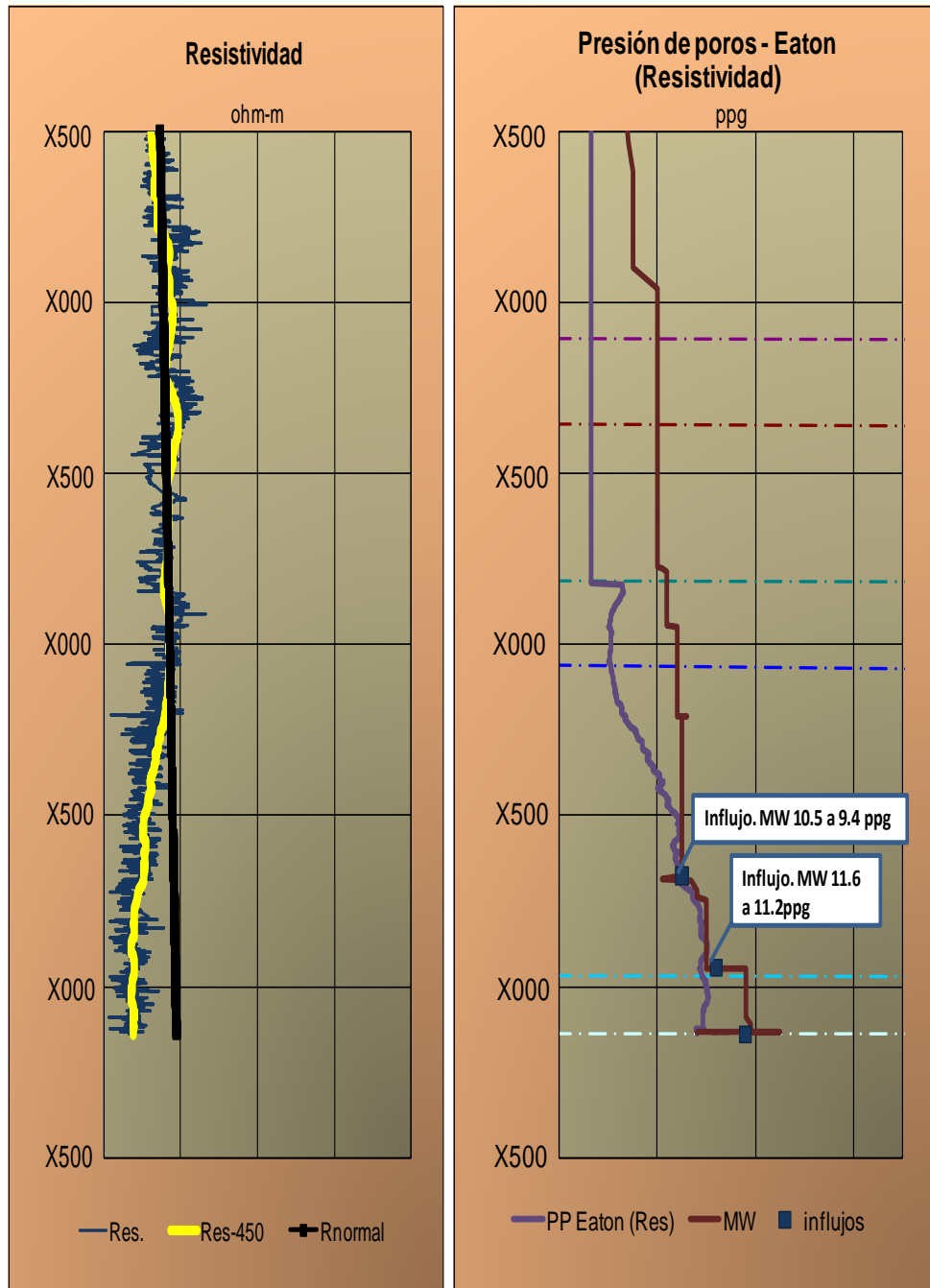
### 5.3.1.2 *Método Resistivo*

Siguiendo la misma metodología de los registros sónicos, los pasos para el método de resistividad son:

- Calcular la gradiente de sobrecarga en función de la densidad según la Ecuación 2 y Ecuación 3.
- Establecer la línea de tendencia normal del registro de resistividad, con la ecuación 16.
- Determinar la gradiente de presión normal ( $P_n/D$ ), en este caso se estima que la gradiente de presión normal es de 0.465 psi/ft.
- Utilizar los valores de resistividad en tendencia normal y registros de resistividad observados, calcular ( $R_o / R_n$ ) y elevarlo a un exponente que será calibrado considerando los eventos ocurridos en el pozo y los registros de lodo.
- Calcular la gradiente de presión de poros para todos los puntos de profundidad utilizando la ecuación de Eaton para registros de resistividad.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^\alpha \right]$$

- Convertir la gradiente de presión de poros a unidades ppg y graficarlo en el mismo gráfico donde se encuentran los pesos de lodo registrados (ppg).
- Calibrando el exponente de Eaton y la línea de tendencia, podemos encontrar un perfil de presión de poros que coincida con los eventos de sobrepresión registrados y los pesos de lodo usados.



a)

b)

**Figura 5-4 a) registro de resistividad y su línea de tendencia normal y b) el perfil de presión de poros resultante**

La Figura 5-4 a) muestra el registro de resistividad observado (azul) y la tendencia de compactación (negro) calculada por la ecuación 23, al igual que en el método sísmico, por razones de visualización se ha graficado la curva promedio del registro observado y del resultado final.

Se puede observar una gran dispersión en los primeros tramos del registro de resistividad ya que por motivo de las condiciones y el diámetro del hueco, el registro leído por los instrumentos de la resistividad estará alterado y se creará que existen presiones anormales en dichos intervalos, sin embargo en los primeros tramos de profundidad se registraron presiones normales.

Calibrando los parámetros de la tendencia de compactación y los parámetros del método de Eaton, obtenemos el perfil de la Figura 5-4 b), el cual muestra la presión de poros y los pesos de lodo usados cuando se perforó. Para este caso se realizó el promedio solo a la presión de poros.

### 5.3.2 Aplicación del método de Bowers

Determinando que el principal mecanismo que generó la presión anormal fue el fenómeno de subcompactación. Se podrá aplicar la metodología de Bowers.

Los pasos para aplicar este método son los siguientes:

- Calcular la gradiente de sobrecarga en función de la densidad según la Ecuación 2 y Ecuación 3.
- Determinar la gradiente de presión normal ( $P_n/D$ ), en este caso particular la gradiente de presión normal es de 0.465 (psi)/ft.
- Según la ecuación de Bowers, determinamos la tendencia de velocidad normal en nuestro perfil, con la ecuación 26, reemplazando el valor  $\sigma_e$ , por el esfuerzo efectivo en condiciones normales ( $\sigma_{e \text{ normal}} = S - P_{p \text{ normal}}$ ).

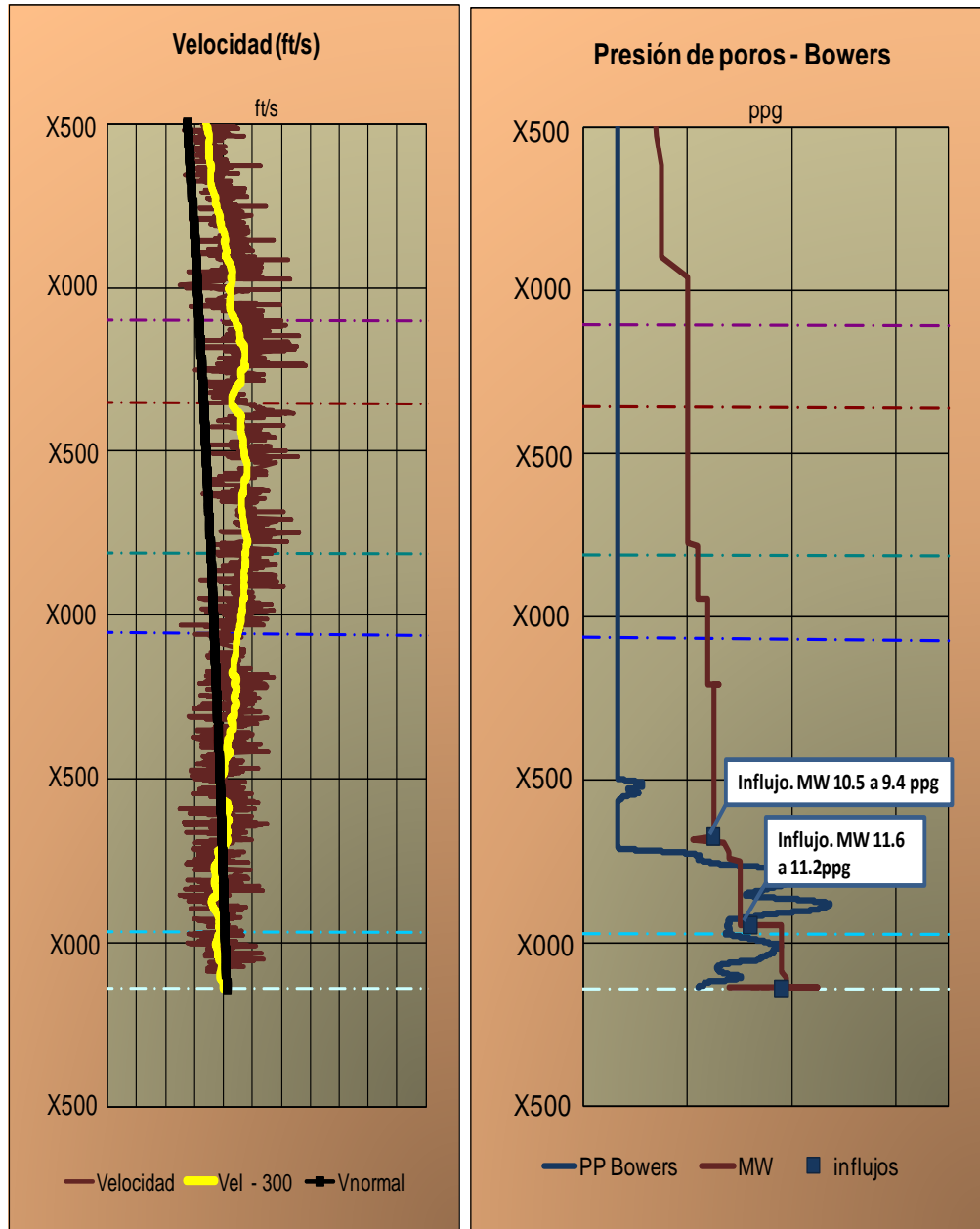
$$V = V_0 + A\sigma_e^B \quad (26)$$

- Calcular el esfuerzo efectivo, considerando el parámetro U igual a 1, y calibrar los parámetros A y B, con la finalidad de encontrar la curva de tendencia normal de la velocidad que modele un perfil de presión de poros coincidiendo con los eventos indicadores de sobrepresión.
- Aplicar el formato de la ecuación de Terzaghi para hallar la gradiente de presión de poros:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \frac{\sigma_e}{D}$$

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{\left( \frac{V-V_0}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \cdot \sigma_{max}^{U-1}}{D} \right] \quad (35)$$

- Convertir la gradiente de presión de poros a unidades ppg en el mismo gráfico donde se encuentran los pesos de lodo registrados (ppg).



a)

b)

**Figura 5-5** a) registro de la velocidad sónica (azul) y la tendencia normal de la velocidad (rosado); b) Perfil de presión de Poros aplicando el método de Bowers (1995).

De acuerdo a la teoría de Bowers (1995), la línea de tendencia de velocidad (negro) pasará entre los puntos del registro observado en condiciones normales hasta



encontrar el punto de divergencia cuando el registro observado de velocidad disminuye y por lo tanto se podrá observar la zona sobrepresionada. La Figura 5-5 a) muestra el registro de velocidad y la línea de tendencia normal, y esto da como resultado el perfil de presión de poros calculado de la Figura 5-5 b).

El perfil de presión de poros calibrado no atribuye a las presiones de poros registradas, dada a la actual configuración geológica por lo tanto resulta imposible aplicar Bowers, dado que el método se basa en la depositación de sedimentos, para fenómenos de subcompactación y expansión de fluidos.

### **5.3.3 Aplicación de método de Exponente “d”**

#### **5.3.3.1 Metodología 1**

Para calcular la presión de poros aplicando el método de exponente “d”, los pasos que se han tomado son los siguientes.

- Recopilar toda la información de perforación necesaria, los diámetros de la broca, el peso de la broca, la ROP, los RPM, la profundidad de cambio de broca, evento de perforación, pesos de lodo.
- Calcular la gradiente de sobrecarga en función de la densidad y graficarlo junto a los pesos de lodo usados en unidades de ppg (Libras/galón).
- Calcular el exponente “d” con ecuación 29 y luego multiplicarlo por el factor de corrección como indica la ecuación 30, graficarlo con respecto a la profundidad vertical y luego trazar la línea de tendencia normal.
- Establecer la línea de tendencia considerando los eventos que ocurrieron durante la perforación del pozo, los pesos de lodo y su litología.

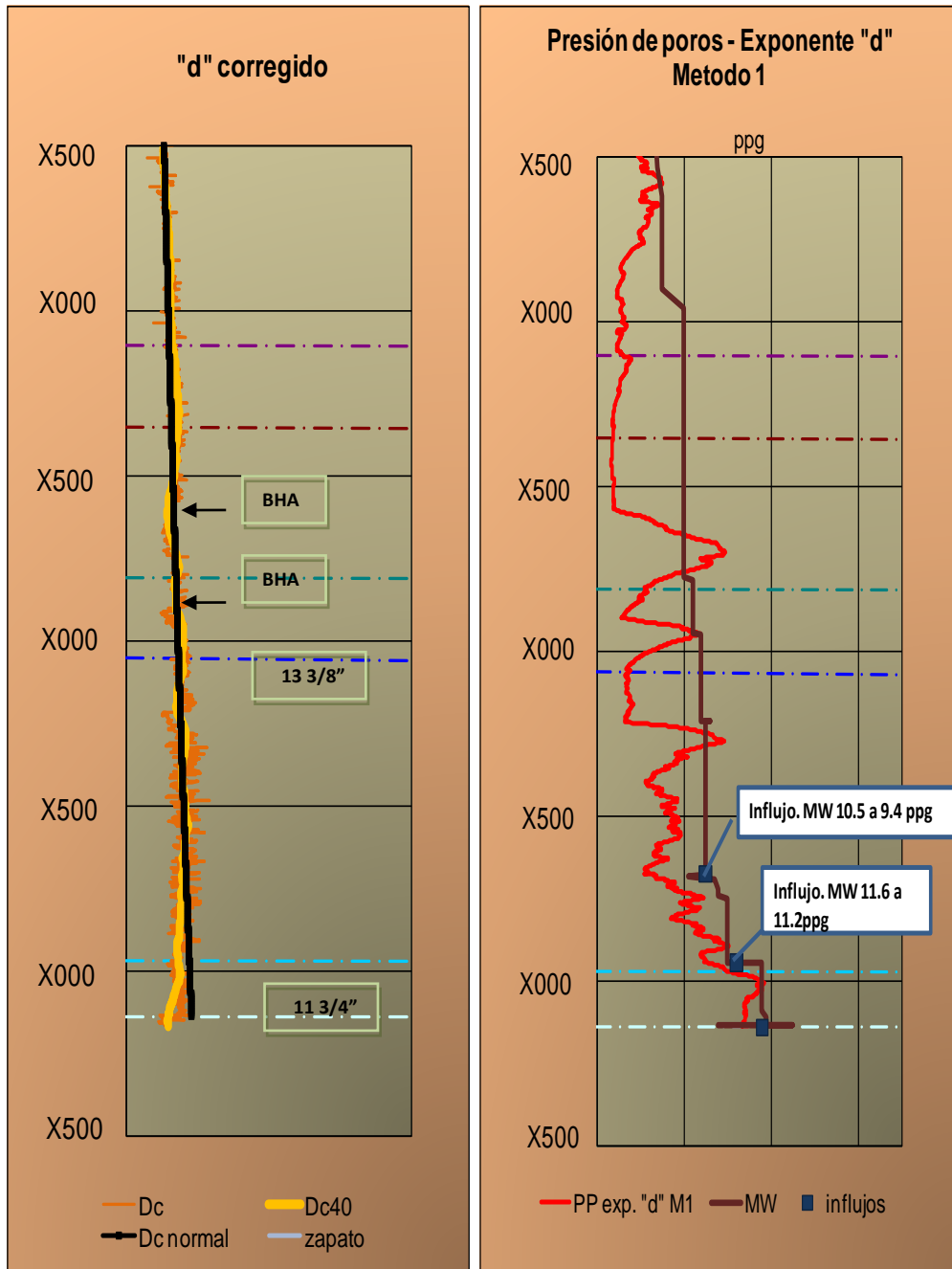
La línea de tendencia normal del factor “d” puede calcularse en función de los esfuerzos efectivos en condiciones normales, como en el caso de la resistividad y del registro sísmico, que utilizan la línea recta semilogarítmica explicada en la ecuación 15, 16 y 17. En el caso del factor “dc”, podemos graficarlo referenciándonos con la ecuación 17 que determina la tendencia de la velocidad normal, ya que el factor “d” corregido en tendencia normal aumenta con respecto a la profundidad igual que la velocidad.

$$\text{Log}(dc_n) = A + B\sigma \qquad dc_n = A * 10^{B*\sigma} \qquad (36)$$

- Determinar la gradiente de presión normal (Pn/D), en este caso se estima que la gradiente de presión normal es de 0.465 (psi)/ft.
- Se tiene dos perfiles con respecto a la profundidad, los valores del factor “dc” corregido y los valores de factor “dc<sub>n</sub>” corregido normal calculados por la ecuación 36.
- Calcular (dc/dc<sub>n</sub>) y elevarlo a un exponente que será calibrado considerando los eventos ocurridos en el pozo cuando fue perforado.
- Aplicar la ecuación formulada por Eaton utilizando el método del exponente “d”.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \left( \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left( \frac{dc}{dc_n} \right)^d \right]$$

- Determinar la gradiente de presión de poros psi/ft y convertirlo a unidades de ppg, para luego graficarlo junto a los pesos de lodo usados.



a)

b)

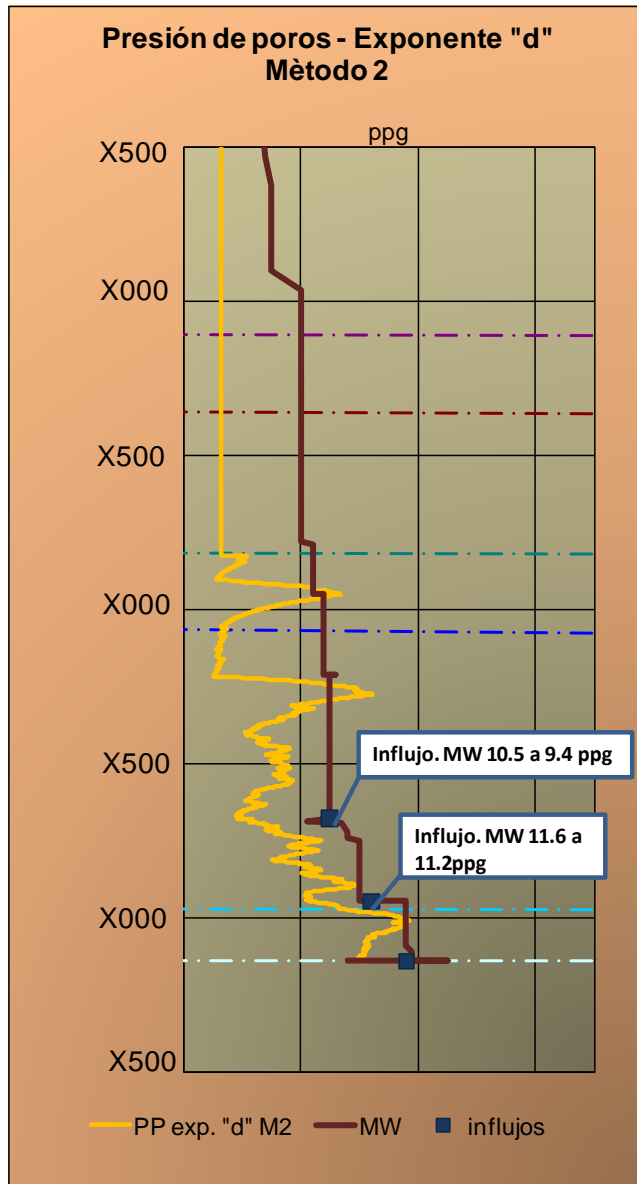
**Figura 5-6 a) Perfil del exponente "d" y su línea de tendencia y b) perfil de presión de poros resultante.**

La Figura 5-6 a) muestra el perfil del factor “d” corregido y su línea de tendencia normal, en este gráfico también se observan los cambios de sección del hueco y los BHA que afectan al cálculo de presión de poros mostrada en la Figura 5-6 b) donde se podría asumir que ocurrió influjos en las formaciones superiores, pero esto no es así ya que en esos puntos hubieron cambios del BHA. Por lo tanto el método del exponente “d” es sensible a los cambios de los procedimientos de perforación, a

pesar de ello, la presión de poros calibrada correspondió a las zonas sobrepresionadas donde ocurrieron los influjos.

### 5.3.3.2 Metodología 2

- Reclutar toda la información de perforación necesaria, los diámetros de la broca, el peso de la broca, las velocidades, los RPM, la profundidad de cambio de broca, evento de perforación, pesos de lodo.
- Calcular la gradiente de sobrecarga en función de la densidad y graficarlo junto a los pesos de lodo registrados en unidades de ppg (Libras/galon).
- Calcular el exponente “Dc” con la Ecuación 29 y luego multiplicarlo por el factor de corrección como indica la Ecuación 30.
- Determinar la gradiente de presión normal ( $P_n/D$ ), en este caso se estima que la gradiente de presión normal hidrostática será de 0.465 psi/ft.
- Calcular el esfuerzo efectivo normal ( $\sigma_{en} = S_g - P_{p \text{ normal}}$ )
- Graficar el esfuerzo efectivo normal vs. el exponente “d” de las formaciones desde Iupuro hasta la formación Charophytas (zona donde se encuentra la sobrepresión).
- Identificamos la curva virgen y la curva de descarga.
- Determinamos los valores de “Dc normal” para luego proceder a utilizar la ecuación formulada por Eaton.
- Calibrar el exponente “a” hasta encontrar un perfil que coincida con los eventos que indicaron sobrepresión mientras se perforó.
- Determinar la gradiente de presión de poros (psi/ft) y convertirlo a unidades de ppg, para luego graficarlo junto a los pesos de lodo registrados.



**Figura 5-7 Perfil de Presión de poros calculado por la metodología 2 del exponente “d”**

En la Figura 5-7 se puede observar el resultado de presión de poros calculado por la metodología 2, el cual también relaciona el esfuerzo efectivo con el factor “d” corregido.

### 5.3.4 Aplicación de método de Doyen

El método de Doyen (2004) no necesita ninguna línea de Tendencia, por lo tanto la única calibración será con los cinco parámetros aplicados en la ecuación 32.

$$P = S - [1/a4 (V - a1 + a2\phi + a3C)]^{(1/a5)} \quad (32)$$

La gradiente de sobrecarga será calculada por la Ecuación 2 que está en función de la densidad.

Aplicar la ecuación 32 y calibrar los parámetros hasta encontrar un perfil de presión de poros considerando los pesos de lodos y los eventos indicadores de presión anormal.

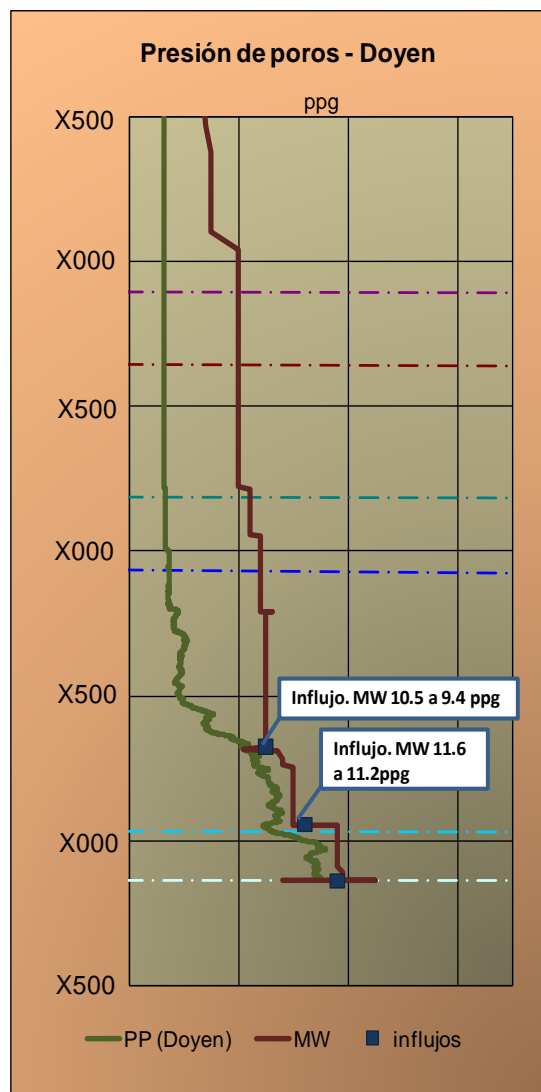


Figura 5-8 Perfil de presión de poros calculado por el método de Doyen

Como se explicó anteriormente, Doyen describe un método donde no es necesario el uso de una línea de tendencia y realizar la discriminación litológica ya que considera dentro del modelo de  $V_{cl}$ , y la porosidad.

## **5.4 Comparación de Resultados y Comentarios**

Cada autor tiene una metodología diferente pero todos con el mismo objetivo, encontrar los parámetros del perfil de presión de poros adecuado en la zona perforada, con la finalidad de utilizar estos parámetros en pozos cercanos donde se desea perforar. A continuación se presenta los resultados de cada método.

### **5.4.1 Método de Eaton (1975)**

Los valores de la línea de tendencia del registro sísmico y de resistividad son fundamentales para calcular la presión de poros con el método de Eaton. Esta línea como se dijo anteriormente se hubiera podido realizar ubicando dos puntos y determinando los valores con la ecuación de la recta, pero se ha determinado con una relación del esfuerzo efectivo en condiciones normales y los tiempos de tránsito o registros de resistividad. Determinando la tendencia de compactación de forma matemática, la incertidumbre aumenta ya que cada persona puede graficar diferentes líneas de tendencia, en cambio utilizando la metodología de la línea semilogarítmica se obtiene solo una curva para todo el recorrido del pozo y estará en función de parámetros empíricos.

#### **5.4.1.1 Método sísmico**

Los parámetros A y B calibrados de la línea de tendencia de tiempo de tránsito son:

A: 98

B: 0.00002

Y el exponente calibrado “a” de la fórmula de Eaton es: 0.85

#### **5.4.1.2 Método Resistivo**

Los parámetros A y B calibrados de la línea de tendencia de resistividad son:

A: 5

B: 0.000041

Y el exponente calibrado “a” de la formula de Eaton es: 0.15

#### **5.4.2 Método de Bowers (1995)**

Se ha intentado aplicar el método de Bowers al pozo estudiado ya que se consideró que el mecanismo principal que generó la sobrepresión fue el fenómeno de subcompactación, pero por las discordancias geológicas, el cabalgamiento de la formación Yahuarango, el método no resulto como se esperaba ya que Bowers no aplica para efectos tectónicos.

#### **5.4.3 Método del Exponente “d”**

Como el método del exponente “d” está basado en la metodología de Eaton, por lo mismo también se ha utilizado la ecuación de la línea semilogarítmica para el factor “d” corregido en vez de calcular la línea de tendencia de forma matemática.

Como se pudo observar en los perfiles finales, se debe de considerar los procedimientos de la perforación ya que el resultado de presión de poros es afectado por estos.

Los parámetros calibrados para la línea de tendencia del exponente “d” son:

A: 0.048

B: 0.000046

Y el exponente calibrado “a” de la formula de Eaton (1975) es igual a 1.3

Y el exponente calibrado “a” para la metodología 2 es 1.8.

#### **5.4.4 Metodo de Doyen (2004)**

La característica de Doyen es que no necesita una línea de tendencia ya que al añadir los valores de las porosidades y de los volúmenes de arcillas a la formula de Doyen, esta puede graficar el perfil de presión de poros.



Este método tiene un grado de incertidumbre ya que los valores de volúmenes de arcillas ( $V_{clay}$ ) son determinados por el criterio de los petrofísicos y estos valores pueden ser variables.

Los parámetros obtenidos por el método de Doyen solo pueden ser aplicados a pozos que tengan el mismo mecanismo generador de sobrepresiones y las mismas condiciones geológicas.

Los parámetros calibrados del método de Doyen (2004) son:

$a_1$ : 3992

$a_2$ : 300

$a_3$ : 20000

$a_4$ : 4.02

$a_5$ : 1

La Muestra los perfiles de presión de poros calculados por todos los métodos. Observamos que los perfiles de presión de poros coinciden con las zonas de sobrepresión y se puede indicar la zona de transición de la sobrepresión.

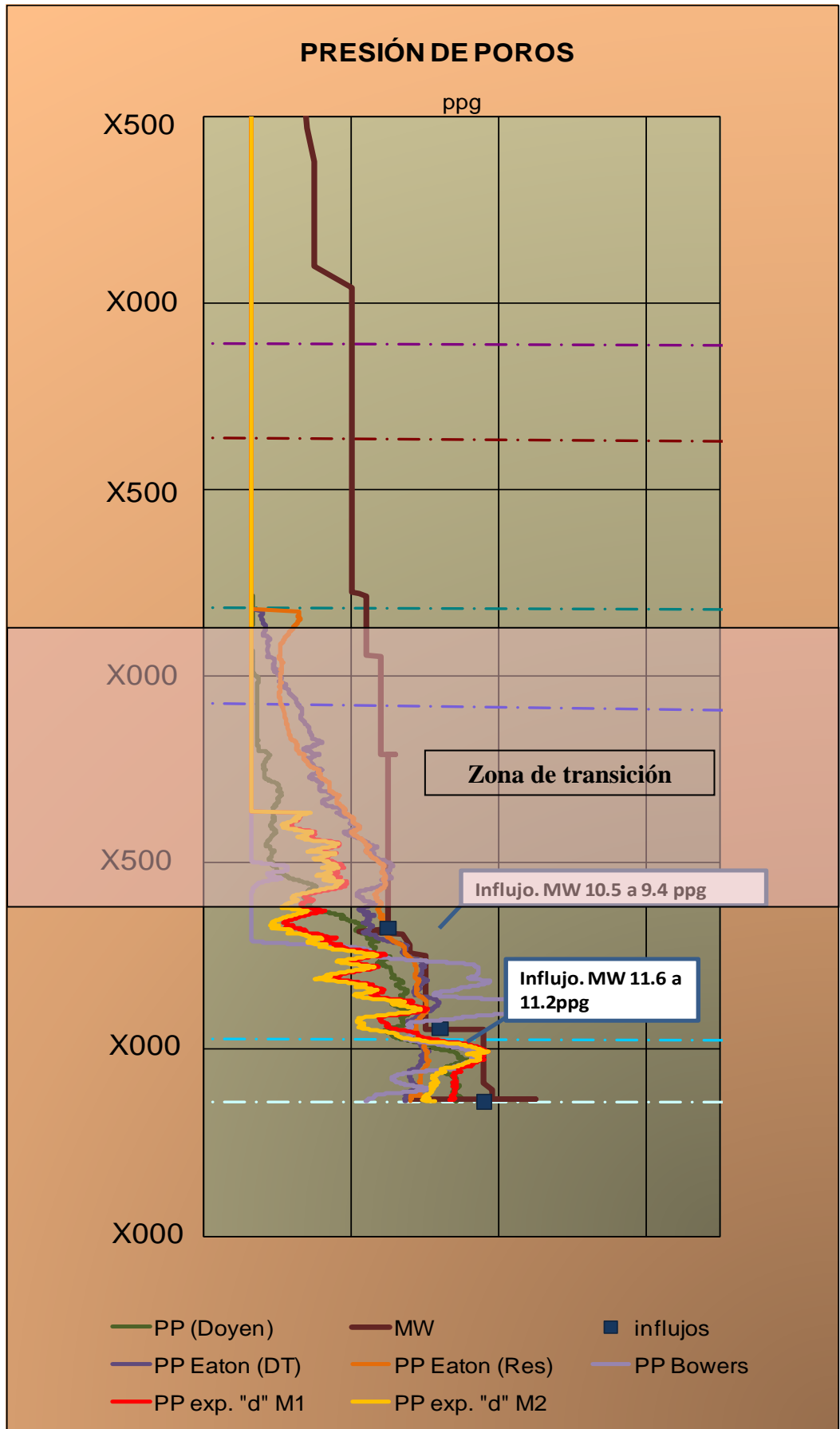


Figura 5-9. Comparación de perfil de presión de poros de todos los métodos calculados.

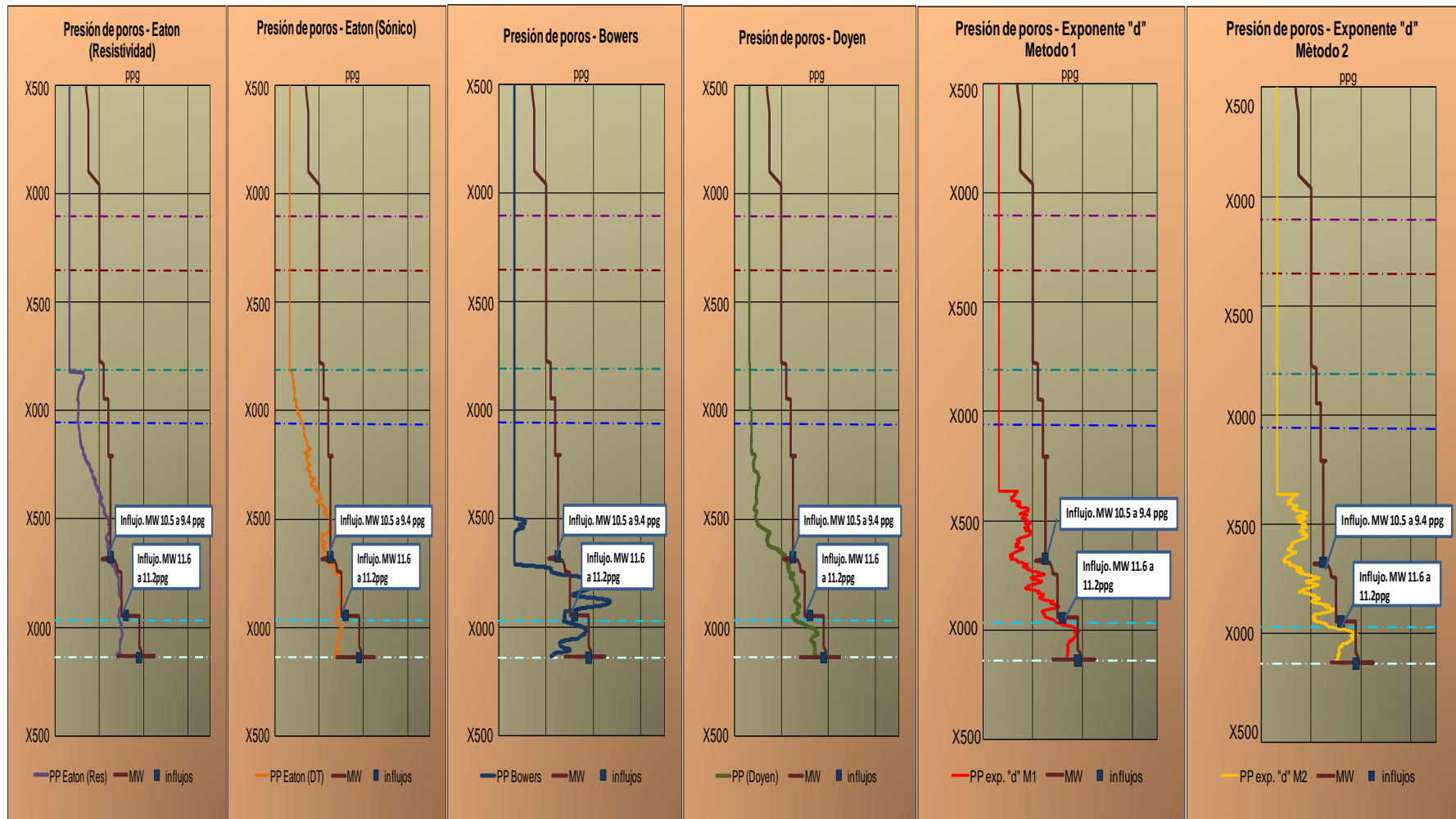


Figura 5-10 Resultado de predicción de presión de poros de un pozo analizado por los métodos seleccionados.

## **6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

1. Con el presente trabajo de Tesis se ha calculado la presión de poros con los métodos basados en registros eléctricos y parámetros de perforación de un pozo petrolero onshore proporcionados por la compañía operadora Petrobras Energía Perú.
2. La aplicación de las metodologías para predecir la presión de poros podría evitar accidentes de trabajo que conlleve a pérdidas de vidas humanas ocasionadas por un posible blowout como también sirve de ayuda de manera importante en el aspecto económico, ya que evitando influjos no deseados en el pozo se podrán disminuir días o tiempos no productivos de la maquinaria.
3. Como conclusión tenemos que no todos los métodos de predicción de presión de poros pueden ser aplicados a cualquier campo petrolero, esto es porque cada campo puede tener un diferente mecanismo generador de presiones de poros, como en el caso específico tratado en la aplicación, se ha encontrado que los efectos de tectonismo pueden mostrar procesos de compactación anormal diferentes al de la subcompactación.
4. El conocimiento de los eventos indicadores de presión anormal como los Kicks o influjos, la pega de tubería, pérdida de circulación, entre otros y el peso de lodo son necesarios para la predicción de presión de poros. La medidas de las herramientas

como el MDT, generalmente miden las presiones de poros en zonas de arenas, pero también miden en rocas no arenosas, solo que toman más tiempo por la permeabilidad de la roca, estas medidas pueden ser utilizadas para referenciar la presión de poros, en el caso analizado no se han utilizado estas medidas ya que estos valores han sido medidos en los reservorios que están en una zona normal de depositación, bajo la discordancia ubicada al tope de Vivian.

5. Al utilizar las arenas para los métodos, tener mucho cuidado al calibrar, como se dijo en el presente trabajo, la relación de la velocidad con respecto a la porosidad es muy sensible y existe una mayor incertidumbre de encontrar un perfil de presión de poros correcto.
6. El trazado de la línea de tendencia es la mayor incertidumbre que tiene los métodos que la utilizan, ya que cada analista puede trazar diferentes líneas de tendencia de acuerdo a su criterio. Estas líneas son trazadas generalmente por las discordancias geológicas encontradas en el campo, y son calibradas acorde a los eventos indicadores de presiones anormales y pesos de lodo usados.
7. Para el trazo de la línea de tendencia se han utilizado métodos recomendados por la Dea Project 119 (Knowledge system, 1999) que relacionan los registros con los esfuerzos efectivos en condiciones normales y estos en función de parámetros empíricos que son calibrados para diferentes campos.
8. Calibrando los parámetros de las líneas de tendencia y de los métodos aplicados, se podrá utilizar estos para predecir la presión de poros de pozos cercanos con similares condiciones geológicas que todavía no han sido perforados.
9. Se ha comparados los métodos de PPP y según los resultados de la aplicación, el método más adecuado para el área estudiada sería el método de Eaton (1975). Este método puede considerar otros mecanismos generadores de presión de poros además de la subcompactación, estos es por el uso y la calibración de la línea de tendencia y del exponente.

10. El registro sónico sería el más confiable, ya que no es afectado por las condiciones del hueco, ni por los fluidos de las formaciones y tampoco por el lodo de perforación, como en el caso del registro de resistividad, que sí es afectada por estos factores.
11. Los métodos analizados han sido calibrados por diferentes coeficientes, por lo tanto se recomienda utilizar los resultados de estas metodologías para un futuro, cuando se haya calibrado un grupo de pozos del mismo campo con la finalidad de estudiar las variaciones de los parámetros de calibración que ajustaron a cada pozo y con ello, realizar un análisis probabilístico.
12. Otra recomendación es aplicar los métodos utilizando velocidades interválicas determinadas por las velocidades sísmicas del campo.
13. Se recomienda estudiar con más detalle los mecanismos que han generado las presiones anormales en el campo Urubamba, los estudios que se sugieren son los que permitan establecer las características geológicas y geoquímicas que conllevan a las presiones anormales ya que depende mucho de estos para escoger un método adecuado.
14. El soporte de profesionales como geólogos, Ingenieros geotécnicos, geofísicos y petrofísicos es muy importante para una buena predicción de la presión tratada.

## 7 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

**Bowers G.** “Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction”, Exxon Production Research Co.-1995

**Bowers G.** “State of the Art in Pore Pressure Estimation”, Dea Project 119, Knowledge systems, Inc- 1999

**Bruce B. & Bowers G.** “Pore Pressure Terminology”, Houston, Texas, US

**Crewes Research Report**, Density prediction using Vp and Vs sonic logs, 1998

**Carvajal Jimenez J., Valera Lara L., Rueda A., Saavedra N.**, “Geomechanical wellbore stability modeling of exploratory wells-study case at middle Magdalena Basin”

**Chilingar G. V., Serebryakov V. A., Robertson J.O.**, “Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressure”, Developments in Petroleum Science- 2002

**Chopra A.\* and Huffman A.\*\***, “Velocity determination for pore pressure prediction”; \*Aras Corporation, Calgary, Alberta, Canada; \*\*Fusion Petroleum Technologies, Houston, USA.

**Dan Ebrom, Martin Albertin and Dave Greeley**, “Integration – the watchword for pore pressure studies”, BP-Houston USA- 2007

**Dutta N.C.**“ Geopressure prediction using seismic data: Current status and the road ahead”, 2002

**Eaton B. A.** “The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs”, Dallas, Texas, US- 1975

**Fam, M. A.; Dusseault, M. B.** “*Borehole Stability in Shales: A Physico-Chemical Perspective*”. SPE/ISRM 47301. *Eurock '98*, SPE (Ed.). Trondheim, Norway, 1998.

**Ferlt W. H.** “Abnormal formation pressure”. Elsevier, Róterdam- 1976.

**Fjaer E., R.M. Holt** “Petroleum related rock mechanics”, ELSEVIER, second edition, Hungary- 2008

**Hottmann C. E. & Johnson R.K.**, “Estimation of Formation Pressure from Log-Derived Shale Properties, *Journal of petroleum Technology* -1965

**Husen A., Brown T., Delgado R., Lee Don, Plumb D., Smimov N., Marsden R., Ramsey L., Spooner D., Stone T., StoufferT.**, “Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo”- *Oilfield Review* - 2003

**J. P. Mouchet & A. Mitchell**, “Abnormal Pressure While Drilling”, manual techniques 2, Boussens-1989

**Laredo Reyna J.C.**, “Investigação sobre os Métodos de Previsão de Pressão de Poros em Folhelhos e uma Aplicação de uma Abordagem Probabilística”, *Río de Janeiro*, Febrero-2007

**Levorsen A.**, “*Geology of Petroleum*”, W. H. Freeman and Company, San Francisco – 1958.

**Mallaviabarrena M., Juan Martin Paris**, “El rol de la geomecánica en la perforación”, *Baker Atlas*-2003

**Mody, F. K. Hale,A. H.** “A Borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction” *SPE/IADC Drilling Conference*. 1993 *SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam February, 1993*

**Ortiz Ubilla, A. y Tolson G.** “*Revista mexicana de ciencias geológicas*” Vol. 21, 2004



**Potter C. y Stewart R.** “Density predictions using Vp and Vs sonic logs” - CREWES Research Report — Vol. 10 (1998)

**Santos Rocha y Toledo de Azevedo,** “Projetos de poço de petróleo”- Petrobras – (2007)

**Swarbrick R. E. & Osborne M. J.** “Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview”, in Law, B. E., G. F. Ulmishek, & V.I. Slavin eds., Abnormal pressures in hydrocarbon environments. 1998

**Uribe Moreno R., Solano Y.** “Predicción de la presión de poro en problemas relacionado con la estabilidad de pozo”. Universidad Industrial de Santander – Bogota - 2006