



ANALISIS DE LAS PRESIONES ANORMALES DE FORMACION

**Versión 2.1
Febrero 2001
Dave Hawker**

Misión corporativa

Convertirse en un líder mundial en las soluciones orientadas al monitoreo de la perforación y geológico para la industria del petróleo y el gas, mediante el uso de tecnologías innovadoras y atención al cliente de calidad excepcional.

INDICE

1. INTRODUCCION	4
2. PRESIONES Y GRADIENTES.....	5
2.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA.....	5
2.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN.....	8
2.2.1 <i>Mediciones directas de la presión</i>	9
2.2.1.1 Repeat Formation Tester™.....	9
2.2.1.2 Prueba de producción con tubería de perforación (DST, por sus siglas en inglés: <i>Drill Stem Test</i>) ..	9
2.2.2 <i>Mediciones indirectas de la presión</i>	10
2.2.2.1 Presiones de cierre por arremetidas.....	10
2.2.2.2 Gases de conexión.....	11
2.3 PRESIÓN DE FRACTURA.....	12
2.3.1 <i>Pruebas de fuga</i>	13
2.4 ESFUERZO DE SOBRECARGA.....	16
2.4.1 <i>Determinación de la densidad total (bulk density)</i>	17
2.4.1.1 <i>Bulk density</i> a partir de los ripios.....	18
2.4.1.2 <i>Bulk density</i> a partir de registros sísmicos.....	20
2.4.2 <i>Cálculo del gradiente de sobrecarga</i>	20
2.5 PRESIONES DE COMPENSACIÓN.....	25
2.5.1 <i>Presión hidrostática del lodo</i>	25
2.5.2 <i>Densidad Equivalente de Circulación</i>	26
2.5.3 <i>Presiones de surgencia</i>	27
2.5.4 <i>Presiones de succión o “pistoneo”</i>	28
2.5.5 <i>Tolerancia a las arremetidas</i>	29
2.5.5.1 Tolerancia a las arremetidas, ejemplo.....	31
2.6 RESUMEN DE FÓRMULAS.....	34
3 SITUACIONES DE PRESION ANORMAL DE POZO.....	36
3.1 FORMACIONES SUBPRESURIZADAS.....	36
3.1.1 <i>Reducción de la presión de confinamiento o volumen del fluido</i>	36
3.1.2 <i>Subpresión aparente</i>	36
3.2 REQUERIMIENTOS DE SOBREPRESIÓN.....	38
3.2.1 <i>Modelo de sobrepresión</i>	38
3.2.1.1 Permeabilidad.....	38
3.2.1.3 Tipo de fluido.....	39
3.3 CAUSAS DE LA SOBREPRESIÓN.....	40
3.3.1 <i>Efecto de la sobrecarga</i>	40
3.3.2 <i>Esfuerzos tectónicos</i>	42
3.3.2.1 Fallas.....	43
3.3.2.2 Ambientes deltáicos.....	43
3.3.2.3 Diapiros/domos.....	44
3.3.3 <i>Aumentos del volumen de fluido</i>	46
3.3.3.1 Diagénesis de la arcilla.....	46
3.3.3.2 Deshidratación del yeso.....	47
3.3.3.3 Generación de hidrocarburos o metanos.....	47
3.3.3.4 Desarrollo de “taliks” y “pingos”.....	48
3.3.3.5 Expansión acuatérmica.....	48
3.3.4 <i>Osmosis</i>	48
3.3.5 <i>Causas hidrostáticas</i>	49
3.3.5.1 Altura hidrostática.....	49

3.3.5.2 Yacimientos de hidrocarburos.....	49
4 DETECCION DE LA SOBREPRESION	51
4.1 ANTES DE LA PERFORACIÓN	51
4.2 INDICADORES EN TIEMPO REAL	52
4.2.1 Tasa de penetración.....	52
4.2.2 Exponente de perforación.....	53
4.2.3 Exponente de perforación corregido	54
4.2.4 Desplazamientos y limitaciones de las tendencias.....	57
4.2.4.1 Litología.....	57
4.2.4.2 Tipo de mecha y desgaste.....	60
4.2.4.3 Hidráulica de los fluidos	61
4.2.4.4 Cambios significativos de los parámetros	61
4.2.4.5 Perforación direccional	61
4.2.5 Torque, arrastre y sobretracción	62
4.2.6 Indicadores durante los viajes	63
4.3 INDICADORES NO INMEDIATOS.....	63
4.3.1 Tendencias del gas de fondo.....	63
4.3.1.1 Sobrepresión sellada	64
4.3.1.2 Sobrepresión de transición	65
4.3.2 Gas de conexión.....	66
4.3.3 Temperatura.....	73
4.3.3.1 Gradiente geotérmico	73
4.3.3.2 Temperatura en la línea de flujo	74
4.3.3.3 Delta T	75
4.3.3.4 Tendencias	76
4.3.4 Análisis de rípios.....	78
4.3.4.1 Densidad de la lutita	78
4.3.4.2 Derrumbes por presión.....	79
4.3.4.3 Factor de lutita	80
4.4 INDICADORES DE FLUJO	81
4.5 INDICADORES CON GUAYA (WIRELINE)/ LWD	82
4.5.1 Tiempo de tránsito sínico.....	83
4.5.2 Resistividad.....	84
4.5.3 Densidad.....	85
4.5.4 Porosidad -neutrón.....	85
4.5.5 Rayos gamma.....	85
4.5.6 Ejemplos de registros con guaya	87
5. ANALISIS CUANTITATIVO DE PRESIONES.....	92
5.1 TÉCNICAS PARA EL CÁLCULO	92
5.1.1 Método de Eaton.....	93
5.1.2 Método de la profundidad equivalente	97
5.1.3 Método del coeficiente	99
6. CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA.....	100
6.1 ASPECTOS TEÓRICOS GENERALES	101
6.2 MÉTODOS PARA LOS CÁLCULOS	102
6.2.1 Método de Eaton.....	102
6.2.2 Relación de Poisson a partir del “índice de arcillosidad”	102
6.2.3 Método de Daines	104
7. USO DEL SOFTWARE QLOG.....	106
7.1 PROCEDIMIENTO GENERAL.....	106
7.2 PROGRAMA DE SOBRECARGA.....	107

7.3 PROGRAMA DE SOBREPRESIONES	109
7.3.1 NCT múltiples	112
8. EJERCICIOS	113
9. BIBLIOGRAFIA.....	124



1. INTRODUCCION

Con la finalidad de planificar adecuadamente un programa de pozos y llevar a cabo la perforación de los mismos, de manera tanto segura como económica, es esencial contar con conocimientos y comprensión adecuados de las presiones de formación y gradientes de fractura. Esto permite optimizar las densidades de lodo y la ubicación de las zapatas guías de la tubería de revestimiento, para lograr un equilibrio suficiente contra las presiones de formación, el cual al mismo tiempo no debe ser tan alto como para significar un riesgo de daños o fractura de la formación.

El análisis de las presiones de formación es, por lo tanto, parte integrante de cualquier operación de perforación. Es uno de los servicios más importantes relacionados con *mud logging*, pero también es uno de los más exigentes desde el punto de vista técnico. Los ingenieros encargados de analizar estas presiones asumen una gran responsabilidad, pues sus análisis y pronósticos son de importancia fundamental para el éxito de una operación de perforación.

Es necesario evaluar muchas fuentes de datos antes de poder realizar un análisis confiable. Con frecuencia, fuentes diferentes de información pueden suministrar resultados conflictivos, en términos de la predicción de los cambios de presión, de manera tal que el ingeniero debe evaluar qué fuentes de datos son las más confiables. Muchas veces, la existencia de diferentes ambientes ó regímenes de perforación significa que el uso de diferentes fuentes de datos puede resultar más confiable, pues desde la perspectiva del análisis de presiones, muy pocas veces dos pozos son exactamente iguales.

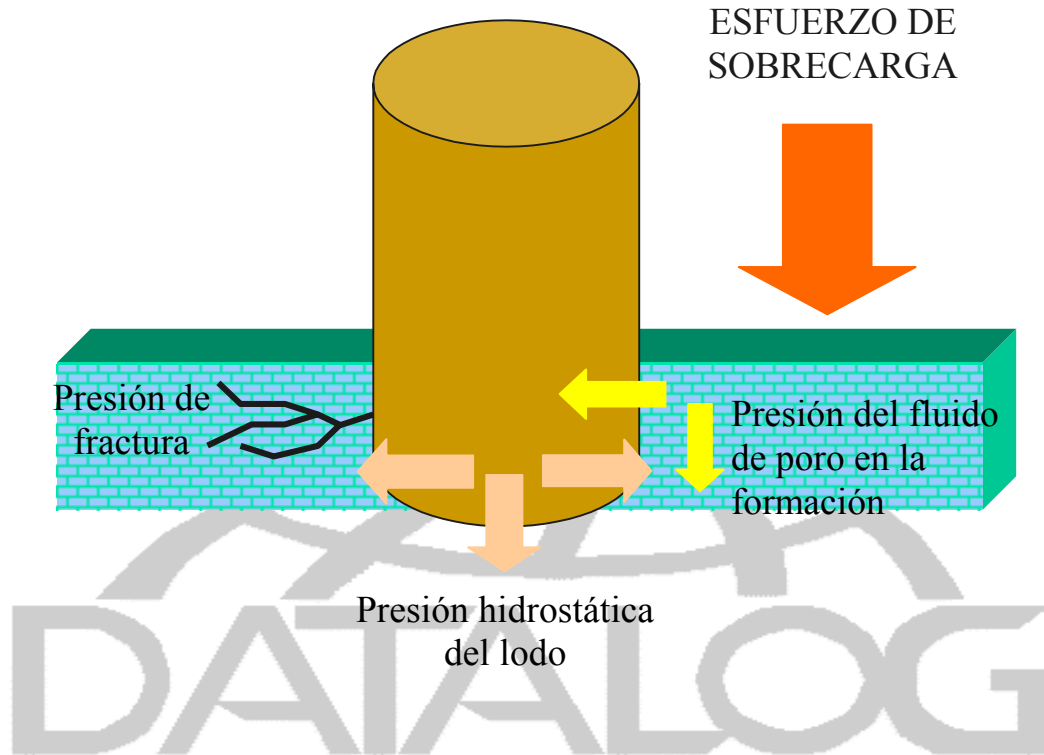
Los datos sísmicos ó datos eléctricos referenciales pueden servir como fuente inicial de datos. Cualquier pronóstico se puede después verificar ó mejorar utilizando los datos recopilados durante la perforación ó con el uso de guaya (*wireline*) al final de cada sección de hoyo, ó quizás a través de pruebas ó acontecimientos específicos relacionados con la perforación.

Un buen informe de presiones requiere el análisis y evaluación completos de todas las fuentes de datos. Tal informe debe ser sumamente preciso y todas sus conclusiones deben estar debidamente justificadas.

El ingeniero que asume la responsabilidad de analizar las presiones de formación descubrirá que es posible leer la teoría en los libros y conocerla más a fondo durante un curso, pero la precisión en la *ingeniería del análisis de presiones* solamente se logra con la experiencia y la práctica con diferentes regímenes de presión, lo cual permite aumentar el nivel de comprensión de los conceptos que abarca esta ciencia tan compleja.

Es nuestro deseo, por lo tanto, que este manual pueda ofrecerles a Uds. las herramientas iniciales para enfrentar este nuevo reto profesional.

2. PRESIONES Y GRADIENTES



2.1 Presión hidrostática

La presión hidrostática, a cualquier profundidad vertical dada, se define como la presión ejercida por el peso de una columna estática de fluido. Por lo tanto, es la presión que se origina de una combinación de la densidad del fluido y la altura vertical de la columna de dicho fluido.

A cualquier profundidad vertical verdadera:

$P_{hid} = \rho g h$	donde	P_{hid}	= presión hidrostática
		ρ	= densidad de fluido
		h	= profundidad vertical
		g	= factor de conversión

es decir,

$KPa = kg/m^3 \times 0.00981 \times TVD(m)$	KPa	= kilo Pascales
	m	= metros

$lppc = lpg \times 0.052 \times TVD(pies)$	LPPC	= libras por pulgada cuadrada
	lpg	= libras por galón

Si consideramos que la densidad del agua variará dependiendo de la concentración de sal, esta fórmula nos proporciona el siguiente ejemplo de rango de *gradientes hidrostáticos normales*: -

El “gradiente hidrostático” es la tasa de aumento de la presión con la profundidad,

es decir, gradiente hidrostático = presión /unidad de altura = densidad x factor de conversión

Agua dulce: Densidad = 8.33 lpg ó 1.0 SG (1 gr/cc ó 1000 kg/m³)

$$\text{Gradiente hidrostático} = 8.33 \times 0.052$$

$$= 0.433 \text{ lppc/ft}$$

$$\text{ó} = 1000 \times 0.00981$$

$$= 9.81 \text{ KPa/m}$$

Salmuera: Densidad (e.j.) = 9.23 lpg ó 1.11 SG (1.11 gr/cc ó 1108 kg/m³)

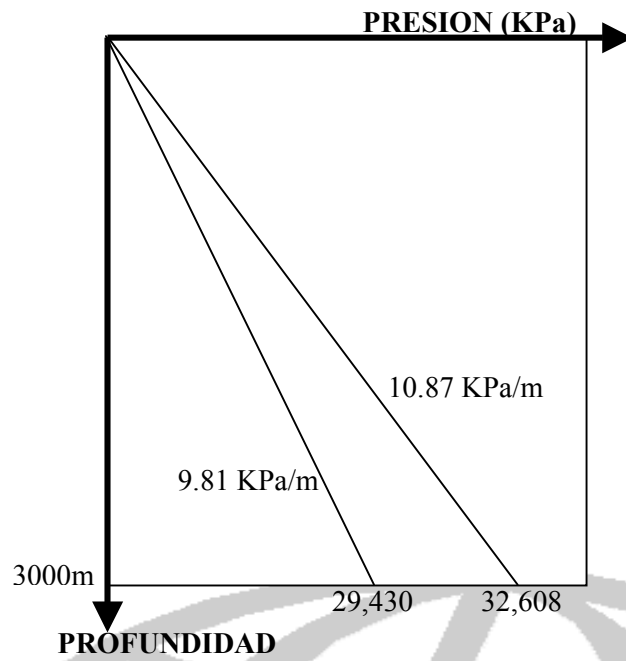
$$\text{Gradiente hidrostático} = 9.23 \times 0.052$$

$$= 0.480 \text{ lppc/ft}$$

$$\text{ó} = 1108 \times 0.00981$$

$$= 10.87 \text{ KPa/m}$$

El diagrama a continuación muestra estos dos gradientes hidrostáticos y las presiones resultantes:



A 3000m,

Agua dulce, densidad 1000 kg/m³, ejerce una presión de $1000 \times 3000 \times 0.00981 = 29430$ KPa

Agua salada, densidad 1108 kg/m³, ejerce una presión de $1108 \times 3000 \times 0.00981 = 32608$ KPa

2.2 Presión de formación

La “presión de formación” se define como la presión ejercida por el fluido contenido dentro de los espacios de poro de una roca o sedimento. Con frecuencia se denomina también “presión de poro”.

En realidad, por lo tanto, la presión de formación se refiere a la presión hidrostática ejercida por el fluido de poro y depende de la profundidad vertical y la densidad del fluido de formación.

La presión de formación normal es igual a la presión hidrostática normal de la región y varía dependiendo del tipo de fluido de formación.

Por ejemplo, en la parte norte del Mar del Norte:

La densidad normal del fluido de poro es 1.04 SG (aquí, el agua de formación tiene una densidad muy cercana a la del agua de mar).

Esta densidad (8.66 lpg ó 1040 kg/m³) arroja un gradiente normal de presión de formación de 0.450 lppc/ft ó 10.20 KPa/m:

$$8.66 \text{ lpg} \times 0.052 = 0.450 \text{ lppc/ft}$$

$$1040 \text{ kg/m}^3 \times 0.00981 = 10.20 \text{ KPa/m}$$

En el Golfo de México,

La densidad normal del fluido de poro es 1.07 SG, con un gradiente normal de presión de 0.465 lppc/ft ó 10.53 KPa/m:

$$8.94 \text{ lpg} \times 0.052 = 0.465 \text{ lppc/ft}$$

$$1074 \text{ kg/m}^3 \times 0.00981 = 10.53 \text{ KPa/m}$$

En otras palabras, aunque los gradientes de presión son diferentes, en ambos casos se trata de gradientes normales de presión de formación para las regiones dadas.

Entonces, para una cierta región,

Si la presión de formación = presión hidrostática, entonces la presión de formación es normal

Si la presión de formación < presión hidrostática, entonces la formación se encuentra subpresurizada

Si la presión de formación > presión hidrostática, entonces la formación se encuentra sobrepresurizada

El análisis de las presiones, en una cierta región, requiere por lo tanto de conocimientos sobre la densidad normal de los fluidos y la presión de fluido resultante. Esto se puede determinar mediante análisis de laboratorio de las muestras de fluidos o por medición directa de la presión:

La medición directa de la presión de formación solamente se puede realizar cuando dicha formación ha tenido suficiente permeabilidad como para que el fluido de formación alcance el equilibrio con un manómetro dentro de un período breve de tiempo.

Para las formaciones de baja permeabilidad, la presión de formación solamente se puede estimar y esto constituye un componente importante del análisis de las presiones de formación.

2.2.1 Mediciones directas de la presión

2.2.1.1 Repeat Formation Tester TM

Se utiliza una herramienta por guaya en hoyo desnudo la cual, por corrida, permite tomar dos muestras de fluidos de formación y un número ilimitado de mediciones de la presión de formación.

Un mecanismo tipo pistón o de resorte mantiene una sonda firmemente contra la pared del hoyo, y una empacadura forma un sello hidráulico (con relación al fluido de perforación). El pistón crea un vacío en una cámara de prueba, de manera tal que los fluidos de formación se dirigen hacia las cámaras de muestra. Se mide la presión durante el flujo y su posterior restauración.

Se registra la presión inicial de cierre. La válvula de prueba se abre para permitir que los fluidos de formación fluyan hacia la cámara. La tasa de flujo se registra a medida que se va llenando esta cámara. Una vez que la misma está llena, se registra la presión final de cierre.

Es posible que sea necesario corregir las presiones de cierre o restauración con el fin de obtener la presión de formación real, pues el incremento de presión puede no haberse estabilizado aún, lo cual es especialmente el caso en las formaciones de menor permeabilidad. Es posible que la prueba no se lleve a término en las formaciones compactas, pues los operadores, debido al temor de un posible atascamiento de tubería, pueden decidir no permitir que se prolongue por mucho tiempo.

El sello puede fallar si la sonda no se logra aislar apropiadamente del lodo (debido a la baja permeabilidad de las rocas, escaso desarrollo del revoque o material que se adhiere a la sonda), de manera tal que la presión no llega a aumentar mucho más allá de la presión hidrostática del lodo.

Se pueden obtener mediciones de presión de formación más altas cuando las zonas de baja permeabilidad han sido invadidas por lodos de mayor presión.

2.2.1.2 Prueba de producción con tubería de perforación (DST, por sus siglas en inglés: *Drill Stem Test*)

Es una prueba de producción de una zona de yacimiento donde se han encontrado hidrocarburos. Esta prueba se puede realizar en hoyos desnudos o revestidos (es decir, con camisas de producción).

Usualmente el hoyo se encuentra revestido. El intervalo que se someterá a prueba se sella con empaaduras. La zona aislada se puede entonces cañonear para permitir que los fluidos de formación fluyan hacia la superficie.

Las diferencias entre las presiones inicial y final, durante un período de flujo, ofrecen información relacionada con la productividad del yacimiento y el volumen de hidrocarburos.

Cuando se utiliza la herramienta para la prueba DST, se asienta una empaadura (se pueden utilizar empaaduras sencillas o dobles para aislar una zona específica de interés) para formar un sello y entonces la prueba puede comenzar. La mayor parte de estas pruebas utilizan 2 y quizás 3 períodos de flujo y cierre.

La presión de formación se puede estimar de la manera más precisa a partir de la presión inicial de cierre (ISIP, por sus siglas en inglés: *Initial Shut-In Pressure*) al final de la fase de flujo inicial. Esta fase puede durar hasta una hora. En este caso se permite que el fluido fluya hasta la superficie con la finalidad de remover cualquier bolsa de presión en el pozo, sacar los fluidos de filtrado de lodo que pudieran haber invadido la formación y remover el lodo de la sarta de perforación.

Los períodos siguientes de flujo conducen a presiones finales de cierre (FSIP, por sus siglas en inglés: *Final Shut-In Pressure*) que serán ligeramente inferiores a ISIP, pues ya se habrá producido una parte de los fluidos de yacimiento y, por lo tanto, la presión de formación se determina a partir de ISIP.

Algunas veces no se puede lograr una presión ISIP estable en el tiempo relativamente breve antes que culmine la prueba, de manera tal que se debe extrapolar la presión. Cuanto menor es la permeabilidad de la zona, mayor es la probabilidad de que esto sea así.

2.2.2 Mediciones indirectas de la presión

2.2.2.1 Presiones de cierre por arremetidas

Si la presión de formación excede la presión hidrostática (o de compensación) de la columna de lodo, entonces, siempre y cuando los fluidos tengan libertad de fluir, se producirá una arremetida.

Después de una operación exitosa para control de pozos, la presión hidrostática necesaria para equilibrar, o “matar” el pozo, es igual a la presión de formación propiamente dicha.

Un criterio importante para esta estimación es el conocimiento de la profundidad exacta del influjo. Siempre y cuando esto se conozca, la presión de formación puede ser medida de forma precisa, aunque indirecta, a partir de las presiones de cierre de pozo.

La presión de cierre (tubería de perforación) es la presión adicional (además de la presión hidrostática del lodo), requerida para llegar a un equilibrio con la presión de formación que es más elevada.

A la profundidad del influjo:

Presión hidrostática del lodo + SIDP = presión de formación

Por ejemplo,

A 2500m (TVD), se produce una arremetida mientras se perfora con un peso de lodo de 1055 kg/m³. El pozo se cierra y se registra una presión de cierre en la tubería de perforación igual a 1300 KPa.

Presión de formación = $(1055 \times 2500 \times 0.00981) + 1300 = 27174$ KPa

KMW (peso del lodo de matar) = $27174 / (2500 \times 0.00981) = 1108$ kg/m³

2.2.2.2 Gases de conexión

“Gas de conexión” es el término que se utiliza para describir una respuesta del gas, de breve duración, que ocurre como resultado del influjo temporal de fluidos de formación hacia el pozo, cuando la presión anular cae temporalmente por debajo de la presión de formación.

Esta reducción puede ser resultado, simplemente, de haber apagado las bombas, de manera tal que la presión anular cae desde la presión circulante hasta la presión hidrostática del lodo, o puede también ser resultado de una reducción de presión originada al levantar la sarta de perforación (efecto de “pistoneo” o *swabbing*).

El conocimiento de las presiones que se equilibran (es decir, la presión circulante, la presión hidrostática, la presión de succión o “pistoneo”) cuando se registra gas de conexión, permite una medición indirecta de la presión de formación.

Si bien no se puede determinar un valor exacto, *sí es posible* determinar un rango de presiones relativamente pequeño y, además de las técnicas antes descritas, el gas de conexión constituye una de las formas más precisas de determinar la presión de formación mientras se perfora el pozo.

En la Sección 4.3.2 se explica en mayor detalle el análisis de los gases de conexión.

2.3 Presión de fractura

Todos los materiales, incluyendo las rocas, tienen una resistencia finita.

Las muestras de rocas (obtenidas en las operaciones de toma de núcleos, por ejemplo) se pueden someter a pruebas en laboratorios para conocer su resistencia mediante análisis convencionales.

Sin embargo, la resistencia “*in situ*” de una roca que queda descubierta en un pozo puede variar de la obtenida en un laboratorio, pues existen muchos otros factores y esfuerzos involucrados. Es por ello que la determinación y análisis de la presión y gradiente de fractura puede ser bastante difícil en el sitio del pozo

La presión de fractura se puede definir, en términos sencillos, como la presión máxima que puede soportar una formación antes de que se exceda su resistencia a la tensión y la formación se fracture.

Los factores que afectan la presión de fractura incluyen:

- Tipo de roca
- Esfuerzo “*in situ*”
- Zonas débiles tales como fracturas, fallas
- Condición del hoyo
- Relación entre la geometría del pozo y la orientación de la formación
- Características del lodo

Si se fractura una roca, esto representa una situación potencialmente peligrosa en el pozo.

En primer lugar, en la zona fracturada se producirán pérdidas de lodo. Dependiendo del tipo de lodo y volumen perdido, esta situación puede ser sumamente costosa. La pérdida de lodo se puede reducir o evitar reduciendo la presión anular a través de tasas de bomba menores, o es posible que se requiera una acción correctiva más costosa, donde se utilicen diferentes materiales para tratar de “taponar” la zona fracturada y evitar pérdidas ulteriores. Obviamente, este tipo de tratamiento es muy dañino para la formación y se debe evitar en lo posible.

Sin embargo, si la pérdida de lodo es muy grave, entonces el nivel de lodo en el pozo puede caer y así se reduciría la presión hidrostática ejercida en el hoyo. Esto puede conducir a subbalance en una zona en alguna otra parte del pozo. Esta zona presentaría comenzaría a fluir y nos enfrentaríamos entonces a un reventón subterráneo!

Por lo tanto, es esencial contar con conocimientos sobre el gradiente de fractura, cuando se planifica y perfora un pozo. Sin embargo, existen solamente dos maneras para realizar la determinación directa.

La primera es un método no recomendado. Si ocurren pérdidas de lodo hacia la formación durante la perforación, entonces ha ocurrido una de dos situaciones posibles: o bien se ha penetrado una formación sumamente cavernosa, o se ha fracturado la formación.

Conociendo la profundidad de la zona fracturada y la presión circulante que crea equilibrio en el pozo en el momento de la fractura, es posible calcular la presión de fractura.

2.3.1 Pruebas de fuga

Son pruebas realizadas al inicio de cada sección de hoyo con la finalidad de determinar la presión de fractura en ese punto.

Al final de una sección de hoyo, después de haber culminado el perfilaje, se corre la tubería de revestimiento y se cementa en su lugar para aislar todas las formaciones perforadas. Antes de continuar perforando la sección siguiente de hoyo, es fundamental determinar si la adherencia de cemento es lo suficientemente fuerte como para evitar que los fluidos de alta presión, que se pueden encontrar en la sección siguiente de hoyo, fluyan hacia las formaciones más someras o a la superficie

Si, como se desea, el cemento soporta la presión ejercida durante la prueba, entonces se producirá la fractura de la formación, bajo condiciones controladas. La formación a esta profundidad, debido a que es el punto más somero, usualmente será la formación más débil encontrada en la sección siguiente de hoyo, de manera tal que la presión de fractura determinada a partir de la prueba será la presión máxima que se puede ejercer en el pozo sin causar fracturas.

Se pueden realizar dos tipos de pruebas: -

Una “prueba de integridad de la formación (o de la presión)” (FIT ó PIT, por sus siglas en inglés: *Formation (Pressure) Integrity Test*) con frecuencia se realiza cuando el operador tiene un buen conocimiento de las presiones de formación y fractura en una cierta región. Con esta prueba, en lugar de inducir una fractura, se llega hasta una presión máxima pre-determinada, que se considere lo suficientemente alta como para perforar la sección siguiente de hoyo de manera segura.

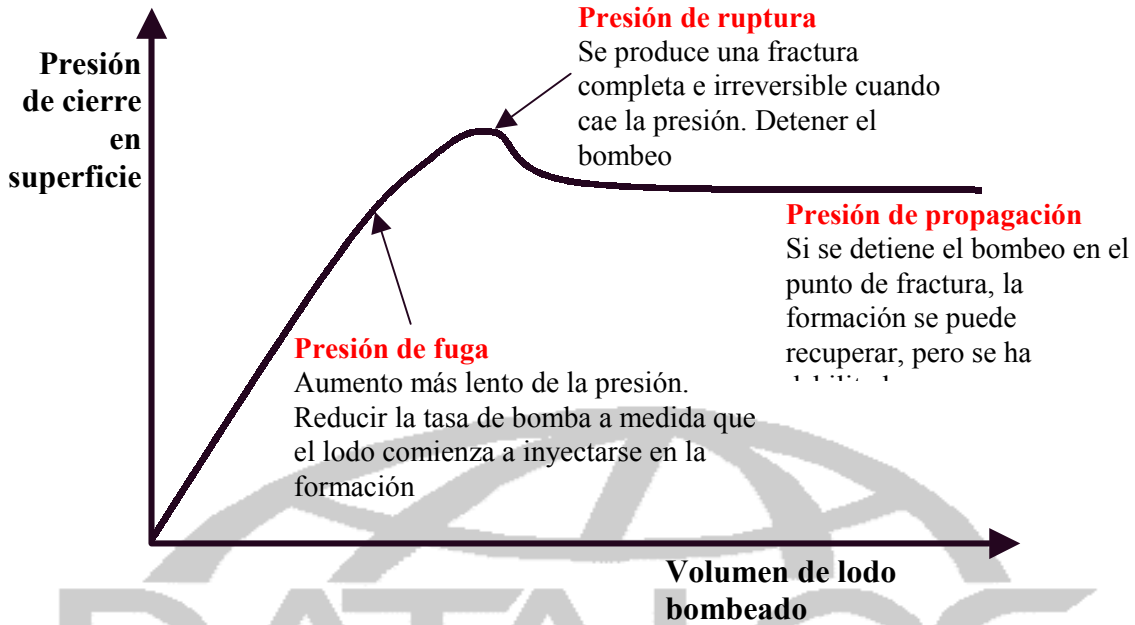
Una “ prueba de fuga” (LOT, por sus siglas en inglés: *Leak-Off Test*) propiamente dicha implica el fracturamiento real de la formación.

Una vez que se perfora a través de la zapata y el cemento, una sección pequeña (usualmente 10 m) de hoyo nuevo se perforará por debajo del cemento.

El pozo se cierra y el lodo se bombea a tasa constante hacia el pozo, para aumentar la presión en el anular.

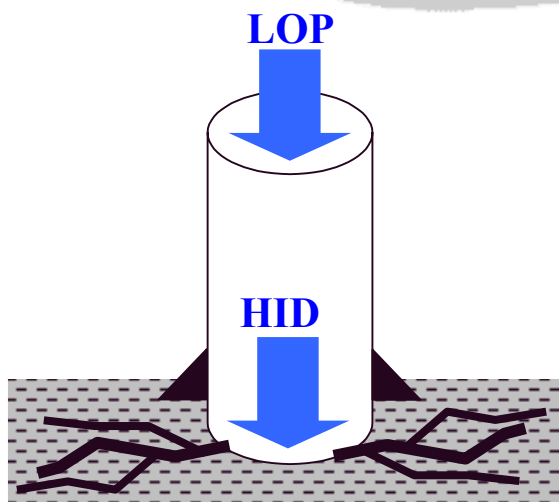
La presión debería aumentar de manera lineal y se le hace un seguimiento muy de cerca para detectar indicios de fugas cuando cae la presión.

El gráfico de presión en función del tiempo, o volumen de lodo bombeado, muestra que existen 3 etapas principales para llevar a cabo una prueba de fuga. El operador es quien debe tomar la decisión sobre qué valor específico se toma como presión “de fuga”, pero obviamente debería ser el valor menor. Está será la presión de fuga inicial, si la prueba no continúa más allá hasta causar una fractura completa. Si la prueba sí se lleva más allá, entonces es probable que la presión de propagación sea el valor más bajo, lo cual indica que la formación se ha realmente debilitado como resultado de la prueba.



Durante la prueba de fuga, la fractura es realmente inducida por una combinación de dos presiones: -

1. La presión hidrostática del lodo
2. La presión de cierre aplicada al bombear lodo en el pozo cerrado



= 1589 kg/m³

$$P_{frac} = HID_{zapata} + LOP$$

Donde LOP es la presión de cierre aplicada en superficie, bien sea proveniente de LOT ó FIT

Por ejemplo:

Se realiza una prueba de fuga con la zapata a una profundidad de 1500m; el peso del lodo es 1045 kg/m³ y la presión de fuga registrada es 15000 KPa

$$P_{frac} = (1045 \times 1500 \times 0.00981) + 8000 = 23337 \text{ KPa}$$

$$P_{frac} (emw) = 23337 / (1500 \times 0.00981)$$

El ingeniero a cargo del análisis de presiones debe saber que, si bien la prueba de fuga es la única manera de determinar la presión de fractura, existen ciertas circunstancias que pueden conducir a imprecisiones o falta de confiabilidad: -

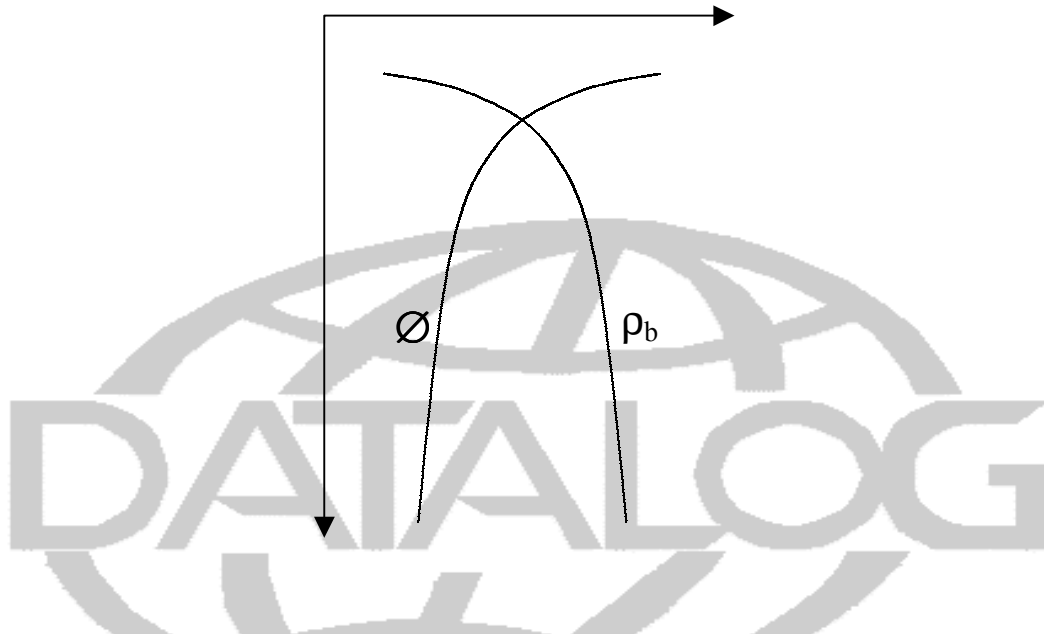
- La prueba de integridad de la formación no permite la determinación de la presión real de fractura, solamente un valor máximo aceptado para la operación de perforación. Si bien no suministra datos exactos, esta prueba sí ofrece un margen de seguridad.
- Las formaciones bien consolidadas son las que se seleccionan usualmente para cementar la zapata. Este tipo de formación podría no ser la más débil si luego se encuentran otras formaciones no consolidadas muy cerca de la zapata.
- En las formaciones altamente vugulares o de alta permeabilidad se puede observar fuga aparente sin que realmente haya ocurrido una fractura.
- Una deficiente adherencia del cemento puede causar fugas a través del mismo y no en la formación.
- La porosidad localizada o microfracturas pueden originar presiones de fractura registradas que sean más bajas.
- La geometría de pozos, con relación a los esfuerzos vertical u horizontal, también puede conducir a presiones de fractura engañosas, con la obtención de resultados diferentes en las mismas formaciones, para los pozos verticales y los desviados.

En la Sección 6 se explica el análisis cuantitativo de los gradientes de fractura.

2.4 Esfuerzo de sobrecarga

A una cierta profundidad, la presión de sobrecarga es la presión ejercida por el peso acumulado de los sedimentos suprayacentes.

El peso acumulado de las rocas suprayacentes es una función de la densidad total de la masa ó *Bulk Density*: es decir, el peso combinado de la matriz de roca y los fluidos de formación contenidos dentro del espacio de poro.



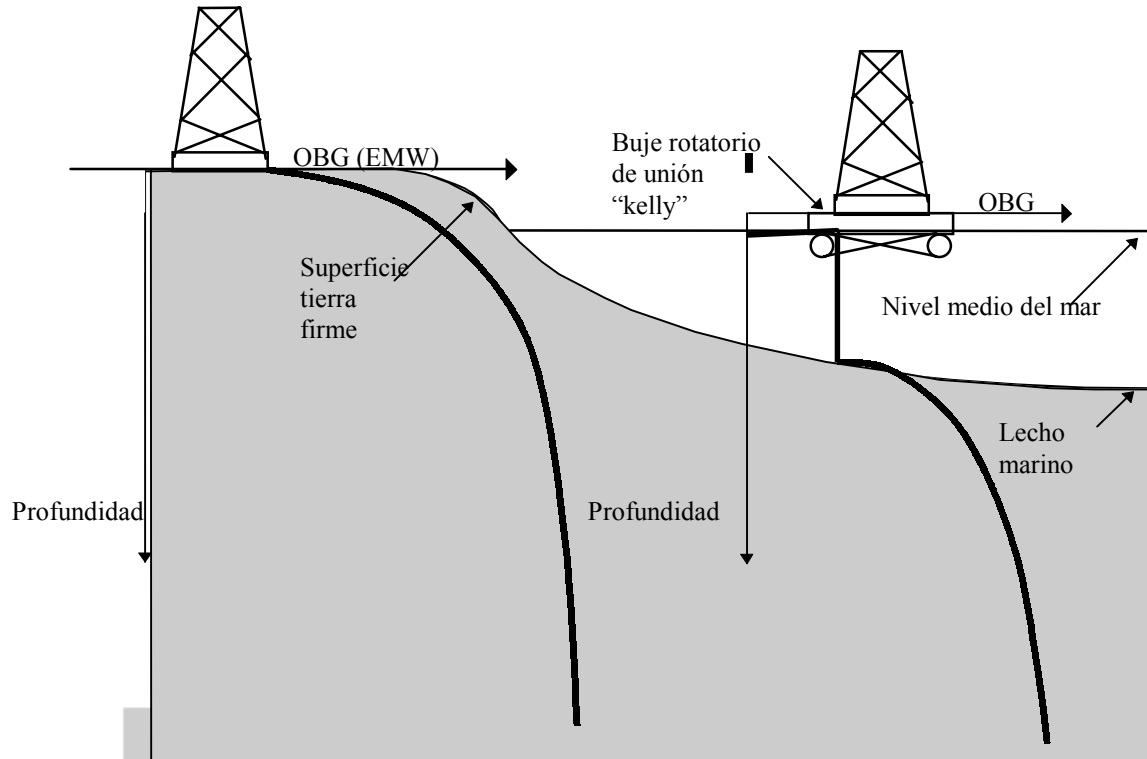
La sobrecarga aumenta con la profundidad, a medida que aumenta el valor de *bulk density* y disminuye la porosidad. Al aumentar la profundidad, el peso acumulado y la compactación, los fluidos son empujados fuera de los espacios de poro, de manera tal que la matriz aumenta con relación a los fluidos de poro. Esto conduce a una disminución proporcional de la porosidad a medida que la compactación y la densidad total o *bulk density* aumentan con la profundidad.

Se puede suponer que 2,31 gr/cc es un valor promedio razonable para *bulk density* a cierta profundidad (aproximando a un gradiente de sobrecarga de 1.0 lppc/ft), pero se debe lograr una determinación más precisa una vez que se cuente con mediciones o datos más exactos.

A continuación se indican perfiles de sobrecarga típicos, relacionados con la profundidad:

En los pozos de tierra firme, la sobrecarga en la superficie es obviamente cero, pero aumenta muy rápidamente, con la profundidad, a medida que aumentan los sedimentos acumulados y la compactación.

Costa afuera, el gradiente debe relacionarse con RKB o RT, pues en la práctica la sobrecarga será cero entre RKB y el nivel medio del mar. Entonces, el peso del agua se debe considerar en el gradiente de sobrecarga, el cual comienza a aumentar a partir del lecho marino una vez que se encuentren sedimentos.



2.4.1 Determinación de la densidad total (bulk density)

Bulk density es una función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido de poro y se puede calcular con la fórmula siguiente:

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

\emptyset = porosidad, valor entre 0 y 1 ej. 12% = 0.12
 ρ_f = densidad del fluido de poro
 ρ_m = densidad de la matriz

Una determinación precisa del gradiente de sobrecarga es fundamental para lograr cálculos exactos de los gradientes de presión de fractura y formación. Por lo tanto, es obvio que la fuente de la medición de *bulk density*, y la calidad de los datos, es muy importante.

Por ello se puede concluir, a partir de la ecuación de *bulk density*, que las técnicas para determinación de la porosidad, tales como los registros porosidad-neutrón y registros de tiempos de tránsito sónico se pueden utilizar para obtener un valor de porosidad. En la práctica, los registros sínicos no presentan mayores complicaciones y se pueden utilizar para determinar *bulk density*.

Se recomiendan las mediciones directas de la densidad total ó *bulk density*, de manera tal que los valores de densidad obtenidos de los registros (perfiles) con guaya son de suma utilidad. Sin embargo, esta fuente de datos pocas veces se encuentra disponible para todo un intervalo de pozo.

Finalmente, las mediciones directas basadas en los ripios o “cortes” pueden llevarse a cabo mientras se perfora el pozo.

Si no existen datos de pozos referenciales disponibles, o si hay dudas sobre su exactitud, entonces se deben realizar mediciones directas de *bulk density* utilizando para ello los ripios.

Si, al final de una sección de hoyo, es posible obtener mejores datos de *bulk density* mediante registros de pozos con guaya (sónicos o de densidad), entonces los cálculos de sobrecarga deben ser revisados y quizás modificados utilizando la nueva fuente de datos.

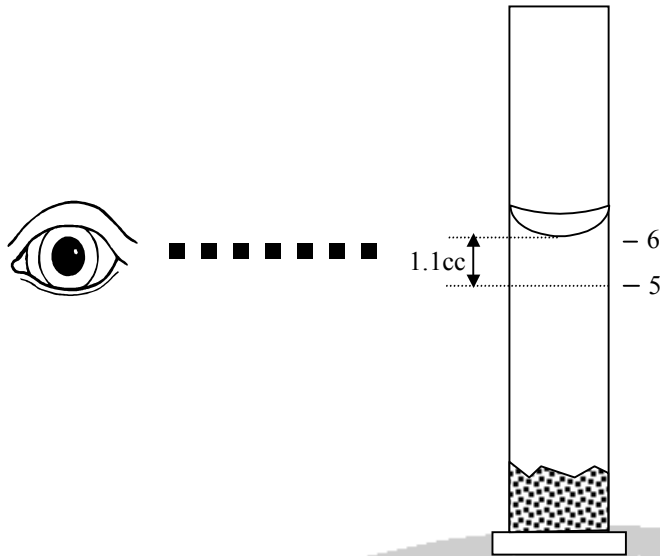
2.4.1.1 Bulk density a partir de los ripios

Mientras se perfora un pozo, el gradiente de sobrecarga se puede calcular directamente a partir de las mediciones de *bulk density* tomadas en superficie. Esto se haría cada 5 o 10 m. o cualquiera que sea el intervalo de muestreo. Obviamente, cuanto más frecuentes sean las mediciones, más preciso será el gradiente.

Se puede aplicar una técnica sencilla de desplazamiento para determinar *bulk density* y, siempre y cuando el ingeniero sea preciso y sistemático en su trabajo, la calidad de los datos es usualmente satisfactoria para los cálculos de las presiones de sobrecarga.

A continuación se describe la técnica: -

- Es necesario lavar los ripios (para remover el lodo de perforación) y secarlos hasta eliminar el exceso de agua.
- El material obviamente proveniente de derrumbes se debe eliminar para que la muestra seleccionada sea representativa del intervalo perforado.
- Pesar con exactitud una muestra de 1 ó 2 gramos, por ejemplo. Obviamente, cuanto mayor sea el tamaño de la muestra, los errores serán menores.
- Con agua destilada, llenar una probeta de 10 cc hasta exactamente 5 cc (de manera tal que exista volumen suficiente para sumergir todos los ripios pero no demasiado como para que se desborde la probeta). En la superficie del agua se apreciará claramente la línea del menisco, entonces es importante trabajar de manera sistemática y tomar la medición en la parte de arriba o de abajo del menisco, pero siempre en el mismo lugar.



primera vez.

- Dejar caer los ripios en las probeta cuidadosamente, evitando salpicaduras y burbujas atrapadas.
- Dar unos golpecitos suaves en un lado de la probeta para liberar las burbujas atrapadas y limpiar con agua las salpicaduras de los lados.
- Leer el nuevo nivel del agua. Recuerde trabajar sistemáticamente, es decir, leer en el menisco arriba o abajo, donde lo hizo la

De estas mediciones: -

$$\text{Bulk density (SG ó gr/cc)} = \frac{\text{peso de la muestra (gr)}}{\text{volumen de agua desplazada (cc)}}$$

Por ejemplo, si 2.00 gr de muestra desplazan 1.10 cc de agua destilada: -

$$\text{Bulk density} = 2.00 / 1.10 = 1.82 \text{ gr/cc}$$

Las fuentes de error en este método incluyen:

- Ripios de pobre calidad
- Hidratación de las lutitas o reactividad con el lodo
- La muestra no es representativa del intervalo perforado
- Imprecisión al pesar
- Imprecisión/ no se trabajó sistemáticamente al determinar el desplazamiento del agua
- El nivel de la vista no estaba paralelo al menisco en la probeta
- Burbujas atrapadas, dentro de la muestra total, lo cual aumentó el volumen del agua

2.4.1.2 Bulk density a partir de registros sínicos

Los registros sínicos, debido a que son registros de porosidad que reflejan la proporción de la matriz con relación al fluido, se pueden utilizar para derivar la densidad total ó *bulk density* utilizando las siguientes fórmulas (Agip adaptado de Wyllie, 1958): -

$$\text{Para rocas consolidadas, } \rho_b = 3.28 - \frac{\Delta T}{89}$$

$$\text{Para rocas no consolidadas, } \rho_b = 2.75 - 2.11 \frac{(\Delta T - 47)}{(\Delta T + 200)}$$

donde $\rho_b = \text{gr/cc}$
 $\Delta T = \text{tiempo de tránsito en la formación (sónico } \mu\text{seg/ft)}$
 $47 = \text{tiempo de viaje en la matriz, por defecto}$
 $200 = \text{tiempo de viaje en el fluido, por defecto}$

En lugar de utilizar el valor por defecto 47, se pueden usar los siguientes valores para el tiempo de tránsito en la matriz, dependiendo del tipo de formación:

Dolomita	43.5
Caliza	47.6
Arenisca	51 (consolidada) hasta 55 (no consolidada)
Anhidrita	50
Sal	67
Piedra arcillosa	47

2.4.2 Cálculo del gradiente de sobrecarga

Conocer el gradiente de sobrecarga es esencial para lograr cálculos precisos del gradiente de la presión de fractura y de formación.

Como se indicó anteriormente, el esfuerzo de sobrecarga ejercido a cualquier profundidad es una función de la densidad total de los sedimentos suprayacentes. Por lo tanto, cualquiera que sea la fuente de los datos de *bulk density*, los cálculos del gradiente de sobrecarga se basan en el valor *promedio de bulk density* para un intervalo dado de profundidades:

$$\text{Sobrecarga } S = \rho_b \times \frac{\text{TVD}}{10}$$

TVD = metros
 $S = \text{kg/cm}^2$
 $\rho_b = \text{bulk density promedio g/cm}^3$

$$S = \rho_b \times \text{TVD} \times 9.81$$

TVD = m
 $S = \text{Kpa}$
 $\rho_b = \text{g/cm}^3$

$$S = \rho_b \times \text{TVD} \times 0.433$$

TVD = ft
S = lppc
 $\rho_b = \text{g/cm}^3$

- A partir de *bulk density* promedio, calcular la presión de sobrecarga para un cierto intervalo
- Calcular la presión de sobrecarga acumulada para esa profundidad como un todo
- Calcular el gradiente de sobrecarga

Se presentan tres ejemplos en los cuales se utilizan unidades de medición diferentes.



Ejemplo 1

Intervalo	Espesor (m)	Av pb	Pres. sobrec. intervalo (Kpa)	Pres. sobrec. acumulada (Kpa)	Gradiente sobrec. (Kpa/m)	Grad. EMW
0 - 50	50	1.25	613	613	12.26	1250
50 - 200	150	1.48	2178	2791	13.95	1422
200 - 300	100	1.65	1619	4410	14.70	1498
300 - 400	100	1.78	1746	6156	15.39	1569

Para el intervalo de 0 a 50m

$$\text{Presión de sobrecarga} = 1.25 \times 50 \times 9.81 = 613 \text{ KPa}$$

$$\text{Presión acumulada} = 0 + 613 = 613 \text{ KPa}$$

$$\text{Gradiente de sobrecarga} = 613 / 50 = 12.26 \text{ KPa/m}$$

$$\text{Gradiente sobrecarga EMW} = 12.26 / 0.00981 = 1250 \text{ kg/m}^3 \text{ emw}$$

Para el intervalo 50 a 200m

$$\text{Presión de sobrecarga} = 1.48 \times 150 \times 9.81 = 2178 \text{ KPa}$$

$$\text{Presión acumulada} = 0 + 613 + 2178 = 2791 \text{ KPa}$$

$$\text{Gradiente de sobrecarga} = 2791 / 200 = 13.95 \text{ KPa/m}$$

$$\text{Gradiente sobrecarga EMW} = 13.95 / 0.00981 = 1422 \text{ kg/m}^3 \text{ emw}$$

Ejemplo 2

Intervalo	Espesor (m)	Av ρb	Pres. sobrec. intervalo (Kpa)	Pres. sobrec. acumulada (Kpa)	Gradiente sobrec. (Kpa/m)	Grad. EMW
0 - 100	100	1.35	13.5	13.5	1.35	1350
100 - 300	200	1.65	33.0	46.5	1.55	1550
300 - 450	150	1.78	26.7	73.2	1.63	1630
450 - 700	250	1.85	46.3	119.5	1.71	1710

Para el intervalo de 0 a 100m

$$\text{Presión de sobrecarga} = (1.35 \times 100) / 10 = 13.5 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Presión acumulada} = 0 + 13.5 = 13.5 \text{ kg/cm}^2$$

$$\begin{aligned} \text{Gradiente de sobrecarga} &= (\text{acumulado} \times 10) / (0 + 100) \\ &= (13.5 \times 10) / 100 = 1.35 \text{ kg/cm}^2/10\text{m} \end{aligned}$$

$$\text{Gradiente de sobrecarga EMW} = 1.35 \times 1000 = 1350 \text{ kg/m}^3$$

NOTA $1 \text{ kg/cm}^2/10\text{m} = 1 \text{ gr/cc} = 1000 \text{ kg/m}^3 \text{ emw}$

Para el intervalo 100 a 300m

$$\text{Presión de sobrecarga} = (1.65 \times 200) / 10 = 33.0 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Presión acumulada} = 0 + 13.5 + 33.0 = 46.5 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Gradiente de sobrecarga} = (46.5 \times 10) / (0 + 100 + 200) = 1.55 \text{ kg/cm}^2/10\text{m}$$

$$\text{Gradiente sobrecarga EMW} = 1.55 \times 1000 = 1550 \text{ kg/m}^3$$

Ejemplo 3

Intervalo	Espesor (m)	Av pb	Pres. sobrec. intervalo (Kpa)	Pres. sobrec. acumulada (Kpa)	Gradiente sobrec. (Kpa/m)	Grad. EMW
0 - 50	50	1.10	23.8	23.8	0.476	9.15
50 - 150	100	1.46	63.2	87.0	0.580	11.15
150 - 350	200	1.72	148.9	235.9	0.674	12.96
350 - 500	150	1.80	116.9	352.8	0.706	13.58

Para el intervalo 0 a 50ft

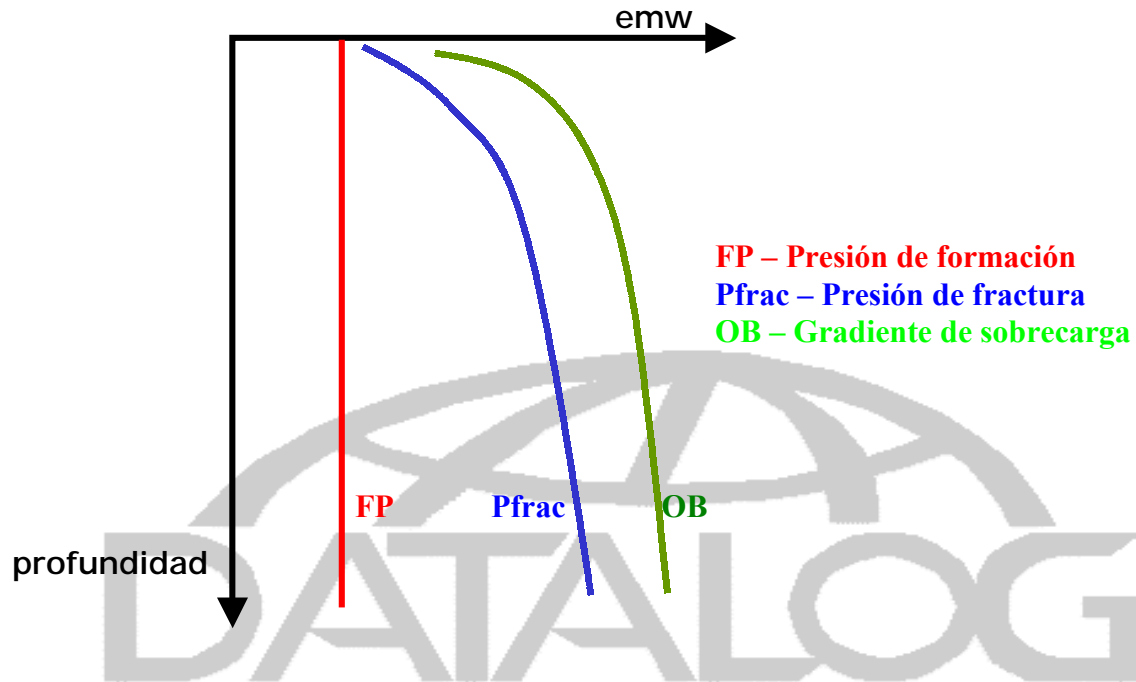
$$\begin{aligned} \text{Presión de sobrecarga} &= 1.10 \times 50 \times 0.433 &= 23.8 \text{ lppc} \\ \text{Presión acumulada} &= 0 + 23.8 &= 23.8 \text{ lppc} \\ \text{Gradiente de sobrecarga} &= 23.8 / 50 &= 0.476 \text{ lppc/ft} \\ \text{Gradiente de sobrecarga EMW} &= 0.476 / 0.052 &= 9.15 \text{ lpg emw} \end{aligned}$$

Para el intervalo 50 a 150 ft

$$\begin{aligned} \text{Presión de sobrecarga} &= 1.46 \times 100 \times 0.433 &= 63.2 \text{ lppc} \\ \text{Presión acumulada} &= 0 + 23.8 + 63.2 &= 87.0 \text{ lppc} \\ \text{Gradiente de sobrecarga} &= 87.0 / 150 &= 0.58 \text{ lppc/ft} \\ \text{Gradiente de sobrecarga EMW} &= 0.58 / 0.052 &= 11.15 \text{ lpg emw} \end{aligned}$$

2.5 Presiones de compensación

En esta sección se ha explicado en detalle, hasta este momento, las presiones “litológicas” y gradientes que se encuentran al perforar un pozo. Ahora es importante explicar las presiones de pozo que actúan contra las presiones litológicas.



2.5.1 Presión hidrostática del lodo

Al inicio de la sección, la presión hidrostática fue definida como la presión ejercida a una cierta profundidad por el peso de una columna estática de fluido.

Por lo tanto, se concluye que, cuando un cierto fluido de perforación, o lodo, llena el anular, la presión a cualquier profundidad es igual a la presión hidrostática del lodo.

A cualquier profundidad: -

$$\text{HIDlodo} = \text{peso del lodo} \times \text{TVD} \times g$$

$$\text{lppc} = \text{LPG} \times \text{ft} \times 0.052$$

$$\text{KPa} = \text{kg/m}^3 \times \text{m} \times 0.00981$$

Esto nos indicará la presión de compensación, en el pozo, cuando no se está produciendo actividad de perforación y la columna de lodo está en condiciones estáticas.

Tan pronto como se inicia cualquier movimiento del lodo, las pérdidas de presión por fricción causarán o bien un aumento o quizás una disminución de la presión de compensación, dependiendo de la actividad específica que se esté realizando.

En todo momento, es importante conocer la presión de compensación anular y su relación con las presiones litológicas que actúan contra la misma: -

- Si se permite que la presión de formación supere la presión de pozo, entonces los fluidos de formación puede dirigirse hacia el pozo y causar una arremetida.
- Si se permite que la presión de pozo supere la presión de factura, entonces puede originarse una fractura que conduzca a pérdida de circulación y un posible reventón.

2.5.2 Densidad Equivalente de Circulación

Durante la circulación, aumenta la presión ejercida por la columna de fluido “dinámica” en el fondo del hoyo (así como la presión equivalente en cualquier punto del anular). Este aumento se origina de las fuerzas de fricción y las pérdidas de presión anular causadas por el movimiento del fluido.

Conocer esta presión es de suma importancia durante la perforación, pues la presión de compensación en el pozo es ahora mayor que la presión relacionada con la columna de lodo estática.

Una mayor presión de circulación conducirá a: -

- Mayor sobrebalance en comparación con la presión de formación
- Mayor riesgo de inundación de la formación
- Invasión más grave de la formación
- Mayor riesgo de atascamiento diferencial
- Mayor carga ejercida sobre el equipo en superficie

La mayor presión se denomina “*presión dinámica*” ó “*presión circulante de fondo*” (*BHCP*, por sus siglas en inglés: *Bottom Hole Circulating Pressure*).

$$\text{BHCP} = \text{HIDlodo} + \Delta \text{Pa} \quad \text{donde } \Delta \text{Pa} \text{ es la suma de las pérdidas de presión anular}$$

Cuando esta presión se convierte al peso equivalente de lodo, se utiliza el término “*densidad equivalente de circulación*” (*ECD*, por sus siglas en inglés: *Equivalent Circulating Density*).

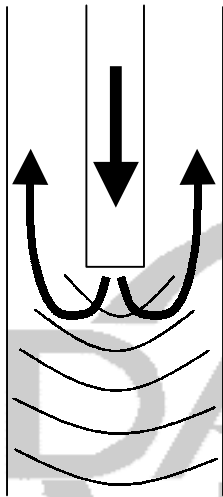
$$\text{ECD} = \text{MW} + \frac{\Delta \text{Pa}}{(\text{g} \times \text{TVD})}$$

El peso de los ripios o “cortes” de la perforación también se debe tomar en cuenta al perforar. El peso de los ripios en el anular, en cualquier momento, actuará junto con el peso del lodo, para aumentar la presión en el fondo del hoyo.

De manera similar a como sucede con el aumento de la presión de fondo al circular (ECD), se observan cambios de presión como resultado del movimiento inducido del lodo y las presiones de fricción consiguientes, cuando se introduce o saca la tubería del hoyo.

2.5.3 Presiones de surgencia

Cuando la tubería se introduce en el hoyo se producen presiones de surgencia. Esto causa un movimiento hacia arriba del lodo en el anular a medida que dicho lodo es desplazado por la sarta de perforación (como se observa por el lodo desplazado, en la superficie, hacia el sistema de fosas), lo cual causa presión de fricción



Esta presión de fricción origina un aumento, o “surgencia” en la presión cuando la tubería se introduce en el hoyo. La magnitud del aumento de la presión depende de varios factores, incluyendo la longitud de la tubería, la velocidad a la cual se introduce en el hoyo, la holgura anular y si la tubería es abierta o cerrada.

Además de la presión de fricción, la cual se puede calcular, también es razonable suponer que un movimiento rápido de la tubería hacia abajo causará una onda de impacto que viajará a través del lodo y será dañina para el pozo.

Las presiones de surgencia causarán ciertamente daños a las formaciones, junto con la invasión de lodo hacia las formaciones permeables, condiciones inestables de hoyo, etc.

El peligro real de la presión de surgencia, realmente, radica en que, si es excesiva, podría exceder la presión de fractura de las formaciones más débiles o no consolidadas y causar su ruptura.

Una idea errónea común consiste en pensar que, si la sarta se encuentra dentro de la tubería de revestimiento, entonces el hoyo está a salvo de las presiones de surgencia. La situación definitivamente es otra. Cualquiera que sea la profundidad de la mecha al introducir la tubería, la presión de surgencia causada por el movimiento del lodo a esa profundidad también actuará en el fondo del hoyo.

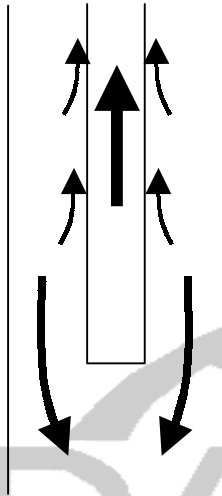
Por lo tanto, incluso si la sarta se encuentra dentro de la tubería de revestimiento, la presión de surgencia resultante, si es lo suficientemente elevada, podría fracturar la formación en el pozo. Esto es de especial importancia cuando la profundidad del hoyo no es mucho más que la última profundidad de la tubería de revestimiento!

El momento en que se corre la tubería de revestimiento en el hoyo es particularmente vulnerable, desde el punto de vista de las presiones de surgencia, debido a la pequeña holgura anular y el hecho de que la tubería de revestimiento es de extremo cerrado. Por esta razón, la tubería de revestimiento siempre se introduce en el hoyo a poca velocidad, y los desplazamientos del lodo se siguen muy cuidadosamente.

2.5.4 Presiones de succión o “pistoneo”

Las presiones de succión o “pistoneo” se originan debido a la fricción causada por el movimiento del lodo, esta vez cuando se saca la tubería del hoyo. Las pérdidas de presión por fricción, con el movimiento de la tubería hacia arriba, conducen ahora a una reducción general de la presión hidrostática del lodo.

El movimiento del lodo es causado fundamentalmente por dos procesos: -



1. Cuando el movimiento de la tubería es más lento, se puede producir un movimiento inicial hacia arriba del lodo que rodea la tubería. Debido a la viscosidad del lodo, puede existir la tendencia a que el mismo se “pegue” a la tubería y sea arrastrado cuando ésta se levanta .
2. Aún más importante, a medida que se sigue sacando la tubería, y especialmente cuando el movimiento es rápido, se crea un vacío inmediatamente por debajo de la mecha y, por supuesto, el lodo del anular cae hacia este vacío.

Esta pérdida de presión por fricción causa una reducción en la presión hidrostática del lodo. Si la presión se reduce por debajo de la presión del fluido de poro de la formación, pueden suceder dos situaciones: -

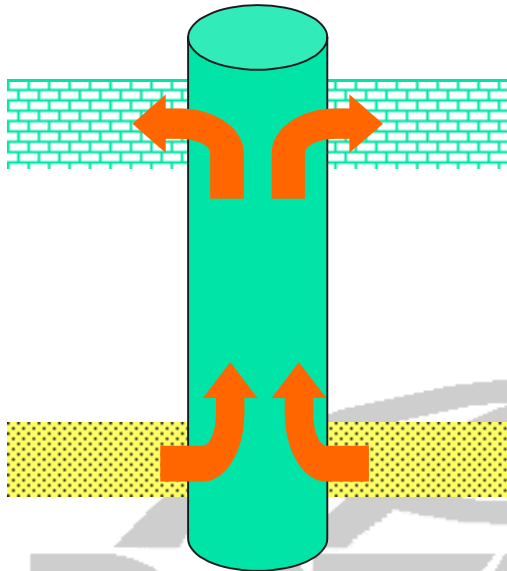
1. En las formaciones impermeables de lutitas, la situación de subbalance hace que la formación se fracture y derrumbe en las paredes del pozo. Esto genera los materiales de derrumbe que nos son familiares y que pueden cargar el anular y conducir al empaquetamiento de la sarta de perforación.
2. Con las formaciones permeables, la situación es bastante más crítica y, simplemente, el subbalance conduce a la invasión de fluidos de formación, lo cual puede conducir a una arremetida.

Además de estas pérdidas de presión por fricción, un proceso de “pistoneo” puede conducir a un ulterior influjo de fluido desde las formaciones permeables. Cuando se sacan herramientas de calibre total como estabilizadores, pasando por formaciones permeables, la ausencia de holgura anular puede causar un efecto similar a una jeringa, succionando fluidos hacia el hoyo

- Más de un 25% de los reventones se origina de la menor presión hidrostática causada por el pistoneo.
- Además de los riesgos para la seguridad del pozo, la invasión de fluidos debido al pistoneo o succión puede conducir a la contaminación del lodo y a su costosa sustitución.
- Los cambios de presión causados por cambios en la dirección de la tubería, por ej. durante las conexiones, pueden ser particularmente dañinos para el pozo al causar el desmoronamiento de las

lutitas y la formación de puentes o escalones de roca dura. Además, el hoyo puede volverse a llenar y requerir repaso con rimador.

2.5.5 Tolerancia a las arremetidas



En base a lo explicado en secciones previas, está claro que el peso del lodo debe ser suficiente como para ejercer una presión que compense la presión de formación y se pueda evitar una arremetida. Sin embargo, no puede ser tal alto como para que la presión resultante fracture la formación.

El fracturamiento de la formación conduciría a pérdida de circulación (el lodo se pierde hacia la formación) en la zona fracturada. Esta situación, a su vez, generaría una caída en el nivel de lodo en el anular, reduciendo la presión hidrostática en todo el pozo. Finalmente, con la presión reducida en el anular, una formación permeable en otro punto del pozo puede comenzar a fluir. Con pérdida de circulación en un punto e influjo en otro, ahora tenemos el inicio de un reventón

subterráneo!

Si el pozo debe cerrarse, esto significa que existe una condición crítica. Durante la perforación, el peso del lodo puede compensar, de manera segura, las elevadas presiones de formación.

Sin embargo, si se produce una arremetida (bien sea por un ulterior aumento de la presión de formación o por una reducción de la presión debido al efecto de pistoneo, por ejemplo), entonces el pozo debe cerrarse. Si la presión causada por el peso del lodo es demasiado alta, las formaciones más débiles en la zapata pueden fracturarse cuando se cierre el pozo. Esta situación empeorará si se requieren presiones de cierre más elevadas para compensar los influjos de baja densidad, especialmente el gas en expansión!

La TOLERANCIA A LAS ARREMETIDAS (KT, por sus siglas en inglés) es el gradiente máximo de balance (es decir, peso del lodo) que puede ser manejado por un pozo, a la TVD actual, sin fracturar la zapata, si es necesario cerrar el pozo.

$$KT = \frac{TVD_{zapata} \times (P_{frac} - MW)}{TVD_{hoyo}}$$

Donde P_{frac} = gradiente de fractura (emw) en la zapata
 MW = peso actual del lodo

Si el peso de lodo requerido para compensar las presiones de formación durante la perforación *causaría* la fractura de la zapata cuando se cierre el pozo, entonces se debe cementar una zapata a mayor profundidad (con mayor presión de fractura).

Para poder tomar en cuenta un influjo de gas, la fórmula se modifica como sigue: -

$$KT = \frac{[TVDzapata \times (Pfrac - MW)]}{TVDhoyo} - \frac{[altura \text{ de influjo} \times (MW - \text{densidad gas})]}{TVDhoyo}$$

El método se basa en tres criterios:

- Altura y volumen máximos de influjo (cero tolerancia a las arremetidas) – Punto X
- Una densidad de gas típica o conocida (obtenida en las pruebas de pozo previas, por ejemplo)
- La tolerancia máxima a las arremetidas (influjo de líquido sin gas) – Punto Y

Esto define límites en un gráfico, el cual constituye una referencia sencilla para este importante parámetro.

Los valores se determinan como sigue:

$$\text{Altura máxima} = \frac{TVDzapata \times (Pfrac - MW)}{MW - \text{densidad gas}}$$

Si no se conoce la densidad del gas, suponga 250 kg/m³ (0.25 SG ó 2.08 lpg)

El **volumen máximo del influjo** se determina a partir de la altura máxima y las capacidades anulares. Esto define el punto Y del gráfico.

$$KT \text{ máxima, como se mostró antes,} = \frac{TVDzapata \times (Pfrac - MW)}{TVDhoyo}$$

Esto define el Punto X del gráfico: influjo líquido sin gas.

Finalmente el gráfico se divide en las diferentes secciones anulares cubiertas por el influjo, es decir, en el caso de que existan diferentes secciones de portamechas (*drillcollars*), o si el influjo pasa por encima de la sección de portamechas, o incluso si pasa desde el hoyo desnudo a la tubería de revestimiento. Esto es necesario pues el mismo volumen de influjo tendrá diferentes alturas de la columna en cada sección anular.

2.5.5.1 Tolerancia a las arremetidas, ejemplo

Utilizando la siguiente configuración de pozo:

Zapata	= 2000m
Prof. hoyo	= 3000m
Pfrac en zapata	= 1500 kg/m ³ emw
Peso de lodo (MW) actual	= 1150 kg/m ³
Longitud de portamechas	= 200m
Capacidad anular	= 0.01526m ³ /m (216mm hoyo desnudo, 165mm portamechas)
Capacidad anular perforación)	= 0.02396m ³ /m (216mm hoyo desnudo, 127mm tub.)
Densidad del gas	= 250 kg/m ³

$$\text{Altura máxima} = \frac{\text{TVDzapata} \times (\text{Pfrac} - \text{MW})}{\text{MW} - \text{densidad gas}} = \frac{2000 (1500 - 1150)}{1150 - 250} = 777.8\text{m}$$

Volumen máximo, 200m alrededor de los portamechas, y 577.8m alrededor de la tubería de perforación:

Portamechas	= 200 x 0.01526	= 3.05m ³
Tub. de perforación	= 577.8 x 0.02396	= 13.84m ³
Vol. máx = 3.05 + 13.84	= 16.89m ³	

$$\text{KT máxima} = \frac{\text{TVDzapata} \times (\text{Pfrac} - \text{MW})}{\text{TVDhoyo}} = \frac{2000 (1500 - 1150)}{3000} = 233.3 \text{ kg/m}^3$$

Por lo tanto, punto X = 16.7m³, punto Y = 233 kg/m³

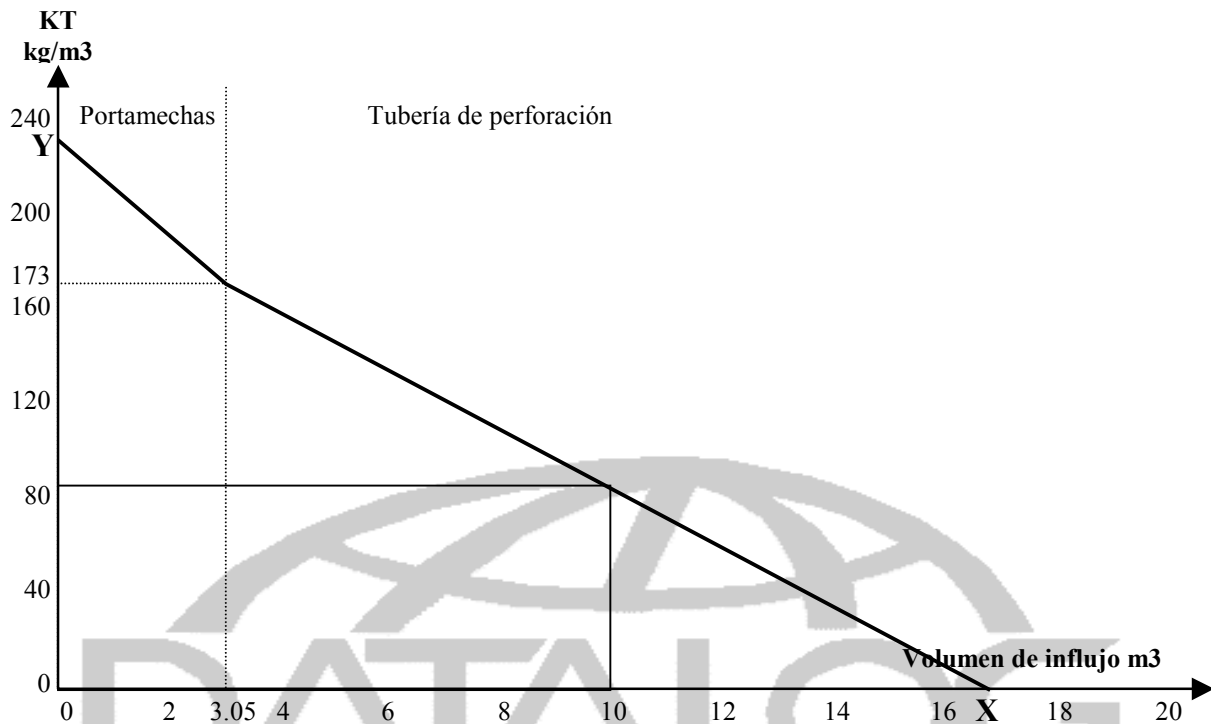
Ahora se procede a determinar el “punto de quiebre” o cambio del gráfico, para las secciones de espacio anular entre el portamechas y la tubería de perforación.

Para ello, calcule la tolerancia a las arremetidas (KT) relacionada con un influjo de gas de 3.05 m³ que llegaría al tope de la longitud de 200 m de los portamechas:

$$\begin{aligned} \text{KT} &= \frac{[\text{TVDzapata} \times (\text{Pfrac} - \text{MW})]}{\text{TVDhoyo}} - \frac{[\text{altura del influjo} \times (\text{MW} - \text{densidad gas})]}{\text{TVDhoyo}} \\ &= \frac{2000 (1500 - 1150)}{3000} - \frac{200 (1150 - 250)}{3000} \\ &= 173.3 \text{ kg/m}^3 \end{aligned}$$

Por lo tanto, 3.05m³ y 173.3 kg/m³ definen el “punto de quiebre” en el gráfico.

Ahora podemos proceder a graficar:



A partir de este gráfico, se puede determinar la información siguiente:

Para un influjo líquido, sin gas:

- La tolerancia a las arremetidas es 233 kg/m³ por encima del peso de lodo actual.
- Esto significaría que la presión máxima de formación que se puede controlar mediante el cierre de pozo, sin causar fractura, es 1383 kg/m³ (1150 + 233).
- Si se esperan presiones de formación por encima de este valor, entonces se debe cementar una nueva zapata de la tubería de revestimiento.

El gas más liviano y en expansión cambia drásticamente este escenario:

- Si entró más de 16.7 m³ de gas en el anular, no hay tolerancia a las arremetidas al cerrar el pozo y la zapata se fracturará!
- Los operadores con frecuencia trabajan en base a un influjo de arremetida máximo aceptable para determinar de allí la tolerancia a las arremetidas:

- Por ejemplo, un influjo de gas de 10 m³ produciría una tolerancia a las arremetidas de 86 kg/m³ por encima del peso de lodo actual.

Esto se puede verificar mediante la fórmula:

Del influjo de gas de 10m³, 6.95m³ estaría alrededor de la sección anular de la tubería de perforación, pues 3.05m³ llenan la sección del portamechas:

Altura alrededor de tub. de perforación = $6.95 / 0.02396 = 290\text{m}$

Altura alrededor de portamechas = 200m

Altura total = 490m

$$KT = \frac{2000 (1500 - 1150) - 490 (1150 - 250)}{3000}$$

$$= 86.3 \text{ kg/m}^3$$



2.6 Resumen de fórmulas

Presión hidrostática: **Presión = densidad x TVD x constante**

$$\begin{aligned} \text{lppc} &= \text{lpg} \times \text{ft} \times 0.052 \\ \text{KPa} &= \text{kg/m}^3 \times \text{m} \times 0.00981 \\ \text{lppc} &= \text{g/cc} \times \text{ft} \times 0.433 \end{aligned}$$

Conversiones: $\text{kg/m}^3 = \text{g/cc} \times 1000$
 $\text{kg/m}^3 = \text{LPG} \times 1000 \times (0.052/0.433)$

Densidad del crudo $\text{gr/cc} = 141.5 / (^\circ \text{API} + 131.5)$
 $\text{gr/cc} = (\text{lppc/ft}) / 0.433$

Presión de formación **= hidrostática del lodo + presión de cierre en tub. de perforación**

A partir de una arremetida, si se conoce la profundidad del influjo.

Presión de fractura **= hidrostática del lodo (zapata) + presión de fuga**

A partir de la prueba de fuga, después de perforar la tubería de revestimiento

Esfuerzo de sobrecarga S $\text{kg/cm}^3 = \rho_b (\text{g/cc}) \times \frac{\text{TVD(m)}}{10}$

$$\text{KPa} = \rho_b (\text{g/cc}) \times \text{TVD(m)} \times 9.81$$

$$\text{lppc} = \rho_b (\text{g/cc}) \times \text{TVD(ft)} \times 0.433$$

Densidad equivalente de circulación ECD = $\text{MW} + \frac{\Delta \text{Pa (pérdidas de presión anular)}}{(\text{g} \times \text{TVD})}$

Tolerancia a las arremetidas (suponiendo influjo sin gas) = $\frac{\text{TVDzapata} \times (\text{Pfrac} - \text{MW})}{\text{TVDhoyo}}$

Tolerancia a las arremetidas (suponiendo un volumen dado de gas con densidad conocida)

= $\frac{[\text{TVDzapata} \times (\text{Pfrac} - \text{MW})]}{\text{TVDhoyo}} - \frac{[\text{altura influjo} \times (\text{MW} - \text{densidad gas})]}{\text{TVDhoyo}}$

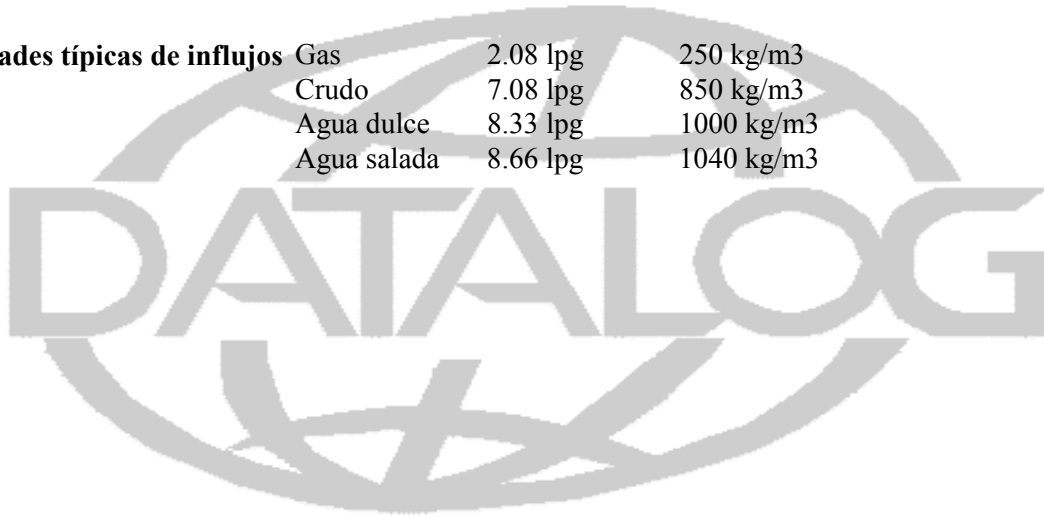
Capacidad anular m³ / m = 0.785 x (Dh² - ODtubería²) diámetro en metros

bls / ft = (Dh² - ODtubería²) / 1029.46 diámetro en pulgadas

donde OD: diámetro externo

Densidades típicas de influjos

Gas	2.08 lpg	250 kg/m ³
Crudo	7.08 lpg	850 kg/m ³
Agua dulce	8.33 lpg	1000 kg/m ³
Agua salada	8.66 lpg	1040 kg/m ³



3 SITUACIONES DE PRESION ANORMAL DE POZO

3.1 Formaciones subpresurizadas

La subpresión con poca frecuencia recibe la misma atención que la sobrepresión, pero encontrar zonas con sistemas de lodo sobrelanceados puede ciertamente causar problemas y la posible pérdida del control hidrostático con consecuencias catastróficas:

- Invasión de lodo
- Daño de formación
- Atascamiento diferencial
- Pérdida de circulación
- Fracturamiento de la formación
- Pérdida de la presión hidrostática
- Reventón subterráneo

3.1.1 Reducción de la presión de confinamiento o volumen del fluido

Imagine un sistema cerrado con un cierto volumen de fluido. Si se reduce la presión impuesta sobre ese sistema o el volumen del fluido, entonces existe el potencial de que ese sistema presente una presión por debajo de lo normal.

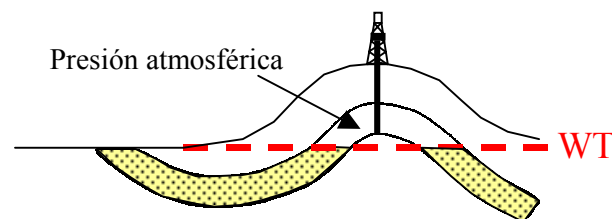
Tales situaciones incluyen:

- Agotamiento de los acuíferos de agua o yacimientos de hidrocarburos a través de la producción.
- La eliminación de la presión de sobrecarga, a través de la erosión, puede conducir a una expansión del espacio de poro en las arcillas más elásticas. Si existe comunicación con arenas interestratificadas o lenticulares, por ejemplo, los fluidos serán alejados de las arenas, lo cual conducirá a un agotamiento de la presión.

3.1.2 Subpresión aparente

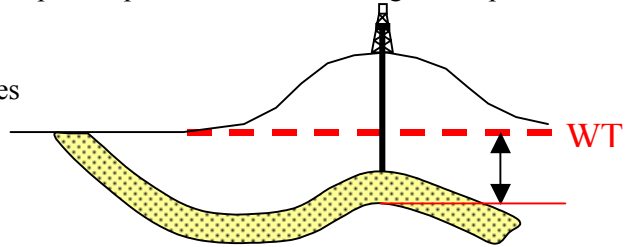
La ubicación del nivel freático, o el punto de afloramiento, pueden conducir a columnas de fluidos más bajas que lo esperado, las cuales, para toda intención y propósito, aparecen subpresurizadas con relación al proceso de perforación y la columna de lodo.

- Los depósitos de agua que afloran a una altitud menor que la elevación penetrada durante la perforación. Por lo tanto, la parte de la formación penetrada estará por encima del nivel freático y a la presión atmosférica.



- La posición del nivel freático con relación a la superficie del terreno. Si el pozo se encuentra ubicado topográficamente por encima del nivel freático, entonces la altura de la columna de fluido será menor que la profundidad total real. Por lo tanto, la presión hidrostática causada por la columna de fluido será menor que la esperada para una columna de agua completa.

Ambas situaciones podrían ser comunes en regiones levantadas.



- Grandes columnas de gas también pueden conducir a formaciones subpresurizadas, pues el gas de baja densidad reduce la presión hidrostática efectiva, por comparación con una columna de líquido.



3.2 Requerimientos de sobrepresión

3.2.1 Modelo de sobrepresión

En el transcurso de los años, se han propuesto muchos modelos para las presiones anormales de formación.

Una definición muy sencilla, como se explica en la Sección 2.2, es que la sobrepresión es cualquier presión de formación que supera la presión hidrostática ejercida por el agua de formación que usualmente se encuentra en esa región. Este concepto propone que cualquier presión subsuperficial puede ser comparada con la presión ejercida por una columna de agua de formación que se extienda desde la superficie hasta la misma profundidad.

Lo que prácticamente todos los mecanismos de sobrepresión tienen en común es que la zona en cuestión ha conservado, o contiene, un volumen anormal de agua de formación, lo cual causa desequilibrio.

Esto sugiere que, cualquiera que sea el mecanismo que conduce a un volumen de fluido de poro excesivo, la sobrepresión se origina cuando los fluidos retenidos no pueden escapar a una tasa a la cual se mantendría el equilibrio de presión con una columna de agua que se extiende hasta la superficie. Los requerimientos siguientes se basan en el modelo propuesto por Swarbrick y Osborne, 1998.

Esto introduce dos factores muy importantes en la generación de los sistemas sobrepresurizados, es decir, la *permeabilidad* y el *tiempo*.

Un tercer factor en la generación de sobrepresión es el *tipo de fluido* y propiedades tales como la viscosidad, las cuales también tienen un efecto determinante en el flujo de fluido.

3.2.1.1 Permeabilidad

Si existe comunicación, los fluidos siempre fluirán desde una zona de mayor presión a otra de menor presión.

La permeabilidad relaciona la tasa a la cual fluye un cierto fluido, por unidad de tiempo, a lo largo de la línea de caída de presión.

La permeabilidad se mide en darcies (o más bien, en milidarcies) y es una función de las propiedades de roca tales como el tamaño y forma de grano y la tortuosidad (irregularidad de las rutas del flujo) y también las propiedades del fluido (es decir, la densidad y viscosidad).

El grado de permeabilidad será un factor determinante en la facilidad con la cual los fluidos de poro iniciales pueden escapar durante la historia de una roca.

- La sobrepresión resultante de la retención de fluidos será obviamente más común en las litologías de baja permeabilidad, de tipo no productivo, como la arcilla.

- La sobrepresión resultante de la retención de fluidos en las rocas permeables del tipo productivo o reservorio está determinada por la ausencia de permeabilidad (es decir, la calidad del sello) en las rocas suprayacentes y circundantes.

3.2.1.2 Tiempo

Como se indicó en la sección 3.2.1, la sobrepresión, por definición, es una zona que se encuentra en estado de desequilibrio. Todas las condiciones de desequilibrio con el transcurso del tiempo se estabilizan en una condición de equilibrio.

El tiempo geológico es más que suficiente para tales cambios del equilibrio y, dado incluso el grado más pequeño de permeabilidad, los fluidos se redistribuirán si existe un gradiente de presión. En el curso de la historia de las formaciones, por lo tanto, el grado de sobrepresión disminuirá a medida que los fluidos y la presión se redistribuyen hacia las zonas circundantes.

La única excepción es cuando existe un sello perfecto y cero permeabilidad, de manera tal que los fluidos no se pueden redistribuir. Sin embargo, un sello perfecto es muy difícil de mantener en el tiempo geológico, debido a los esfuerzos de sobrecarga, tectónicos y otros que constantemente actúan en una zona dada.

3.2.1.3 Tipo de fluido

La densidad de las aguas de formación o, en otras palabras, la cantidad de sales disueltas, determina el gradiente de presión en cualquier región. Aunque zonas individuales puedan tener diferentes grados de salinidad en su agua de poro o de formación y así también diferentes gradientes de presión, ésta aún será considerada como normal.

Sin embargo, cuando los procesos químicos (ósmosis) conducen a un intercambio de sales disueltas entre fluidos, el cambio resultante en la densidad y la presión se considerará una desviación del gradiente de presión normal de la formación.

Aún más importante, en términos del modelo de sobrepresión, el tipo de fluido determina las propiedades de flujo del mismo y, por lo tanto, se relaciona con la permeabilidad y el tiempo para generar zonas de sobrepresión.

Por ejemplo, la presencia de crudo y gas, para producir un fluido con varios componentes, reduce la permeabilidad relativa del fluido de poro original. Esto mejorará el sello efectivo de las rocas circundantes y aumentará la probabilidad de la sobrepresión resultante.

Las características específicas del flujo no solamente varían con la viscosidad o los fluidos multifásicos, sino que también dependen de varias propiedades tales como la temperatura, la composición de los hidrocarburos, el grado de saturación, la fase, etc.

Como se puede observar, los tres criterios para la generación de sobrepresión (permeabilidad, tiempo y tipo de fluido) son interactivos y/o interdependientes. La presencia de sobrepresión como tal, el grado de la misma y qué tan rápidamente aumenta o desaparece depende del ambiente específico o la causa del volumen anormal de fluido de poro.

En otras palabras, para que ocurra sobrepresión se requiere un mecanismo específico que genere el exceso de fluido en primer lugar. Esto se explicará en la sección 3.3.

3.3 Causas de la sobrepresión

Como hicimos al analizar las causas de las zonas de subpresión en la sección 3.1.1, imaginemos ahora una unidad de roca cerrada con un cierto volumen de fluido de poro.

Cualquier reducción en el volumen de esa unidad de roca, o cualquier aumento en el volumen del fluido de poro encerrado conducirá a que el fluido sea expulsado. Ahora que hemos estudiado los principios de la permeabilidad, el tipo de fluido y el tiempo, y la función que desempeñan, sabemos que si no se logra la expulsión requerida del fluido a una tasa que permita mantener el equilibrio de la presión, entonces se producirá sobrepresión

Los mecanismos específicos que pueden conducir a esta situación se pueden dividir en las siguientes 5 categorías: -

1. Efecto de la sobrecarga
2. Esfuerzos tectónicos
3. Aumentos del volumen de fluido
4. Osmosis
5. Causas hidrostáticas

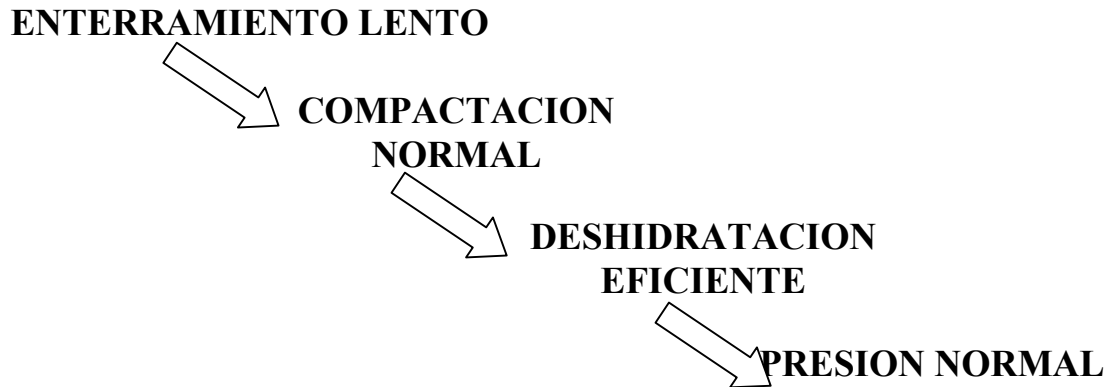
3.3.1 Efecto de la sobrecarga

En términos de nuestras dos causas, es decir, la reducción del volumen de roca/poro o el aumento del fluido, este efecto queda en la primera categoría y es común en los ambientes deltáicos y cuencas sedimentarias que están en proceso de hundimiento, depósitos de evaporita, etc.

A medida que el espesor vertical de los sedimentos suprayacentes aumenta por la sedimentación y el enterramiento, se va generando mayor sobrecarga o carga vertical .

La carga vertical durante el enterramiento de los sedimentos conduce a la compactación normal de los mismos y necesariamente requiere la expulsión de los fluidos de poro a medida que se reduce el volumen de poro.

Usualmente, una tasa de enterramiento lenta conducirá a una tasa de compactación normal. Los fluidos son expulsados mientras que el volumen de poro disminuye a medida que aumenta la sobrecarga. Una tasa de compactación normal conduce a un gradiente de presión de fluido también normal.



Sin embargo, si no se producen la compactación y deshidratación normales, entonces se puede generar sobrepresión como resultado de la retención de fluidos en los sedimentos .

Las arcillas tienen mayor tendencia a la sobrepresión causada por este mecanismo, debido a las siguientes propiedades mecánicas:

- Mayor volumen inicial del fluido de poro, hasta 70% u 80% del volumen total. En el caso de las arenas, el volumen inicial de poro puede ser de aproximadamente 40%.
- Mayor tasa de compactación.
- Compactación continua (hasta aproximadamente 5% del volumen de poro) hasta mayores profundidades (~5 kms), lo cual requiere que se expulse un volumen enorme de agua durante un largo período de tiempo. En el caso de las arenas, la reducción del volumen de poro puede ser de 15-20%, pero la compactación no continúa hasta las mismas profundidades que las arcillas.

Por lo tanto, con volúmenes de fluidos más altos para comenzar, y períodos de compactación más largos que implican una expulsión continua de fluido, existe un mayor potencial de subcompactación.

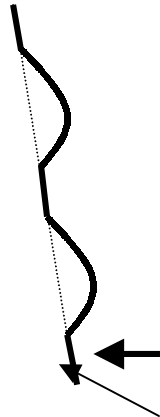
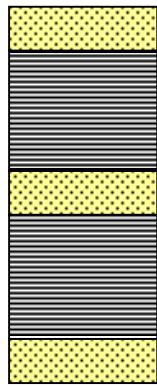
- Además, durante los procesos normales de enterramiento de sedimentos y diagénesis, se genera un volumen de fluido adicional debido a los cambios en la química de la arcilla, lo cual aumenta la magnitud de la deshidratación requerida para mantener la presión normal.

Si no existe equilibrio entre la carga y la compactación, y el fluido no se expulsa a la tasa requerida durante el enterramiento de sedimentos, entonces se produce subcompactación y la zona estará sobrepresurizada.

Existen dos causas principales de este desequilibrio:

1. Enterramiento rápido- de manera tal que no hay tiempo suficiente para expulsar un volumen grande de fluido, a causa de la alta velocidad de sedimentación. Las rápidas velocidades de enterramiento originan sobrepresión cuando se combinan con sedimentos de baja permeabilidad
2. Restricciones de drenaje que evitan la expulsión normal de fluidos:

- Baja permeabilidad
- Ausencia de estratos arenosos o limosos que facilitan la deshidratación
- Estratos impermeables, tales como evaporitas o carbonatos, los cuales forman una barrera a la expulsión de fluidos

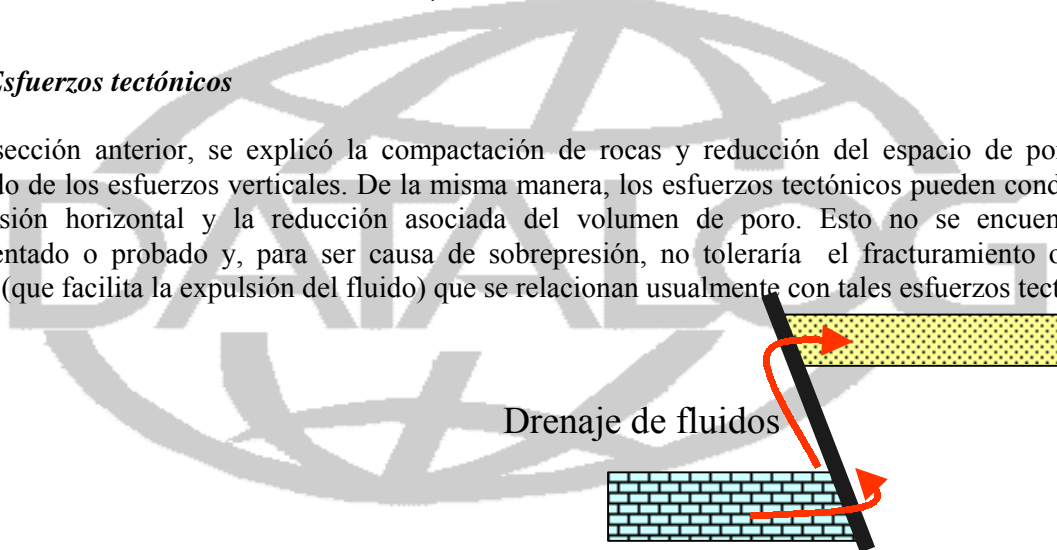


Cuando se produce la deshidratación incompleta de las lutitas, dentro de una secuencia lutita-arena, con frecuencia se observa que la porosidad y la presión son más elevadas hacia el centro de las secciones de arcilla, y más bajas hacia el contacto con las arenas de presión normal (Magara, 1974).

← Presión en lutita
Presión normal

3.3.2 Esfuerzos tectónicos

En la sección anterior, se explicó la compactación de rocas y reducción del espacio de poro como resultado de los esfuerzos verticales. De la misma manera, los esfuerzos tectónicos pueden conducir a la compresión horizontal y la reducción asociada del volumen de poro. Esto no se encuentra bien documentado o probado y, para ser causa de sobrepresión, no toleraría el fracturamiento o fallado normal (que facilita la expulsión del fluido) que se relacionan usualmente con tales esfuerzos tectónicos.



Drenaje de fluidos

Actividad tectónica: por otra parte, las fallas o plegamiento de las rocas, debido a la fuerza de levantamiento, pueden conducir a sobrepresión, a causa de la actividad hidrodinámica y la modificación y redistribución de los fluidos y las presiones.

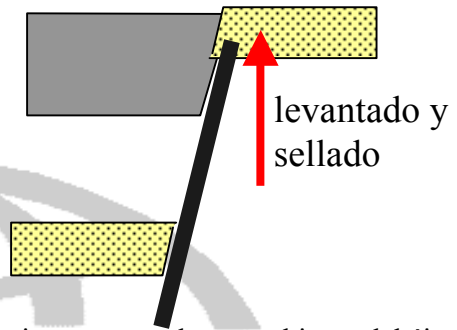
Los esfuerzos tectónicos pueden llegar a restringir la expulsión de fluidos y, sin embargo, pueden también causar fracturas que facilitarán el drenaje de los fluidos.

Si se levanta una formación, pero permanece sellada y no hay fracturamiento, entonces conservará su presión de fluido original (más profunda) a la profundidad más somera. Esta “paleopresión” retenida será una sobrepresión si se compara con la de las formaciones circundantes.

3.3.2.1 Fallas

El fallamiento puede originar formaciones sobrepresurizadas a través de la formación de un sello eficaz o, de manera contraria, puede actuar como un camino de drenaje para los fluidos: -

- Las fallas y fracturas pueden crear un conducto que permite la liberación de las presiones de fluido de mayor profundidad hacia las formaciones más someras. Así, la presión en la formación más profunda se agota y la presión en la formación más somera aumenta, hasta que se alcanza un equilibrio.
- Los estratos permeables e impermeables podrían encontrarse yuxtapuestos por una falla que restringe la migración normal de los fluidos, de manera tal que se preserva la paleopresión.



3.3.2.2 Ambientes deltáicos

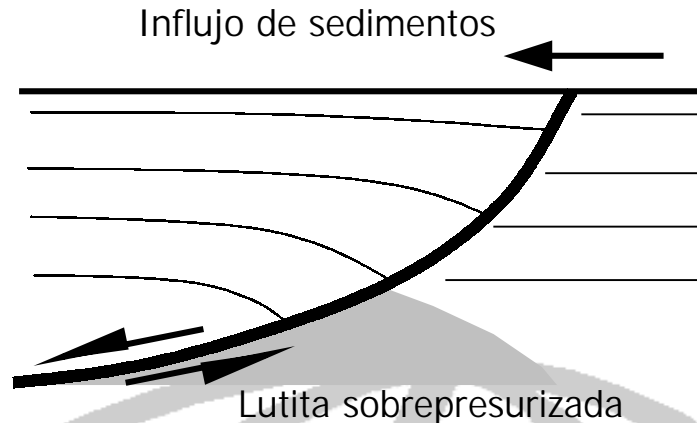
Naturalmente, la sedimentación y la subsidencia son componentes importantes de un ambiente deltáico en la formación de cuencas sedimentarias. Cuando la velocidad de sedimentación es rápida y el drenaje es deficiente, los sedimentos no se deshidratan eficazmente y se forman zonas sobrepresurizadas e inundadas.

Las fallas de crecimiento y el diapirismo de las lutitas son dos situaciones estructurales comunes en los ambientes deltáicos y que pueden causar sobrepresión.

- El diapirismo de las lutitas (flujo intrusivo desde los estratos subyacentes) origina domos que siempre son subcompactados y sobrepresurizados. Muchas características de los domos de lutita (y de sal) pueden originar zonas ulteriores de sobrepresión, como se explicará en detalle en la sección 3.3.2.3.
- Las fallas de crecimiento tienen un plano de falla curvo, más pronunciado en la parte superior y más somero hacia la base. La tectónica del basamento, desprendimientos, diapirismo, efecto de sobrecarga: todos pueden ser responsables, en parte o totalmente, por la generación de fallas de crecimiento.

Los sedimentos “buzamiento abajo” de la falla adquirirán mayor espesor y formarán fallas de crecimiento tipo “rollover” anticlinal contra el plano de falla. Este es con frecuencia el lugar donde se acumulan hidrocarburos y la razón por la cual se perfora en estas áreas.

En la base de la falla de crecimiento, en el lado “buzamiento arriba”, con frecuencia se forma una cresta de lutita sobrepresurizada y subcompactada, allí donde la deshidratación no es eficaz, a medida que los sedimentos se acumulan rápidamente y llenan la cuenca.

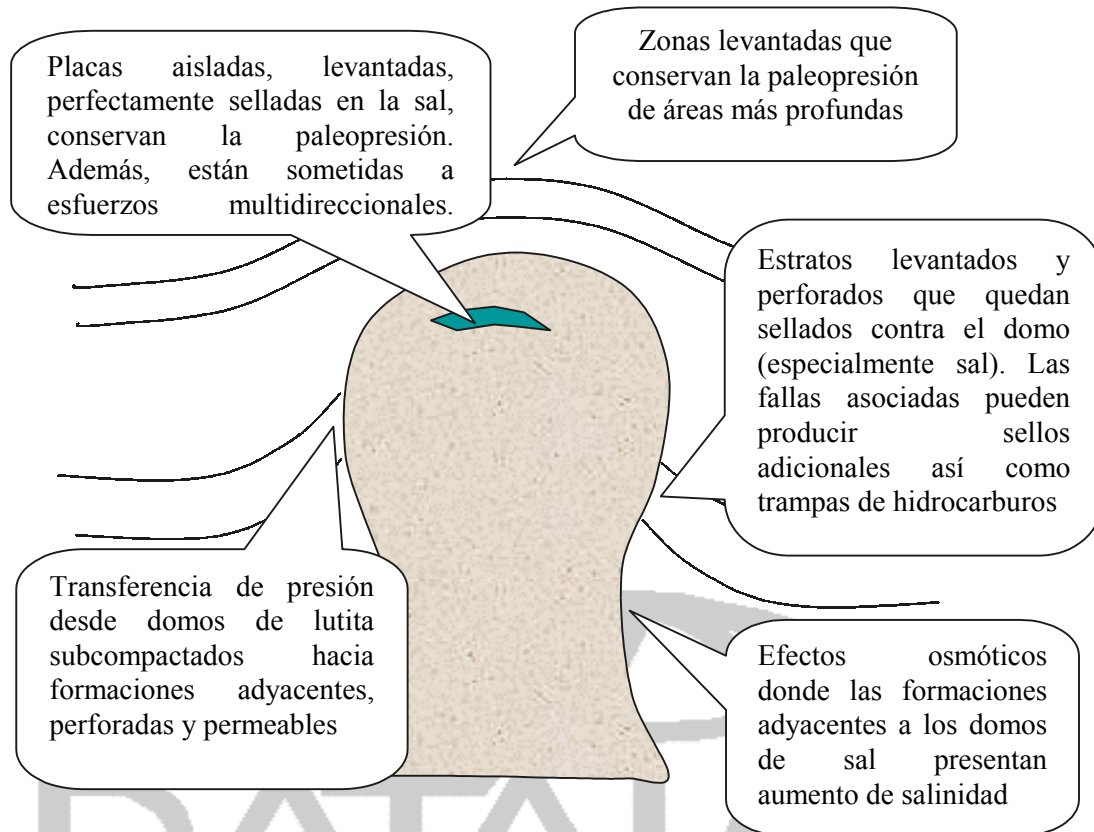


3.3.2.3 Diapiros/domos

Como se mencionó en la sección anterior, el diapirismo se origina allí donde existe un flujo intrusivo de sal o lutita hacia los sedimentos suprayacentes, formando domos a veces en escala masiva.

El diapirismo de las lutitas siempre conducirá a una masa de lutita subcompactada y sobrepresurizada, pero tanto los domos de sal como de lutita tienen muchos mecanismos que pueden generar zonas sobrepresurizadas. La sal es completamente impermeable, de manera tal que forma sellos perfectos para las presiones de fluidos y también para los hidrocarburos.

Estos procesos se explican a continuación: -



Como se explica en detalle en la sección 3.3.1, recuerde que los estratos de sal o evaporita dentro de una secuencia sedimentaria representan una frontera completamente impermeable a la expulsión de fluido vertical, por lo cual se tienen arcillas subyacentes sobrepresurizadas.

3.3.3 Aumentos del volumen de fluido

Como ya se explicó, dentro de una unidad confinada de roca, con un cierto volumen de poro, cualquier aumento en el volumen de fluido dentro de ese espacio confinado producirá un aumento de la presión.

Existen muchos mecanismos que pueden conducir a este aumento de volumen. Algunos se comprenden bien, mientras que otros no están aún tan claros. Algunos han sido aprobados y aceptados, otros aún son cuestionados!

3.3.3.1 Diagénesis de la arcilla

A medida que los sedimentos jóvenes pasan por un proceso de diagénesis, durante las etapas iniciales del enterramiento, cambia la mineralogía de la arcilla (en gran parte debido a la mayor temperatura) y, como resultado, se produce agua.

La arcilla **esmectita** sufre alteraciones químicas durante la diagénesis, convirtiéndose en **ilita**. Muchas cuencas de arcilla muestran esta transformación gradual, con la profundidad, de la esmectita en ilita.

El agua es absorbida en la estructura reticular de la esmectita, pero la ilita no tiene la misma capacidad para absorber agua. Por lo tanto, esta agua proveniente de la estructura reticular y liberada durante la transformación química de la esmectita queda como agua libre.

En términos de la generación de sobrepresión, existen dos aspectos a considerar:

1. La liberación del agua retenida en las estructuras reticulares representa, en efecto, un aumento del volumen de agua, una causa de la sobrepresión por sí misma. Si bien aún existen algunas dudas sobre la magnitud exacta del aumento de volumen, muchas zonas sobrepresurizadas coinciden con esta transformación de esmectita en ilita (Bruce, 1984).
2. Durante las etapas tempranas de la diagénesis, cuando se libera esta agua, las arcillas pasan por procesos normales de enterramiento, deshidratación y compactación. A medida que cambia la mineralogía y se libera agua, la estructura de la arcilla se hace más comprimible, de manera tal que el agua liberada se suma al volumen de agua que debe ser expulsado para mantener el equilibrio con la carga vertical y la velocidad de subsidencia. Como se describe en la sección 3.3.1, cualquier inhibición de la deshidratación, ahora con un volumen mayor de agua, causará sobrepresión.

Además existen otros aspectos que considerar con relación a la diagénesis de la arcilla y la transformación mineral:

- A medida que la esmectita se transforma en ilita, se va produciendo sílice y esto podría reducir efectivamente la permeabilidad e inhibir el proceso de deshidratación y la liberación de agua.
- Esta situación puede ser una causa de sobrepresión, pero también podría invertirse, es decir, las zonas sobrepresurizadas podrían mejorar o facilitar la alteración de la arcilla. La temperatura es la causa principal del cambio de la mineralogía, y los más altos gradientes de temperatura

podrían conducir a, o aumentar, la transformación de esmectita en ilita. La zona sobrepresurizada, por lo tanto, bien podría encontrarse sometida a un aumento ulterior de la presión del fluido de formación si se retiene agua adicional.

3.3.3.2 Deshidratación del yeso

De manera similar a la diagénesis de la arcilla que acabamos de describir, en este caso tenemos nuevamente un cambio mineralógico que proviene de las temperaturas de enterramiento a nivel relativamente superficial. A medida que el yeso se transforma en anhidrita, el agua ligada se libera nuevamente y es capaz de generar considerables presiones de formación si no es expulsada. Cuando hay sal asociada a evaporita, la temperatura requerida para la transformación es aún menor (25°C, Kern & Weisbrod, 1964) de manera tal que el agua se libera a profundidades muy someras, prácticamente en la superficie. En tal situación, es quizás más probable que el exceso de agua sea expulsado, a menos que la sal asociada constituya una barrera impermeable.

3.3.3.3 Generación de hidrocarburos o metanos

Metano biógeno

Si bien los sellos son pocas veces perfectos y el gas usualmente migra de manera inofensiva hacia la superficie, *si es posible* que se encuentren bolsas de gas superficial durante la perforación. Esto plantea un grave peligro pues se cuenta con muy poco tiempo de advertencia antes que el gas proveniente de una de estas áreas penetradas alcance la superficie.

Este gas metano se origina de la descomposición por bacterias del material orgánico atrapado en los sedimentos, a profundidades someras. Si los sedimentos están aislados, entonces la expansión de volumen asociada con la producción de metano puede generar sobrepresión

Generación de hidrocarburos a partir del querógeno

Con las mayores profundidades de enterramiento de sedimentos y más elevadas temperaturas (2 a 4km, 70 a 120 °C, Tissot & Welte, 1984), el querógeno, a medida que pasa a través de la ventana de crudo, va madurando para producir crudo y gas. El aumento asociado del volumen no es bien comprendido ni se conoce con precisión, pero puede conducir a un aumento de la presión, pues se requiere algún tipo de aumento de ésta para iniciar la migración principal de hidrocarburos.

Descomposición térmica

Más allá de la ventana de crudo, a mayores profundidades y temperaturas (3 a 5.5km, 90 a 150°C, Barker, 1990), se produce descomposición térmica, y el crudo se descompone en hidrocarburos más livianos y, en última instancia, en metano (que con frecuencia se denomina “gas seco”). Nuevamente, esto se refleja en un importante aumento de volumen, incluso considerando la compresibilidad del gas a tales profundidades (Ungerer et al, 1983), y causará sobrepresión si el ambiente se encuentra sellado.

Si bien no siempre están presentes, las arcillas subcompactadas usualmente tienen un elevado contenido de gas, lo cual demuestra la función desempeñada por la descomposición térmica de materiales orgánicos en la generación de la sobrepresión.

3.3.3.4 Desarrollo de “taliks” y “pingos”

Los “pingos” son formaciones terrestres muy visibles y comunes en el Artico Norte. Son la manifestación superficial de un desarrollo de presión subterránea en áreas no congeladas conocidas como “taliks”.

Cuando los lagos de aguas profundas no están congelados, la tierra por debajo (“talik”) está descongelada. Si el lago llega a congelarse en toda su profundidad, entonces el permafrost se extiende hacia el talik y finalmente forma una capa congelada por encima de este último (Gretener, 1969). El permafrost, debido a que el hielo es impermeable, aísla completamente el talik. Si el permafrost continúa extendiéndose hacia la zona no congelada, generará suficiente presión como para levantar el permafrost que está arriba. Esto da origen a los “pingos”, estructuras que se reconocen fácilmente y cuya altura puede alcanzar un par de cientos de pies.

3.3.3.5 Expansión acuatérmica

El principio aquí es que el agua se expande al calentarse. Si se calienta en un recipiente cerrado, se producirá un aumento considerable de la presión.

En un ambiente geológico, esto requeriría un sello absolutamente perfecto, sin cambios en el volumen de poro y sin fracturas a medida que aumenta la presión. Excepto por el aislamiento por evaporitas completamente impermeables, por ejemplo, las condiciones son obviamente difíciles de lograr en un ambiente geológico.

Otras críticas a esta hipótesis incluyen:

- A medida que se calienta el agua, su viscosidad se reduce y facilita una expulsión más eficiente, incluso con baja permeabilidad.
- Los aumentos paulatinos de la presión, en lugar de cambios bruscos, sugieren un cierto grado de permeabilidad en el sello.

3.3.4 Osmosis

La ósmosis se produce cuando existe una diferencia en las presiones parciales a través de una membrana semipermeable.

La presión parcial se refiere a la concentración de gases, o iones, por ejemplo, dentro de una solución dada.

En cuanto al posible desarrollo de sobrepresión, ósmosis se refiere al movimiento del agua a través de un estrato semipermeable (arcilla o lutita) que separa dos formaciones (tipo reservorio) las cuales poseen aguas de formación con una diferencia en la concentración salina.

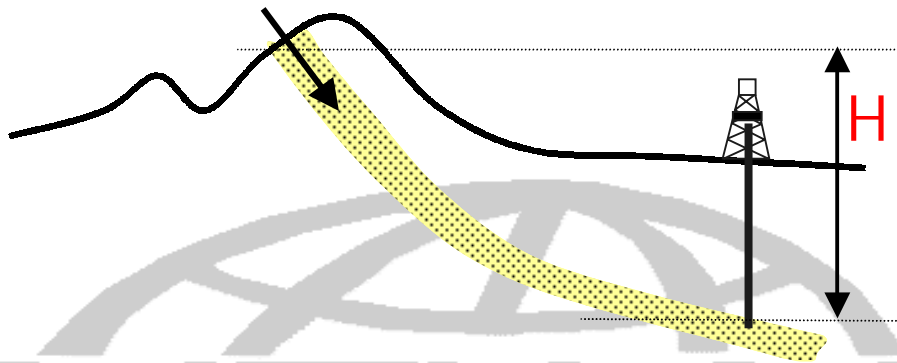
El agua se moverá desde una zona de más baja concentración a otra de mayor concentración, es decir, desde una formación que contiene agua dulce o baja salinidad a otra de elevada salinidad. Esta transferencia continuará hasta que las salinidades en las dos formaciones se igualen o la presión evite todo movimiento ulterior. A medida que se produce el proceso de ósmosis, la presión caerá en la

formación de baja salinidad, pero aumentará en la formación más salina a medida que el agua fluye hacia ella.

El efecto de ósmosis es muy localizado, pero se puede observar alrededor de los domos salinos donde la salinidad de las formaciones adyacentes podría aumentar debido a su proximidad con la sal.

3.3.5 Causas hidrostáticas

3.3.5.1 Altura hidrostática



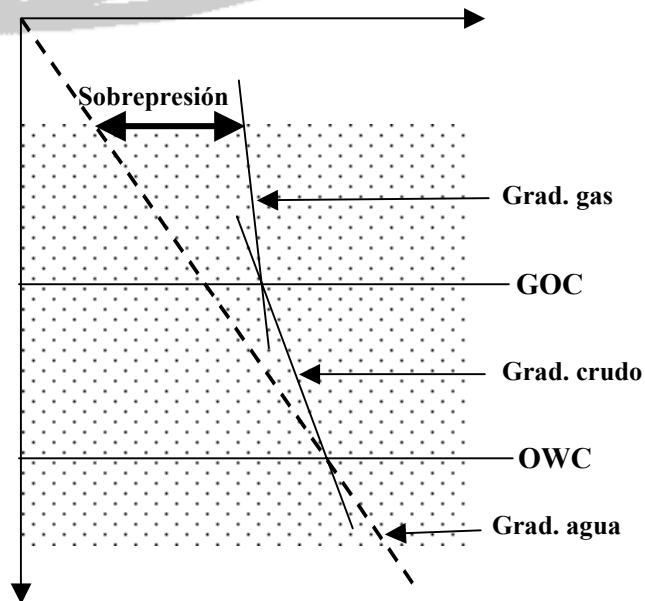
Cuando una formación tipo reservorio tiene una elevada captación de agua, por comparación con la elevación topográfica donde se penetra la formación, y sobre ella se encuentra un sello, entonces la formación estará sobrepresurizada como resultado de la columna de fluido extendida.

Los pozos perforados en dicha formación producirán agua hacia la superficie como resultado de la presión hidrostática. Estos pozos se conocen como “pozos artesianos o surgentes”.

3.3.5.2 Yacimientos de hidrocarburos

El gas y el crudo son de menor densidad que las aguas de formación y, por lo tanto, una columna de hidrocarburos genera un gradiente de presión menor que el gradiente normal de presión del agua de formación.

Debido a que la presión anormal se define como cualquier presión que se desvíe de un gradiente de presión normal de formación, existirá una condición de sobrepresión en cualquier hidrocarburo como resultado de la separación por flotación y gradientes de presión menores.



El grado real de sobrepresión dependerá del diferencial con respecto a la presión normal, y esto a su vez dependerá de las densidades específicas de los fluidos y las dimensiones de la columna de hidrocarburos. El diferencial siempre será mayor en el tope del yacimiento.



4 DETECCION DE LA SOBREPRESION

4.1 Antes de la perforación

Antes de perforar una cierta región, la evaluación de los datos sísmicos puede permitir la identificación, o la predicción, de posibles zonas de sobrepresión.

Los reflectores sísmicos y el modelaje posterior se utilizan para identificar las estructuras geológicas, litología, estratigrafía y cambios de facies, en busca de posibles trampas de hidrocarburos. De la misma manera, se pueden identificar las estructuras que podrían generar o estar asociadas con zonas de sobrepresión.

- Se pueden identificar áreas de levantamiento, fallas, fallas de crecimiento y masas de lutitas asociadas. Los diapiros de sal y lutita se pueden también identificar sin problemas.
- La ausencia o baja frecuencia de reflexiones puede indicar subcompactación en secuencias gruesas de lutitas.
- La presencia de hidrocarburos, incluyendo bolsas superficiales, se puede determinar por la existencia de anomalías en las amplitudes de reflexión. Esta aplicación se basa en el hecho de que la resistencia de una reflexión se ve afectada por los contrastes de densidad.

Además, las velocidades sísmicas de intervalo se pueden graficar para facilitar la predicción de las zonas sobrepresurizadas. La velocidad en el intervalo de lutita está directamente relacionada con el grado de compactación y porosidad. Cuanto menor es la porosidad, mayor es la velocidad en el intervalo.

A través de una secuencia de lutitas con compactación normal, por lo tanto, las velocidades de intervalo deberían indicar un aumento uniforme con la profundidad, lo cual es indicativo de una secuencia de ese tipo. Un gráfico de las velocidades de intervalo en función de la profundidad puede permitir identificar las anomalías de presión. Una zona sobrepresurizada se identificará por una reducción en las velocidades de intervalo, lo cual se corresponde con una mayor porosidad a través de la zona subcompactada.

Naturalmente, este tipo de predicción se basa en el conocimiento de que los cambios en la velocidad de intervalo no representan un cambio en la litología u otros fenómenos, y esto puede no ser tan sencillo si no existe un conocimiento previo sobre la región.

Se puede utilizar una técnica similar con los tiempos de tránsito determinados a partir de los registros sísmicos una vez que un pozo (sección) ha sido perforado. Esto se explicará en detalle en la sección 4.5.1.

Este manual hace énfasis en las herramientas que se encuentran a disposición de los ingenieros que analizan las presiones, en el sitio del pozo, durante la perforación. Esto incluye los indicadores de “*mud logging*” durante la perforación y los indicadores eléctricos de los perfiles con guaya corridos en intervalos y a la profundidad total.

4.2 Indicadores en tiempo real

4.2.1 Tasa de penetración

La tasa de penetración (ROP, por sus siglas en inglés: *Rate of Penetration*) es usualmente el “punto de partida” para la predicción de la sobrepresión, pues es un parámetro que el personal de “*mud logging*”, los geólogos e ingenieros están controlando constantemente.

A una mayor profundidad, la sobrecarga creciente conduce a una mayor compactación y menor porosidad. Por lo tanto, es normal esperar que ROP disminuya gradualmente con la profundidad a medida que la porosidad disminuye y la roca se hace cada vez más dura frente a la perforación.

Una zona sobrepresurizada está subcompactada y, por lo tanto, se caracteriza por una mayor porosidad. Esto conduce a un aumento relativo de ROP.

Sin embargo, ROP no puede considerarse, por mérito propio, como un indicador completamente confiable, pues puede estar afectado por muchos parámetros. El más obvio es la propia litología. ROP es la herramienta principal los *mud loggers* con el fin de identificar los cambios en la litología y la porosidad. Por lo tanto, un cambio en ROP *no necesariamente* significa un cambio de presión. De hecho, en muchos casos no es así !

Después de haber dicho esto, podemos pensar que se *esperaría* un aumento de ROP en una zona sobrepresurizada, si los demás factores permanecen constantes.

El hecho de que todos los demás factores permanezcan constantes es importante. A continuación se indican los diferentes parámetros que pueden afectar la tasa de penetración. Esta lista indica claramente que se requerirían indicios ulteriores para predecir, de manera confiable, una zona de sobrepresión .

Litología	Influencia fundamental sobre ROP con variables tales como mineralogía, porosidad, dureza, abrasividad, tamaño de grano, cementación, cristalización, plasticidad, etc.
Peso sobre la mecha (WOB)	Influencia directa; un aumento en WOB produce un aumento de ROP.
Velocidad de rotación	Nuevamente, un aumento de RPM produce un aumento de ROP, aunque la relación exacta depende de la litología. Las litologías más blandas usualmente presentan un cambio mayor de ROP para un cierto cambio de RPM.
Torque	Más que ser una influencia directa, el torque tiene una influencia indirecta en ROP, a través de su efecto sobre la mecha y la sarta de perforación. La vibración por torsión, donde el torque aumenta hacia arriba de la sarta de perforación, oponiéndose a la rotación y reduciendo el peso sobre la mecha para luego liberarse con el fin de acelerar la rotación, afecta la ROP a través de la influencia sobre RPM y WOB. Este comportamiento de <i>slip-stick</i> (“deslizar y pegar”) (Fear &

Abbassian, 1994) es usual en áreas de perforación duras y es una causa común de fallas en la sarta de perforación.

Tipo de mecha	Es una influencia clara pues diferentes tipos de mechas, dientes, insertos, mechas de PDC, etc., con sus diferentes acciones de corte y diferentes durezas pueden ser idóneas para unas u otras litologías.
Desgaste de la mecha	Cuanto mayor es el desgaste, menor es la eficiencia de la mecha.
Hidráulica del fluido	Los programas de hidráulica usualmente se definen para optimizar la velocidad de penetración (o también para optimizar la limpieza del hoyo). Por lo tanto, se concluye que si cambia la hidráulica, incluyendo la tasa de flujo, en cualquier medida, ROP resultará afectada. Una limpieza efectiva en la mecha (que en gran parte tiene que ver con la velocidad de chorro y la viscosidad del lodo) también afecta ROP.
Presión diferencial	Al aumentar la presión diferencial disminuye ROP (presión hidrostática del lodo por encima de la presión de formación). Además, cuanto mayor es la presión diferencial, menos eficiente es la limpieza de los ripios para removerlos de la cara de la mecha y mayor es la probabilidad de embolamiento o taponamiento de la misma. Esto afecta la eficiencia de la perforación.

Por lo tanto, si bien la tasa de penetración cambiará cuando se encuentren cambios en la compactación y presión, existen demasiadas variables como para hacer de ella un indicador incuestionable.

Para compensar tantas de estas variables como sea posible, se utiliza un exponente de perforación.

4.2.2 Exponente de perforación

El exponente de perforación es, en efecto, un método para normalizar la tasa de penetración con el fin de eliminar el efecto de los parámetros de perforación externos.

El exponente de perforación combina una serie de factores variables (que afectan ROP) que se indicaron arriba. El número adimensional que se obtiene releja la *perforabilidad* de una formación específica, y relaciona la ROP con la facilidad con la cual se puede perforar una formación.

Para una cierta litología, a medida que resulta más difícil perforar con la profundidad, aumenta el exponente *d*.

En 1964, Bingham formuló la relación siguiente: -

$$\underline{R} / N = a (W/D)^d$$

donde R = ROP
 N = RPM
 W = WOB
 D = diámetro de la mecha

a = constante litológica
 d = exponente de compactación

Jordan y Shirley desarrollaron esta teoría en 1966, para derivar las fórmulas siguientes para la determinación del exponente de perforación:

$$d\text{-exp} = \frac{\log (R / 60N)}{\log (12W / 10^6D)}$$

R = ft/hr
 N = revs/min
 W = lbs
 D = pulgadas

$$Dexp = \frac{1.26 - \log (R/N)}{1.58 - \log (W/D)}$$

R = m/hr
 N = revs/min
 W = toneladas
 D = pulgadas

Esta fórmula fue concebida para ser utilizada en la lutita y, cuando la formación permanece constante, el exponente *d* es un buen indicador de la porosidad (es decir, de la compactación) y la presión diferencial.

El exponente *d* refleja la “perforabilidad” de una formación específica y, a medida que la porosidad disminuye con la profundidad, la perforación se va haciendo proporcionalmente más difícil lo cual conduce a un aumento del exponente.

Por lo tanto, con la profundidad se puede establecer una tendencia normal ascendente (***tendencia normal de compactación ó NCT, por sus siglas en inglés***) y una disminución del exponente de perforación puede indicar cambios en la compactación y la presión diferencial .

Usualmente, esto solamente se puede considerar como un indicador confiable en las secuencias arcillosas. Sin embargo, en realidad las tendencias de compactación pueden con frecuencia ser reconocidas en otras litologías, si coinciden razonablemente con la profundidad. Como se explicó con relación a la sobrecarga y la expulsión de agua (sección 3.3.1), las arenas, por ejemplo, sufren menos compactación que las arcillas, pero aún se puede observar cierta tendencia a la compactación.

4.2.3 Exponente de perforación corregido

Como se explicó anteriormente, cualquier desviación de la tendencia normal de compactación determinada en base al exponente *d* reflejará un cambio en la “presión diferencial”. Lo que necesitamos es un indicio del cambio en la presión de formación, que es lo que nos dará el exponente *d*. Sin embargo, desafortunadamente, la presión diferencial también depende, obviamente, del peso del lodo.

Por lo tanto, un cambio en el peso del lodo conducirá a un cambio en la presión diferencial y, en consecuencia, tendrá un efecto en el exponente *d*.

Es por ello que el exponente *d* debe ser corregido, de manera tal que cualquier variación realmente refleje un cambio de la presión de formación y no resulte afectado por la hidrostática del lodo.

Rehm y McClendon, en 1971, desarrollaron el “*exponente de perforación corregido*”.

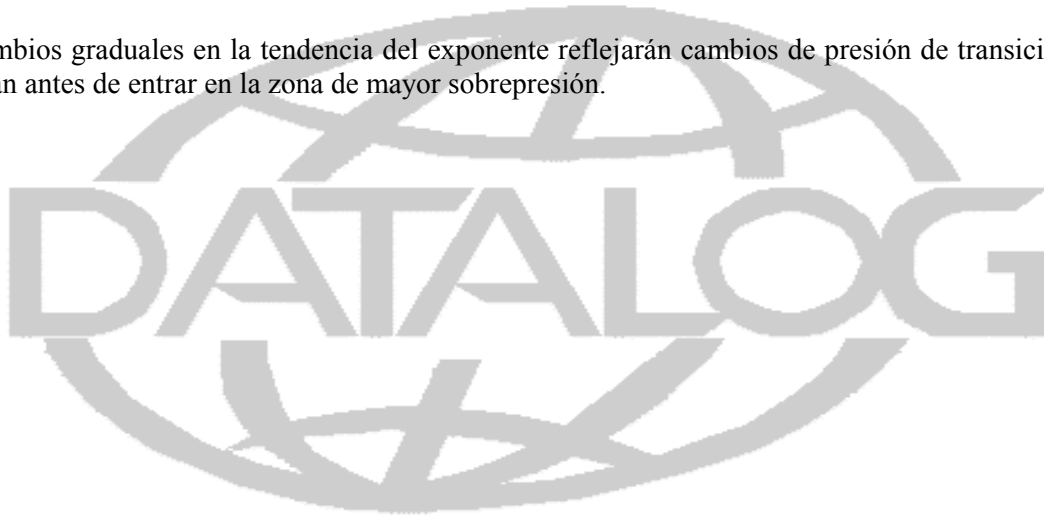
$$DC_{exp} = d_{-exp} \times \frac{d_1}{d_2}$$

donde d_1 = gradiente de presión normal de formación
 d_2 = peso del lodo

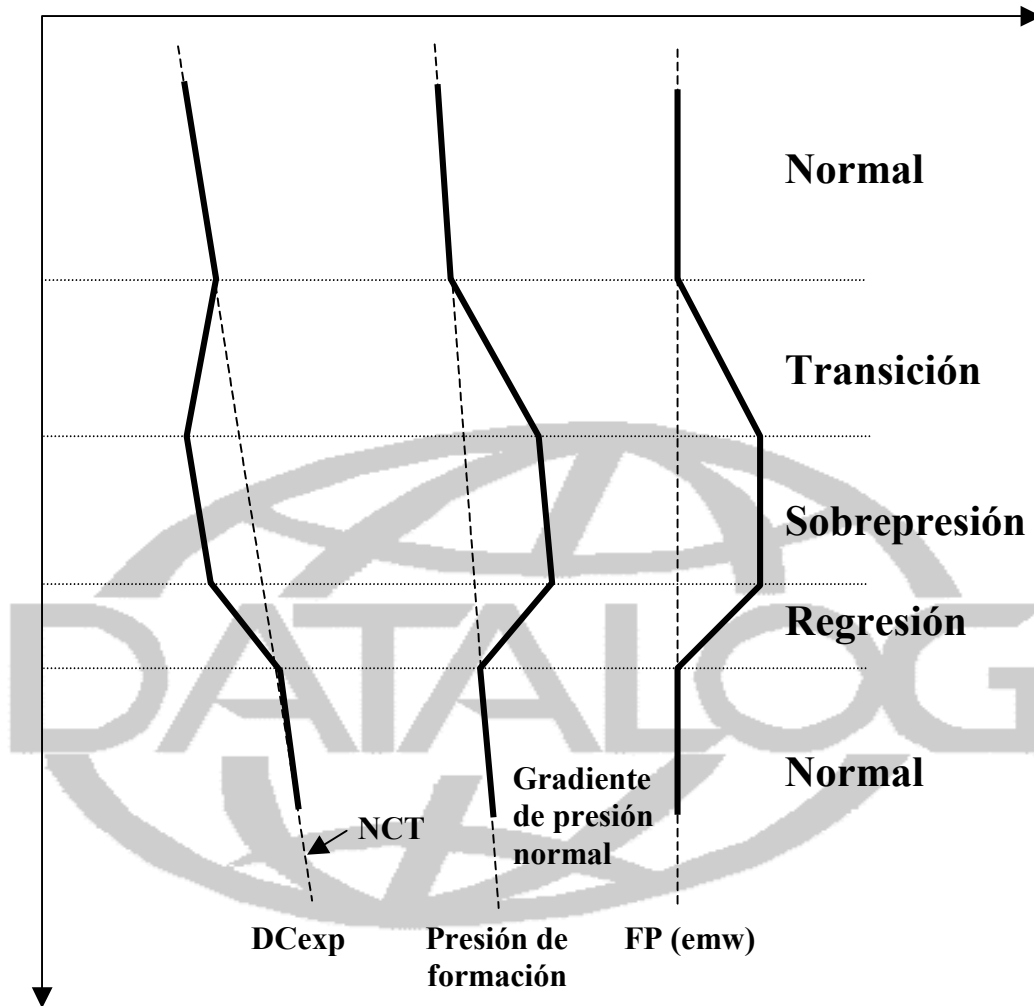
En la práctica, d_2 en el cálculo se determina a partir de ECD (densidad equivalente de circulación), pues ésta representa la presión de compensación propiamente dicha (incluyendo las pérdidas adicionales de presión anular), mientras avanza la perforación.

El exponente de perforación corregido ofrece ahora un indicador de la compactación normal, y las desviaciones con respecto a ésta, en formaciones arcillosas, indican cambios de la presión de formación.

Los cambios graduales en la tendencia del exponente reflejarán cambios de presión de transición que se observan antes de entrar en la zona de mayor sobrepresión.



Los gráficos a continuación presentan una comparación de las tendencias del exponente, con relación a los cambios de presión: -



Observe lo siguiente sobre estas tendencias: -

- Se debe establecer la tendencia normal de compactación, en las secciones de lutita, lo antes posible en el pozo, y la misma representará la compactación normal observada a través de zonas de presión normal del fluido de formación en la región .
- Si la presión de formación aumenta gradualmente a través de una zona de transición, dando origen a la zona principal de sobrepresión, el exponente de perforación corregido muestra la correspondiente reducción gradual. La compactación y porosidad a través de zonas de transición usualmente cambian a una tasa constante, de manera tal que los indicadores de la porosidad, incluyendo los exponentes de perforación, muestran una tasa de cambio constante.

- Cuando la presión es constante (pero más alta) a través de la zona principal de sobrepresión, las tendencias son también constantes. La tendencia obviamente se encuentra desviada con respecto a NCT y esta desviación representa el grado de sobrepresión. Sin embargo, los gradientes suelen ser similares a las tendencias de compactación. Esto se origina del hecho de que el cambio en la compactación, con la profundidad, se produce a una velocidad constante a través de una zona de presión también constante.
- En la base de las zonas sobrepresurizadas, donde las tasas de compactación y la porosidad gradualmente regresan a sus valores regionales normales, se pueden observar regresiones de presión.
- En otros casos, cuando se produce un cambio litológico en la base de una zona sobrepresurizada, la presión puede cambiar bruscamente para reflejar un regreso al gradiente de presión de formación normal.

El exponente de perforación corregido es una técnica ampliamente utilizada para identificar la sobrepresión, especialmente los cambios de presión en las transiciones.

Sin embargo, existen algunas limitaciones que el ingeniero de presiones debe considerar minuciosamente en el proceso de evaluación del exponente: -

4.2.4 Desplazamientos y limitaciones de las tendencias

4.2.4.1 Litología

La litología no se toma en consideración en la fórmula empírica.

El exponente de perforación fue diseñado y es solamente ideal para litologías tipo lutita y piedra arcillosa. Incluso en este caso, sin embargo, los cambios en la mineralogía pueden producir diferentes comportamientos de compactación (como se explicó para la transformación de esmectita en illita), entre diferentes arcillas. La presencia de estratos arenosos o limosos, incluso minerales accesorios, puede afectar la tendencia de compactación .

El exponente de perforación corregido no considera tampoco las diferentes características de compactación de otras litologías. En el caso de secuencias homogéneas o uniformes de diferentes litologías, con la profundidad, las tendencias de compactación pueden ser discernibles, pero es probable que varíen con respecto a la tendencia de compactación de la lutita, y ciertamente pueden desviarse dependiendo de las diferencias en dureza y “perforabilidad”.

Esta situación puede originar dificultades en la práctica, pues la tendencia cambiará cuando cambie la litología, y esto puede conducir a un potencial muy pobre para identificar tendencias en las secuencias con estratos intercalados muy delgados.

Para establecer NCT se requiere la compactación de la lutita. Este será el control para determinar los cambios causados por las anomalías de presión. El ingeniero de presiones, por lo tanto, debe ser muy cuidadoso y determinar la tendencia de compactación en base a puntos de lutita “buenos”.

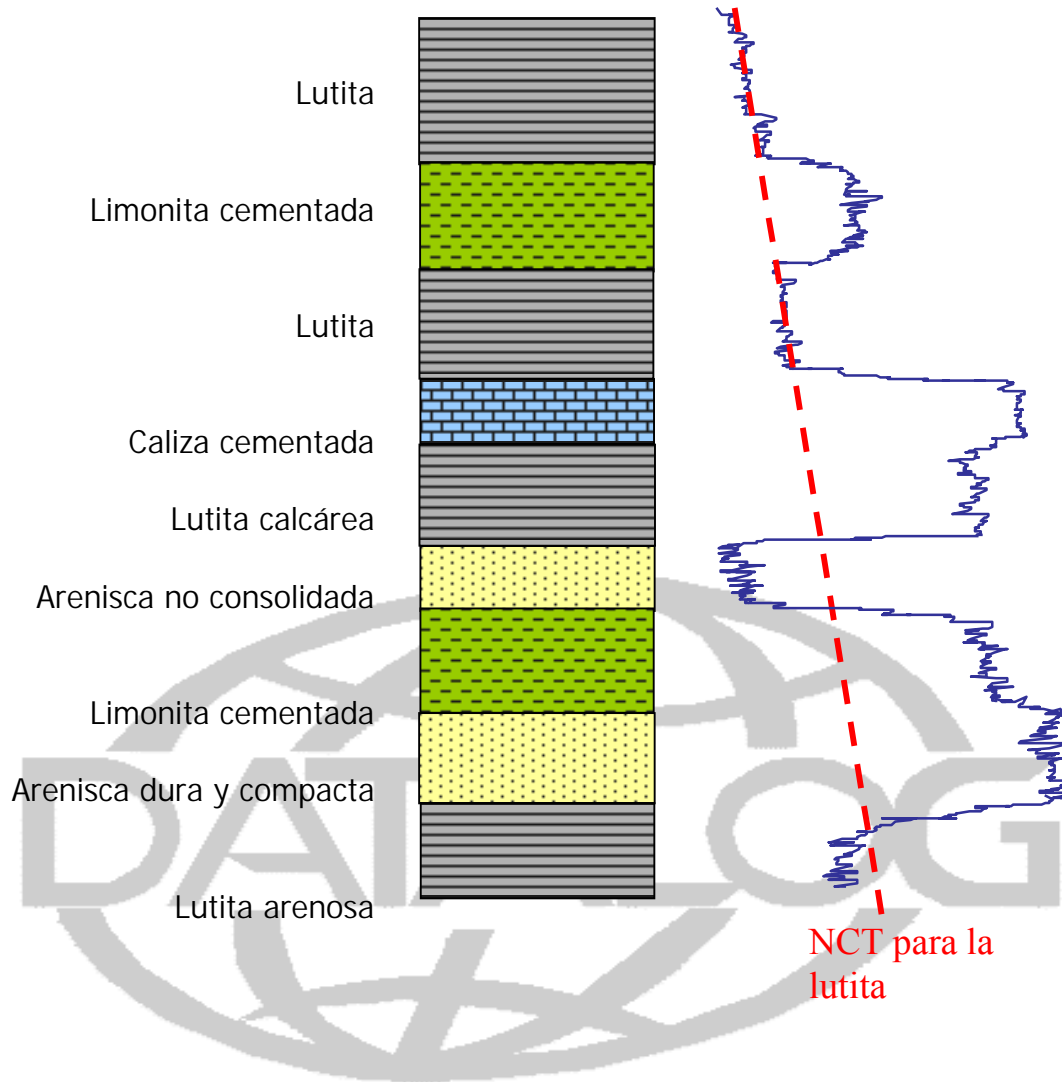
Las diferentes litologías aparecerán como un desplazamiento, o reposicionamiento de la tendencia para el exponente de perforación, según su perforabilidad.

Por ejemplo: - Las calizas generalmente desplazan la tendencia hacia la derecha.
Las areniscas quebradizas generalmente desplazan la tendencia hacia la izquierda.
Las limonitas cementadas generalmente desplazan la tendencia hacia la derecha.

Más adelante se muestra un gráfico típico de la litología en función del exponente de perforación, pero es muy importante recordar que éste quizás no siempre sea el caso. El valor del exponente de perforación dependerá de la composición exacta, la dureza, la competencia de la litología, la granularidad y la cementación, el tipo de mecha, etc.

Todas las limitaciones anteriores deben ser tomadas en cuenta al evaluar la tendencia del exponente de perforación. Sin embargo, en general, cuanto más dura, compacta y cementada sea la litología, más elevado será el exponente de perforación corregido. Cuanto más blanda y menos consolidada sea la litología y mayor la porosidad, más bajo será el exponente.

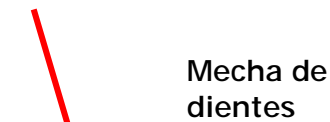




También se debe observar que las discordancias, allí donde las formaciones de diferentes períodos han pasado por diferentes historias de enterramiento y compactación, pueden conducir a desplazamientos de las tendencias, pero también a diferentes tendencias de compactación (es decir, la pendiente de NCT).

4.2.4.2 Tipo de mecha y desgaste

Debido a que mechas diferentes (de dientes, insertos, diamantes, diferentes tamaños de cortadores, diferente dureza, etc.) pueden ser apropiadas para litologías diferentes, el tipo de mecha es una consideración de suma importancia al evaluar una tendencia del exponente de perforación pero, nuevamente, estos parámetros no se han considerado en el cálculo del exponente de perforación corregido estándar (algunos modelos del exponente sí incluyen factores de corrección, pero su exactitud depende considerablemente del conocimiento regional sobre un cierto tipo de mecha en una determinada litología).



Por lo tanto, para la misma litología, diferentes tipos de mechas pueden producir valores distintos del exponente de perforación para los mismos parámetros. Este tipo de desplazamiento de tendencia es común.

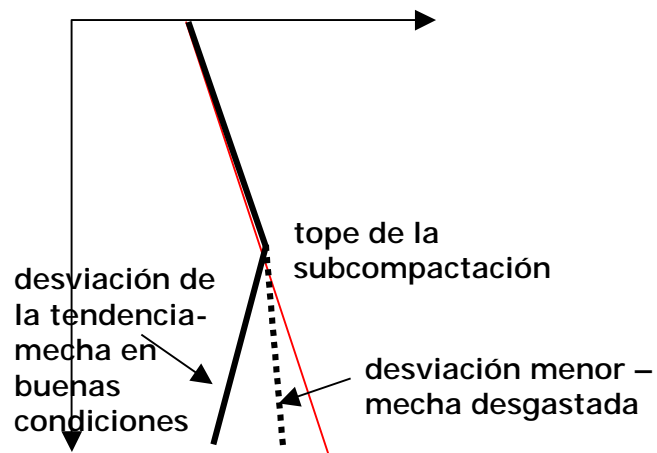
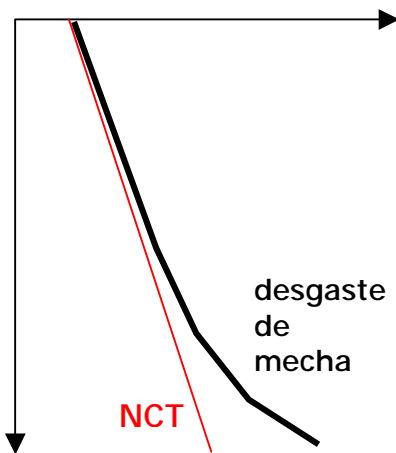


Las mechas de diamante o PDC se encuentran en el extremo, y con frecuencia producen velocidades de penetración y tendencias del exponente de perforación constantes, independientemente del tipo de litología, profundidad o compactación. Una tendencia casi vertical para los intervalos grandes de profundidad suele ser usual.

Mecha PDC

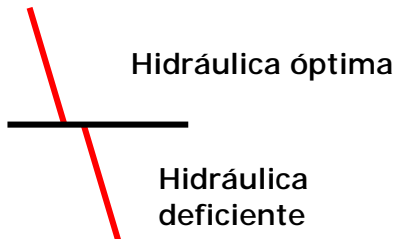
DATALOG

A medida que la mecha se va desgastando, se hace más difícil perforar la misma litología. El exponente de perforación interpretará esto como una menor perforabilidad de la formación, y sus valores aumentarán erróneamente. Como se indica más adelante, esto, en sí, no sería demasiado difícil de reconocer. Sin embargo, se puede presentar un grave problema de interpretación errónea si el desgaste de la mecha coincide con un aumento de la presión. Como se muestra en el segundo diagrama más abajo, el desgaste de la mecha puede encubrir una desviación del exponente, de manera tal que no se observan cambios de presión o los mismos aparecen como menos significativos de lo que en realidad son.



4.2.4.3 Hidráulica de los fluidos

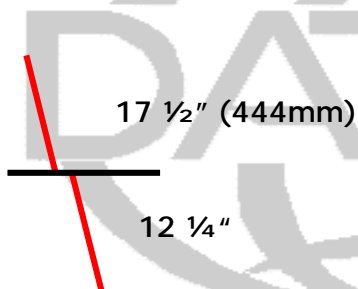
Nuevamente, el régimen hidráulico no se considera en el cálculo del exponente y, por lo tanto, cualquier cambio significativo puede afectar la eficiencia de la perforación o la limpieza de hoyo hasta tal punto que resulte afectado el exponente de perforación. Apenas un cambio en el caudal puede afectar la hidráulica hasta el punto que cambia la velocidad de penetración y el exponente de perforación se desplaza hacia la izquierda o derecha.



Otra consideración es que, en las litologías no consolidadas o las arcillas blandas someras, la acción de los chorros de la mecha es realmente más importante para “abrir el hoyo” que la acción de perforación en sí, de manera tal que la perforabilidad, reflejada en el exponente de perforación puede ser completamente errática y errónea.

4.2.4.4 Cambios significativos de los parámetros

Si bien tomados en cuenta en el cálculo de los exponentes de perforación, los cambios grandes en los parámetros como WOB y RPM pudieran no estar completamente compensados en la formula y la tendencia resultante podría requerir un cambio de desplazamiento .



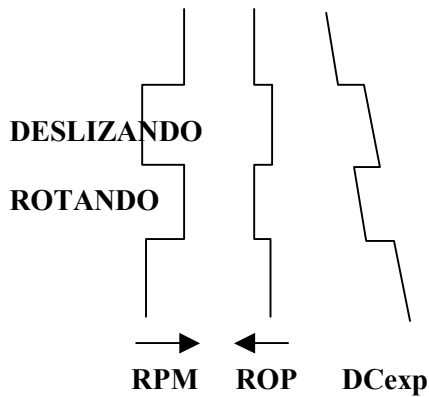
Esto es de especial importancia cuando se perfora una sección de hoyo nueva. Aquí, no solamente cambia el diámetro del hoyo, sino que también cambian los parámetros de perforación, tipos de mecha, hidráulica, etc. Por lo tanto, usualmente las tendencias del exponente de perforación, en diferentes secciones de hoyo, se encuentran separadas unas de otras .

Por supuesto, la perforación controlada reduce significativamente la eficiencia del exponente de perforación.

4.2.4.5 Perforación direccional

En la perforación direccional y horizontal, existen dos limitaciones principales al uso del exponente de perforación.

En primer lugar, el cálculo en sí es erróneo con respecto a WOB. Obviamente, el valor utilizado en dicho cálculo es el peso medido y registrado en la superficie. Con la perforación direccional, sin embargo, gran parte del peso de la sarta de perforación es sostenido por las paredes del pozo, de manera tal que se desconoce cuánto peso realmente se transfiere hacia la mecha para lograr la fractura y penetración .



desviación”

La segunda limitación es un inconveniente más que un error. Cuando se utilizan motores de fondo, la operación de perforación con frecuencia se alterna entre utilizar el motor simplemente para lograr la rotación de la mecha (deslizamiento) o aumentar la rotación desde la superficie. Esto representa un cambio importante de los parámetros como se mencionó antes, con RPM altos y bajos que causan ROP altos y bajos y, posteriormente, dos “tendencias de en el exponente de perforación.

4.2.5 Torque, arrastre y sobretracción

Estos parámetros básicamente pueden indicar la existencia de un hoyo “apretado” causado por aumentos de la presión de formación.

El torque de perforación es un fenómeno normal que se origina de la rotación en superficie de la sarta y la interacción por fricción en toda la sarta y la mecha. El torque varía con la dureza de la litología y la abrasividad y es un indicador útil de la presión de formación.

Muchos otros parámetros pueden conducir a cambios de torque, incluyendo los cambios en la geometría del hoyo, tales como “patas de perro” y “ojos de llave”, litologías interestratificadas y escalones de roca dura, hoyos desviados, fracturas, cambios de BHA, embolamiento de la mecha, etc.

Por lo tanto, es un parámetro difícil de interpretar, especialmente en hoyos desviados y áreas duras para la perforación, donde el elevado torque es algo usual. Sin embargo, los cambios de torque también pueden provenir de aumentos en la presión de formación: -

- Las arcillas plásticas pueden expandirse, cerrando el hoyo e inhibiendo la libre rotación de la tubería.
- Cuando la presión causa derrumbes, el material cae dentro del hoyo y se acumula alrededor de estabilizadores y mechas, inhibiendo nuevamente la rotación.

De la misma manera, cuando la sarta de perforación se saca e introduce en el hoyo, se puede generar una sobretracción o arrastre excesivos por el aumento de la presión de formación, por lo cual el hoyo se cierra y se forman zonas “apretadas”. Sin embargo, el mismo fenómeno puede ser causado por otras situaciones como la desviación del pozo, las “patas de perro”, el atascamiento diferencial y las arcillas usualmente expansivas.

4.2.6 Indicadores durante los viajes

La sobretracción y el arrastre son indicadores obvios a los cuales se les debe hacer seguimiento durante un viaje, cuando la sarta se está sacando del hoyo y cuando se vuelve a correr en el mismo. Sin embargo, existen otros indicadores que pueden señalar un cambio en la presión de formación justo antes de salir el hoyo.

- Las mechas que se sacan del hoyo y se observan con desgaste en forma de “lanza”, junto con el repaso subsiguiente que se requiere en el viaje de regreso al hoyo, claramente indican un hoyo apretado, posiblemente debido a la presión de formación.
- Grandes cantidades de relleno de hoyo pueden indicar material de derrumbe que cae y se acumula en el fondo. En una sección posterior se explicarán más en detalle estos derrumbes.
- Si el hoyo no está admitiendo el volumen usual de lodo para substituir el volumen del acero a medida que se levanta la tubería, entonces parte del volumen está siendo substituido por los fluidos que fluyen hacia el pozo.
- Los indicios de “pistoneo” o succión pueden indicar que el pozo se encuentra cerca del equilibrio. Estos indicios se observan cuando aumentan los niveles del tanque de viaje, inicialmente, o no caen de inmediato a medida que se levanta la tubería y luego disminuyen ulteriormente indicando que el lodo está llenando el hoyo. La velocidad de la tubería se debe reducir si esto sucede, y es necesario realizar un chequeo del flujo en el pozo.
- Si la tubería se saca húmeda, es decir, el lodo no se ha drenado de la tubería a medida que ésta se levanta, entonces esto puede indicar un influjo de fluido por debajo de la sarta. También puede ser causado por boquillas taponadas.

4.3 Indicadores no inmediatos

4.3.1 Tendencias del gas de fondo

El seguimiento del volumen del gas de formación atrapado dentro del fluido de perforación está sujeto a toda una serie de posibles errores e interpretaciones equivocadas, pero una discusión de ese tema nos alejaría del contexto de la evaluación de presiones de formación.

Se deberían tomar en cuenta las siguientes situaciones: -

1. Las fuentes de gas contaminado o reciclado pueden complicar la identificación de los gases liberados o producidos.
2. Los cambios naturales en la litología y/o porosidad conducirán a cambios normales en las mediciones de gas.
3. Los cambios en el caudal o la velocidad de penetración conducen a cambios evidentes en el volumen de gas.
4. Las trampas de gas son extractores de gas poco confiables, de manera tal que la medición es completamente cualitativa y sujeta a muchos errores (Hawker, 1999).

- Los sistemas de lodo, la reología, la temperatura y la solubilidad del gas también afectan la cantidad de gas que será removida por las trampas.

Observe que las limitaciones que se explican en 4 y 5 no existen con el sistema GasWizard™ desarrollado por Datalog. Esta técnica de extracción no perturba el sistema de lodo (como sería el caso de la agitación) y todo el gas, disuelto o libre, pasa a través de una membrana permeable al gas, como resultado de las presiones parciales diferenciales (Brumbioe et al, 2000, Hawker 1999, 2000). El sistema genera mediciones totalmente cuantitativas del gas, en términos de porcentaje por volumen en el lodo. El sensor puede colocarse en la línea de flujo y en la línea de succión, de manera tal que es posible realizar una determinación precisa del gas liberado .

En términos de predecir los cambios en la presión de formación, necesitamos analizar los cambios que se pueden esperar en las tendencias de gas cuando se encuentran cierto tipos de zonas.

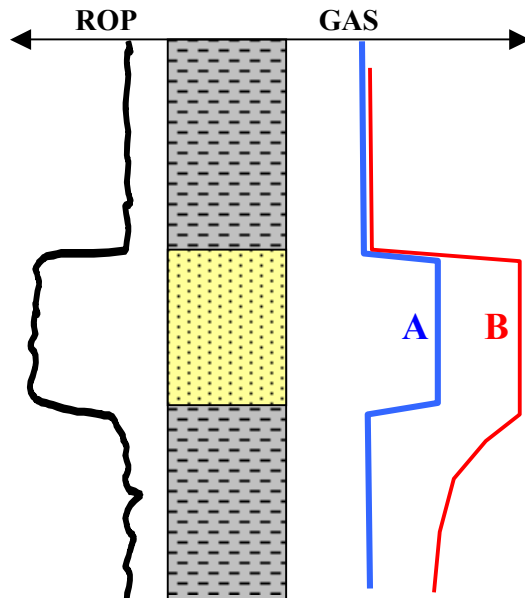
El gas de fondo, el cual refleja los cambios en el gas que se libera mecánicamente de los poros durante el proceso de perforación, usualmente aumenta al encontrar una zona sobrepresurizada, incluso si el peso del lodo es suficiente como para crear un sobrebalance y evitar el flujo de fluido. Los factores a considerar en este caso son: -

- Mayor porosidad y volumen de gas (inferido)
- Mayor ROP como consecuencia de una mayor porosidad y menor presión diferencial

Naturalmente, si la presión de formación excede el peso del lodo (ECD) y existe suficiente permeabilidad, entonces los fluidos de formación fluirán hacia el pozo y el gas producido se sumará al nivel de gas de fondo.

Considere los cambios en las tendencias del gas de fondo en dos situaciones típicas: al penetrar una zona de sobrepresión sellada y al perforar mientras se produce un aumento de la presión debido a una transición.

4.3.1.1 Sobrepresión sellada



Con un sello total, no hay indicios de cambios de presión hasta que se penetre la zona.

Cuando se produce un aumento de presión, pero aún existe una condición de sobrebalance, entonces se puede observar una respuesta normal del gas (Pista A), lo cual representa un aumento en el gas liberado como resultado del aumento de la porosidad y ROP. Después de pasar a través de la base de la zona, el gas regresa abruptamente al nivel de fondo.

En realidad, esta respuesta se considerará como una manifestación normal de gas. Un aumento de la presión podría inferirse solamente si también se

ECD > FP FP > ECD

producen gases de conexión (ver sección 4.3.2) una vez que se ha penetrado la zona. Esto también indicaría permeabilidad en la zona, lo cual permitiría que los fluidos fluyeran cuando se reduce la presión anular por debajo de la presión de formación, durante una conexión.

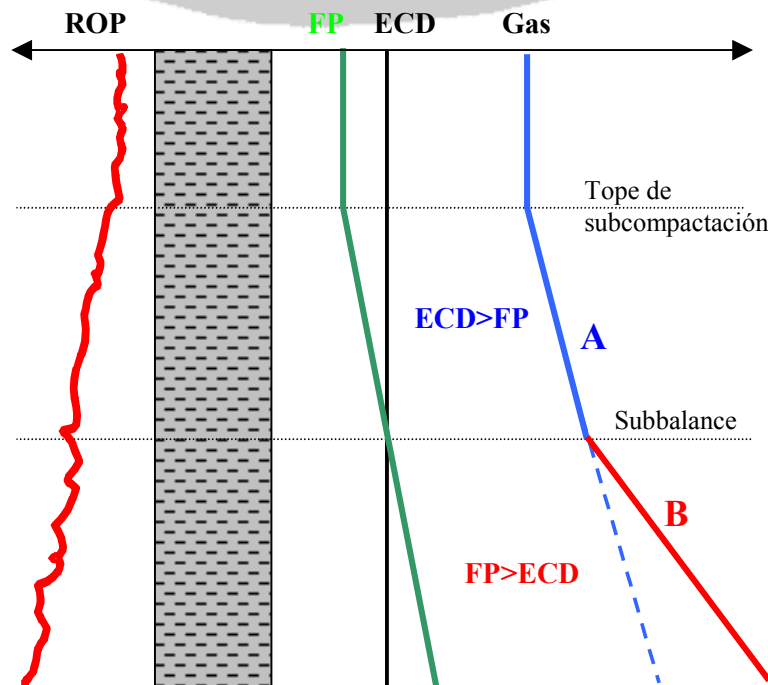
La Pista B muestra cómo cambiaría la tendencia de gas si el aumento de presión conduce a una condición de subbalance (suponiendo que no ocurra de inmediato una arremetida!). Nuevamente, al entrar en la zona, el aumento de gas se evacuaría como una respuesta normal del gas.

Solamente lo que sucede posteriormente revela que la zona está sobrepresurizada. Si la zona es grande, el gas de fondo continuará mostrando un aumento gradual a medida que los fluidos fluyen desde la formación y cada vez hay más formación expuesta. En un cierto momento, este flujo de fluido se convertirá en una arremetida a medida que el gas reduce la presión hidrostática cada vez más en la columna de lodo. Si la zona es delgada, la caída en la respuesta del gas es lo que revela que hay gas que viene de la formación. Si el gas no regresa de inmediato a su nivel de fondo, sino más bien de manera lenta, quizás hasta un nivel más alto que el de fondo previamente establecido, entonces está ocurriendo un influjo de fluido. Ahora se puede inferir que la respuesta inicial del gas era resultado tanto del aumento en el gas liberado como de la existencia de gas producido. Naturalmente, si hay fluidos que fluyen durante la perforación, los gases de conexión también estarán presentes para confirmar el aumento de la presión.

4.3.1.2 Sobrepresión de transición

Ahora se trata de secuencias de tipo arcilla o lutita, de manera tal que los cambios en la tendencia del gas van a ser afectados por parámetros ligeramente diferentes.

La diferencia principal es la muy baja permeabilidad asociada con la lutita. Esto evita el flujo libre de fluidos asociado con la sobrepresión sellada en rocas productivas o tipo reservorio. Los fluidos usualmente se “producen” a través de la porosidad, mientras el diferencial de presión conduce a derrumbes de la lutita de las paredes del pozo (sección 4.3.2). También se puede producir un flujo menor a través de las áreas de baja permeabilidad, y el mismo puede llegar a ser más importante si existen fisuras, fracturas, estratos arenosos, etc que permiten el flujo libre del fluido.



El primer aspecto a observar es que, durante todo el aumento de presión por la transición, el grado de subcompactación, porosidad y presión va cambiando de manera uniforme con la profundidad.

Como se puede observar, si todos los demás factores permanecen constantes, esto conduce a un aumento uniforme en la velocidad de penetración a medida que se penetra la zona.

Por lo tanto, cuando se perfora la zona por primera vez, con la presión de formación aún compensada por ECD, se puede esperar que los niveles de gas muestren un aumento constante a medida que aumentan la porosidad y la velocidad de penetración (zona A, en el dibujo).

A medida que sigue aumentando la presión de formación y disminuye el diferencial de presión, se puede esperar que se presenten gases de conexión a través de esta zona en el momento en que el pozo queda con subbalance durante el procedimiento de conexión.

Esto confirmará que el mayor gas de fondo se origina del aumento de presión, y se debería aumentar el peso del lodo para lograr un sobrebalance adicional.

Si no se ajusta el peso del lodo en este momento, entonces se observará un “aumento secundario” en el gas de fondo cuando la presión de formación exceda ECD (zona B). El componente de gas liberado continuará aumentando como se indicó pero ahora, además, tendremos un pequeño flujo de fluido y el gas generado por los derrumbes que también se sumará al nivel de gas de fondo.

Los gases de conexión también mostrarán una tendencia ascendente a medida que la presión de formación continúa aumentando a través de esta zona.

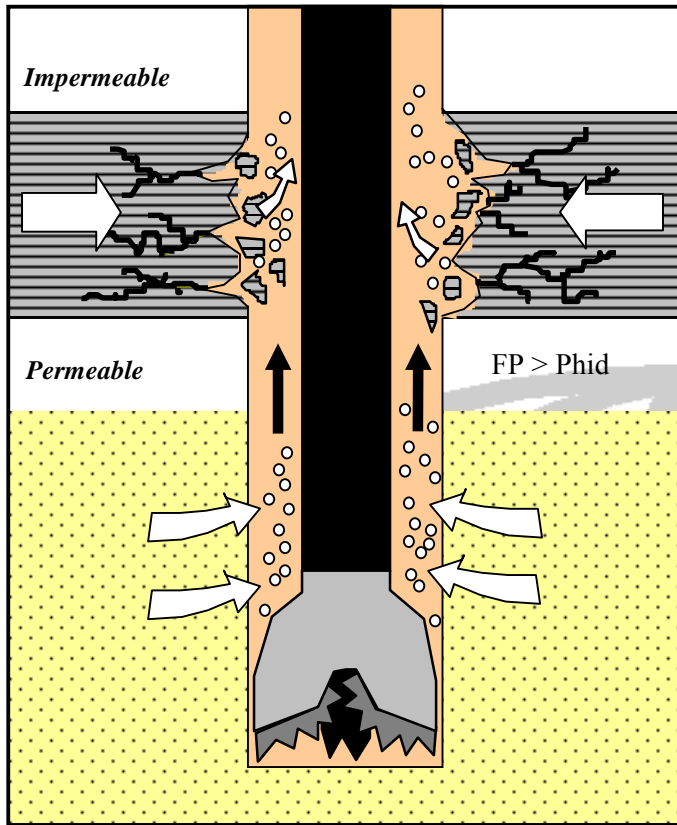
4.3.2 Gas de conexión

Como se indicó en las secciones 4.3.1.1 y 4.3.1.2, la presencia de gas de conexión es una confirmación muy importante de que existe una situación de subbalance. Es fundamental observar que el gas de conexión SOLAMENTE se presenta cuando hay subbalance. Por lo tanto, a diferencia de la mayoría de los indicadores de presión, para los cuales pueden existir otras causas, el gas de conexión es, en gran medida, un indicador incuestionable.

Durante una conexión se producen dos caídas de la presión de compensación (con respecto a la ECD circulante) y cualquiera de ellas, o ambas, pueden conducir a una reducción por debajo de la presión de formación, causando así una condición temporal de subbalance, la cual puede llevar a la presencia de gas de conexión .

1. Reducción de la presión anular (ECD) por pistoneo, a medida que se saca del hoyo la sarta de perforación.
 - El fenómeno de “pistoneo” (como se describe en detalle en la sección 2.5.4) es causado por las pérdidas de presión por fricción debido al movimiento del lodo cuando se saca la tubería.
 - La pérdida de presión aumenta con la velocidad de la tubería, la longitud de la sarta, la viscosidad, la holgura anular y las boquillas cerradas o taponadas.

- El “pistoneo” también es inducido por la succión (imagine una jeringa hipodérmica) causada por las herramientas de calibre total tales como mechas y estabilizadores, aunque esto no se puede cuantificar.
2. Reducción hasta la presión hidrostática del lodo, una vez que la sarta se asienta en las cuñas y se apagan las bombas.



Los siguientes son importantes aspectos a considerar con relación al gas de conexión: -

- Si la formación está subbalanceada y es permeable, entonces se producirá un influjo de fluido mientras exista subbalance. Si hay gas presente, entonces se observará gas de conexión.
- Las formaciones de lutita y arcilla también pueden generar gases de conexión cuando se encuentran subbalanceadas. Puede existir un flujo pequeño de fluido, como antes, pero el gas se genera, principalmente, debido al derrumbe en la formación. El fluido de alta presión no puede fluir libremente debido a la baja permeabilidad. Esto causa microfracturas dentro de la lutita y derrumbes de las paredes del hoyo. A medida que la lutita se fractura y cae en el anular, se libera

gas del volumen de poro, y esto genera la respuesta observada.

Debido a que la tubería se mueve a través de todo el anular, la pérdida de presión por fricción se produce en toda esa área y, si existe subbalance, una formación en cualquier parte del hoyo desnudo puede “fluir” y generar gas de conexión.

Sin embargo, todas las causas del gas de conexión son más significativas en el fondo del hoyo de manera tal que, a menos que se haya producido un cambio importante en el sistema (por ejemplo, un menor peso de lodo), aquí es donde existe mayor probabilidad de encontrar gas de conexión “nuevo”: -

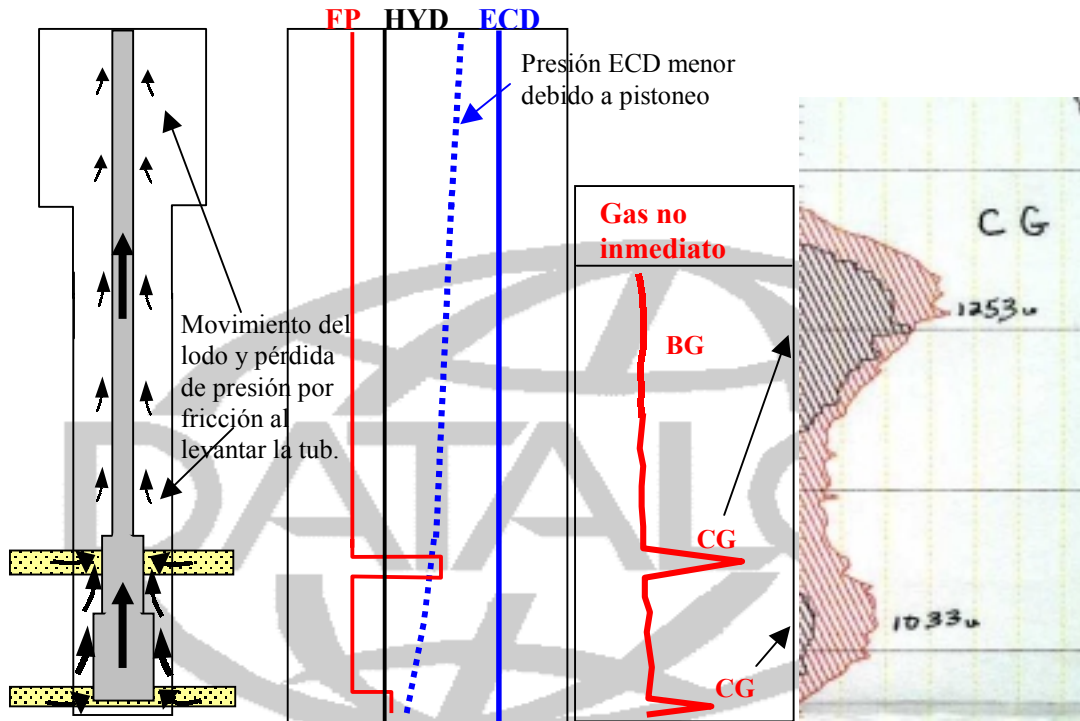
- La caída de presión mayor es en el fondo del hoyo.
- El BHA y los portamechas (*drillcollars*) tienen la menor holgura anular y el mayor efecto de “pistoneo”.
- Es posible que el revoque no sea suficiente para evitar pequeños flujos de fluido.

Si se genera gas de conexión en el fondo del hoyo, entonces aparecerá en la superficie con cierta demora de tiempo (fondos arriba) una vez que las bombas se enciendan nuevamente después de la conexión.

Si el gas de conexión llega a la superficie antes de circular fondos arriba, entonces una zona más arriba en el anular está subbalanceada. La profundidad exacta se puede calcular a partir del diferencial de las emboladas, el volumen bombeado y la altura anular para obtener el mismo volumen anular.

Si se presenta gas de conexión después de circular fondos arriba, entonces hay un derrumbe en el anular.

El siguiente esquema y perfil muestran un ejemplo de dos zonas subbalanceadas que generan dos respuestas de gas de conexión :-



El esquema es explicado como sigue: -

Después de llegar a la unión "kelly" ("cuadrante"), la tubería se sigue sacando mientras aún se circula. Esto conduce a las pérdidas de presión (indicadas por flechas pequeñas), en todo el anular, que disminuyen la ECD (línea azul discontinua).

La arena superior tiene una presión de formación elevada que supera el valor de ECD reducido por el pistoneo, lo cual origina un influjo mientras se está levantando la tubería.

La tubería se asienta en las cuñas y se detienen las bombas, de manera que ahora el pozo está balanceado por la presión hidrostática del lodo (línea negra). Naturalmente, la arena superior presenta un subbalance aún mayor y sigue fluyendo.

La arena en el fondo del hoyo estaba aún balanceada por la ECD reducida por el pistoneo, pero ahora está subbalanceada mientras la tubería se coloca en las cuñas, de manera que se produce un influjo cuando se realiza la conexión.

Después de circular dos fondos arriba, se observan dos respuestas de gas de conexión.

Observe que el primer gas de conexión que se corresponde con la arena superior es mayor (y de más larga duración) que el gas de conexión proveniente de la arena inferior. Esto es resultado de una mayor presión y más largo período de subbalance. Observe que la permeabilidad también será un factor determinante del volumen de influjo.

El segundo gas de conexión se corresponde con la arena en el fondo del hoyo y llega a la superficie con demora, después que las bombas han arrancado.

Para determinar la profundidad de la zona productora superior, utilice el procedimiento siguiente y las figuras que se presentan como ejemplo:

El pico se obtiene 2000 emboladas antes de fondos arriba (observe, en este ejemplo, que los picos están a 20 minutos de separación, de manera que 2000 emboladas serían equivalentes a 100 SPM).

Si el volumen de bomba = 0.0185 m³/embolada, entonces 2000 emboladas = 37m³.

Diámetro de hoyo	= 12 ¼" ó 311mm
Diámetro de portamechas	= 8 ½" ó 216mm
Diámetro de tubería de perforación	= 5" ó 127mm

Con 300m de portamechas, capacidad anular = 0.0393 m³/m

Volumen anular = 11.8m³.

Por lo tanto, 25.2m³ son para la sección de tubería de perforación/hoyo desnudo con capacidad anular de 0.0633 m³/m

Altura alrededor de tub. de perforación = 25.2 / 0.0633 = 398m

Altura total = 300 + 398 = 698m (por encima de T.D)

Observe, además, que el gas de conexión mayor, generado por la presión más alta en un tiempo más largo, es también de forma ligeramente asimétrica.

Este, entonces, es otro elemento que nos ofrece el diagnóstico de los gases de conexión: a medida que se hacen más significativos y asimétricos, eso significa que la presión de formación está aumentando cada vez más y se está acercando a ECD.

Naturalmente, la presión de compensación más baja durante una conexión se presenta cuando las bombas están apagadas y el pozo está balanceado por la presión hidrostática del lodo. Por lo tanto, es importante registrar el tiempo durante el cual las bombas permanecen apagadas, pues esto también afectará la cantidad de influjo resultante .

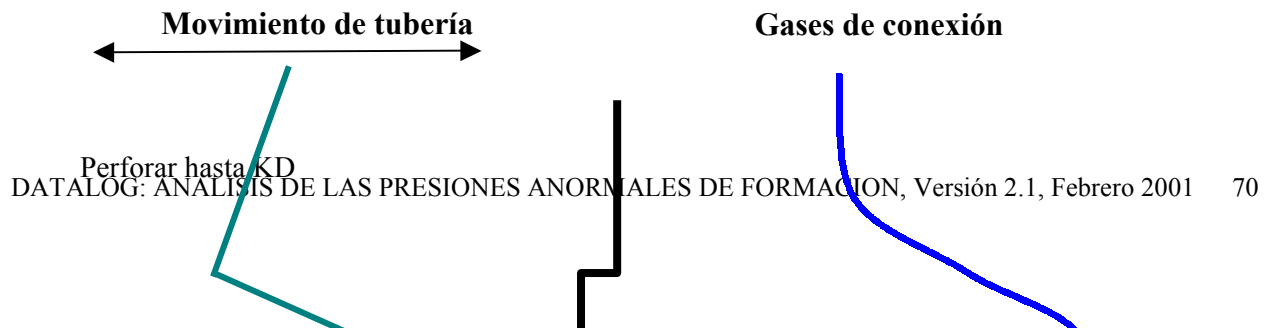
Profundidad con

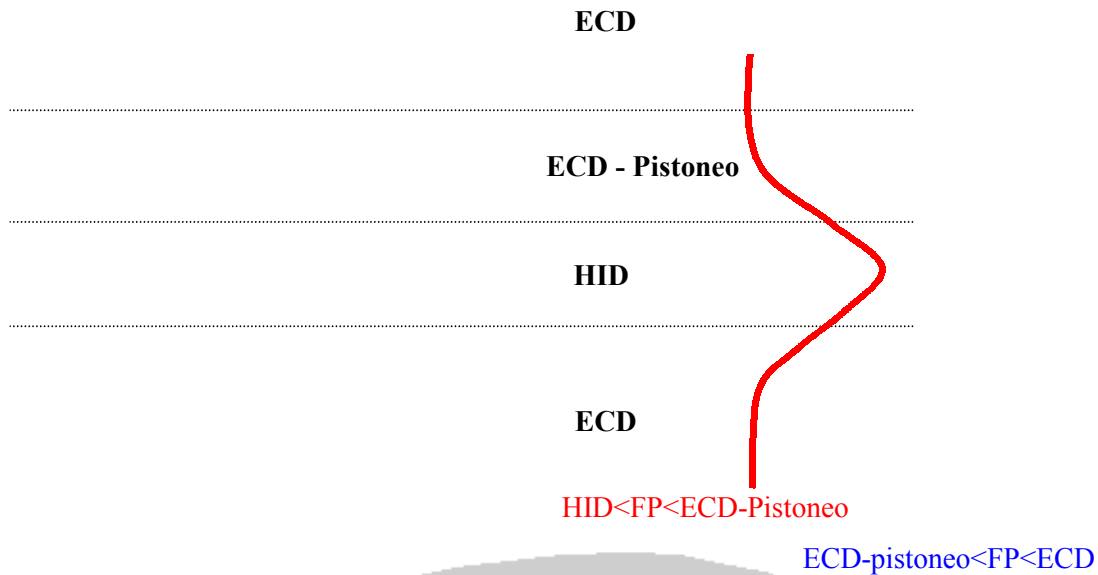




En base a estos dos criterios, el ingeniero de presiones puede determinar con exactitud la presión de formación (dentro de un rango pequeño) analizando el tamaño y simetría del pico y comparando con el movimiento de la tubería para determinar dónde, durante una conexión, se presenta el influjo.

Naturalmente, al hacerlo ocurre la dispersión natural del gas durante su viaje hacia la superficie, de manera tal que solamente se debería comparar la parte central del pico, que se corresponde con el punto del influjo (usualmente se corresponde con 4 ó 5 minutos de tiempo con bombas apagadas).





El diagrama anterior demuestra como, para un procedimiento simplificado de conexión, es posible graficar un perfil de presiones con el fin de detallar el movimiento de los bloques, la acción de las bombas y la presión de compensación resultante en el anular.

Esto se puede comparar con el pico de la respuesta del gas de conexión, una vez que el mismo llega a la superficie, para determinar el tipo del influjo y la presión de compensación. Como se explicó antes en detalle, el tamaño y la simetría del gas de conexión también se puede utilizar para verificar la predicción de la presión mediante esta técnica.

Si la presión de formación excede apenas la presión hidrostática de lodo, entonces el influjo solamente ocurrirá cuando la sarta se asiente en las cuñas y el gas de conexión será bajo, brusco y asimétrico.

Con una mayor presión de formación, si la misma también excede la ECD reducida por el pistoneo, entonces la respuesta se iniciará antes, será mayor y más asimétrica, de manera tal que se requerirá más tiempo para regresar a un nivel normal de fondo.

Además de las presiones de cierre que se relacionan con el control de pozos o las pruebas de formación como RFT ó DST, este tipo de análisis basado en los gases de conexión es la única “medición” de presión que el ingeniero de presiones tiene a su disposición. Todos los demás indicadores son cualitativos y se basan en el análisis de tendencias.

La técnica es usualmente muy confiable y proporciona un rango relativamente pequeño de valores de presión de formación. Sin embargo, la precisión se puede ver afectada en las siguientes circunstancias:

- Si se “trabaja” la tubería durante la conexión, creando presiones de succión y surgencia e influjos recurrentes.
- Si el influjo de gas se dispersa demasiado como para determinar con precisión el punto del influjo. Esto puede suceder como resultado de una de las situaciones siguientes o alguna combinación de las mismas: -

- Largo tiempo de circulación fondos arriba
- Lodo de baja viscosidad
- Tipo de lodo y temperatura, fase gaseosa- gas libre en lodo de base agua que se dispersará más que el gas disuelto en un lodo de base aceite. La temperaturas más altas reducen la solubilidad del gas.



4.3.3 Temperatura

4.3.3.1 Gradiente geotérmico

Debido a que el calor emana del núcleo terrestre, existirá un gradiente geotérmico, con aumento de la temperatura a mayor profundidad, a medida que el calor se disipa hacia la superficie del planeta. Los gradientes geotérmicos típicamente se encuentran entre 2 y 5 °C por cada 100m, pero no son constantes en todo el pozo.

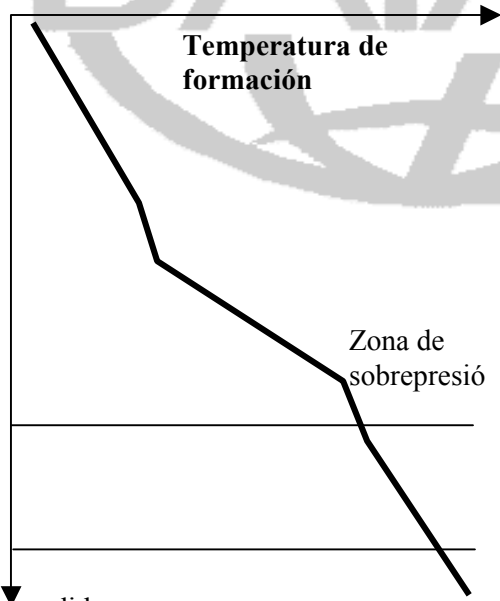
El gradiente geotérmico variará según la conductividad térmica de los minerales y fluidos de un tipo de roca en particular o secuencia sedimentaria.

Por ejemplo: -

- El cuarzo puro y las evaporitas tienen elevada conductividad
- Los minerales de arcilla y las aguas de poro tienen baja conductividad

Cuanto más baja es la conductividad de una secuencia específica, existe mayor resistencia al flujo de calor que se disipa desde el núcleo terrestre y, por lo tanto, el gradiente geotérmico es mayor.

La conductividad térmica del agua es menor que la de la matriz de roca y, por lo tanto, los fluidos de formación actúan como barrera natural frente al flujo normal del calor.



Las formaciones sobrepresurizadas, por ser subcompactadas, tienen mayor porosidad y, por lo tanto, un contenido relativamente mayor de fluido. Esto significa que son menos conductoras del flujo de calor y dan origen a un gradiente geotérmico más elevado. Los yacimientos porosos y carbones gruesos también pueden actuar como barreras térmicas.

Por encima de un cuerpo sobrepresurizado, o una barrera similar, se produce una reducción en el gradiente térmico inmediatamente por encima, debido a la perturbación y distribución de isotermas.

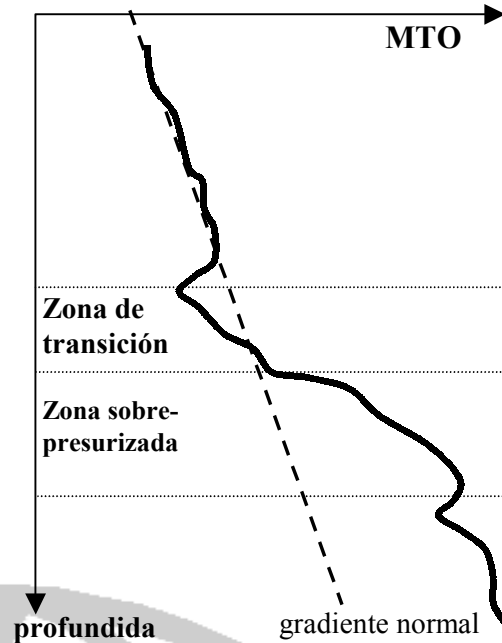
Así, a medida que nos acercamos a una zona de sobrepresión o de transición (presión en aumento), se puede observar una reducción en la temperatura, la cual después aumentará rápidamente una vez que se penetra la zona sobrepresurizada.

4.3.3.2 Temperatura en la línea de flujo

A través de técnicas de *mud logging* no podemos, obviamente, medir la temperatura de fondo directamente. Sin embargo, el calor generado por las formaciones, una vez que son penetradas, se transferirá al fluido de perforación. Esto es, de hecho, uno de los objetivos del fluido de perforación: disipar el calor generado hoyo abajo (por la fricción y geotérmico).

Por lo tanto, podemos medir la temperatura del lodo que sale del hoyo (MTO) y establecer un “perfil” térmico a medida que aumenta la profundidad.

Este perfil no será idéntico al gradiente geotérmico propiamente dicho porque, además del calor generado por la formación, existen otros procesos adicionales como la perforación, el bombeo y la rotación de la sarta que también generan calor por fricción.



Ciertamente, la tendencia esperada es la de un aumento significativo en la temperatura de la línea de flujo una vez que se penetra la zona sobrepresurizada. Esto incluye la zona de transición, por supuesto, pero el hecho de que se pueda determinar o no una diferencia en la tendencia entre una zona de transición y la zona sobrepresurizada es tema para otra discusión. Se esperaría un aumento ulterior al movernos desde la zona de transición, pero esto no siempre se puede detectar. Además, muy pocas veces podemos detectar la caída de la temperatura antes de penetrar la zona de mayor presión.

En realidad, por lo tanto, a partir de un aumento constante en la temperatura del lodo, a medida que avanza la perforación, el ingeniero espera un aumento rápido como buen indicio de una zona sobrepresurizada.

Sin embargo, existen muchos otros factores que pueden afectar la temperatura del lodo y que deben tomarse en consideración al evaluar las tendencias.

Uno de los problemas más graves es la tendencia de la temperatura del lodo al inicio de cada corrida de mecha. Se observará un aumento rápido durante las primeras etapas de la corrida de mecha pues, durante el viaje, el lodo en el hoyo y en la superficie se habrán enfriado. Una vez que se inicia la perforación, este lodo se calienta rápidamente, en gran parte debido a la fricción causada por la perforación y el bombeo. Se requiere un cierto tiempo para que el lodo alcance el equilibrio, y el aumento ulterior de la temperatura es un resultado del gradiente geotérmico.

Hasta que se alcance este equilibrio, no existe tendencia que podamos utilizar. El tiempo requerido depende del grado del enfriamiento y el volumen de lodo a recalentar. Usualmente, se requieren unas pocas circulaciones, pero el tiempo puede ser mucho mayor en hoyos más profundos con mayores volúmenes de hoyo y más largos tiempos de viaje. Esta situación es peor en climas fríos, donde el lodo en superficie se enfría aún más. Si esto se combina con tiempos cortos para correr la mecha, es posible que no tengamos ninguna tendencia de temperatura que podamos utilizar!

Esta y otras limitaciones son las que se indican a continuación: -

Enfriamiento del lodo durante el viaje	Cuanto mayor es el tiempo de viaje, mayor el grado de enfriamiento. Cuanto más profundo es el hoyo, mayor el volumen de lodo enfriado.
Duración de la corrida de mecha	Si el tiempo de corrida es corto, es posible que no se alcance el equilibrio después del calentamiento inicial del lodo, de manera tal que no se observan tendencias “geotérmicas”.
Viajes	La duración de los viajes determinará el grado de enfriamiento. Al inicio de la corrida de la mecha se observará un aumento rápido de la temperatura a medida que el lodo se calienta por la fricción.
Volumen de hoyo/fosa	Mayor volumen de lodo que se debe calentar al inicio de la corrida de mecha.
Tipo de lodo	Diferentes grados de conductividad
Paradas en la perforación	Períodos sin circulación (ej. viajes, registros) que permiten que el lodo se enfríe, especialmente en la superficie y en la parte superior del hoyo.
Profundidad del agua	Cuanto más tiempo el lodo permanece en el tubo conductor, mayor es el efecto de enfriamiento del lodo.
Adiciones de lodo a nivel superficial	El efecto de enfriamiento es obvio.
Clima	Diferentes grados de enfriamiento en la superficie

Todos estos factores pueden tener influencias muy fuertes en la temperatura del lodo que sale o entra en el hoyo. Obviamente, si cambia la temperatura del lodo que entra en el hoyo, entonces, cualquiera que sea el grado de calentamiento a medida que se circula por el hoyo de regreso a la superficie, la temperatura del lodo que sale del hoyo también cambiará.

Esto puede conducir a las fluctuaciones que se observan en la tendencia de la temperatura de la línea de flujo. Las variaciones de dicha tendencia, causadas por los cambios en la temperatura del lodo que entra al hoyo, pueden ser aliviadas, en cierta medida, analizando el diferencial de temperatura .

4.3.3.3 Delta T

Al eliminar, en la medida posible, las variaciones causadas por los cambios superficiales, el diferencial Delta T (temperatura de salida menos temperatura de entrada) puede utilizarse para lograr un indicador de la tendencia. En otras palabras, el grado de calentamiento que ocurre durante una circulación es el mismo, independientemente de la temperatura del lodo que entra en el hoyo (MTI). Las fluctuaciones de MTI también se reflejarán en fluctuaciones de MTO (temperatura del lodo que sale del hoyo). Sin embargo, el diferencial de temperatura no debería resultar afectado.

Si bien esto es en parte cierto, el diferencial no elimina completamente las fluctuaciones causadas por cambios a nivel de superficie, de manera que las tendencias de MTO y Delta T se pueden utilizar con el mismo nivel de éxito.

4.3.3.4 Tendencias

Calentamiento por fricción

Al inicio de la corrida de la mecha, la temperatura de la línea de flujo mostrará un aumento rápido a medida que el lodo más frío es calentado, principalmente por la acción de perforación y bombeo pero también por las formaciones más recientemente perforadas. Por otra parte, Delta T al inicio de la corrida de mecha será elevado y mostrará una rápida disminución.

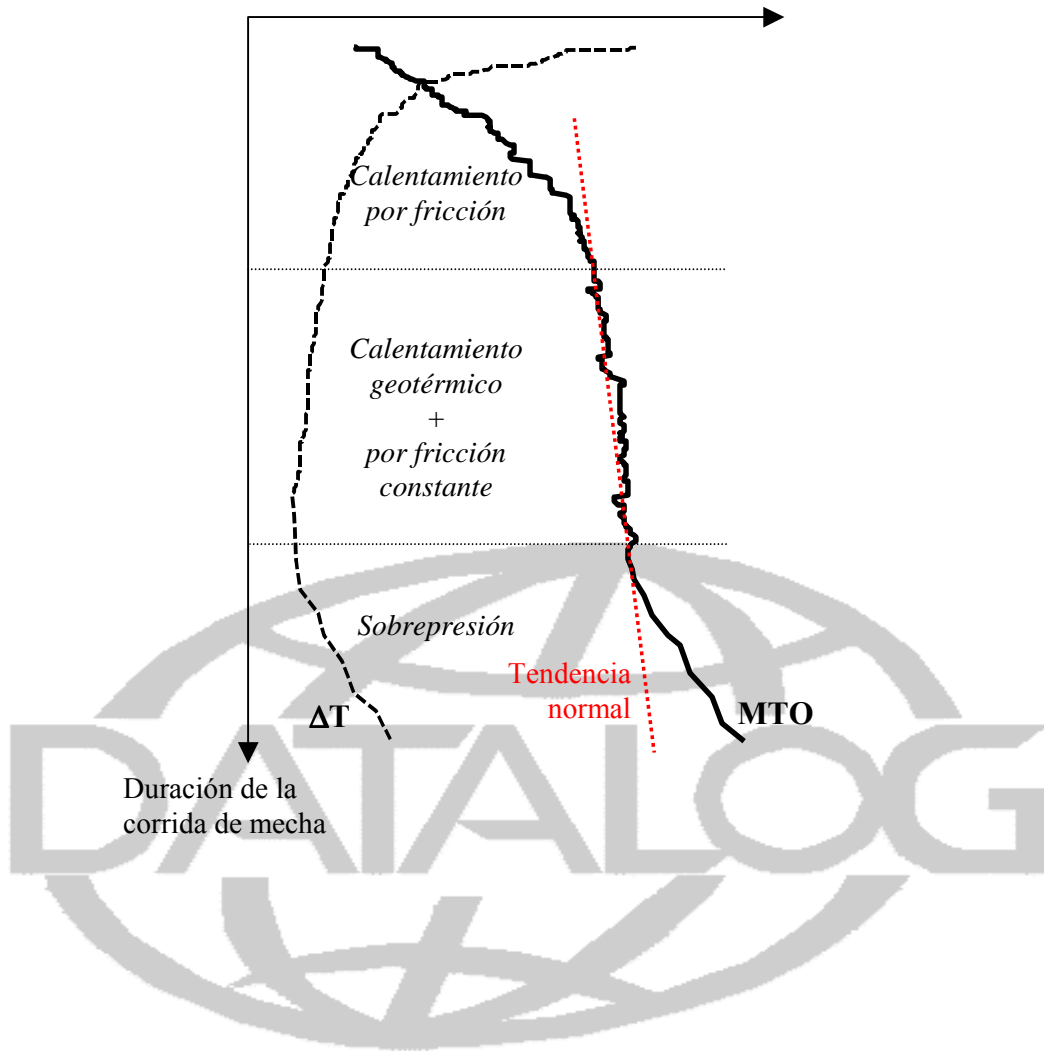
Calentamiento geotérmico

Durante un período de tiempo, los aumentos en la temperatura de la línea de flujo debido a la perforación y el bombeo se hacen más uniformes, de manera tal que los aumentos ulteriores de la temperatura son representativos de cambios causados por el gradiente geotérmico. Esto permite contar con una tendencia de temperatura a la cual se le puede hacer seguimiento y observar los cambios de presión. MTO mostrará un aumento lento y gradual mientras que, al mismo tiempo, Delta T mostrará una suave disminución. En una corrida de mecha particularmente larga, Delta T podría ser constante.

Calentamiento por sobrepresión

El calentamiento del lodo en una zona de sobrepresión se observa por el rápido aumento en la temperatura de la línea de flujo y un aumento de Delta T.

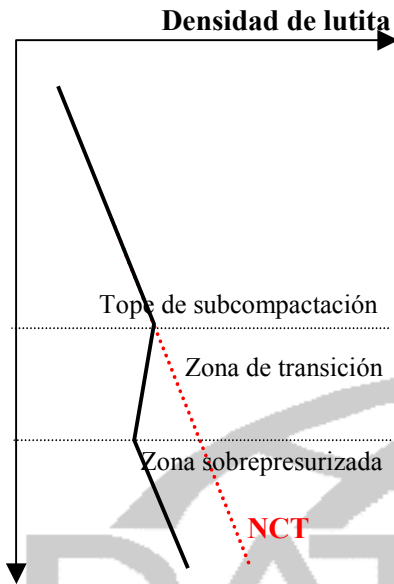
Estas tendencias, por ejemplo, cuando se encuentra sobrepresión al correr la mecha, son las que se indican en el gráfico a continuación. Al analizar esta tendencia en corridas sucesivas de la mecha, siempre debe ignorarse la parte inicial de la misma, cuando el calentamiento por fricción es predominante. Solamente se debe considerar la tendencia una vez que se logra el equilibrio.



4.3.4 Análisis de rípios

4.3.4.1 Densidad de la lutita

Se puede hacer seguimiento a la densidad de los rípios para detectar el inicio de aumentos de presión por transiciones, a través de intervalos de lutita o arcilla.



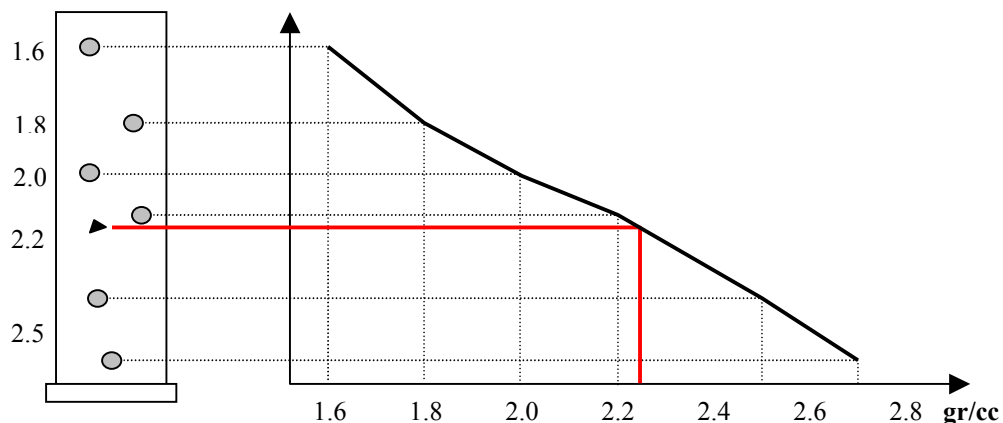
Con la profundidad, la densidad de la lutita muestra una tendencia ascendente normal debido a la mayor compactación y menor porosidad y volumen de fluido por comparación con el contenido de la matriz.

A través de una zona de transición, a medida que la presión aumenta gradualmente y disminuye la tasa de compactación, la densidad de la lutita mostrará una disminución gradual hasta la tendencia normal.

A través de una zona sobrepresurizada, con una tasa de compactación y presión constantes, la densidad de la lutita usualmente mostrará una tendencia equivalente (en gradiente) a la tendencia normal de compactación, pero desviada para reflejar el diferencial de presión.

Si se seleccionan cuidadosamente los rípios de lutita, es posible medir la densidad de la lutita mediante la misma técnica utilizada para determinar *bulk density*, a través del desplazamiento de peso y agua, como se describe en la sección 2.4.1.1.

Probablemente, un método más preciso consiste en utilizar una columna de densidad graduada. Aquí, típicamente, un fluido de concentración conocida se mezcla con agua destilada de manera tal que el componente resultante presente un cambio gradual en la concentración a medida que cambia la profundidad. Cuentas de vidrio de densidad exacta marcan este cambio gradual. Los rípios de lutita, cuidadosamente seleccionados, se dejan caer en la columna, y se registra la profundidad a la cual se sedimentan, y que representa su densidad. Se utiliza un gráfico de densidad en función de la profundidad, para cada rípio de lutita, como se muestra a continuación, con el fin de determinar un valor promedio para la densidad de la lutita.



Ambos métodos, los cuales requieren la selección individual cuidadosa de los ripios de lutita, están muy sujetos a la pericia de quien los realiza y pueden presentar errores.

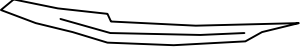
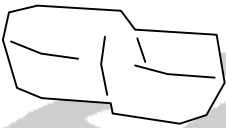
Las fuentes de error en la técnica de desplazamiento se describieron ya en la sección 2.4.1.1. El método de la columna graduada requiere tomar en cuenta lo siguiente:

- **Por encima de todo – el usuario debe trabajar sistemáticamente!**
- Se debe evitar usar ripios planos, pues flotarán sobre la superficie.
- Se deben evitar los ripios con fracturas/fisuras obvias pues contendrán aire.
- Se deben seleccionar, de ser posible, ripios de igual forma y tamaño.
- Los ripios se deben secar rápidamente con papel absorbente para remover el exceso de agua proveniente de su lavado. El proceso debe ser expedito, para evitar que se resequen .
- Algunas veces, los ripios requieren bastante tiempo para sedimentarse por completo. Durante este tiempo, pueden absorber el fluido y cambiar su densidad original. En este caso, después de un cierto tiempo (30 segundos por ejemplo), se debe leer la profundidad en el punto donde se encuentren.
- Los dos fluidos en la columna se mezclarán lentamente con el tiempo, de manera tal que el gráfico debe repetirse periódicamente (frecuencia diaria) para asegurar su exactitud.

4.3.4.2 Derrumbes por presión

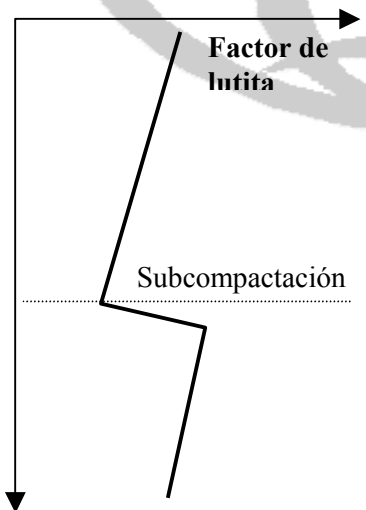
El material de derrumbe (que se reconoce por sus mayores dimensiones si lo comparamos con los ripios) es un indicio conocido de inestabilidad del hoyo, donde el esfuerzo excesivo ha causado la ruptura de la pared de hoyo.

Su interpretación, sin embargo, es difícil, pues la elevada presión de formación y un pozo subbalanceado es solamente una de varias causas posibles (tectónicas, geométricas y estructurales) de derrumbes en el hoyo. La forma del material derrumbado puede darnos una idea de la causa probable, pero su interpretación exacta es difícil.

TIPO	APARIENCIA	DESCRIPCION	CAUSA
Astillosos		Elongados, quebradizos, laminados, con frecuencia cóncavos	Material de derrumbe por presión típico, relacionado con “astillamiento” de la pared del hoyo. También es posible que se deba a otros esfuerzos.
En bloque		En forma de bloques, con frecuencia presentan fracturas.	Se asocian típicamente con inestabilidad tectónica o estructural. También posible por presión.

4.3.4.3 Factor de lutita

Como se describe en la sección 3.3.3.1, durante la diagénesis y enterramiento normales, la esmectita se transforma en ilita, a través del intercambio catiónico a medida que se produce la deshidratación de la arcilla y se libera agua.



Se observará una reducción de CEC (por sus siglas en inglés: *Cation Exchange Capacity*- capacidad de intercambio catiónico) con la profundidad, lo cual se corresponde con la reducción en la cantidad de esmectita y el mayor contenido de ilita.

De manera similar a la técnica utilizada para determinar el contenido de bentonita en el fluido de perforación, se logra una aproximación a CEC utilizando azul de metileno para determinar el *factor de lutita*.

El factor de lutita usualmente disminuye con la profundidad, a medida que aumenta la cantidad de ilita.

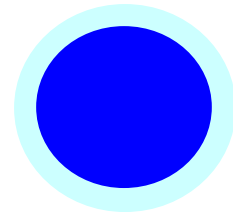
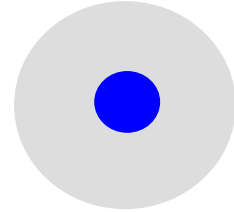
Las arcillas subcompactadas en zonas sobrepresurizadas se caracterizan por el hecho de que no se han podido deshidratar apropiadamente, y por ello el contenido de esmectita es usualmente elevado. Esto conduce al aumento del factor de lutita, lo cual va contra la tendencia ascendente normal.

Por otra parte, la mayor temperatura en una zona sobrepresurizada puede realmente acelerar el proceso del intercambio catiónico y la transformación de la arcilla de modo que el factor de arcilla muestra una disminución más rápida.

Estos dos indicadores de tendencia hacen del factor de lutita un parámetro difícil de usar como un indicador de la presión. Además, la metodología para determinar el factor de lutita requiere un trabajo muy sistemático por parte del usuario y está sujeta a errores de usuario importantes.

La técnica requerida es como sigue: -

- Seleccionar ripios de lutita secos y representativos
- Triturar hasta obtener un polvo fino
- Pesar una muestra de $\frac{1}{2}$ gramo, añadir agua destilada y una pocas gotas de ácido sulfúrico.
- Calentar y agitar
- Añadir azul de metileno, gota a gota, utilizando una pipeta.
- Tomar una gota de la mezcla y colocarla sobre papel de filtro.
- El indicio usual es que el agua se extiende y el azul permanece en el centro (ejemplo superior).
- Cuando se extiende el color azul intenso que estaba en posición central y se forma una aureola de color azul claro alrededor (ejemplo inferior), registrar el volumen de azul de metileno utilizado. Bien sea que este volumen en sí se tome como el dato de interés, o se realice un cálculo a partir del mismo, el volumen de azul de metileno requerido representa la capacidad de intercambio catiónico CEC.



4.4 Indicadores de flujo

Otros parámetros “arrastrados” por el lodo también pueden indicar cambios en la presión de formación, pero son generalmente indicadores “tardíos” que se presentan cuando los fluidos de formación ya han entrado en el pozo: -

- Presión de bomba

Un influjo de fluido de formación o gas hacia el pozo disminuirá la densidad de lodo y causará una reducción de la presión hidrostática. Esto se observará por la reducción gradual de la presión del tubo vertical a media que se presenta el influjo

- Conductividad

Si lo comparamos con la matriz de roca, el fluido de formación (especialmente el más salino) es el principal conductor de electricidad. Con la profundidad y la compactación disminuye el volumen de fluido de poro, y por lo tanto la tendencia normal de la conductividad es decreciente.

Una zona subcompactada/sobrepresurizada se caracteriza por una mayor porosidad y volumen de fluido de poro. Debido a que la sal es extremadamente conductiva, este aumento en el volumen de fluido de formación estaría indicado por el aumento de la conductividad eléctrica a medida que se liberan fluidos de poro de los ripios hacia el lodo de perforación. El cambio es más evidente si los fluidos de formación están realmente fluyendo.

La detección de estos cambios depende de la salinidad relativa del fluido de perforación: un cambio en el volumen del fluido de formación y el contenido de cloruros probablemente no se observará si el lodo tiene un contenido elevado de cloruros.

Los lodos saturados de sal se encontrarán fuera de la escala de los sensores usuales de conductividad eléctrica.

En los lodos de base aceite no son posibles las mediciones de conductividad.

Estos parámetros deben ser tratados con mucha precaución, pues existen muchos factores que pueden afectar la resistividad/conductividad aparente, tales como la temperatura, la presencia de hidrocarburos, el tipo de lodo y su filtración, la naturaleza del fluido de poro y los cambios en la litología o la material orgánica.

- Densidad del lodo

Una reducción de la densidad del lodo es un indicio claro de una cantidad mayor de fluido de formación o gas dentro del lodo.

- Flujo de lodo y volumen de fosa

Representan el desplazamiento del fluido de perforación desde el anular a medida que los fluidos de formación fluyen hacia abajo por el hoyo.

4.5 Indicadores con guaya (*wireline*)/ LWD

Los indicadores de la porosidad, tales como los registros de resistividad, densidad y sónicos, pueden ser obtenidos mediante guaya o LWD (*Logging While Drilling*).

Claramente, si estos datos son obtenidos por LWD, entonces se contará con datos precisos en tiempo real que se deberían utilizar junto con nuestras propias mediciones en tiempo real.

Las mediciones con guaya se toman después que ha culminado la perforación del pozo o sección de hoyo, de manera que los datos se utilizarán como recurso adicional que puede confirmar o mejorar las predicciones ya realizadas. Estos datos son sumamente valiosos para la planificación futura de pozos, cuando se establecen los perfiles de presión.

4.5.1 Tiempo de tránsito sónico

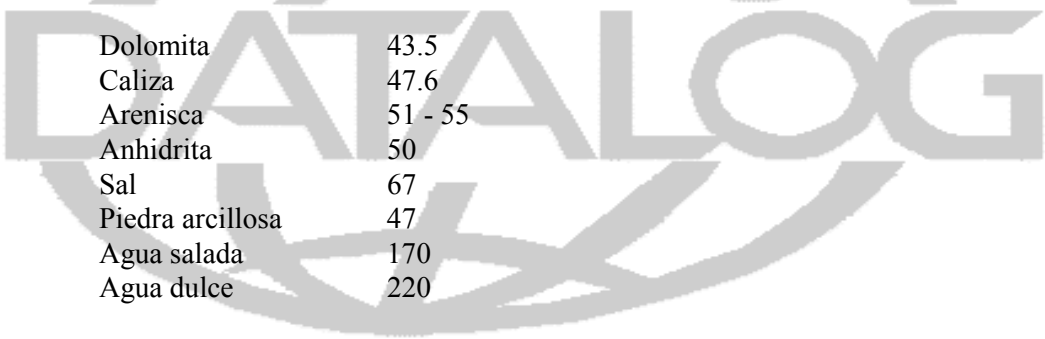
La herramienta sónica mide el tiempo de tránsito de una onda sonora compresional, por unidad de longitud, en dirección vertical adyacente al hoyo.

El tiempo de tránsito (microsegundos por pie) es el inverso de la velocidad de la onda sonora y es una función tanto de la litología (matriz) como de la porosidad.

Si se conoce el tiempo de tránsito para una cierta matriz litológica, entonces el tiempo de tránsito sónico se convierte en una medición de la porosidad de roca. La porosidad se puede recalcular a partir de los tiempos de tránsito utilizando la fórmula de Wyllie (1958): -

Porosidad sónica $\phi_{\text{sonico}} = \frac{\Delta T - \Delta T_m}{\Delta T_f - \Delta T_m}$ donde ΔT = tiempo de tránsito en formación
 ΔT_m = tiempo de tránsito en matriz
 ΔT_f = tiempo de tránsito en fluido

Se pueden utilizar los siguientes tiempos de tránsito en el fluido y la matriz, o los valores por defecto de 47 y 200 como se explica en la sección 2.4.1.2: -

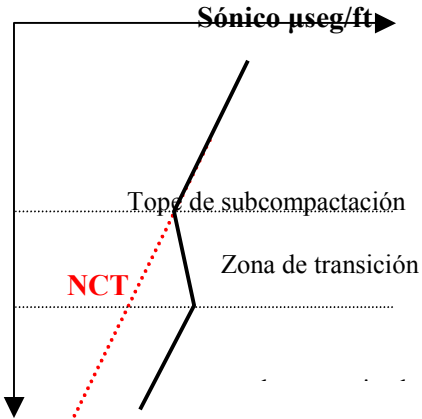


Dolomita	43.5
Caliza	47.6
Arenisca	51 - 55
Anhidrita	50
Sal	67
Piedra arcillosa	47
Agua salada	170
Agua dulce	220

En condiciones normales de compactación, con la porosidad que disminuye al aumentar la profundidad, los tiempos de tránsito sónico muestran una disminución normal con la profundidad. Si la litología se mantiene constante, una tendencia ascendente del tiempo de tránsito indica mayor porosidad, subcompactación y probablemente una zona de transición.

El registro sónico, para la determinación de la presión, se grafica usualmente en escala logarítmica, creciente de izquierda a derecha.

Una tendencia normal (tiempo de tránsito en disminución con la profundidad), por lo tanto, se mueve de derecha a izquierda, y la zona de transición está indicada por una arremetida a la derecha.



Con frecuencia la tendencia sónica es como una buena imagen en el espejo del exponente de perforación. Por lo tanto, cuando los datos del exponente de perforación no son confiables debido a muchas posibles razones que ya se describieron, el registro sónico puede ofrecer información valiosa para el análisis de tendencias.

4.5.2 Resistividad

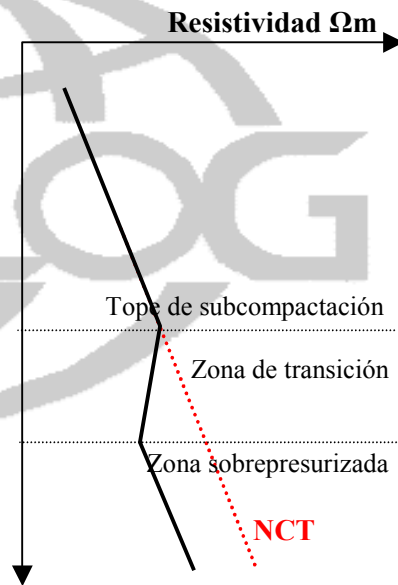
La resistividad mide la capacidad que tiene una formación para conducir la electricidad. Debido a que la matriz de roca no es conductora, la capacidad de transmitir una corriente eléctrica es casi en su totalidad una función del fluido de formación: el volumen (es decir, la porosidad) y química del fluido de poro.

Se deben utilizar las lecturas de resistividad profunda en lugar de otras más superficiales, pues estos datos generalmente son un indicio verdadero del fluido de formación y no están afectados por la invasión del filtrado de lodo.

Con la profundidad y mayor compactación se produce una reducción en el fluido de poro en la formación. Debido a que el fluido es mejor conductor que la matriz de roca, esto reduce la capacidad conductora de la formación. Así, con la profundidad, la resistividad suele aumentar. Una tendencia decreciente es, por lo tanto, indicio de subcompactación.

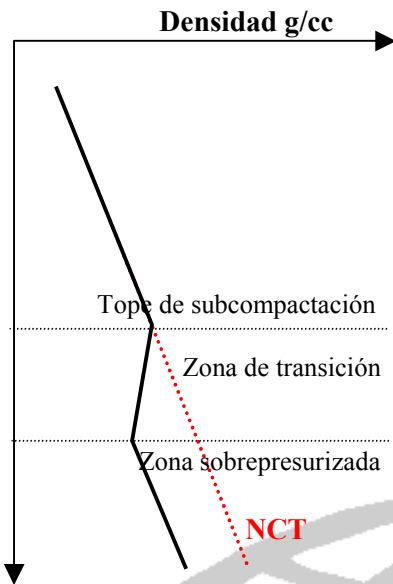
Sin embargo, la confiabilidad de la resistividad como indicador de presión se encuentra afectada por una serie de factores:

- La resistividad también disminuye con la menor salinidad del fluido de poro de la formación.
- La resistividad también disminuye al aumentar la temperatura.
- Un menor contenido de arcilla reduce la resistividad
- Los cambios de la mineralogía o contenido orgánico también afectan la resistividad de la formación.
- Los hidrocarburos no son conductores, de manera que la resistividad aumenta con la saturación de hidrocarburos. La resistividad usualmente se utiliza para determinar las zonas de hidrocarburos y las de agua, además del grado de saturación de agua.
- Sujeto a imprecisiones debido a la invasión de lodo o ensanchamiento del hoyo.



4.5.3 Densidad

El registro de densidad de la formación determina la densidad de electrones al bombardear la misma con



rayos gamma (Cesio137 ó Cobalto 60), los cuales chocan contra los electrones en la formación, por lo que las partículas gamma pierden energía. Se mide el número de partículas gamma que se devuelve, lo cual es función directa de la densidad de electrones y total de la formación.

Bulk density claramente aumenta con la profundidad a medida que aumenta la compactación y porosidad. Una zona subcompactada conducirá a una tendencia ascendente de la densidad.

Las desventajas de los registros de densidad incluyen:

- Presencia de hidrocarburos, especialmente gas.
- La herramienta es sensible a las condiciones de hoyo y el revoque.
- Pocas veces se corre el registro para toda la sección de pozo.

4.5.4 Porosidad -neutrón

El registro de neutrones mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación. En este caso, la formación es bombardeada con neutrones que pierden energía al chocar con núcleos en la formación. La mayor pérdida de energía se produce cuando un neutrón choca con un átomo de hidrógeno pues son de tamaño similar.

Debido a que el hidrógeno se concentra dentro del fluido de poro, bien sea agua o hidrocarburos, la pérdida de energía es función de la porosidad de la formación.

Donde el gas llena los espacios de poro, la concentración de hidrógeno disminuye y esto conduce al “efecto gas”: una caída importante en el registro de porosidad-neutrón.

Desafortunadamente, la porosidad derivada del registro de neutrones no es un indicador de compactación eficaz o confiable en las lutitas o arcillas, pues la herramienta no puede distinguir entre el fluido de poro o el agua adsorbida (inmóvil dentro de la matriz de arcilla).

Una elevada medición de la porosidad por registro de neutrones en una zona sobrepresurizada puede indicar un elevado contenido de esmectita, donde el origen de la presión es por subcompactación.

4.5.5 Rayos gamma

El registro de rayos gamma se utiliza, fundamentalmente, para la determinación precisa de los tipos litológicos y para la correlación. El registro de rayos gamma mide la radiactividad natural de las rocas mediante la detección de elementos como uranio, torio y potasio

Las areniscas y carbonatos libres de lutita tienen un contenido bajo de radioactividad, lo cual arroja valores gamma bajos. A medida que aumenta el contenido de lutita, el valor para los rayos gamma aumenta debido al contenido radiactivo de la lutita. Sin embargo, incluso una arena limpia puede arrojar valores gamma altos si contiene cierta mineralogía como K-feldespatos, micas, glauconita, etc.

A pesar de esto, el registro de rayos gamma puede ser utilizado para determinar el índice de “arcillosidad”, el cual a su vez se puede usar para determinar la relación de Poisson con una técnica específica que permite determinar los gradientes de fractura de la formación.

$$\text{Índice de “arcillosidad”} = \frac{\text{GRlog} - \text{GRmín}}{\text{GRmáx} - \text{GRmín}}$$

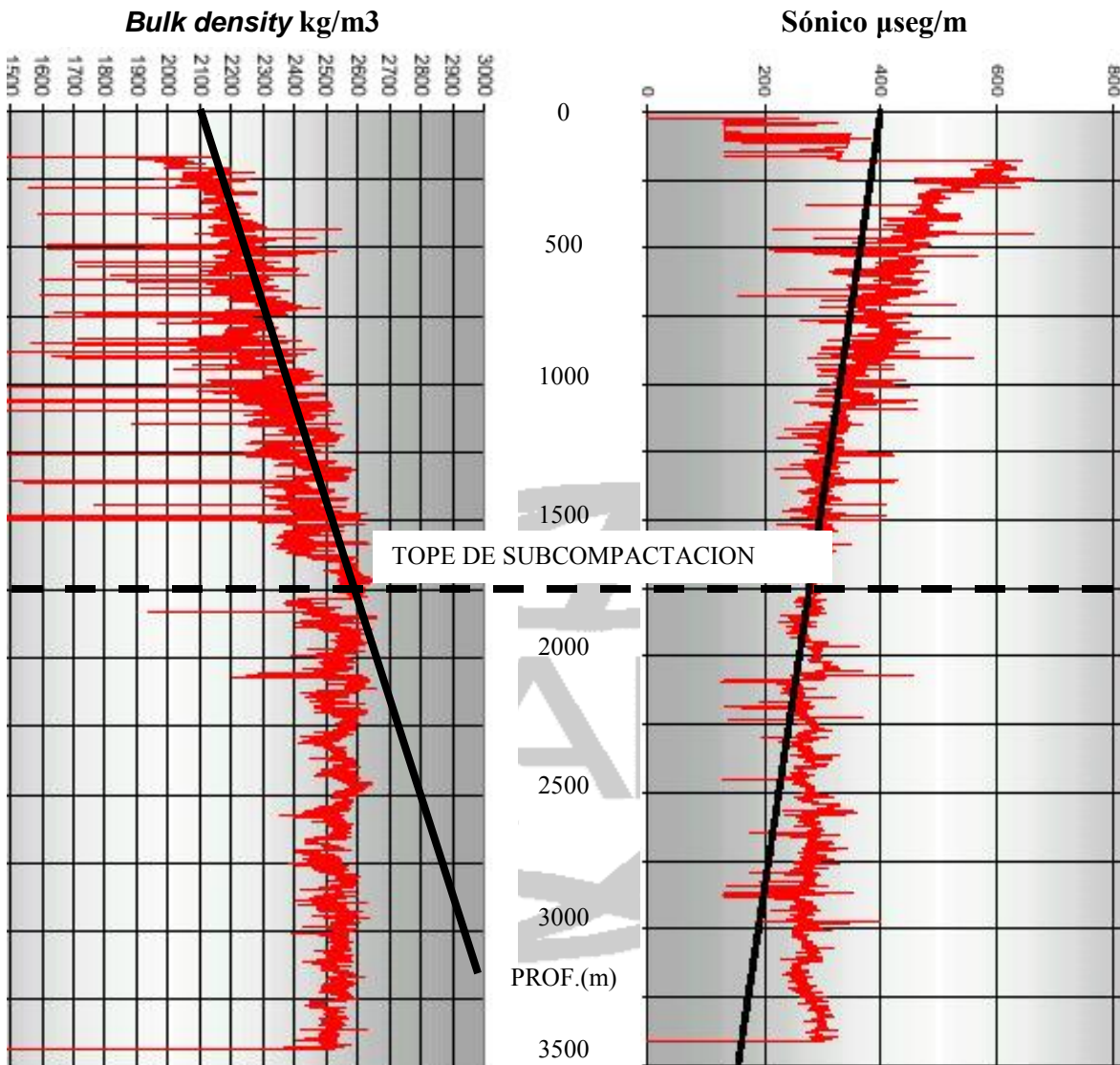
donde GRlog = valor gamma promedio en el intervalo de profundidad seleccionado

GRmín = valor gamma mínimo para una formación o período geológico

GRmáx = valor gamma máximo para una formación o período geológico

Una secuencia gruesa de lutita que ha pasado por condiciones constantes de deposición, tales como enterramiento, compactación y material fuente, estará sometida a una mayor deshidratación con la compactación. Durante el proceso de deshidratación, los iones de potasio adsorbidos sobre las partículas de arcilla no se liberan totalmente, de manera tal que se puede observar, con la profundidad, un aumento en el potasio y, por lo tanto, en los valores gamma. Sin embargo, para su uso como indicador confiable de la presión, el requerimiento de llevar una historia de manera continua no es, generalmente, realista.

4.5.6 Ejemplos de registros con guaya

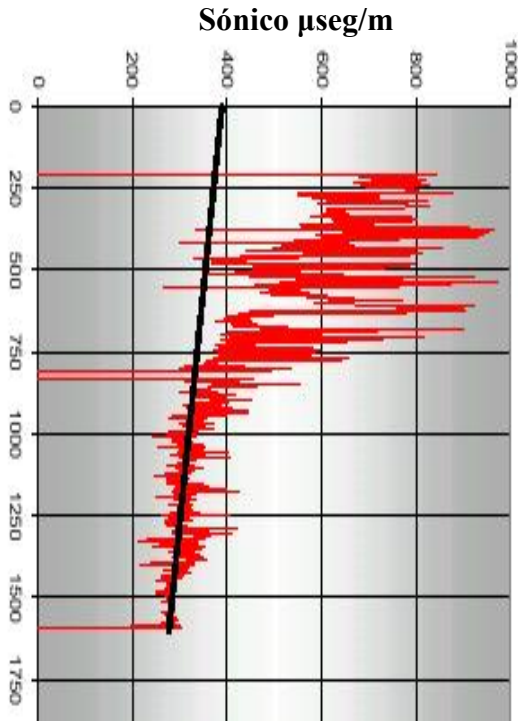


Este ejemplo muestra la correlación entre dos registros indicadores de la porosidad: el de *bulk density* y el sónico.

En primer lugar, *bulk density* a la izquierda muestra un aumento constante, con la profundidad y la compactación, a medida que disminuye la porosidad. En segundo lugar, los tiempos de tránsito sónico indican una disminución constante, con la profundidad, a medida que la porosidad y el contenido de fluido disminuyen con la compactación.

Ambos registros muestran tendencias normales de compactación, con un cambio alrededor de 1750m. Ambos parámetros ahora comienzan a alejarse de la tendencia normal de compactación (con disminución en el de densidad y aumento en el sónico).

Esto marca el tope de una zona subcompactada, donde la porosidad y la presión aumentan con la profundidad. Ambos parámetros muestran valores bastante constantes para el resto del pozo, pero con un diferencial que aumenta de manera uniforme desde NCT, es decir, la subcompactación continúa y aumenta la presión en la transición.



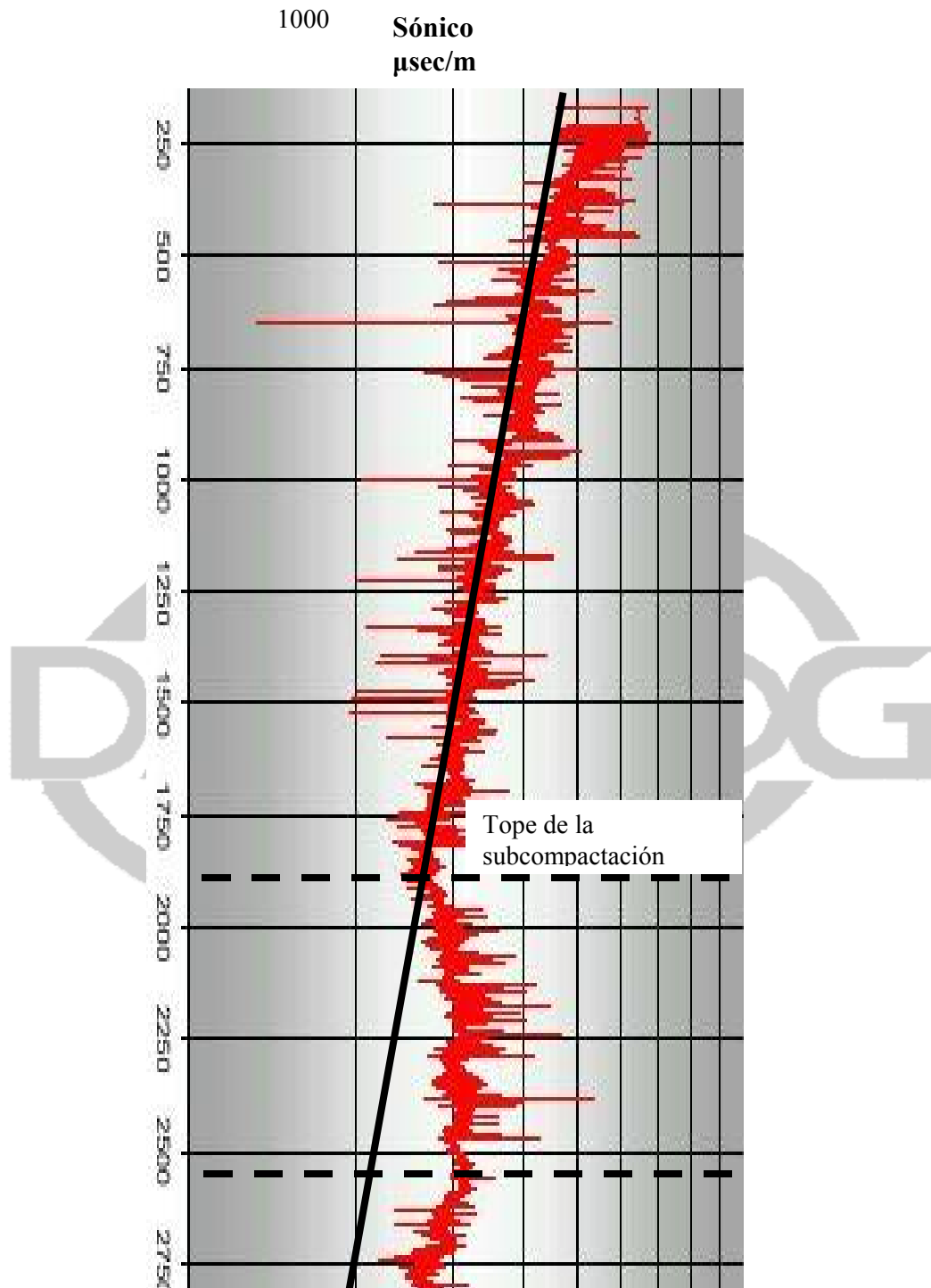
El ejemplo sónico lineal (izquierda) muestra la presencia común de tendencias pobres y erráticas en las arcillas superficiales.

El exponente de perforación también produce tendencias similares en esta situación.

Este registro específico se obtuvo en un ambiente deltáico joven, donde las arcillas en la cuenca sedimentaria aún estaban atravesando procesos de compactación y deshidratación.

Estas arcillas son sumamente blandas, no consolidadas e inundadas de agua, lo cual conduce a tendencias muy pobres.

En las arcillas más antiguas y maduras, que se presentan a partir de unos 900m, donde las arcillas son más consolidadas y deshidratadas, se observa una tendencia más uniforme, que indica la compactación normal.

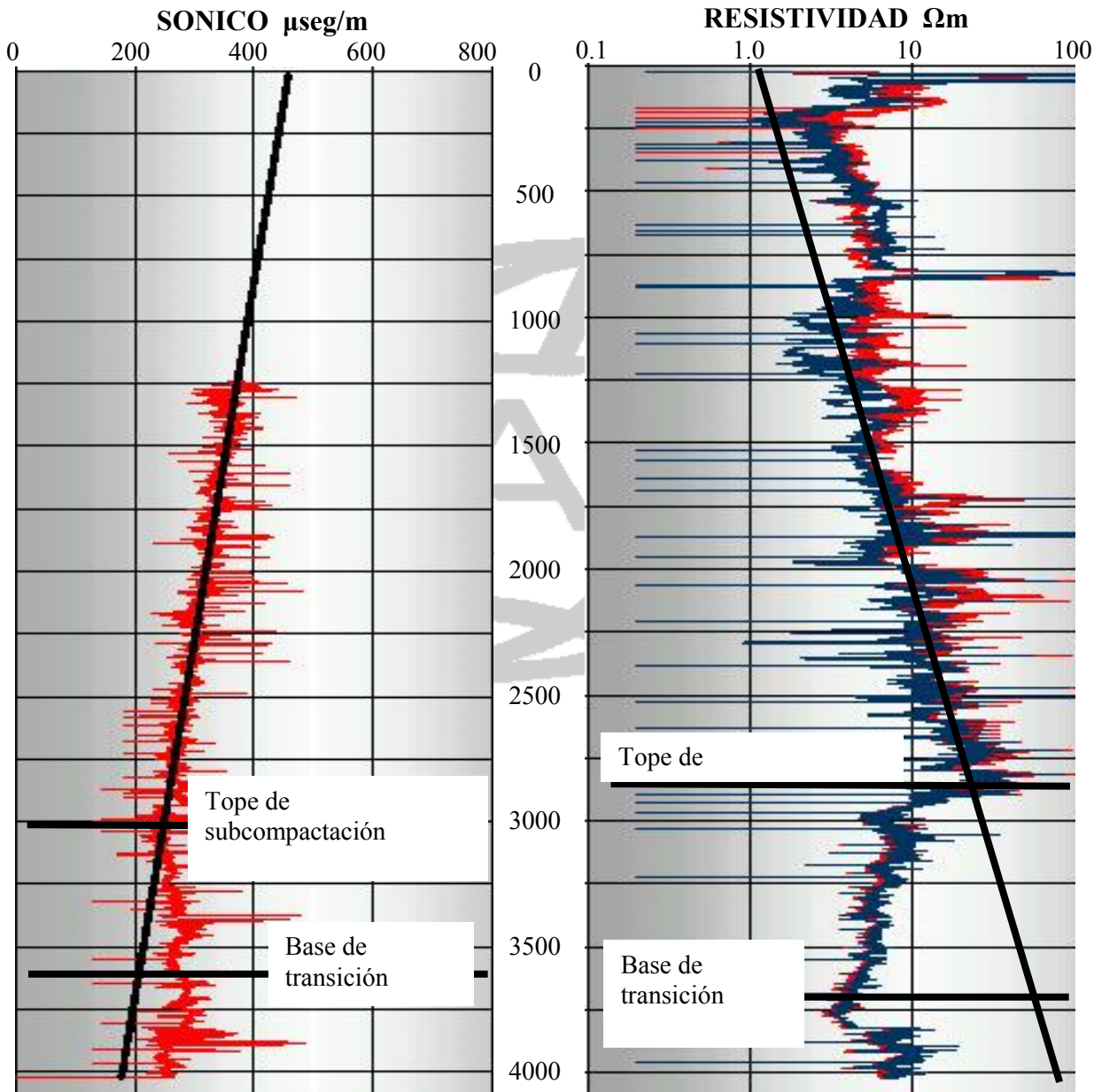


Este registro sónico muestra tendencias típicas asociadas con los cambios de presión.

Si bien la situación no es tan mala como en el ejemplo anterior, observe la tendencia más pobre en los 500 m superiores de las arcillas más superficiales, y NCT se establece por debajo del intervalo.

Alrededor de 1880m, los valores aumentan y se alejan de NCT. Aquí nos encontramos en el tope de una zona de transición, la cual continúa (con los datos sínicos, de la porosidad y temperatura en aumento) hasta una profundidad de 2570m.

Alrededor de 2570m, la tendencia se hace constante y similar (en gradiente) a NCT, con la profundidad. Esta es la zona de sobrepresión constante, y el diferencial de presión se encuentra representado por la separación con respecto a la tendencia NCT establecida.



Este ejemplo muestra como, con el análisis de presiones, podemos acercarnos, pero no llegar, a una correlación exacta. Este es un fenómeno común cuando se utilizan varias fuentes de datos y diferentes parámetros, lo cual demuestra la importancia de analizar todos los datos disponibles.

El registro sísmico y el de resistividad muestran tendencias de compactación razonablemente buenas, una zona de transición y una zona de sobrepresión constante, pero las profundidades no se correlacionan.

En cuanto al tope de la subcompactación/transición – el registro sísmico arroja 3100 m y el de resistividad 2900 m, es decir, una diferencia bastante importante que requiere datos ulteriores para su confirmación.

Base de la transición/tope de sobrepresión – la correlación se aproxima más, pues el sísmico indica 3680 m y el de resistividad, 3750 m.



5. ANALISIS CUANTITATIVO DE PRESIONES

Como se describe en las secciones anteriores, se requieren los pasos y procedimientos siguientes en los cálculos cuantitativos de la presión de formación: -

- | | | |
|----|------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. | Calcular <i>bulk density</i> | A partir de los ripios
A partir de los tiempos de tránsito sónico
A partir de los registros (perfiles) de densidad |
| 2. | Calcular el gradiente de sobrecarga | |
| 3. | Determinar tendencias normales de compactación | Se pueden establecer tendencias para muchos parámetros, si bien la herramienta principal, durante la perforación, es el exponente de perforación corregido.

Se deben establecer tendencias en buenos intervalos de lutita, libres de contaminación.

El registro sónico se puede usar, con frecuencia, para calificar el exponente <i>d</i> corregido (DCexponent), especialmente en el caso de hoyos desviados, mechas PDC etc. |
| 4. | Contemplar cambios de desplazamiento de NCT | Especialmente debido a la litología. También cambios y desgaste de mechas, etc. |

5.1 Técnicas para el cálculo

Existen varios métodos de cálculo diferentes, incluyendo la relación de Eaton y la profundidad equivalente, basados en la comparación de lutitas subcompactadas con lutitas de compactación normal. Esto requiere la determinación exacta de las tendencias normales de compactación como ya se describió, y supone una relación directa entre la porosidad y la presión anormal.

El *método de Eaton* se acepta generalmente como el de más aplicación en la mayoría de las regiones del mundo y, por lo tanto, se utiliza ampliamente en la industria. También se acepta generalmente como el método más preciso cuando se interpretan los datos del exponente de perforación corregido. Datalog utiliza este método.

Los estudios realizados han demostrado que el método de Eaton es el más preciso para las presiones de formación inferiores a 1,4 sg (11,66 lpg emw), mientras que el método de *profundidad equivalente* ha

demostrado ser más exacto para las presiones de formación superiores a 1,4 sg. La ventaja del método de Eaton radica en que se puede modificar, en base a la experiencia regional, para lograr un modelo preciso que se ajuste a la situación específica.

5.1.1 Método de Eaton

Este método (Eaton, 1972, 1975) se puede utilizar para calcular la presión de formación a partir de los parámetros siguientes:

- Velocidad interválrica sísmica
- Exponente de perforación corregido
- Resistividad/conductividad
- Tiempos de tránsito sísmico

El método supone que la relación entre el parámetro observado (es decir, medido), el parámetro normal (es decir, si se grafica en NTC) y la presión de formación depende de los cambios en el gradiente de sobrecarga.

Entonces

- FP = Gradiente de presión de formación (lppc/ft)
- FPn = Gradiente normal de presión de formación (lppc/ft)
- S = Gradiente de sobrecarga (lppc/ft)
- Xo = Parámetro, observado
- Xn = Parámetro, normal

Resistividad
$$FP = S - (S - FPn) \frac{(Ro)^{1.2}}{(Rn)}$$

Exponente de perforación corregido
$$FP = S - (S - FPn) \frac{(DCo)^{1.2}}{(DCn)}$$

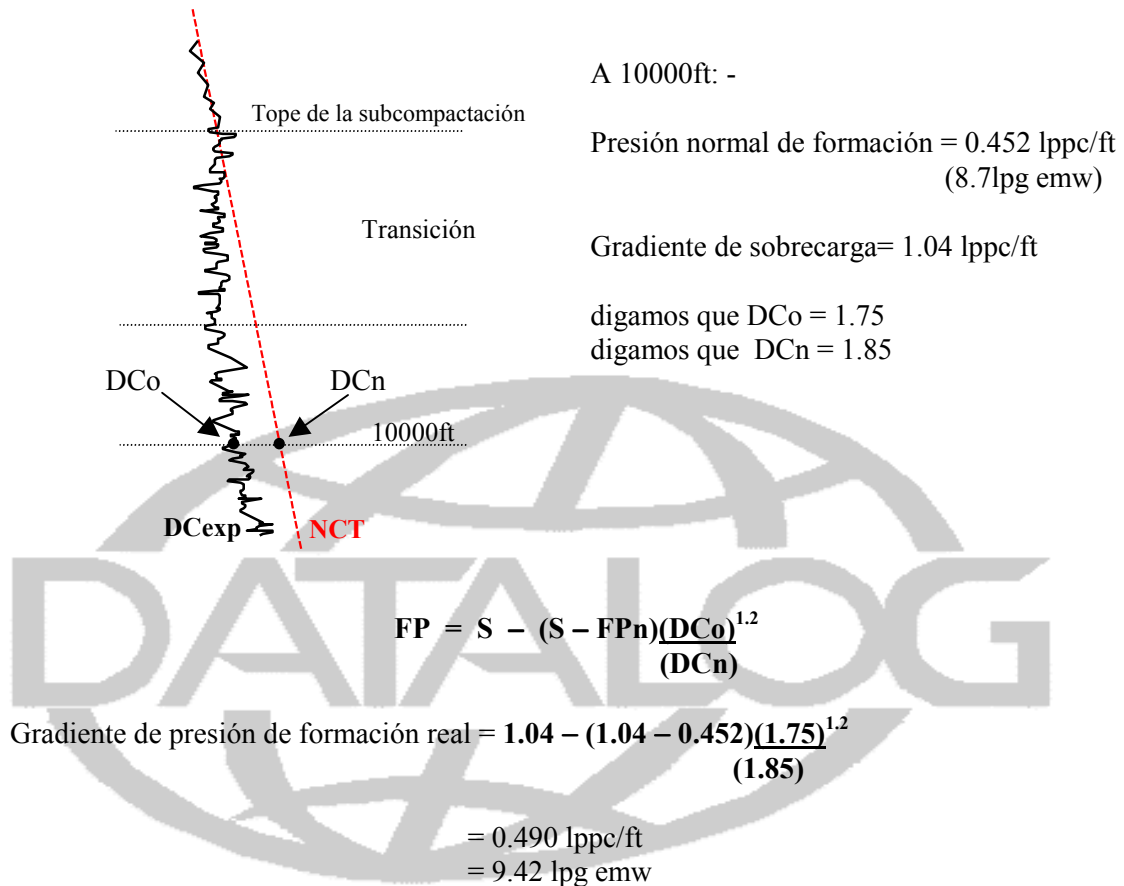
Tiempo de tránsito sísmico
$$FP = S - (S - FPn) \frac{(\Delta Tn)^{3.0}}{(\Delta To)}$$

Conductividad
$$FP = S - (S - FPn) \frac{(Cn)^{1.2}}{(Co)}$$

Ejemplo:

Utilizando como ejemplo la ecuación del exponente de perforación corregido:

Para una profundidad dada, DCn es el valor del exponente que se ubicaría en la Tendencia Normal de Compactación (y que representa el valor que se obtendría con presión de formación normal), mientras que Dco es el exponente calculado para un cierto diferencial de presión.



Los exponentes (en este caso 1.2) son confiables para su uso universal, pero si hay suficientes datos disponibles pueden ser mejorados en base a las características regionales. Por ejemplo, si la presión de formación calculada es mayor que los resultados DST confiables, entonces el valor del exponente se puede ajustar de manera que la presión de formación calculada concuerde con los resultados de prueba.

Cálculo de las líneas de isodensidad

Si bien no es un requerimiento al calcular las presiones de formación a través del software, las líneas de isodensidad son una manera útil de representar gráficamente el exponente de perforación (o un parámetro específico) a lo largo de curvas de pesos equivalentes de lodo en aumento (lo cual representa una creciente presión de formación). Nuevamente, el proceso se basa en la determinación precisa del gradiente de sobrecarga y la tendencia de compactación normal (que representa la línea de isodensidad de la presión de formación normal).

Se utilizan las mismas fórmulas, pero X_o , es decir, el valor observado del parámetro, es el sujeto. Esto representa el valor que ubica la línea de isodensidad para un cierto peso equivalente de lodo a una cierta profundidad.

Nuevamente, tomando como ejemplo el exponente de perforación:

$$DCo = \left[\frac{1.2 \sqrt{(S - FP)}}{(S - FPn)} \right] \times DCn$$

FP representa el valor de la línea de isodensidad que se calcula

DCo representa el valor del exponente donde se graficará la línea de isodensidad

Con los números utilizados en el ejemplo anterior: -

A 10000ft, gradiente de sobrecarga = 1.04 lppc/ft
 presión normal de formación = 0.452 lppc/ft

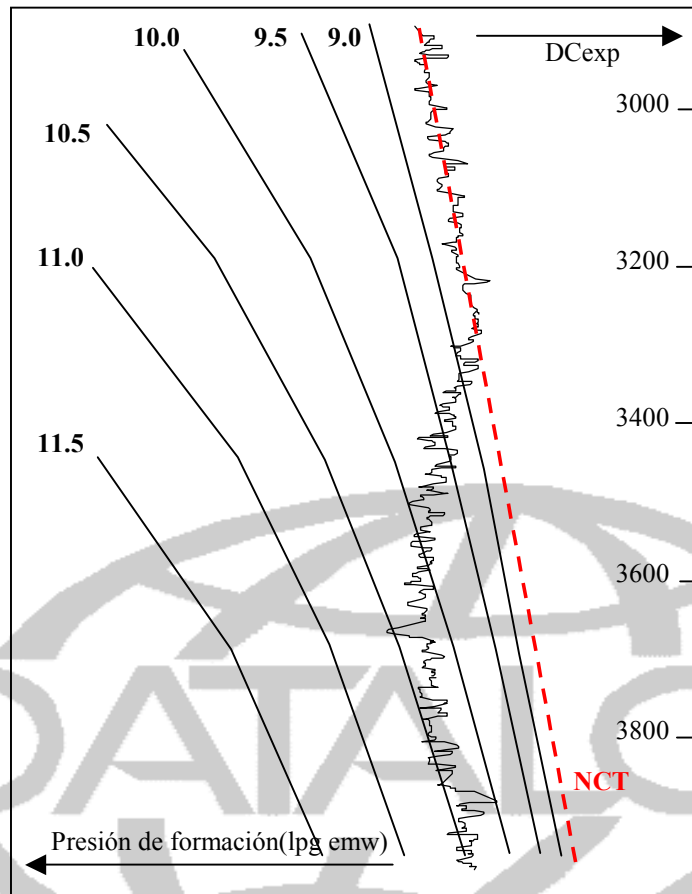
$$DCn = 1.85$$

Ahora vamos a calcular la posición, a 10000ft, para la línea de isodensidad de 10.0 lpg

$$10.0 \text{ lpg emw} = 0.52 \text{ lppc/ft}$$

$$DCo = \left(\frac{1.2 \sqrt{(1.04 - 0.52)}}{(1.04 - 0.452)} \right) \times 1.85 = 1.67$$

Por lo tanto, la línea de isodensidad de 10.0 lpg a 10000 ft se graficará en un valor del “exponente de perforación” de 1.67. Este cálculo debería repetirse para todo un intervalo de profundidad con el fin de obtener una línea de isodensidad completa.



Este tipo de representación gráfica es ideal pues muestra la tendencia del exponente de perforación junto con la Tendencia Normal de Compactación. Con las líneas de isodensidad, cualquier desviación de la tendencia normal se puede observar de inmediato junto con la estimación de la presión de formación (peso equivalente de lodo).

En el ejemplo anterior: -

La presión normal de formación es 8.81 lpg, como muestra el exponente de perforación graficado junto a la NCT.

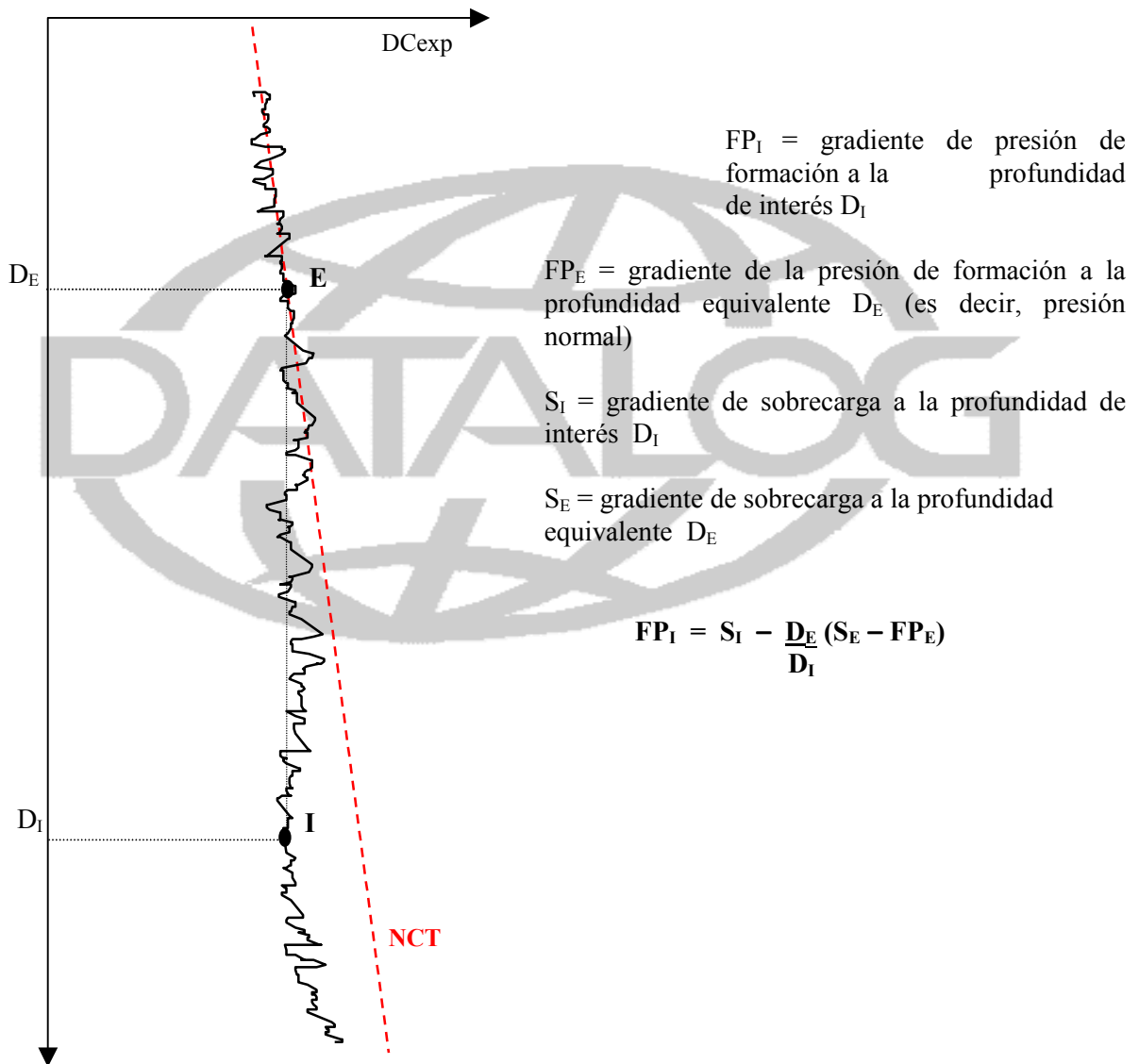
Se puede observar claramente el tope de una zona subcompactada a unos 3200ft, donde el exponente de perforación comienza a alejarse hacia la izquierda. A medida que continúa la desviación, se observa que la presión de formación aumenta gradualmente con la profundidad, para alcanzar 10.4 a 10.5lpg emw alrededor de 3650ft.

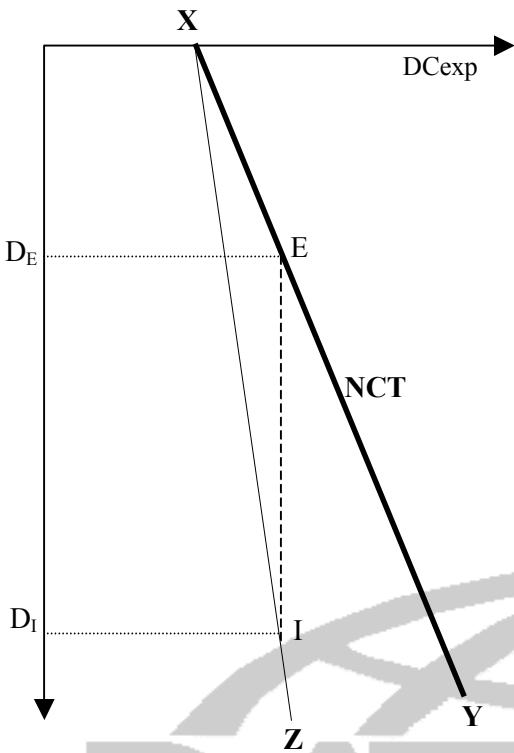
5.1.2 Método de la profundidad equivalente

Como con el método de Eaton, el método de la profundidad equivalente se puede aplicar a todos los parámetros principales. El método supone que cada punto en una lutita subcompactada (I) está asociado con un punto de compactación normal (E) a una profundidad menor, es decir, que la compactación en ambos puntos es idéntica.

En este método, se extrapola el valor del parámetro para una cierta profundidad (D_I) hasta una profundidad (D_E) donde el mismo valor queda en la NCT.

Tomando una tendencia del exponente de perforación como ejemplo: -





Cálculo de las líneas de isodensidad

Extender la tendencia normal de compactación XY hasta el origen del eje de la profundidad X

Seleccionar el punto E sobre la NCT

para el valor de isodensidad seleccionado d_{eqI} , calcular la profundidad D_I con la fórmula::

$$D_I = \frac{0.545 D_E}{1.0 - d_{eqI}}$$

Se supone lo siguiente para las constantes: -

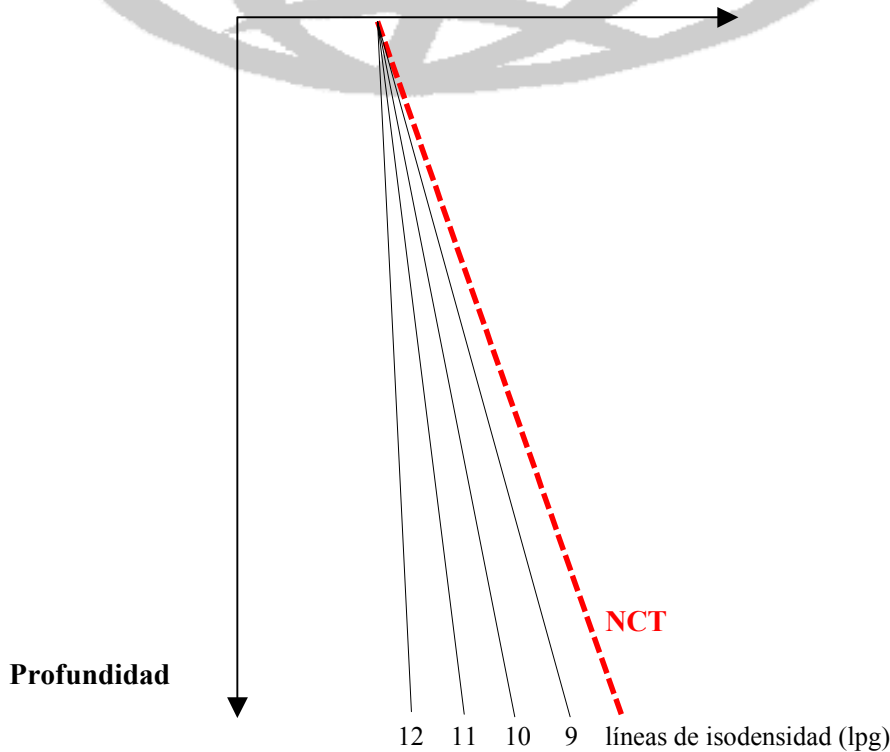
gradiente de sobrecarga = 1.0 lppc/ft (19.2 lpg emw)

presión normal de formación = 0.455 lppc/ft (8.75 lpg emw)

entonces, $0.545 = S - FPn$

Naturalmente, si se dispone de datos más precisos o se conocen los valores reales, entonces éstos son los que deberían utilizarse en la fórmula.

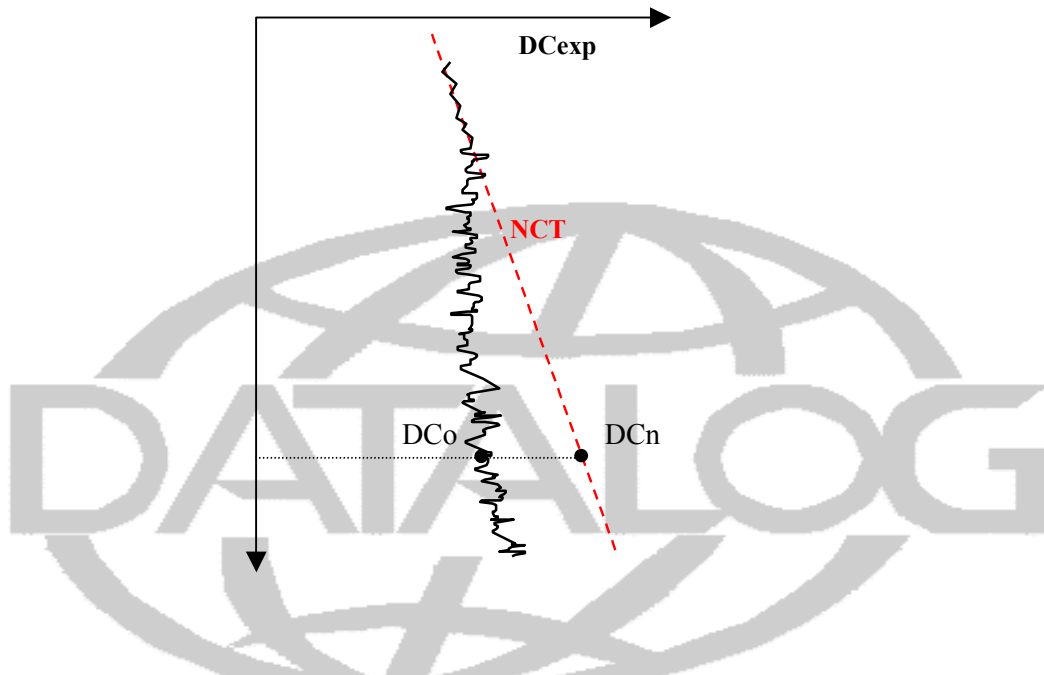
Las líneas de isodensidad generadas mediante el método de la profundidad equivalente serían como sigue:



5.1.3 Método del coeficiente

Este método algunas veces se conoce como el “método de Zamora” y puede utilizarse para todos los indicadores relacionados con la porosidad, tales como el exponente de perforación, sónico, resistividad y densidad.

El método se basa en el principio de que, cuando se observa un diferencial de presión, el aumento de la misma es directamente proporcional al diferencial del parámetro (la diferencia, a una cierta profundidad, entre el parámetro medido y el valor del parámetro si se coloca sobre la NCT a esa profundidad).



La presión de formación (FP) a la profundidad dada, se calcula como sigue: -

$$FP = FPn \times \frac{DCn}{DCo}$$

FPn = presión normal de formación

DCo = parámetro observado

DCn = valor del parámetro si se ubica sobre NCT

6. CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA

Como se explicó en la sección 2.3, el conocimiento del gradiente de fractura de la formación, especialmente en zonas débiles, es esencial al planificar o perforar un pozo.

Ya hemos explicado cómo la formación, en la profundidad previa de la zapata guía del revestimiento, se supone la zona más débil en una sección de hoyo específica (debido a que es la profundidad más somera de esa sección) y cómo determinamos el gradiente de fractura a esa profundidad a través de las pruebas de Fuga o de Integridad de Presión.

Sin embargo, no podemos suponer automáticamente que *necesariamente será* la zona más débil. Las formaciones sumamente porosas, fracturadas o sobrepresurizadas pueden tener un gradiente de fractura menor aunque se encuentren a una mayor profundidad.

Por lo tanto, es importante contar con cálculos precisos del gradiente de fractura, de la misma manera como es importante tener cálculos precisos de la presión de formación.

Un conocimiento preciso del gradiente de fractura permite:

- Planificación de un programa de perforación, profundidades de tubería de revestimiento y pesos máximos del lodo
- Cálculo de la presión anular máxima (MAASP, por sus siglas en inglés) cuando se controla una arremetida
- Cálculo de las tolerancias a las arremetidas durante la perforación
- Estimación de las presiones requeridas para la estimulación mediante el fracturamiento hidráulico

6.1 Aspectos teóricos generales

Para calcular el gradiente de fractura se requiere el conocimiento del componente mínimo del esfuerzo *in-situ* (S_3) que actúa en un cierto punto, debido a que la dirección del esfuerzo mínimo será obviamente la primera que fallará.

La fractura y falla están determinadas por el esfuerzo efectivo (σ), el cual es la diferencia entre el esfuerzo total (es decir, sobrecarga S) y la presión de poro de la formación (FP)

El esfuerzo que soporta la matriz se expresa como:

$$\sigma = S - FP$$

Para el esfuerzo mínimo:

$$\sigma_3 = S_3 - FP$$

El esfuerzo mínimo, S_3 , generalmente se supone que es un componente horizontal, de manera tal que:

$$S_3 = K_3\sigma + FP$$

donde σ = esfuerzo vertical efectivo debido a los sedimentos suprayacentes

K_3 = relación del esfuerzo horizontal efectivo al vertical

Existen varias técnicas y teorías diferentes en el campo del cálculo de los gradientes de fractura. La diferencia principal se basa en la determinación de la relación K_3 .

- K_3 se puede evaluar en base a estudios regionales de las mediciones de fracturas
- K_3 se puede suponer como dependiente de la relación de Poisson (μ) para un material de formación específico. Esto supone que la formación no ha sufrido deformación lateral y siempre se ha deformado elásticamente. Tal supuesto es obviamente injustificado, y estos métodos deben ser manejados con precaución.

Relación entre K_3 y μ :
$$K_3 = \frac{\mu}{1-\mu}$$

6.2 Métodos para los cálculos

6.2.1 Método de Eaton

El método de Eaton (1969) se basa en la teoría establecida por Hubbert y Willis (1957) y supone que la deformación de las rocas es plástica. Partiendo del supuesto que la relación de Poisson y la sobrecarga varían con la profundidad, la relación de Poisson ha de derivarse de los datos regionales para el gradiente de fractura, la presión de formación y el gradiente de sobrecarga.

$$P_{frac} = \frac{(\mu)}{(1-\mu)} \sigma + FP$$

donde P_{frac} = gradiente de fractura
 FP = presión de formación
 σ = sobrecarga- presión de formación
 μ = relación de Poisson

Despejando μ , la relación de Poisson se puede calcular a partir de los datos referenciales, preferiblemente antes de perforar el pozo, con la ecuación siguiente: -

$$\mu = \frac{P_{frac} - FP}{S + P_{frac} - 2FP}$$

La sobrecarga se puede determinar utilizando cualquier fuente de donde se obtiene *bulk density*, como se describió en la sección 2.4. Los gradientes de fractura se pueden tomar de las pruebas de presión en pozos referenciales, situaciones de pérdida de circulación, datos reales de fracturas o cementación forzada, etc

Naturalmente, el inconveniente de este método es que, si los datos referenciales son deficientes, o no están disponibles, entonces la relación de Poisson no se puede determinar. Entonces se puede utilizar un método alternativo para calcular dicha relación.

6.2.2 Relación de Poisson a partir del “índice de arcillosidad”

Anderson et al (1973) utiliza como base el método de Eaton para llegar a la relación de Poisson utilizando el Índice de Arcillosidad (Ish) a partir de los registros de pozo:

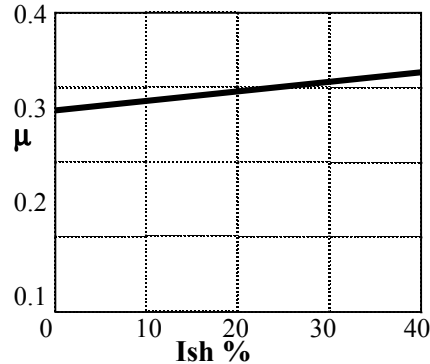
$$Ish = \frac{\varnothing_s - \varnothing_d}{\varnothing_s}$$

donde \varnothing_s y \varnothing_d son las porosidades determinadas a partir de los registros sínicos y de densidad, respectivamente.

La relación de Poisson y el “índice de arcillosidad” se relacionan en la siguiente ecuación:

$$\mu = AIsh + B$$

Las constantes A y B se pueden ubicar en un gráfico de la relación de Poisson en función del índice de arcillosidad (Biot, 1957), como el gradiente y la intersección con el eje y, respectivamente.



$$A = \text{gradiente de la línea} = 0.05/0.4 = 0.125$$

$$B = \text{intersección con el eje } y = 0.27$$

$$\mu = 0.125 \text{ Ish} + 0.27 \quad \text{donde Ish} = \text{índice de arcillosidad}$$

Por lo tanto, para una arena limpia y libre de lutita, por ejemplo, el valor mínimo para la relación de Poisson es 0.27, pues Ish será igual a cero.

Como se muestra en la sección 4.5.5, el índice de arcillosidad se puede determinar a partir de los registros (perfiles) de rayos gamma: -

El valor gamma máximo y mínimo se debe determinar para cada formación o período geológico.

El índice de arcillosidad se puede luego derivar para intervalos dados de profundidad, ej. 10 ó 20m, a partir de: -

$$\text{Ish} = \frac{\text{GRlog} - \text{GRmín}}{\text{GRmáx} - \text{GRmín}}$$

donde GRlog = valor gamma promedio en el intervalo de profundidad seleccionado
 GRmín = valor gamma mínimo para una cierta formación o período geológico
 GRmáx = valor gamma máximo para una cierta formación o período geológico

Con este método, por supuesto, aún tenemos la limitación de requerir datos reales. Si no tenemos un registro de rayos gamma de un pozo referencial, entonces no podemos determinar el índice de arcillosidad para derivar un valor de la relación de Poisson.

6.2.3 Método de Daines

El método de Daines (1980) reconoce el hecho de que, sin datos derivados empíricamente, las técnicas anteriores para los cálculos de fracturas son de utilidad limitada. El método de Daines utiliza las propiedades físicas de las rocas, obtenidas en el laboratorio, para determinar la relación de Poisson y lleva la fórmula de Hubbert y Willis un paso más allá introduciendo una corrección que se basa en el esfuerzo tectónico superimpuesto derivado de una prueba inicial de fuga.

De esa manera, Daines ofrece una técnica para calcular los gradientes de fractura sin el requerimiento de datos referenciales.

A continuación se indican los valores de la relación de Poisson, determinados experimentalmente con pruebas de laboratorio: -

Arcilla		0.17
Arcilla (húmeda)		0.50
Conglomerado		0.20
Dolomita		0.21
Grawaca	- gruesa	0.07
	- fina	0.23
	- media	0.24
Caliza	- fina, micrítica	0.28
	- media, calcarenita	0.31
	- porosa	0.20
	- fosilífera	0.09
	- arcillosa	0.17
	- estilolítica	0.27
Arenisca	- gruesa	0.05
	- gruesa, cementada	0.10
	- media	0.06
	- fina	0.03
	- muy fina	0.04
	- pobre selección, arcillosa	0.24
	- fosilífera	0.01
Lutita	- calcárea	0.14
	- dolomítica	0.28
	- silícea	0.12
	- limosa	0.17
	- arenosa	0.12
	- querogenosa	0.25
Limonita		0.08
Pizarra		0.13

Toba

0.34

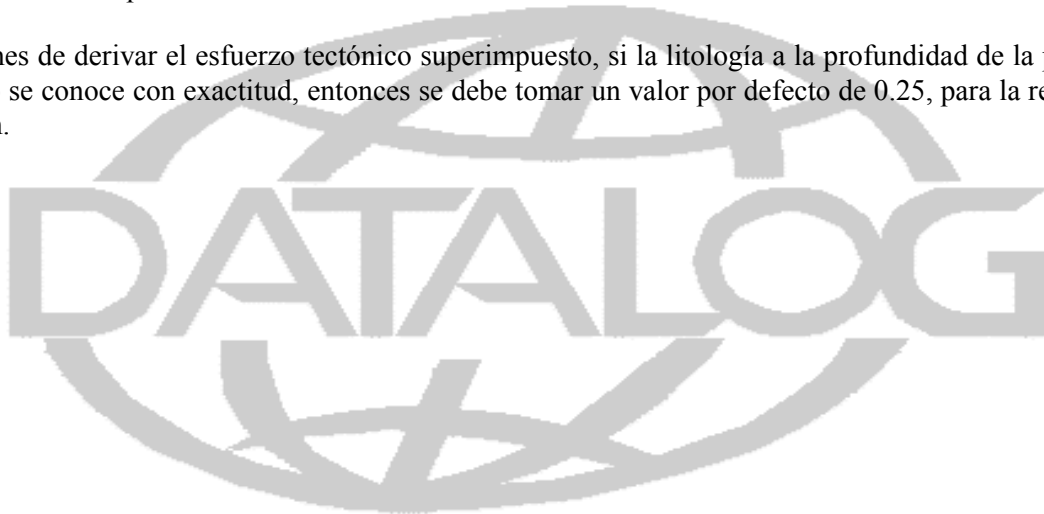
La relación de Poisson basada en la litología se puede incorporar en la fórmula, de manera tal que:

$$P_{frac} = \sigma_t + \frac{(\mu)}{(1-\mu)} \sigma + FP$$

donde σ_t = esfuerzo tectónico superimpuesto

El esfuerzo tectónico superimpuesto, σ_t , se calcula a partir de la primera prueba de fuga, y se supone que permanece constante en todo el pozo. El gradiente de fractura en este punto será el gradiente de fractura derivado de la prueba de fuga (sección 2.3.1). Aquí existe la posibilidad de error, dependiendo de si el valor de la relación de Poisson seleccionado es representativo o no de la litología a la profundidad de la prueba.

Para fines de derivar el esfuerzo tectónico superimpuesto, si la litología a la profundidad de la prueba de fuga no se conoce con exactitud, entonces se debe tomar un valor por defecto de 0.25, para la relación de Poisson.



7. Uso del software QLOG

7.1 Procedimiento general

- Determinar u obtener mediciones de *bulk density*
- Calcular el gradiente de sobrecarga a intervalos periódicos
- Seleccionar el indicador de la tendencia y determinar la Tendencia Normal de Compactación (NCT) para el intervalo dado*
- Calcular la presión de formación *
- Calcular o seleccionar la relación de Poisson apropiada y calcular el gradiente de fractura

* NOTA

La Tendencia Normal de Compactación (NCT) y, por lo tanto, la exactitud de la presión de formación calculada, dependen de la interpretación del ingeniero. Antes de seleccionar la NCT, el ingeniero debe haber obtenido un estimado de la presión de formación tomando en consideración cambios en todos los parámetros, tales como tendencias de gas, gases producidos, tendencias de temperatura, densidad de la lutita, etc. El software no puede hacer todo esto por sí solo.

En otras palabras, el software se puede utilizar para realizar el trabajo duro de los cálculos propiamente dichos, pero éstos solamente confirman las conclusiones ya elaboradas por el ingeniero.

7.2 Programa de sobrecarga

Para poder calcular la presión de formación y el gradiente de fractura, ya hemos explicado que se debe conocer o haber calculado el gradiente de sobrecarga. El programa de sobrecarga calcula este gradiente para cada intervalo del registro (perfil) y lo actualiza en su base de datos.

El programa se puede correr directamente de la línea de comandos sin necesidad de que el usuario ingrese ningún valor. Sin embargo, la **primera vez** que se corre el programa se debe utilizar el comando **overburd +m** (m= manual), el cual nos permite especificar las profundidades inicial y final y es, de hecho, la versión del programa que se corre desde el menú QLOG.

El gradiente de sobrecarga se calcula a partir de *bulk density*. Por lo tanto, se deben tener valores para *bulk density*, en cada registro de la base de datos, ingresados en la columna de referencia **JW**. Estos datos pueden ser importados de los datos para pozos referenciales obtenidos con guaya o medidos por el personal de *mud logging* en el sitio del pozo.

Si no existen valores de *bulk density* para cada registro en la base de datos, Ud. debe llenar, o copiar los valores en los registros en blanco. Cada registro *debe* tener un valor de *bulk density* para que se pueda realizar el cálculo de la sobrecarga.

Al correr el programa por primera vez: -

- Asegúrese de que el valor para *bulk density* en la tabla del equipo esté en cero y que la columna de *bulk density* en la base de datos tenga valores para cada registro en el intervalo requerido.

Por favor OBSERVE que existirá un problema de exactitud si la base de datos no se inicia desde la superficie, es decir, si nos encontramos en una etapa intermedia del pozo.

Por ejemplo, si la base de datos se inicia en 2000 m y la primera medición de *bulk density* es 1.95 gr/cc, entonces esa densidad se supondrá para todos los primeros 2000 m en base a un gradiente inicial de sobrecarga de 1950 kg/m³ emw. Obviamente, esto es inexacto, pues tiende a ser más bien elevado ya que no contempla que *bulk density* puede aumentar desde un valor bajo en la superficie hasta 1.95 a 2000m.

Si existen datos obtenidos con guaya, entonces debemos tratar de calcular el gradiente inicial de sobrecarga de la manera más precisa que sea posible. Luego se ingresará este valor, como una densidad equivalente, en la columna de *bulk density* para el primer registro.

Por ejemplo, si la sobrecarga para 2000 m se calculó en 1700 kg/m³, entonces se debe ingresar 1.70 gr/cc en el primer registro de *bulk density*.

- Ingrese el comando **overburd +m**, ó inicie el programa desde el menú QLOG.

- Ingrese su profundidad inicial como el punto de partida de la base de datos. Su profundidad final debería ser la profundidad del último valor de *bulk density* ingresado en la base de datos.
- Seleccione la posibilidad de actualizar el archivo del equipo y la base de datos después del cálculo. Una vez que esté listo el cálculo, la tabla del equipo se actualizará automáticamente con *bulk density* (equivalente para la sobrecarga calculada actual), que después se utilizará para los cálculos subsiguientes en tiempo real.
- Al realizar cálculos hasta el final de la base de datos habremos calculado más allá de la profundidad final ingresada.
- **Presione F5** para leer los valores de *bulk density* de la base de datos.
- **Presione F7** para calcular el gradiente de sobrecarga. Si Ud. no selecciona actualizar la base de datos, el programa simplemente mostrará el resultado final calculado para la profundidad final actual.

Una vez que termina la primera corrida de cálculos (como se explicó antes), el programa debe ser utilizado a intervalos periódicos durante la perforación. Esto se realiza desde una línea de comando con **overburd**. El cálculo será automático: no es necesario ingresar las profundidades manualmente, pues el programa automáticamente continúa trabajando a partir de la profundidad del último cálculo.

Aún mejor, el técnico de perfilaje puede configurar el sistema para que el programa corra automáticamente a intervalos de tiempo pre-determinados, utilizando la facilidad de configuración de intervalos **cron** (consultar QLOG Avanzado).

Si Ud. desea recalcular para toda la base de datos, corra el programa como en los primeros dos pasos anteriores utilizando la opción **overburd +m**.

7.3 Programa de sobrepresiones

Este programa le permite calcular la presión de formación y el gradiente de fractura. Antes de utilizarlo, el usuario debe conocer bien primero la teoría y técnicas del análisis de las presiones anormales.

El programa requiere de cierta información antes de comenzar.

Para calcular la **presión de formación**(*Formation Pressure*): -

- Se debe calcular el gradiente de sobrecarga para el intervalo de profundidad
- La presión normal de formación para la región se debe ingresar en la tabla del equipo.

El usuario puede determinar una Tendencia Normal de Compactación (NCT) en base al exponente de perforación corregido.

El cálculo para el **gradiente de fractura** (*Fracture Gradient*) se basa en el gradiente de sobrecarga calculado y la presión de formación calculada, junto con la relación de Poisson apropiada.

Estos cálculos se realizan “*offline*” para un intervalo de profundidad ya perforado. Una vez que los cálculos están listos, la relación de Poisson (*Poisson's Ratio*), junto con la pendiente de presión (*Pressure Slope*) y la desviación (*Offset*) (con relación a la Tendencia Normal de Compactación), se escriben automáticamente en la tabla del equipo permitiendo el cálculo en tiempo real de la presión de formación y el gradiente de fractura

El parámetro más comúnmente utilizado para determinar la Tendencia Normal de Compactación es el exponente de perforación corregido (Dcexp), a través de la fórmula de Jordan y Shirley. Las limitaciones de este parámetro, sin embargo, deben ser reconocidas. Generalmente sólo se puede determinar una tendencia de manera precisa para la lutita o piedra arcillosa homogénea.

Los cambios en la hidráulica, la formación, el tipo de mecha, su tamaño y desgaste, todos causarán cambios en la tendencia de DCexp. Siempre considere DCexp junto con los cambios en las características de los ripios, la temperatura del lodo y la resistividad, el gas de conexión, el gas de fondo, el torque y arrastre de la sarta de perforación, etc.

Como se indicó anteriormente, el ingeniero debe haber evaluado previamente estos parámetros y determinado dónde la presión de formación es normal, dónde deja de serlo y cuál es la nueva presión de formación probable, antes de proceder a usar el software.

En base a esta evaluación, la selección de NCT depende totalmente del ingeniero. Esto determinará los cálculos de presión que realizará el software, de manera tal que el mismo debe ser utilizado de forma que se realicen los cálculos que el ingeniero considera correctos.

Para utilizar el programa:

En primer lugar, seleccione NCT utilizando el gráfico: -

- **Seleccione el parámetro** que Ud. desea utilizar para la línea de tendencia, en el primer menú-usualmente DCexp.
- Para las profundidades inicial y final (**Start and End Depths**) del intervalo para el cual Ud. desea actualizar los cálculos, ingrese el valor de la tendencia normal de compactación NCT (**Normal Compaction Trend**) (este valor se determina en la escala de la fuente, es decir, DCexp). Utilice inicialmente valores “provisionales”, pues Ud. probablemente tendrá que repetir el procedimiento varias veces antes de tener la tendencia normal de compactación exactamente en la posición donde desea. La profundidad total será aquella hasta la cual los datos se calcularon y actualizaron, de manera tal que debe extrapolar su tendencia si Ud. se encuentra en una zona de transición. De esta manera obtendrá las presiones calculadas dentro de esa zona.
- **Ingrese ahora las profundidades inicial y final del gráfico** (que en la mayoría de los casos serán las mismas que las profundidades inicial y final de NCT), y las **escalas horizontales del gráfico** (es decir, el peso equivalente del lodo; usualmente se deja el valor por defecto 800 a 2500 kg/m³ EMW).
- Seleccione el método de cálculo, **Eaton ó Zamora** (también conocido como el método del coeficiente). El método que se recomienda es el de Eaton.
- ANTES de calcular y actualizar la base de datos, seleccione **F8 para obtener un gráfico superpuesto** - éste es un gráfico de DCexp junto con la tendencia normal de compactación que Ud. seleccionó y que se denomina **overlay.plot**, al cual se llega desde los gráficos Reports-XYZ. Es posible que Ud. tenga que seleccionar nuevamente los valores inicial y final de su tendencia antes de sentirse completamente satisfecho con esta ubicación.

Una vez que esté satisfecho con la ubicación de la tendencia normal de compactación, ya está listo para realizar los cálculos del gradiente de fractura y presión:

- Ingrese la **relación de Poisson**. Esta solamente se utiliza en el cálculo del gradiente de fractura y debería ser un valor basado en la profundidad y determinado a partir de datos referenciales utilizando la sobrecarga, la presión de formación y el gradiente de fractura (ver sección 6.2.1, método de Eaton). Si Ud. no cuenta con estos datos a su disposición, entonces debería utilizar las relaciones determinadas litológicamente que se muestran en el archivo de ayuda y en este manual (sección 6.2.3, método de Daines).

Observe que el software QLOG calcula el gradiente de fractura con la fórmula de Eaton y, por lo tanto, no toma en consideración el esfuerzo tectónico superimpuesto que requiere el método de Daines. Si Ud. selecciona relaciones de Poisson basadas en la litología, por carecer de datos referenciales, entonces necesita corregir manualmente el gradiente de fractura calculado. En primer lugar, calcule el esfuerzo tectónico superimpuesto a partir de la primera prueba de fuga, como se describió. En segundo lugar, exporte el gradiente de fractura obtenido a una hoja de cálculo y agregue a cada registro el esfuerzo tectónico superimpuesto. Finalmente, importe nuevamente el gradiente de fractura modificado a la base de datos QLOG.

- Seleccione **Average Size** (tamaño promedio). Por ejemplo, si su base de datos era para intervalos de un metro, y Ud. seleccionó un promedio de 10, los datos calculados para cada registro en la base de datos se promedian para los 10 registros previos anteriores.
- Seleccione **Interval Size** (tamaño de intervalo). Esto no afecta los datos calculados en la base de datos, pero determina la frecuencia de los puntos de datos en el gráfico. Si se seleccionó 10, por ejemplo, solamente cada 10mo. registro pasará al gráfico. Esto significa que el gráfico XYZ que se genere (hay una capacidad limitada de memoria) puede aceptar un intervalo de profundidad mayor.
- Seleccione si desea actualizar la base de datos y la tabla de equipo (**Update Database and Equipment Table**). Obviamente, todas las presiones de formación y gradientes de fractura calculados se escribirán en la base de datos, y los siguientes parámetros se incorporarán a la tabla del equipo para permitir los cálculos en tiempo real: -

Relación de Poisson

Pendiente de presión y desviación (con respecto a la tendencia normal de compactación)

- Calcular hasta el final de la base de datos. Aquí se calcula más allá de la profundidad final (*End Depth*) seleccionada.
- Presione **F7 para realizar los cálculos**. De esta manera se actualiza su base de datos y tabla del equipo y se genera un gráfico del perfil de presión- presión de formación y gradiente de fractura en función de la profundidad, denominado **press.plot**

OBSERVE que los parámetros en la tabla del equipo permiten que se realicen cálculos en tiempo real de la presión de formación y el gradiente de fractura en base a la tendencia normal de compactación. Si se produce un desplazamiento lateral en esta tendencia, originado por factores tales como cambios de la litología, de la mecha, la hidráulica, etc., entonces Ud. puede modificar la desviación de presión con el fin de obtener cálculos precisos en tiempo real. Esta facilidad solamente debe utilizarse para estos tipos de desplazamientos de la tendencia, y no para cambios en el exponente de perforación debido a modificaciones de la presión de formación (es decir, no cambie la pendiente de presión)

Ud. solamente puede cambiar la desviación de la presión, lo cual efectivamente causa el desplazamiento de la tendencia normal de compactación, si sabe a ciencia cierta cuál es su presión de formación (esto se logra con la experiencia y considerando todos los indicadores de presión presentes). Por lo tanto, Ud. puede alterar la desviación de la presión para obtener los cálculos en tiempo real que desea.

Si Ud. tiene una secuencia litológica interestratificada, con arena y lutita, por ejemplo, entonces su tendencia normal de compactación se desplaza para cada cambio litológico. Por lo tanto, es prácticamente imposible mantener cálculos en tiempo real exactos. En tal situación, con el fin de poder contar con información precisa a la disposición de ingenieros y geólogos, puede ser recomendable utilizar las facilidades de “*override*” (ingreso de datos por el usuario) en la tabla del equipo.

7.3.1 NCT múltiples

Para fines de cálculo, los intervalos se deben calcular utilizando una sola NCT. Sin embargo, si Ud. está generando gráficos superpuestos para un informe final de pozo, entonces se pueden seleccionar tendencias múltiples.

Esto puede deberse a varias razones: -

Cambios de desplazamiento debido a: cambios de mecha
 cambios en el tamaño del hoyo
 cambios en la hidráulica o parámetros de perforación
 discordancias (que también pueden producir un gradiente de NCT diferente)

Se pueden seleccionar varias tendencias editando el archivo de datos de gráfico **/datalog/plots/data/trend.dat**, el cual usualmente contiene las profundidades inicial y final además de los valores NCT que Ud. seleccionó en el programa de sobrepresión. Para secciones adicionales de tendencias, simplemente añada las profundidades y valores NCT que se requieran:-

50	1.26	
350	1.42	#NCT 1, 50 a 350m
350	1.56	
700	1.68	#NCT 2, 350 a 700m
700	1.44	
1100	1.60	#NCT 3, 700 a 1100m

Recuerde que esta facilidad puede ser muy útil para generar gráficos detallados para los informes finales de pozo, pero no se puede utilizar con fines de cálculo.

8. EJERCICIOS

Ejercicio 1 Cálculos del gradiente

1. Convertir las siguientes densidades de lodo en gradientes de presión: -

- a. 9.5 lpg (lppc/ft)
- b. 12.6 lpg (lppc/m)
- c. 1.8 sg (lppc/m)
- d. 1055 kg/m³ (KPa/m)
- e. 1250 kg/m³ (KPa/m)

2. ¿Qué presión hidrostática se ejerce cuando se tienen las siguientes densidades de lodo a las profundidades dadas?

- a. 13.2 lpg a 7500 ft (lppc)
- b. 10.5 lpg a 2300 m (lppc)
- c. 1.45 sg a 5000 ft (lppc)
- d. 1150 kg/m³ a 4000m (KPa)

3. ¿Qué densidad del lodo compensaría las siguientes presiones de formación?

- a. 4000 lppc a 5000 ft (lpg)
- b. 4000 lppc a 7000 ft (lpg)
- c. 6500 lppc a 4000 m (lpg)
- d. 6500 lppc a 3000 m (lpg)
- e. 40000 KPa a 3000 m (kg/m³)
- f. 40000 KPa a 4000 m (kg/m³)

Ejercicio 2 Cálculos del gradiente de sobrecarga

A partir de la tabla, realice el cálculo del gradiente de sobrecarga.

Intervalo	Espesor (m)	Av ρb (gr/cc)	Pres. sobrecarg. intervalo (KPa)	Pres. sobrecarg. acumulada (KPa)	Gradiente sobrecarg. (KPa/m)	Grad EMW (kg/m ³)
0 - 50	50	1.25	613	613	12.26	1250
50 - 200	150	1.48	2178	2791	13.95	1422
200 - 300	100	1.65	1619	4410	14.70	1498
300 - 400	100	1.78	1746	6156	15.39	1569
400 - 500			1.83			
500 - 600			1.89			
600 - 750			1.95			
750 - 850			1.99			
850 - 900			1.96			
900 - 1000			2.02			

Ejercicio 3 Cálculos del gradiente de sobrecarga

Complete la tabla para los siguientes cálculos del gradiente de sobrecarga:

Intervalo (ft)	<i>Bulk density</i> (gr/cc)	Presión sobrecarg. intervalo (lppc)	Presión acumulada (lppc)	Gradiente sobrecarg. (lppc/ft)	Gradiente sobrecarg. EMW (lpg)
0 - 50	1.05				
50 - 100	1.20				
100 - 200	1.29				
200 - 300	1.36				
300 - 400	1.40				
400 - 500	1.46				
500 - 600	1.53				
600 - 700	1.55				
700 - 800	1.59				
800 - 900	1.64				
900 - 1000	1.69				
1000 - 1100	1.67				
1100 - 1200	1.75				
1200 - 1300	1.78				
1300 - 1400	1.77				
1400 - 1500	1.80				

Grafique los valores calculados, en función de la profundidad, para producir un perfil de gradiente de sobrecarga .

Ejercicio 4 Tolerancia a las arremetidas

Utilice los siguientes perfiles e información de pozo:

Profundidad de hoyo 4000m TVD
Tamaño de hoyo 216mm
Peso de lodo actual 1500 kg/m³

Prof. zapata 3000m TVD
Pfrac 1850 kg/m³ emw

300m de portamechas (*drillcollars*) 165mm
Capacidad anular tub. perf/hoyo desnudo= 0.01525 m³/m
Tub. de perforación 127mm
Capacidad anular tub. perf/hoyo desnudo = 0.02396 m³/m

Influjo de gas, densidad 250 kg/m³

1. ¿Cuál es la altura máxima del influjo de gas que se puede controlar, de manera segura, sin fracturar la zapata?
2. ¿Cuál es el volumen anular alrededor de los portamechas?
3. Para la altura máxima del influjo, ¿cuál es el volumen máximo de influjo?
4. ¿Cuál es la tolerancia a las arremetidas, suponiendo un influjo líquido?
5. ¿Cuál es la tolerancia a las arremetidas para un influjo de gas que alcanza el tope de los portamechas?
6. Grafique la tolerancia a las arremetidas en función del volumen de influjo.
7. Suponiendo una arremetida líquida, ¿cuál es la máxima presión de formación (emw) que puede controlarse, de manera segura, sin fracturar la zapata?
8. A partir del gráfico, dado un influjo de gas de 5 m³, ¿cuál es la presión máxima de formación que se puede controlar de manera segura?
9. Determine la altura de un influjo de 5 m³ y luego verifique la respuesta a la pregunta 8 utilizando la fórmula.

Ejercicio 5

Utilizando el gradiente de sobrecarga calculado en el ejercicio 3 y el siguiente gráfico del exponente de perforación corregido, realizar las tareas siguientes.

Suponer que la presión normal de formación es 8.7 lpg emw, con un gradiente de presión de 0.452 lppc/ft.

1. Suponiendo que el intervalo total de profundidad comprende una lutita homogénea, ubicar una línea para la tendencia normal de compactación (NCT).

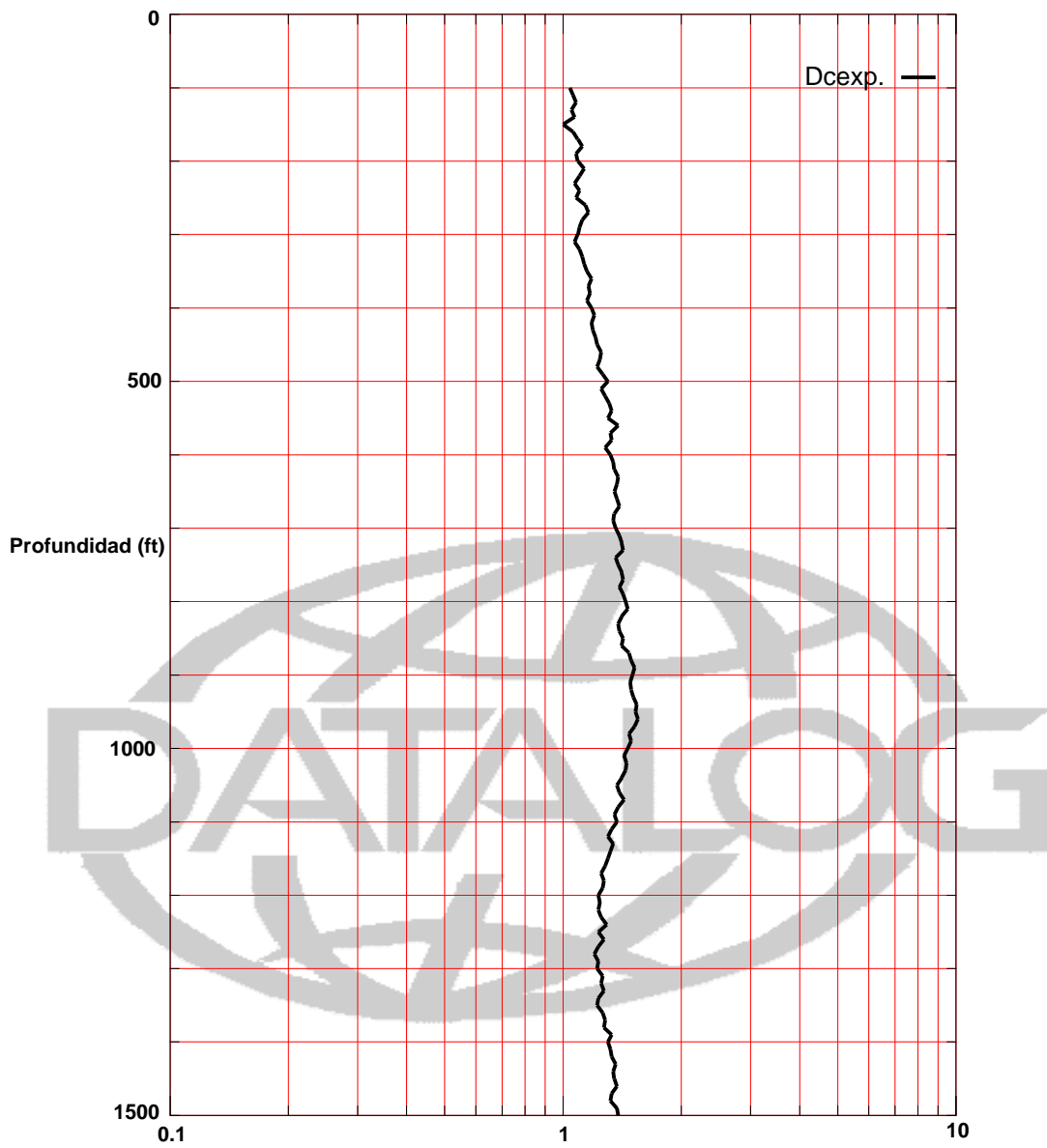
2. Utilizando los valores siguientes del exponente de perforación que se encuentran en la línea de NCT, calcular y ubicar las líneas de isodensidad para las presiones de formación equivalentes 9.0, 9.5 y 10.0 lpg.

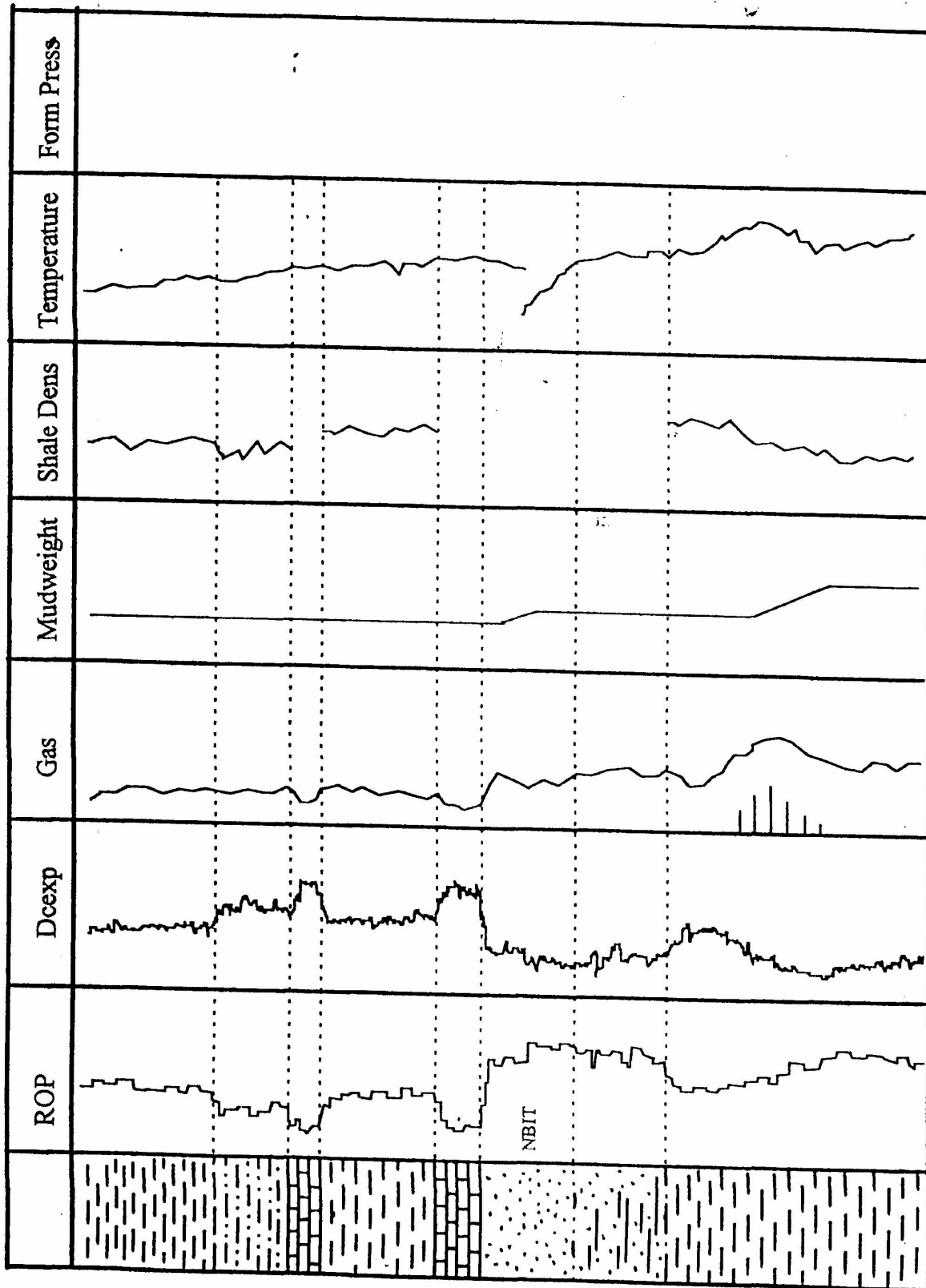
Profundidad	Exponente de perforación "normal"
100	1.04
200	1.09
300	1.15
600	1.32
900	1.51
1200	1.74
1500	2.00

Ejemplo 9.0lpg (0.468 lppc/ft) línea de isodensidad a 100ft: -

$$DCo = \frac{(\sqrt[1.2]{(0.487 - 0.468)})}{(0.487 - 0.452)} \times 1.04 = 0.625$$

3. Verificar la posición de estas líneas de isodensidad calculando la presión de formación a 1200 ft.





Apéndice Respuestas a los ejercicios

Ejercicio 1

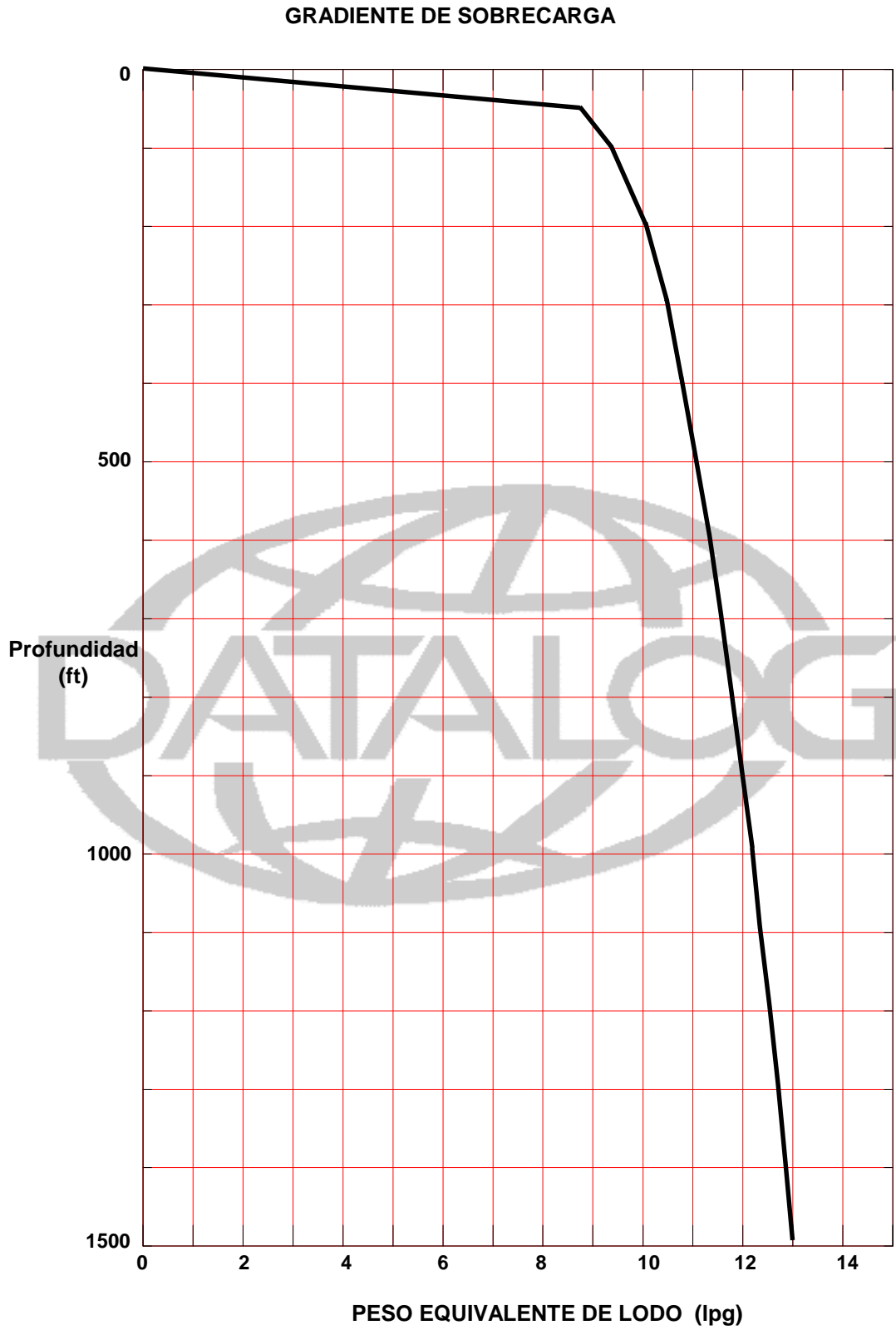
- | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>1. a. 0.494 lppc/ft
b. 2.150 lppc/m
c. 2.557 lppc/m
d. 10.35 KPa/m
e. 12.26 KPa/m</p> <p>2. a. 5148 lppc
b. 4120 lppc
c. 3139 lppc
d. 45126 KPa</p> | <p>3. a. 15.38 lpg
b. 10.99 lpg
c. 9.53 lpg
d. 12.7 lpg
e. 1359 kg/m³
f. 1019 kg/m³</p> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Ejercicio 2

Intervalo de profundidad	Presión del intervalo KPa	Presión acumulada KPa	Grad. de sobrecarga KPa/m	Peso de lodo equivalente kg/m ³
400 – 500	1795	7951	15.90	1621
500 – 600	1854	9805	16.34	1666
600 – 750	2869	12674	16.90	1723
750 – 850	1952	14626	17.21	1754
850 – 900	961	15587	17.32	1766
900 – 1000	1982	17569	17.57	1791

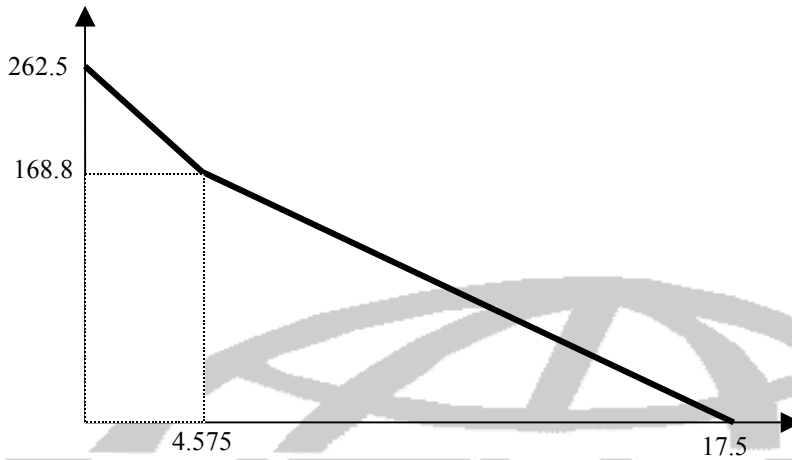
Ejercicio 3

Intervalo de profundidad	Presión del intervalo (lppc)	Presión acumulada (lppc)	Grad. de sobrecarga (lppc/ft)	Peso de lodo equivalente (lpg)
0 – 50	22.73	22.73	0.455	8.74
50 – 100	25.98	48.71	0.487	9.36
100 – 200	55.86	104.57	0.523	10.05
200 – 300	58.89	163.46	0.545	10.48
300 – 400	60.62	224.08	0.560	10.77
400 – 500	63.22	287.30	0.575	11.05
500 – 600	66.25	353.55	0.589	11.33
600 – 700	67.11	420.66	0.601	11.56
700 – 800	68.85	489.51	0.612	11.77
800 – 900	71.01	560.52	0.623	11.98
900 – 1000	73.18	633.70	0.634	12.19
1000 - 1100	72.31	706.01	0.642	12.34
1100 - 1200	75.77	781.78	0.651	12.53
1200 - 1300	77.07	858.85	0.661	12.70
1300 - 1400	76.64	935.49	0.668	12.85
1400 - 1500	77.94	1013.43	0.676	12.99



Ejercicio 4 Tolerancia a las arremetidas

1. 840m
2. 4.575m³
3. 17.513m³
4. 262.5 kg/m³
5. 168.8 kg/m³
- 6.



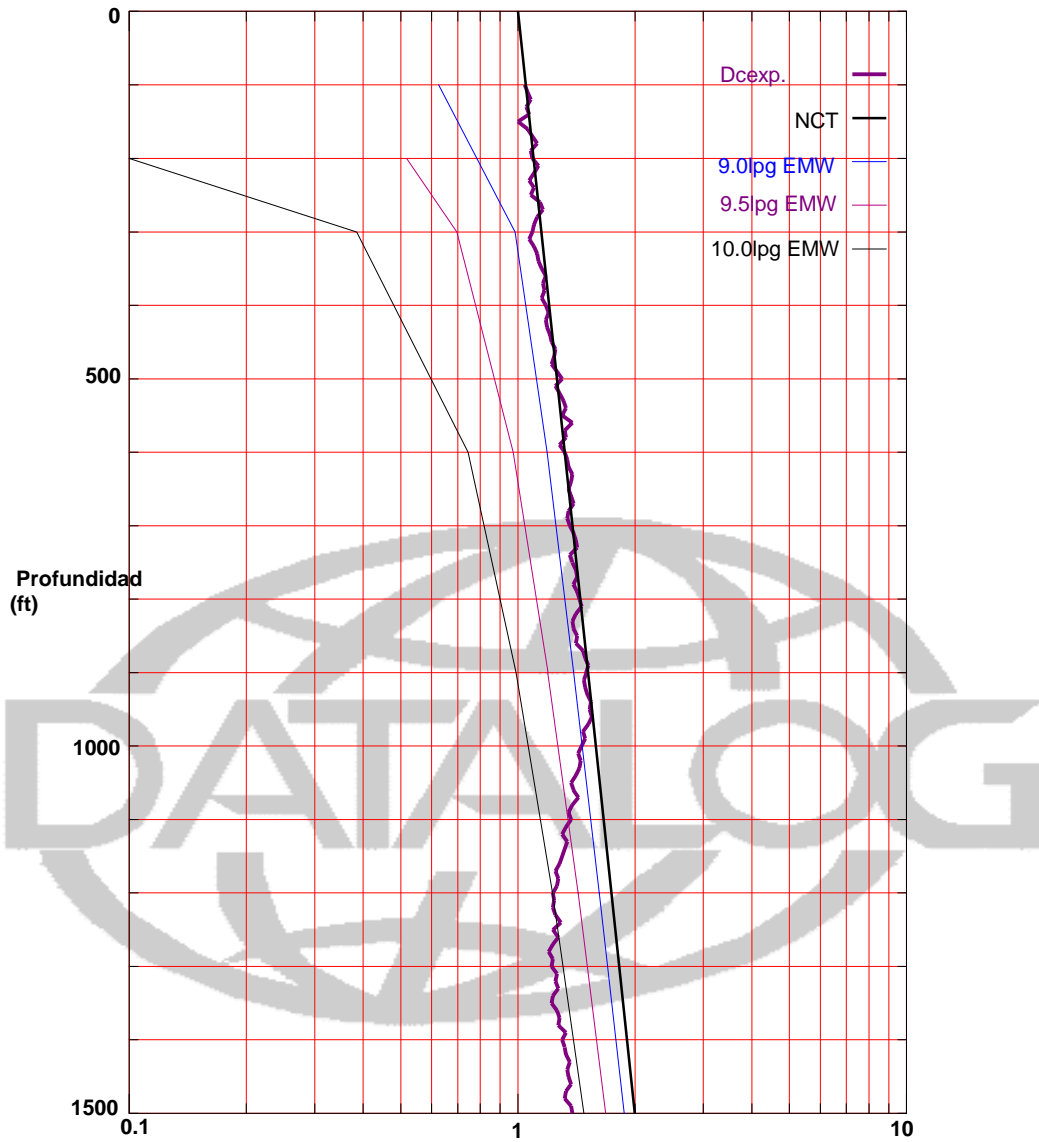
7. 1762.5 kg/m³
8. aprox 1665 kg/m³
9. altura = 317.7m; FP = 1663 kg/m³

Ejercicio 5

Líneas de isodensidad

Profundidad	9.0 lpg emw	9.5 lpg emw	10.0 lpg emw
100	0.625		
200		0.517	0.08
300	0.983	0.697	0.385
600	1.190	0.973	0.745
900	1.391	1.194	0.990
1200	1.623	1.428	1.228
1500	1.880	1.682	1.479

Presión de formación a 1200 ft = 10.0 lpg emw



9. BIBLIOGRAFIA

Anderson, R.A., Ingram, D.S., Zanier, A.M., 1973, Determining fracture pressure gradients from well logs, SPE 4135, Journal of Petroleum Technology, V25, p1259-1268.

Asquith G.B. & Gibson, C.R., Basic well log analysis for geologists, AAPG methods in exploration, 1983

Barker, C., 1990, Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs; AAPG Bulletin, V74, p1254-1261

Bellotti, P. & Giacca, D., 1978, AGIP, Pressure evaluation improves drilling programs. Oil and Gas Journal, V76, No. 37, p76-85

Bingham, M.G., 1964, A new approach to determining rock drillability, Oil and Gas Journal, V62, 46, p173-179.

Biot, M.A., 1955, Theory of elasticity and consolidation for porous anisotropic solids, Journal of Applied Physics, V26, No2.

Bruce, C.H., 1984, Smectite dehydration – it's relation to structural development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico basin; AAPG Bulletin, V68, p673-683.

Brumboie, A.O., Hawker, D.P., Norquay, D.A., Wolcott, D.K., 2000, Application of semi-permeable membrane technology in the measurement of hydrocarbon gases in drilling fluids; SPE 62525, SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, junio 2000.

Daines, S.R., 1980, The prediction of fracture pressures for wildcat wells, SPE 9254, 55th Annual Fall Conference, SPE of AIME, septiembre 1980.

Eaton, B.A., 1975, The equation for geopressure prediction from well logs, SPE 5544, 50th Annual Fall Meeting, SPE of AIME, septiembre 1975.

Eaton, B.A., 1972, The effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs, SPE 3719, Journal of Petroleum Technology, agosto 1972.

Eaton, B.A., 1969, Fracture gradient prediction and it's application in oilfield operations, SPE 2163, Journal of Petroleum Technology, V21, p1353-1360

Fear, M.J., and Abbassian, F., 1994, Experience in the detection and suppression of torsional vibration from mud logging data, SPE 28908, European Petroleum Conference, Londres, octubre 1994.

Gretener, P.E., 1969, Fluid pressure in porous media, it's importance in geology, A review; CSPG, 17,3, p255-295.

Hawker, D.P., 1999, Hydrocarbon evaluation and interpretation; Datalog internal publication.

Hawker, D.P., 1999, Direct gas in mud measurement at the well site, *Hart's Petroleum Engineer International*, V72, 9, p31-33.

Hawker, D.P., 2000, System cuts formation gas guesses, *American Oil & Gas Reporter*, V43, 12, p118-122.

Hubbert, King & Willis, 1957, *Mechanics of hydraulic fracturing*, AIME 210, p153-166

Jordan, J. R. & Shirley, O.J., 1966, Application of drilling performance data to overpressure detection, *SPE 1407, Journal of Petroleum Technology*, V28, 11, 1387-1394.

Magara, K., 1974, Compaction, ion filtration, and ósmosis in shale and their significance in primary migration; *AAPG Bulletin*, V58, p283-290

Mouchet, J.P., Mitchell, A., 1989, Abnormal pressures while drilling. *Manuels Techniques 2*, Elf Aquitaine, Boussens

Rehm, B. & McClendon, R., 1971, Measurement of formation pressure from drilling data, *SPE 3601*, 46th Annual Fall Meeting, SPE of AIME, octubre 1971

Swarbrick, R.E. & Osborne, M.J., 1998, Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview; in *Abnormal pressures in hydrocarbon environments*, eds Law B.E., Ulmishek G.F., Slavin V.I., AAPG Memoir 70, p13-34

Tissot, B.P. & Welte, D.H., 1984, *Petroleum formation and occurrence*. 2da. edición, Springer Verlag, NY.

Ungerer, P., Behar, E., Discamps, D., 1983, Tentative calculation of the overall volume expansion of organic matter during hydrocarbon genesis from geochemistry data. Implications for primary migration; in *Advances in Organic Geochemistry*, ed Wiley, J., p129-135.

Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R. & Gardner, G.H.F., 1958, An experimental investigation of the factors affecting elastic wave velocities in porous media, *Geophysics*, V23, p 459-493.