

CAPITULOS PETROFISICA V.

V.I. REGISTROS GEOFÍSICOS.

Los registros geofísicos nos permiten identificar las características petrofísicas de las formaciones rocosas del subsuelo, obtenidas mediante mediciones de los parámetros físicos, como por ejemplo, eléctricas, acústicas, radiactivas, etc. La importancia de conocer estos parámetros físicos es la de determinar, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, resistividad, entre otros, con el objetivo de evaluar y definir los intervalos atractivos de contener hidrocarburos. Los registros se pueden tomar tanto en agujeros descubiertos o entubados, dentro de la formación podemos encontrar tres zonas, de invasión, de transición y de saturación. Los Registros Eléctricos se clasifican en Radioactivos y Acústicos; los cuales tienen dos aplicaciones primordiales:

- 1) Efectuar o elaborar correlaciones y estudios estratigráficos.
- 2) Evaluar la litología y los fluidos de la formación.

Los parámetros físicos principales que se necesitan para evaluar un yacimiento son: porosidad, saturación de agua, permeabilidad, espesor de capa permeable y fracturamiento.

Porosidad: Dentro de las propiedades almacenadoras de fluidos de las rocas, esta propiedad es de suma importancia. Se clasifica en porosidad primaria y porosidad secundaria.

- a) Porosidad Primaria.- Es la que se conserva en las rocas desde el momento de su depositación, refiriéndose a los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento, siendo esto predeposicional y deposicional y solo es alterada por la compactación y el enterramiento de los sedimentos.

Los tipos más conocidos de porosidad primaria son: Intergranular (entre granos), interfosilar (entre fósiles), fenestral (ojo de pájaro), en barrenos (biógena), geopetal, cobijada, intraarmazón (por crecimiento de trama, arrecifal).

- b) Porosidad Secundaria.- Es la que se forma en las rocas después de su depósito y compactación como resultado de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación, siendo

eogenética, mesogenética o telogenética (postdeposicional). Debido a su composición química y fragilidad, los carbonatos son ejemplos excelentes. La porosidad en las rocas calcáreas es inferior de las areniscas; la dolomita normalmente presenta porosidad elevada debido a la disminución en el volumen de roca por la transformación de calcita en dolomita. Las causas por la que se forma este tipo de porosidad puede ser por disolución de fragmentos aragoníticos, por dolomitización, por recristalización, por fracturación tectónica y no tectónica, etc.

Los tipos de porosidad secundaria más conocidos son: Intercristalina (debida al proceso de dolomitización); intragranular; móldica; intrafosilar; fracturas (originada por eventos geológicos); cavernas y microcavernas (cavidades de disolución y cavidades de origen desconocido debido a procesos físico-químicos y que comprenden canales y huecos).

La porosidad total se refiere al volumen total de huecos, y la porosidad útil o efectiva indica el volumen de huecos unidos entre sí. La porosidad de los yacimientos explotados varía de 5 a 40%, siendo la más común la comprendida entre el 10 y 20%.

En la producción de hidrocarburos tanto en rocas clásticas como carbonatos, proviene de la porosidad primaria, sin embargo, frecuentemente la producción en carbonatos es consecuencia de porosidad secundaria.

Permeabilidad: Es la capacidad que tiene una roca de permitir la circulación de fluidos a través de ella, y se representa por “k” en milésimos de Darcy que es una unidad del volumen de fluidos con viscosidad de 1 psi (cuando un centímetro cúbico de fluido de viscosidad pasa en un segundo a través de una sección de 1 cm² y 1 cm de longitud de muestra de roca). Para fines prácticos se utiliza el milidarcy igual a 1/1,000 darcy, midiendo con esto 2 tipos de permeabilidad.

- a) Permeabilidad horizontal o lateral que es cuando hay flujo de fluidos paralelamente a la estratificación.
- b) Permeabilidad vertical o transversal cuando existe flujo perpendicular a la estratificación.

La permeabilidad depende totalmente del tamaño absoluto de los granos, por ejemplo en sedimentos de granos grandes con grandes espacios porosos tienen alta permeabilidad, y en rocas

de granos pequeños con pequeños espacios porosos y caminos de flujo irregulares, tienen baja permeabilidad. Cuando una formación no permite el paso de los fluidos se trata de una roca impermeable, como ejemplo las lutitas.

Saturación de Agua: Se define en un medio poroso como la fracción o porcentaje de volumen ocupado por un fluido particular a las condiciones de yacimiento medido a la presión y temperatura a que se encuentre en los poros con el volumen total de poros. En un yacimiento se pueden encontrar simultáneamente agua, gas y petróleo, que debido a los efectos de gravedad y a la densidad de los fluidos se separan dentro del yacimiento. La parte de fluidos que no puede extraerse recibe el nombre de saturación de agua residual o irreductible. Para determinar la saturación de una formación es necesario calcular el valor de la resistividad del agua de formación (R_w) utilizando la salinidad del agua del mismo pozo o de pozos circundantes, además de la temperatura de formación. El valor R_w que se obtiene, es un parámetro que se utiliza en las formulas de Archie o Humble para el cálculo de saturaciones:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 \times R_t}} \qquad S_w = \sqrt{\frac{0.81 \times R_w}{\phi^2 \times R_t}}$$

El uso de estas formulas depende del tipo de formación que se esté evaluando, pudiendo ser en carbonatos, dolomías, areniscas o en arenas limpias o arcillosas.

Núcleos.- Son muestras cilíndricas representativas del fondo o pared perforada de un pozo. Su objetivo es el efectuar estudios paleontológicos, estratigráficos, petrográficos, geoquímicos, saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad.

Los núcleos son cortados con una herramienta especial llamado barril muestrero, conectado a una corona de diamantes en la parte inferior de la sarta de perforación en lugar de la barrena. El barril se divide en barril exterior e interior en donde se aloja el núcleo de roca cortado

Los núcleos sirven para:

Estos estudios los hacen compañías especializadas

- a) Delimitar la petrofísica de formaciones.
- b) Obtener datos paleontológicos.
- c) Correlacionar edades y medios sedimentarios.
- d) Obtener datos estratigráficos.
- e) Evaluar el contenido de fluidos de una formación.

Las características que se deben de realizar en una descripción de núcleo son:

- 1) Alinear, orientar, marcar y depositar los fragmentos de núcleo recuperados y cortados en tramos de un metro a partir de la parte inferior (zapata), recuperándolos en sus propias fundas de aluminio o en cajas de plástico.
- 2) Obtener el porcentaje de recuperación total del núcleo cortado. (de acuerdo a la recuperación del núcleo y se determina el %), ejemplo si se recuperan los 9m que se cortan es el 100%
- 3) Empaquetar y enviar al laboratorio de micro-paleontología para efectuar estudios de petrofísica, geoquímica y otros análisis especiales.
- 4) Hacer una descripción litológica generalizada de las partes inferior, media y superior del núcleo; buscando porosidad, impregnación de hidrocarburos, macro fauna y otras características.
- 5) Efectuar análisis de gas (en los cortes de núcleo), salinidad (en el agua utilizada), solubilidad (cuando es roca carbonatada) y fluorescencia.
- 6) Muestrear y hacer láminas delgadas a los cortes del núcleo para buscar contenido faunístico, mineralógico, procesos diagenéticos y otras características a encontrar.
- 7) Determinar el tipo de roca y su ambiente de depósito.

Al recuperar el núcleo, primeramente antes de cortar el barril muestreo interior (funda de aluminio) en tramos de un metro, el núcleo se deberá orientar, medir y marcar longitudinalmente con dos líneas paralelas pintadas con aerosol a lo largo del mismo. Una línea de color negro hacia la izquierda y otra línea de color rojo hacia la derecha, en referencia a la posición vertical del núcleo con su base hacia abajo (parte inferior del núcleo) que corresponde al último metro perforado (zapata), para empezar desde este punto la marcación. Después de esto, y de haber cortado el núcleo en tramos de un metro, se escribirá en cada sección el nombre del pozo,

número de núcleo, número de tramo, intervalo nucleado en metros y marcar la parte inferior y la parte superior en cada extremo de cada sección de núcleo.

Las siguientes figuras muestran la forma y orientación de los núcleos.

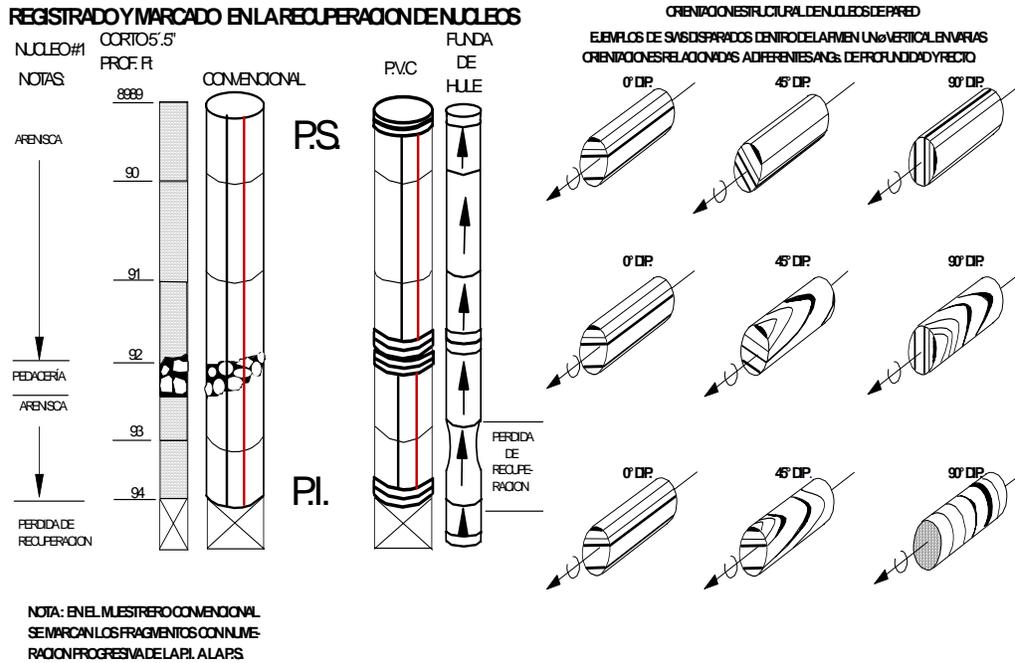


Fig. No.12, Corte de nucleo y orientación

a continuación se hace un breve comentario de los siguientes parámetros que intervienen en la descripción de un núcleo.

Porosidad.- es el porcentaje o la fracción del volumen total ocupado por poros o espacios vacíos en una roca; es una propiedad importante de la roca almacenadora, la porosidad puede ser primaria y secundaria.

Porosidad primaria.- (original), es aquella que se desarrolla durante el proceso de depósito (singenética) de los sedimentos.

Principales tipos de porosidad primaria:

- a) intergranular
- b) intrafosilar
- c) fenestral
- d) intragranular

Porosidad secundaria.- es aquella que se desarrolla posteriormente al proceso de depósito (postgenética) de los sedimentos.

Principales tipos de porosidad secundaria:

- a) intercristalina
- b) fracturas
- c) cavidades de disolución

Permeabilidad: es la capacidad que tiene la roca de permitir el paso de los fluidos, a través de ella; la permeabilidad se mide en millidarcy, se representa por (k). Los buenos yacimientos presentan una permeabilidad de 150 millidarcy, en rocas carbonatadas en el area marina, el rango de producción de hidrocarburos es de 50 a 500 millidarcy.

impregnación: es la cantidad de aceite que presenta la roca en sus poros o fracturas, (núcleos o muestras de canal), en los núcleos se observa a simple vista, por exudación de aceite en las fracturas, en forma de burbujas en los poros y en otras ocasiones para poder observarla tiene que ser con la ayuda del microscopio, cuando el aceite es muy ligero es difícil de observar la impregnación en algunas ocasiones se logra ver en parte del fragmento del núcleo zonas ligeramente cerosas y esto tiene que ser con el auxilio del microscopio), sin embargo cuando el aceite es pesado o semipesado no existe ningún problema en reconocerla porque presenta colores oscuros brillantes e iridiscentes.

fluorescencia.- es el color de espectro que presenta el hidrocarburo en los recortes de la roca, se observa con el fluoroscopio; se seleccionan los fragmentos con impregnación de aceite de la formación que se está perforando, se colocan en un fondo petri limpio de cualquier contaminante de lo contrario la fluorescencia reportada no es la real de la roca, se adicionan unas gotas de tetracloruro de carbono (no es el más recomendable porque es altamente venenoso, sin embargo es el mejor) o de acetona con un gotero, se lleva al fluoroscopio y se observa el color de espectro, se compara el

Color obtenido con una tabla de comparación ya establecida, los hidrocarburos ligeros dan fluorescencia de color claro y los hidrocarburos pesados dan fluorescencia color oscuro el valor es porcentual.

aceite residual y aceite pesado		aceite ligero		gas y condensado				
color del espectro	rojo	naranja	amarillo	verde	azul	violeta	ultra violeta	rayos x
unidades angstrom	7700 a 6100	6000 a 5900	5800 a 5700	5600 a 5200	5100 a 4500	4400 a 4300	4200 a 1500	1400 a 1000
color de fluoresc.	cafe	naranja	crema a amarillo	blanco	verde azul	violeta	?	?
grados api	10 - 15	15 - 25	25 - 35	35 - 45	45 - 55	más de 55	?	?
gravedad especifica del aceite	0.9993 a 0.9659	0.9659 a 0.9042	0.9042 a 0.8498	0.8498 a 0.8017	0.8017 a 0.7589	0.7587 a -----	?	?

Tabla No 3.8 Tabla de comparación de colores

Fauna.- es el conjunto de fósiles microscópicos y megascopicos que presenta una roca, son de dos tipos:

- a) planctónicos (dan cronología)
- b) bentónicos (dan medios ambientes)

Estratificación.- son las características depositacionales en forma de estratos (se observa en núcleos y muestras de mano) que presentan las rocas sedimentarias y debe de ser medible, es decir, mayor de 1 cm. de espesor, y se clasifican en:

- 1. - estratificación delgada (1 a 30 cm.)
- 2. - estratificación media (30 a 80 cm.)
- 3. - estratificación gruesa (80 cm a 1.6 m)
- 4. - estratificación masiva (mayor de 1.6 m)

asi tambien se tiene:

- a) estratificación graduada
- b) estratificación cruzada
- c) estratificación paralela

Fluorescencia: son las ondas emitidas por una sustancia o un cuerpo, que se pueden observar en un aparato llamado fluoroscopio que contiene en su interior unas lámparas ultravioleta, en el cual se determina mediante la longitud de dichas ondas (el color), el espectro óptico de los hidrocarburos de acuerdo con el color del corte e intensidad del mismo; así como una cuantificación inicial del porcentaje de hidrocarburos en relación a la muestra. Se ha comprobado que solo las ondas de luz menor de 3,650 unidades Ångstrom, producen fluorescencia de aceite crudo; siendo este, un método que se utiliza para detectar aceite crudo en las muestras tanto de núcleo como de canal.

El color de la fluorescencia nos indica la gravedad específica del aceite; que a medida que el aceite sea de mayor gravedad, la longitud de ondas reflejadas será también mayor. Esto es, mientras más claro es el color, más ligero es el aceite.

Existen tres tipos de fluorescencia:

- 1) Fluorescencia mineral (caliza, calcita, cuarzo, pirita, restos de moluscos, etc.)
- 2) Fluorescencia por contaminación (grasa de tubería, aceite de máquinas, detergentes de lodo, diesel, etc.)
- 3) Fluorescencia de formación (hidrocarburos del pozo).

V.II. GEOPRESIONES.

El estudio de las Geopresiones juega un papel muy importante dentro de la perforación y terminación de pozos petroleros. Sirven para detectar formaciones con alta presión de fluidos que se encuentran en el interior; y constituye uno de los parámetros más críticos que se debe conocer en la planificación adecuada de la perforación de un pozo. Los pozos en su mayoría son perforados a través de estas zonas con elevada presión que pueden causar serios problemas que dan como resultado: pérdidas económicas, contaminación del ambiente, pérdida de reservas de petróleo y posibles accidentes.

Por lo anterior, es primordial que durante la planificación se deba primero conocer si estarán presentes presiones anormales. Si las hay, determinar la profundidad a la cual la presión de los fluidos se desvía del rango normal, y una exacta estimación de la magnitud de las presiones contenidas. Esta magnitud por efecto de la alta presión de los fluidos que se encuentran dentro de las formaciones, se relaciona directamente con el tipo de fluido, la porosidad, permeabilidad (capacidad del fluido para moverse) y ambiente geológico en que se encuentra la formación.

Se dice que una formación está *geo-presurizada* o *sobrepresurizada* cuando las presiones de fluido son anormalmente altas. Una presión anormal es aquella que es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de formación que está por arriba de ella; cuando las presiones son menores a la hidrostática son llamadas presiones anormalmente bajas o sub-normales. La presión hidrostática se define como la presión ejercida por el peso de una columna de fluido, donde depende solamente de su propia densidad y de la altura de la columna, cualquiera que sea la forma o tamaño de esta última. El volumen del fluido no tiene efecto sobre la presión, en cambio, la concentración de sólidos (densidad del fluido) sí afecta a la presión hidrostática. Su fórmula es la siguiente:

$$PH = \frac{d \cdot h}{10}$$

PH= PRESION HIDROSTATICA kg/cm²
d = DENSIDAD DEL FLUIDO kg/lts ó gr/cm³
h = ALTURA DE LA COLUMNA DEL FLUIDO metros

La mayoría de los principios y técnicas para detectar y estimar presión de formación anormal están basados en el hecho de que las formaciones anormales también tienden a ser

menos compactas y tienen una porosidad más alta, que formaciones similares con presión normal a la misma profundidad del depósito. Así, cualquier medición de un parámetro que refleje cambio en la porosidad de la formación puede ser usada para detectar presiones anormales antes, durante y después de la perforación del pozo. Por lo tanto, cuando estos métodos de detección son eficientemente aplicados al mantener la presión hidrostática necesaria para el control de la presión de formación, el pozo puede ser perforado en una forma segura y eficiente al reducir el riesgo de descontrol; minimizando el tiempo y costo de perforación.

Cuando las presiones de las formaciones son normales, el parámetro dependiente de la porosidad, tendría una tendencia fácilmente reconocida debido a la disminución de la porosidad con el aumento de la profundidad de enterramiento y la compactación. Si la tendencia de la presión normal sufre una desviación, señalaría una probable transición dentro de la zona de presión normal. Esta zona es comúnmente llamada zona de transición.

Por estadística, las zonas de presiones anormales se encuentran con mayor frecuencia en sedimentos del Terciario, sin embargo, las presiones anormales en formaciones del Jurásico son - en ocasiones, de mayor magnitud; requiriendo a veces para su control densidades mayores a 2.40 gr/cm³. En el caso de presiones anormales dentro de rocas permeables, los fluidos contenidos dentro de la formación se manifestaran en la columna de lodo. Si la roca es de baja permeabilidad o impermeable con presión hidrostática insuficiente para controlar la presión de formación, se provocarían derrumbes; ocasionando pegaduras de tubería, falsa litología, malas condiciones de lodo y aumento en el diámetro del agujero. Además, si el fluido de perforación tiene poca capacidad de acarreo, ocasionará que los recortes caigan y rellenen el agujero, observando resistencia al meter la tubería, fricción al sacarla o aumento de torsión (torque) al estar en rotación la sarta de perforación

Los fluidos contenidos dentro de las formaciones geológicas son: agua (dulce, salmuera, sal), hidrocarburos y gases. En formaciones recientes afuera de la costa, el fluido de formación está constituido por agua salada, y en formaciones más antiguas o localizadas en medio del continente, el agua de formación es generalmente dulce. Cuando se tienen presiones sin importar la profundidad, lo común es referirse al gradiente de presión. Un gradiente de presión del fluido es la presión del mismo fluido a cierta profundidad, dividido por esa profundidad, mejor dicho, es el aumento constante de la presión por cada unidad de profundidad. Sus unidades son (kg/cm²)/m.

$$\text{GRADIENTE} = \frac{\text{PRESION HIDROSTÁTICA}}{\text{PROFUNDIDAD}}$$

A determinada profundidad, dentro de un cuerpo de agua, la presión podrá ser transmitida debido a esta masa de agua sobreyacente; y bajo condiciones normales, el agua en los espacios porosos de las rocas ejerce efectos similares. Por lo anterior, se le considera como presión normal de formación, a la presión ejercida por algún fluido dentro de los poros de la roca, que será igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua con una concentración de cloruros de 80,000 ppm de sal y un gradiente de presión de 0.107 kg/cm²/m, equivalente a un fluido con densidad de 1.07 gr/cm³ a la profundidad a la que se encuentren los fluidos en la formación. Este valor es aceptado para las regiones costeras y costa afuera. En regiones dentro del continente se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.098 a 0.106 kg/cm²/m, equivalentes a una densidad de 0.98 a 1.06 gr/cm³. Debido a que en muchas de estas áreas prevalecen las presiones subnormales, en ocasiones el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce, esto es, una densidad de 1.0 gr/cm³ para zonas dentro del continente.

En términos generales la presión anormal de formación se le considera un valor máximo de equivalente de densidad de 2.30 gr/cm³ o un gradiente de 0.230 kg/cm²/m. Existen presiones de yacimiento que alcanzan de 2.10 a 2.15 gr/cm³ y de flujos de agua salada que requieren de densidades mayores a 2.40 gr/cm³ para poder ser controlados.

Gradiente de Formación: la presión de formación también llamada *presión de poro*: es la presión ejercida por los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas al quedar atrapados durante el proceso de sedimentación. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y/o agua salada. También se le conoce como presión de roca, de yacimiento o de depósito. Esta presión de formación se clasifica de la siguiente manera:

- a) Presión Subnormal. Es cuando la presión ejercida es menor que la normal, mejor dicho, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.
- b) Presión Normal. Cuando es igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de la formación con los valores de cloruros y de gradiente de presión normal de formación en zonas costeras o terrestres según sea el caso.

- c) Presión Anormalmente Alta. Cuando la presión es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de la formación normal.

Considerando que parte de los fluidos son sometidos a una mayor compresión mientras más profundos son, y del valor de la presión hidrostática del agua salada (80,000 ppm) como una presión normal; es necesario manejar un concepto adicional con un valor máximo de presión anormal. A este concepto se le denomina gradiente de sobrecarga o su equivalente en densidad de sobrecarga.

Gradiente de Sobrecarga: esta presión se define como la presión ejercida por el peso combinado de todos los materiales, más la presión de los fluidos contenidos en los poros de la formación. Se origina a partir del peso acumulativo de las rocas que sobreyacen en el subsuelo y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos por la profundidad de interés.

El valor calculado en términos de condiciones promedio de las rocas en el gradiente de presión de sobrecarga es de 0.230 kg/cm²/m (1 psi/pie). Si bien este gradiente varía con la profundidad y con el área, los valores anormales de presión pueden ser semejantes, pero rara vez son iguales o mayores que este gradiente de sobrecarga.

Esfuerzo de Matriz: es la resistencia que ofrece la roca para ser perforada, tanto en su estructura y dureza física como en su cohesión molecular. Para una presión normal, el esfuerzo de matriz es el resultado de restarle al gradiente de sobrecarga, la presión de poro.

$$2.30 \text{ gr/cm}^3 - 1.07 \text{ gr/cm}^3 = 1.23 \text{ gr/cm}^3$$

Por lo tanto este esfuerzo para una presión de poro de 1.07 gr/cm³ es igual a un gradiente de 1.23 gr/cm³ para una presión de formación normal.

SOBRECARGA CON PRESIÓN NORMAL DE FORMACIÓN

PRESION DE PORO	+	ESFUERZO DE MATRIZ	=	SOBRECARGA
*1.07 gr/cm ³	+	1.23 gr/cm ³	=	2.30 gr/cm ³
0.107 kg/cm ² /m	+	0.123 kg/cm ² /m	=	0.230 kg/cm ² /m
0.465 psi/pie	+	0.535 psi/pie	=	1.0 psi/pie

* Gradiente convertido a densidad de fluido de perforación.

Generalmente los pesos de los lodos pueden aproximarse al gradiente de presión de sobrecarga pero sin rebasarlo para no inducir una pérdida. La presión máxima que se debe mantener en los preventores para no fracturar la formación, siempre debe ser menor a la sobrecarga. Lo cierto es que cuando la presión de poro aumenta, el esfuerzo de matriz disminuye en la misma proporción, posiblemente por el empuje de los fluidos contenidos en los poros de las rocas hacia todas direcciones, haciendo a las rocas más ligeras y fáciles de perforar.

Gradiente de Fractura: es la presión a la cual una roca dada de una formación comienza a fracturarse, siendo necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca o para vencer la presión total de sobrecarga. Esto sucede después de haber vencido la resistencia a la compresión del sedimento y la presión de formación, provocando la deformación permanente del material que constituye la roca.

Se ha establecido que el grado de resistencia que ofrece una formación a su *fracturamiento* depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a medida que aumenta la profundidad, se le añaden a la resistencia los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Por lo que, el gradiente de fractura y la resistencia de la roca aumentan con la profundidad.

También se ha probado que cuando la formación se fractura horizontalmente, los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo de sobrecarga; por el contrario, si el esfuerzo de sobrecarga es mayor que los esfuerzos horizontales, la fractura producida será vertical. Por lo anterior, se puede decir que la fractura ocurre perpendicularmente al menor esfuerzo.

Con frecuencia, durante la perforación de intervalos muy compactos y de baja presión, existen pérdidas de lodo sin haber rebasado aún el gradiente de fractura, en especial las pérdidas que se registran en el Paleoceno Inferior al entrar en contacto con el Cretácico, que está formado por carbonatos de baja presión o sin presión y fuertemente fracturados; y lo mismo sucede en algunas formaciones del Jurásico. Estas pérdidas no se deben considerar como incremento de sobrecarga por ya estar fracturada la roca. La pérdida es debido a que el contenido de fluidos en las rocas no tiene la suficiente presión para resistir el empuje de la columna hidrostática del fluido con el que se perfora. Este punto es muy importante en el asentamiento de la tubería de revestimiento, donde la zona que queda descubierta del pozo, debajo de la zapata de la

T.R.(Tubería de revestimiento), resulta ser la zona más débil dentro de la formación porque puede fracturarse cuando la presión hidrostática es excesiva. La profundidad óptima para asentar la T.R. (Tubería de revestimiento) es debajo de formaciones con presión normal, donde la presión de formación comienza a ser anormal (no mayor de 50 metros), para continuar perforando sin tener pérdidas de circulación o pegaduras de la tubería.

Para conocer con una mayor exactitud posible el gradiente de fractura existente debajo de la zapata de la última T.R (tubería de revestimiento) introducida en el pozo, se realiza una prueba de fracturamiento inducido denominada *prueba de goteo*. Esta prueba sirve tanto para calcular el valor de este gradiente como para probar la calidad de la cementación de la T.R, (Tubería de revestimiento) proporcionando además los datos necesarios en especial cuando se van a perforar pozos críticos en zonas con presiones de formación altas. La prueba de goteo consiste en aplicar presión desde la superficie con el equipo de unidad de alta en forma controlada, para inducir a unas pequeñas fracturas dentro de las cuales se filtra el lodo de perforación, observando así sus propiedades filtrantes, que sumada a la presión de la columna hidrostática dará la presión total ejercida sobre las paredes del pozo, y así conocer la resistencia de la formación y el límite máximo de densidad de lodo que se puede utilizar. Esta operación se puede efectuar en todo tipo de formaciones sin crear algún tipo de daño permanente en el agujero.

Para calcular el gradiente de fractura, una de las fórmulas que más se utiliza es:

$$GF = GP + [S - GP] \frac{Po}{1 - Po}$$

GF = GRADIENTE DE FRACTURA S = GRADIENTE DE SOBRECARGA (VALOR GRAFICADO)
 GP = GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO Po = RELACIÓN DE PRESIÓN DE LA ROCA DE 0.19 A 0.25

* El valor utilizado de Po (Esfuerzo de Matriz), para: Areniscas= 0.19; Lutitas= 0.21; Calizas no compactas= 0.22, Rocas Duras= 0.25.

Otra ecuación muy útil para calcular este gradiente es con la fórmula de Eaton, utilizando la tabla del esfuerzo de matriz para el valor “U”. (Véase Tabla).

$$GF = GP + [S - GP] \frac{U}{\quad}$$

GF = GRADIENTE DE FRACTURA kg/cm²/m S = GRADIENTE DE SOBRECARGA kg/cm²/m (ver tabla)
 GP = GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO (=) U = RELACIÓN DE ESFUERZO DE MATRIZ (Adimensional)

Tabla de relación de profundidad vs. Gradiente de sobrecarga y rango de poisson ("U")

PROF.	SOBRECARGA		U	Ki
	mts.	psi/pie kgs/cm ²		
152.00	0.860	0.1972	0.270	0.290
190.00	0.861	0.1972	0.275	0.292
228.00	0.862	0.1984	0.280	0.296
266.00	0.864	0.1984	0.285	0.298
304.00	0.865	0.1984	0.290	0.300
342.00	0.866	0.1996	0.295	0.302
380.00	0.868	0.1996	0.300	0.305
418.00	0.870	0.1996	0.305	0.307
456.00	0.872	0.2008	0.310	0.310
494.00	0.874	0.2008	0.314	0.315
532.00	0.876	0.2008	0.318	0.320
570.00	0.878	0.2008	0.222	0.325
608.00	0.880	0.2020	0.326	0.330
646.00	0.881	0.2020	0.330	0.350
684.00	0.882	0.2020	0.333	0.380
722.00	0.883	0.2032	0.337	0.400
760.00	0.885	0.2032	0.340	0.420
798.00	0.886	0.2032	0.344	0.435
836.00	0.888	0.2044	0.348	0.450
874.00	0.889	0.2044	0.352	0.465
912.00	0.890	0.2044	0.355	0.480
950.00	0.891	0.2056	0.358	0.497
988.00	0.892	0.2056	0.361	0.515
1026.00	0.893	0.2056	0.364	0.532
1064.00	0.895	0.2068	0.368	0.561
1102.00	0.896	0.2068	0.371	0.573
1140.00	0.897	0.2068	0.374	0.586
1178.00	0.898	0.2068	0.377	0.595
1216.00	0.900	0.2080	0.380	0.602
1254.00	0.901	0.2080	0.382	0.609
1292.00	0.902	0.2080	0.384	0.617
1330.00	0.903	0.2088	0.387	0.625
1368.00	0.905	0.2088	0.390	0.632
1406.00	0.906	0.2088	0.392	0.632
1444.00	0.907	0.2096	0.394	0.639
1482.00	0.908	0.2096	0.397	0.647
1520.00	0.910	0.2096	0.400	0.655
1558.00	0.911	0.2104	0.402	0.660
1596.00	0.912	0.2104	0.405	0.665
1634.00	0.913	0.2104	0.407	0.670

1672.00	0.914	0.2104	0.410	0.675
1710.00	0.915	0.2112	0.412	0.679
1748.00	0.916	0.2112	0.414	0.683
1786.00	0.917	0.2112	0.415	0.687
1824.00	0.919	0.2120	0.416	0.690
1862.00	0.920	0.2120	0.417	0.695
1900.00	0.921	0.2120	0.418	0.700
1938.00	0.922	0.2128	0.419	0.705
1976.00	0.923	0.2128	0.420	0.710
2014.00	0.924	0.2128	0.421	0.715
2052.00	0.925	0.2136	0.423	0.720
2090.00	0.926	0.2136	0.425	0.725
2128.00	0.927	0.2136	0.426	0.730
2166.00	0.928	0.2144	0.427	0.735
2204.00	0.930	0.2144	0.428	0.740
2242.00	0.931	0.2144	0.429	0.745
2280.00	0.932	0.2144	0.430	0.750
2318.00	0.933	0.2152	0.432	0.754
2356.00	0.934	0.2152	0.434	0.758
2394.00	0.935	0.2152	0.435	0.762
2432.00	0.936	0.2160	0.436	0.765
2470.00	0.937	0.2160	0.437	0.770
2508.00	0.938	0.2160	0.438	0.775
2546.00	0.939	0.2168	0.439	0.780
2584.00	0.940	0.2168	0.440	0.785
2622.00	0.941	0.2168	0.441	0.792
2660.00	0.941	0.2176	0.443	0.794
2698.00	0.942	0.2176	0.444	0.796
2736.00	0.943	0.2176	0.445	0.800
2774.00	0.944	0.2184	0.445	0.803
2812.00	0.945	0.2184	0.446	0.807
2850.00	0.946	0.2184	0.447	0.811
2888.00	0.947	0.2192	0.448	0.815
2926.00	0.948	0.2192	0.448	0.818
2964.00	0.949	0.2192	0.449	0.822
3002.00	0.950	0.2192	0.449	0.826
3040.00	0.951	0.2200	0.450	0.830
3078.00	0.952	0.2200	0.451	0.832
3116.00	0.953	0.2200	0.452	0.835
3154.00	0.954	0.2205	0.453	0.832
3192.00	0.955	0.2205	0.454	0.840
3230.00	0.956	0.2205	0.455	0.843
3268.00	0.958	0.221	0.455	0.845
3306.00	0.959	0.221	0.456	0.848
3344.00	0.960	0.221	0.457	0.850
3382.00	0.960	0.2214	0.457	0.853
3420.00	0.961	0.2214	0.458	0.855
3458.00	0.961	0.2214	0.458	0.858
3496.00	0.962	0.2219	0.459	0.860
3534.00	0.963	0.2219	0.459	0.863
3572.00	0.964	0.2219	0.460	0.865
3610.00	0.965	0.2219	0.460	0.868
3648.00	0.966	0.22240	0.461	0.870
3686.00	0.967	0.22240	0.461	0.873

3724.00	0.968	0.22240	0.462	0.875
3762.00	0.968	0.2229	0.462	0.878
3800.00	0.970	0.2229	0.463	0.880
3838.00	0.970	0.2229	0.463	0.883
3876.00	0.971	0.2234	0.464	0.885
3914.00	0.971	0.2234	0.464	0.888
3952.00	0.972	0.2234	0.465	0.890
3990.00	0.972	0.2238	0.466	0.893
4028.00	0.973	0.2238	0.467	0.895
4066.00	0.974	0.2238	0.468	0.898
4104.00	0.975	0.2243	0.469	0.900
4142.00	0.975	0.2243	0.469	0.903
4180.00	0.976	0.2243	0.470	0.905
4218.00	0.976	0.2243	0.470	0.908
4256.00	0.977	0.22480	0.471	0.910
4294.00	0.978	0.22480	0.471	0.912
4332.00	0.979	0.22480	0.472	0.914
4370.00	0.980	0.2253	0.472	0.916
4408.00	0.981	0.2253	0.472	0.918
4446.00	0.981	0.2253	0.473	0.921
4484.00	0.982	0.2258	0.473	0.924
4522.00	0.983	0.2258	0.474	0.927
4560.00	0.984	0.2262	0.475	0.930
4598.00	0.984	0.2262	0.475	0.933
4636.00	0.984	0.22624	0.475	0.935
4674.00	0.985	0.22624	0.476	0.937
4712.00	0.985	0.22672	0.476	0.940
4750.00	0.986	0.22672	0.476	0.942
4788.00	0.986	0.22672	0.476	0.944
4826.00	0.987	0.22672	0.477	0.946
4864.00	0.987	0.22720	0.477	0.948
4902.00	0.988	0.22720	0.477	0.948
4940.00	0.988	0.22720	0.477	0.949
4978.00	0.989	0.22768	0.478	0.949
5016.00	0.990	0.22768	0.478	0.950
5054.00	0.990	0.22768	0.478	0.952
5092.00	0.990	0.22816	0.479	0.955
5130.00	0.991	0.22816	0.479	0.958
5168.00	0.991	0.22816	0.479	0.960
5206.00	0.991	0.22864	0.479	0.963
5244.00	0.992	0.22864	0.480	0.965
5282.00	0.992	0.22864	0.480	0.968
5320.00	0.993	0.2291	0.480	0.970
5358.00	0.993	0.2291	0.480	0.972
5396.00	0.994	0.2291	0.481	0.974
5434.00	0.994	0.2291	0.481	0.975
5472.00	0.995	0.22960	0.481	0.976
5510.00	0.995	0.22960	0.481	0.977
5548.00	0.995	0.22960	0.482	0.978
5586.00	0.996	0.2301	0.482	0.979
5624.00	0.996	0.2301	0.482	0.980
5662.00	0.996	0.2301	0.483	0.981
5700.00	0.997	0.2306	0.483	0.983
5738.00	0.997	0.2306	0.484	0.984

5776.00	0.997	0.2306	0.484	0.985
5814.00	0.997	0.231	0.485	0.986
5852.00	0.998	0.231	0.486	0.987
5890.00	0.998	0.231	0.487	0.988
5928.00	0.998	0.2315	0.488	0.990
5966.00	0.999	0.2315	0.488	0.990
6004.00	0.999	0.2315	0.488	0.991
6042.00	1.000	0.2315	0.489	0.992
6080.00	1.000	0.23200	0.490	0.993

La información de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura es fundamental porque constituye la base para la óptima programación de los fluidos de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento, reduciendo el daño causado por el lodo a las formaciones productoras; minimizando la ocurrencia de pegaduras por presión diferencial, atrapamiento de sarta de perforación provocado por derrumbes de las paredes del agujero, brotes y pérdidas de circulación.

Los indicadores de presión son una de las partes más importantes en el estudio y detección de las presiones anormales durante la perforación. Porque al obtener los parámetros de peso sobre barrena (PSB), revoluciones por minuto (RPM), velocidad de penetración (ROP), propiedades del lodo y unidades de gas al momento de perforar; estos valores son reunidos, graficados e interpretados para después convertirse en los indicadores que servirán para detectar dichas presiones anormales, y así decidir la acción a realizar. Estos indicadores son:

- Velocidad de perforación
- Exponente “d” y “dc”
- Velocidad de penetración normalizada
- Gases de perforación
- Propiedades del lodo
- Diferencial de cloruros
- Temperatura
- Análisis de recortes
- Densidad de lutitas
- Paleontología
- Inestabilidad del agujero
- Conductividad
- Porosidad de la formación

El método más conocido para detectar presiones anormales en relación con los cambios en la velocidad de penetración que depende de la derivación de la porosidad en la formación, es el exponente “d” y “dc”; usado como técnica en el campo.

Exponente “d” y “dc”: Este método sirve para detectar presiones anormales de formación con los datos obtenidos durante la perforación y las condiciones de perforación ya mencionadas. Se considera como el valor aproximado de la penetración dentro de la roca semejante a la porosidad de la formación. Cuando las propiedades de las rocas y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica de la velocidad de penetración contra profundidad define – como tendencia normal– una disminución de la penetración; identificándose a una zona bajo compactada por el notable aumento en la velocidad de perforación en esta zona. Sin embargo, cuando las condiciones mecánicas que intervienen en la perforación son variables, por no poderse mantener constante, influyen en el mayor o menor avance de la formación, por lo que resulta difícil localizar una zona sobrepresionada. Al utilizar estas variables en una fórmula, se normalizan los procedimientos para calcular la penetración de la roca y detectar los cambios ocasionados por geopresurización.

Entendiendo que cuando la presión de poro aumenta, el esfuerzo de matriz de la roca disminuye por la presión interna de los fluidos dentro de los poros, y si las condiciones de perforación se mantienen constantes, la tendencia de la penetración de la roca se verá gráficamente bien definida. Por el contrario cuando se presentan cambios en la curva de penetración, se propuso un método matemático para compensar la variación de los parámetros que influyen en el ritmo de penetración, mejor conocido en el ámbito petrolero como exponente “d”; el cual relaciona este ritmo con el peso aplicado a la barrena, así como su diámetro y velocidad, y suponiendo que los otros parámetros que afectan a la penetración permanecen constantes. En base a esto, se dice que la velocidad de perforación o rango de penetración (ROP) es directamente proporcional al peso sobre la barrena (PSB) y a la velocidad de la rotaria (RPM); e inversamente proporcional al diámetro del la barrena y a la presión diferencial. De lo anterior tenemos:

$$ROP = K \frac{[PSB]^d}{\emptyset BNA} [RPM]^e \frac{1}{P}$$

ROP = VELOCIDAD DE PENETRACIÓN
 K = CONSTANTE DE PENETRACIÓN
 PSB = PESO SOBRE BARRENA (libras)
 Ø BNA = DIÁMETRO DE LA BARRENA (pulgadas)

RPM = VELOCIDAD DE LA ROTARIA (minutos)
 d = EXPONENTE DE PSB
 e = EXPONENTE DE RPM
 P = PRESIÓN DIFERENCIAL (psi)

Se considera la presión diferencial y a la penetración de la roca con valores constantes, esta fórmula se puede simplificar con $K = 1$. Si la velocidad de penetración varía linealmente con la velocidad de la rotaria también consideramos a $e = 1$. Por lo tanto, la ecuación se puede modificar de la siguiente manera:

$$\left[\frac{\text{VELOCIDAD DE PERFORACIÓN}}{\text{VELOCIDAD DE ROTARIA}} \right] = \left[\frac{\text{PESO SOBRE BARRENA}}{\text{DIÁMETRO DE BARRENA}} \right]^d$$

Convirtiendo las unidades de los parámetros de velocidad de penetración, velocidad de rotaria, peso sobre barrena y diámetro de la misma, además de separar los extremos de la ecuación en dos factores, se obtiene:

$$\text{Factor A} = \text{LOG} \frac{[\text{VELOCIDAD DE PENETRACION}]}{[60 \times \text{REVOLUCIONES POR MINUTO}]} ; \quad \text{Factor B} = \text{LOG} \frac{[12 \times \text{PESO SOBRE BARRENA}]}{[10^6 \times \text{Ø BARRENA}]}$$

Donde ROP/RPM es menor que la unidad y el valor absoluto de LOG [ROP/RPM] varía inversamente con ROP; por lo tanto el exponente “d” varía inversamente con la velocidad de perforación, cuya fórmula estructurada queda como sigue:

$$\text{Exponente "d"} = \frac{\text{Factor "A"}}{\text{Factor "B"}} ; \quad \begin{array}{l} \text{"d"} = \text{EXPONENTE DEL PESO/BNA (Adimensional)} \\ \text{ROP} = \text{VELOCIDAD DE PENETRACIÓN (pies/hora)} \\ \text{RPM} = \text{REVOLUCIONES POR MINUTO} \\ \text{PSB} = \text{PESO SOBRE LA BARRENA (libras)} \\ \text{Ø} = \text{DIÁMETRO DE LA BARRENA (pulgadas)} \end{array}$$

Las ecuaciones del exponente “d” se deben limitar a formaciones similares de perforación, escogiendo por sus características y su estructura homogénea a las lutitas para su aplicación. Este modelo supone que las sobrepresiones resultan del desequilibrio de la

compactación de estas rocas, por lo que su porosidad es el indicador para la presión de poro. La porosidad de la lutita se deriva de la interpretación de la medición de la resistividad usando un nuevo modelo de conductividad de lutitas, el cual incluye una corrección por temperatura. De esta forma se obtiene la fórmula general del Exponente “d”:

$$\text{Exponente "d"} = \frac{\text{Log} [[0.3049] [\text{RPM}] [\text{ROP}]]}{\text{Log} [[37.87] [\varnothing \text{BNA/PSB}]]}$$

La fórmula del exponente “dc” para sistema inglés y sistema métrico decimal tomando en cuenta al exponente “d” queda de la siguiente forma.

$$\text{Exponente "dc"} = \left[\text{"d"} \times 9 \right] / \text{Dend. Lodo (lbs/gal)} \quad ; \quad \text{SISTEMA INGLÉS}$$

$$\text{Exponente "dc"} = \left[\text{"d"} \times 1.08 \right] / \text{Dend. Lodo (gr/cm}^3) \quad ; \quad \text{SISTEMA MÉTRICO DECIMAL}$$

Por lo tanto la fórmula general para el exponente “dc” en el Sistema Internacional es:

$$\text{Exponente "dc"} = \left[\frac{\text{Log} [[0.3049] [\text{RPM}] [\text{ROP}]]}{\text{Log} [[37.87] [\varnothing \text{BNA/PSB}]]} \right] \left[\frac{1.07}{\rho \text{ Lodo}} \right]$$

Se ha explicado que la sobrecarga que se da progresivamente en los sedimentos más jóvenes, tienden a incrementar la densidad y decrementar la porosidad en un punto dado de las formaciones subyacentes de la columna sedimentaria; lo cual solamente es posible con la expulsión del líquido o la compresión de gas intersticial. El grado de compactación es gobernado por el tipo y volumen de carga, el ritmo de depósito y la permeabilidad del medio poroso. Estas variables determinaran el perfil de compactación normal, pero solo si la permeabilidad del medio poroso es suficiente para mantener un equilibrio con el ritmo de depósito necesario para permitir la expulsión de fluidos hasta un nivel donde la presión intersticial se iguale a la hidrostática. En caso contrario, se generará una zona de presión anormal.

Densidad Equivalente de Circulación: cuando un fluido de perforación no está circulando se ejerce una presión hidrostática que estará en función de la profundidad y la densidad del fluido de control. Una *presión de circulación* es la presión ejercida en el fondo del pozo que es la suma

de la presión hidrostática y la presión necesaria para hacer circular el lodo por el espacio anular hacia la superficie, y cuya función es de vencer la fricción entre el lodo y todo lo que este pueda encontrar durante su desplazamiento dentro de la tubería, en la barrena y en el espacio anular. Su fórmula es:

$$PC = PH + \Delta P_{EA} \quad ; \quad \begin{array}{l} PC = \text{PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (kg/cm}^2\text{)} \\ PH = \text{PRESIÓN HIDROSTÁTICA (kg/cm}^2\text{)} \\ \Delta P_{EA} = \text{PÉRDIDA DE PRESIÓN POR ESPACIO ANULAR (kg/cm}^2\text{)} \end{array}$$

La presión hidrostática y la presión de circulación en el fondo tienden a modificar la densidad del fluido, cuya densidad resultante siempre es mayor a la densidad original (estática). A esta densidad que adquiere el lodo por la presión que ejerce al movimiento se le denomina *Densidad Equivalente de Circulación*; que para calcularla es necesario determinar la caída de presión en el espacio anular. Para esto es necesario que la velocidad de bombeo permita que el flujo del lodo dentro del espacio anular sea de forma laminar, para así poder desarrollar la relación matemática en base a los modelos Newtonianos entre la velocidad del flujo y las pérdidas de presión por fricción.

Cuando el flujo es laminar, la velocidad del fluido cercana adyacente a las paredes de la tubería será mínima, en cambio la velocidad del fluido en el área más retirada de las paredes será máxima. Esta pérdida o caída de presión en el espacio anular puede determinarse en forma general o por secciones, dependiendo del diámetro del agujero cuya fórmula es la siguiente:

$$\Delta P_{EA} = \frac{yP \times L}{68.6 \times [D-d]} + \frac{VP \times VA \times L}{27.432 [D - d^2]}$$

ΔP_{EA} = PERDIDA DE PRESIÓN EN ESPACIO ANULAR (psi)	d = DIÁMETRO EXTERIOR TP (pulgadas)
yP = PUNTO DE CEDENCIA (libras/100 pies ²)	VP = VISCOSIDAD PLÁSTICA (centipoises)
L = LONGITUD DEL AGUJERO (metros)	VA = VELOCIDAD ANULAR (pies/minuto)
D = DIÁMETRO DEL AGUJERO (pulgadas)	

La densidad equivalente de circulación deberá ser mayor que la densidad de lodo en estado estático, pero menor que la densidad necesaria para romper la formación, considerando que al aumentar la densidad habrá un consumo excesivo en la potencia de la bomba con la posibilidad de inducir pérdidas de lodo en la formación. En un descontrol de pozo con el lodo en circulación,

se considera a la densidad equivalente para calcular la presión hidrostática vencida por la presión de formación; y con el lodo estático se considerara la densidad de lodo original.

En resumen, cualquier mecanismo capaz de atrapar fluidos de formación sin que los deje salir de la formación a medida que la sobrecarga aumenta, tiene la capacidad potencial de formar geopresiones, cuyo origen de estas presiones anormales en las cuencas sedimentarias es resultado de varios procesos físico-químicos así como procesos geológicos. Estos mecanismos pueden ser: efectos de compactación, efectos diagenéticos, propiedades de las arcillas, procesos osmóticos, sellos de permeabilidad, efectos de densidad diferencial, efectos de migración de fluidos, efectos de formaciones salinas, movimientos tectónicos, expansión térmica del agua y de hidrocarburos.

CAPITULO V.III. CONCLUSIONES

Durante la perforación de pozos petroleros de todo el mundo, es conveniente prevenir y evaluar los problemas que causan el “descontrol” de un pozo, debido a las presiones de los fluidos que contienen las formaciones atravesadas y contar con la seguridad de conservar un yacimiento potencialmente productor de hidrocarburos por falta de información. Por tal motivo se hace indispensable instalar equipos capaces de lograr estos objetivos. En un principio estos instrumentos de medición fueron creados para control de pozos exploratorios, donde no se conoce la problemática que pudiera encontrarse, extendiéndose mas tarde a pozos de desarrollo para mejor control del pozo.

Con un equipo de registro de hidrocarburos en un pozo se tiene la posibilidad de perforar con seguridad y economía, por detectar a tiempo los fluidos de formación que pudieran causar problemas; además de recopilar información para ser utilizada en un futuro próximo en pozos cercanos con correlación estratigráfica.

Por último, es importante señalar que cada uno de los parámetros que intervienen en el proceso de perforación son monitoreados en tiempo real para poder elaborarse en gráfica que proporcionen la información requerida para el conocimiento de las propiedades físico-químicas de las rocas atravesadas, así como de los fluidos de las formaciones.