



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

MONITOREO DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN  
PARA EL CONTROL DE LA TENDENCIA NORMAL  
DE COMPACTACIÓN, EN CONTROL DE LA ZONA DE  
PRESIÓN ANORMAL DURANTE LA PERFORACIÓN  
DE UN POZO PETROLERO.

INFORME ESCRITO  
DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

## INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

**JOSÉ GUADALUPE CONTRERAS GUZMÁN**

TUTOR: DR. MARTÍN CÁRDENAS SOTO



julio de 2014

# DEDICATORIA

**Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.**

**A mi madre Sra. Soledad Guzmán Rodríguez, por ser el pilar más importante y demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias de opiniones.**

**A mi padre Sr. Camilo Contreras Santana que a pesar de nuestra distancia física, siento que estás conmigo siempre y aunque nos faltaron muchas cosas por vivir juntos, sé que este momento ha sido tan especial para ti como lo es para mí.**

**A mi esposa Patricia Gonzáles Ramírez, por compartir momentos significativos conmigo y siempre estar dispuesta a escucharme y ayudarme en cualquier momento.**

**A mis hijos Cinthia Ivette, Edgar David Contreras Gonzáles, así como a mis nietos, por su apoyo durante el proceso de mi carrera.**

**Amigos que estuvieron conmigo durante la carrera y principalmente el apoyo que me brindo el Dr. Martín Cárdenas Soto, por la tutoría brindada.**

## ÍNDICE

<b>1. RESUMEN.....</b>	<b>5</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>3. FUNDAMENTOS EN TEORIA DE COMPACTACIÓN.....</b>	<b>6</b>
DEFINICIÓN DE PARÁMETROS UTILIZADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO. ....	10
<b>4. METODO DE ANÁLISIS Y CONSIDERACIÓN EN PARAMETROS DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>18</b>
LÍNEA BASE DE LUTITAS .....	19
SELECCIÓN DE PUNTOS DE LUTITAS.....	20
UNIÓN DE PUNTOS DE LUTITAS .....	21
INDICADORES DE PRESIÓN.....	22
<i>Método de Eaton.....</i>	<i>27</i>
<i>Exponente d.....</i>	<i>29</i>
<i>Método para estimar la presión de poro usando el dc.....</i>	<i>30</i>
<i>Método del exponente dc.....</i>	<i>33</i>
CALIBRAR LAS PREDICCIONES DE LA PRESIÓN DE PORO Y FRACTURA.....	35
PRUEBAS DE GOTEY Y MINI FRACTURAS .....	35
PARÁMETROS COMO HERRAMIENTA DE ANÁLISIS.....	38
SENSORES DIGITALES UTILIZADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO.....	40
<i>Sensores de Profundidad de la Corona.....</i>	<i>41</i>
<i>Rueda de Profundidad.....</i>	<i>42</i>
<i>Sensor de Profundidad en el Malacate.....</i>	<i>42</i>
<i>Teoría y Calibración.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
<i>Sensor de Profundidad.....</i>	<i>43</i>
<i>Sensor para Nivel de presa.....</i>	<i>43</i>

<i>Sensor de densidad del lodo</i> .....	44
<i>Sensor de temperatura del lodo</i> .....	45
<i>Sensor de pH del lodo de perforación</i> .....	45
<i>Evaluación del pH</i> .....	46
<i>Sensor de Conductividad del lodo</i> .....	46
<i>Sensor de carga en gancho</i> .....	47
<i>Sensor de Torque</i> .....	48
<i>Sensores de H<sub>2</sub>S en el ambiente</i> .....	48
PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LAVADO DE MUESTRA DEL POZO EXPLORATORIO: .....	52
MÉTODO PARA LA ELABORACIÓN DE LAMINADO DE MUESTRA DE POZO EXPLORATORIO	53
<i>I Método de tapón</i> .....	53
<i>II.- Método del núcleo</i> .....	55
PARÁMETROS PARA PREVENIR PROBLEMAS DE COMPACTACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN .....	56
<b>5. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE COMPACTACIÓN</b> .....	<b>58</b>
<b>6. ESTUDIO DE UN CASO</b> .....	<b>62</b>
<b>7. CONCLUSIONES</b> .....	<b>67</b>
<b>8. REFERENCIAS</b> .....	<b>68</b>

## 1. RESUMEN

El servicio de registro de hidrocarburos y parámetros de perforación, tiene como objetivo participar de manera importante y activa durante la etapa de perforación en pozos con objetivos de hidrocarburos, ya que suministran datos valiosos para la toma de decisiones oportunas para la operación.

El servicio se compone de personal capacitado, computadoras, software y equipos (electrónicos, eléctricos, mecánicos, transductores de señales y ópticos).

El monitoreo de parámetros de perforación tiene como función, enviar la actividad del pozo en tiempo real para el activo, que a su vez visualiza e interpreta los resultados.

En la detección de gas, los resultados obtenidos por el equipo tienen relevancia, ya que proporcionan información cualitativa del tipo de hidrocarburos, ya sean secos o húmedos, permitiendo reconocer intervalos de interés.

El operador tiene la capacidad de comparar la entrada y salida de fluido, así como su comportamiento y variación; esto con la finalidad de interpretar los diferentes eventos y problemas que ocurren durante la perforación. De igual forma, cuantifica la profundidad y la velocidad de perforación, lo cual es importante para informar al operador de perforación de posibles problemas que se puedan presentar.

Este Informe Escrito de Trabajo Profesional, tiene como objetivo el presentar las actividades profesionales realizadas en el servicio de registro de hidrocarburos y evaluación de parámetros de perforación.

## **2. INTRODUCCIÓN**

La definición de la tendencia normal de compactación, y la determinación de la magnitud de los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura, juegan un papel muy importante en la perforación de pozos petroleros. La evaluación precisa de las geopresiones permite:

- a) Definir con mayor certidumbre el asentamiento de TR' el peso del fluido de control.
- b) Reducir la frecuencia y severidad de brotes.
- c) Minimizar la tendencia de pegaduras por presión diferencial.
- d) Maximizar el ritmo de penetración, usando el mínimo peso equivalente.
- e) Reducir el daño a las formaciones productoras resultantes del uso de densidades de lodo excesivas.

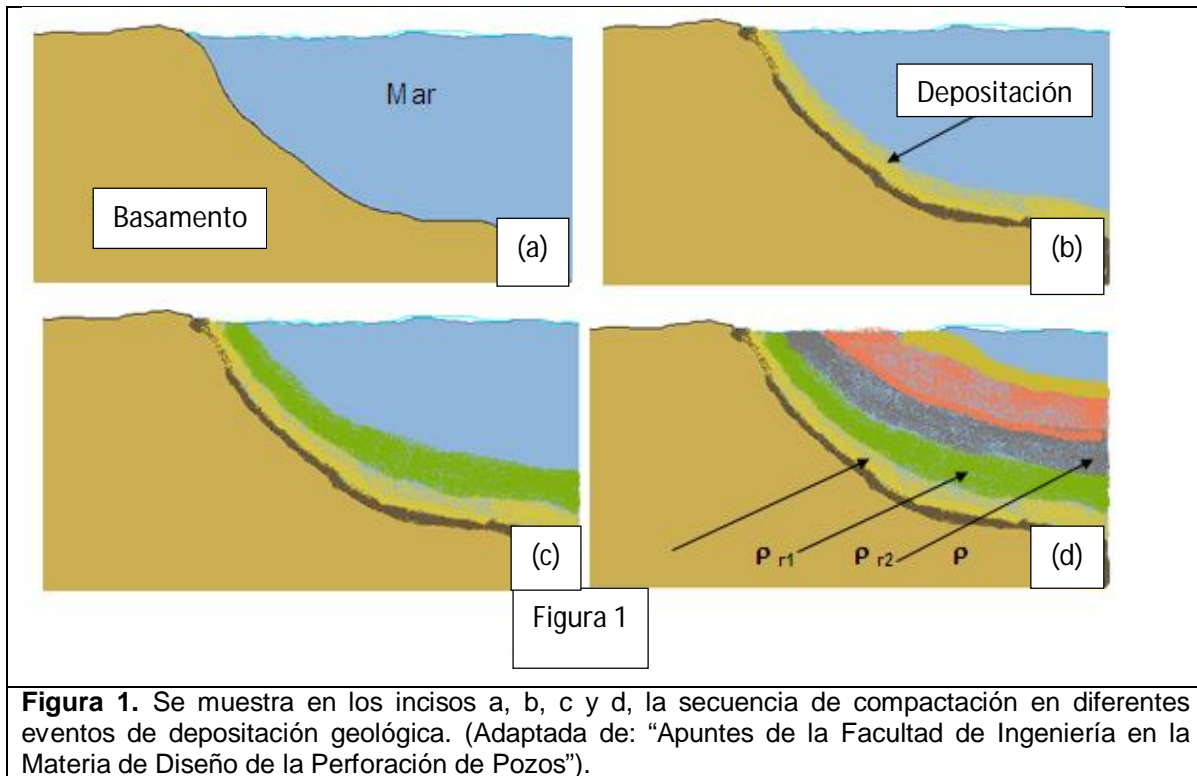
Por lo anterior, es indispensable comprender los principios físicos que dan origen a estas presiones, y evaluar los modelos de cuantificación para cada área en particular.

El presente trabajo describe la metodología empleada para el análisis de geopresiones en tiempo real a partir de registros geofísicos corridos durante la perforación (que por cuestiones prácticas se denominan LWD).

Los resultados obtenidos han permitido identificar oportunidades de mejora para contribuir, dentro del marco de intercambio de experiencias, al mejoramiento de los proyectos de perforación.

## **3. FUNDAMENTOS EN TEORIA DE COMPACTACIÓN**

Durante el proceso de depositación normal, la presión de sobrecarga se incrementa a medida que los sedimentos se acumulan. El incremento de la sobrecarga compacta los sedimentos resultando en una reducción de la porosidad (ver figura 1).

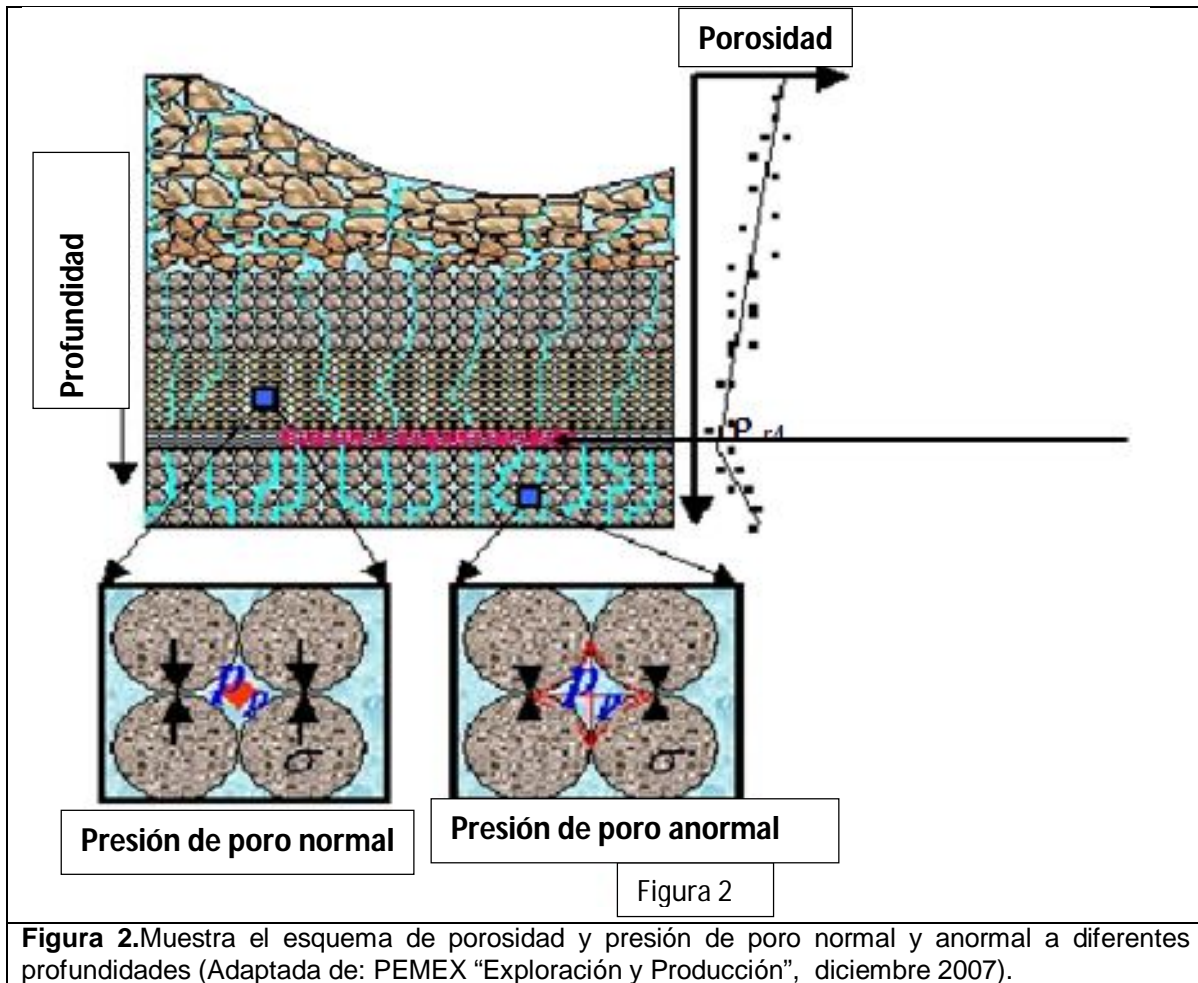


El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

En zonas donde se permite la migración de fluidos debido a la compactación, la porosidad disminuye con la profundidad, y por lo tanto, la presión de poro es normal y puede ser cuantificada por la expresión siguiente:

$$P_p = \rho h / 10 \text{ kg/cm}^2$$

Cuando la migración no es permitida, no hay reducción de la porosidad y la tendencia normal es afectada, por lo tanto la presión de poro es anormal (ver figura 2).



Los métodos de predicción de las geopresiones están basados en el principio de Terzaghi, el cual define que la presión de sobrecarga  $P_{sc}$  es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo más la presión de poro, lo cual se puede expresar como sigue:

$$P_{sc} = P_p + \sigma \text{ (kg/cm}^2\text{) (psi)}$$



En pozos exploratorios se utiliza más información sísmica, y en pozos de desarrollo es más común utilizar información de registros geofísicos para la detección de las zonas de presión normal y anormal (ver figura 3).

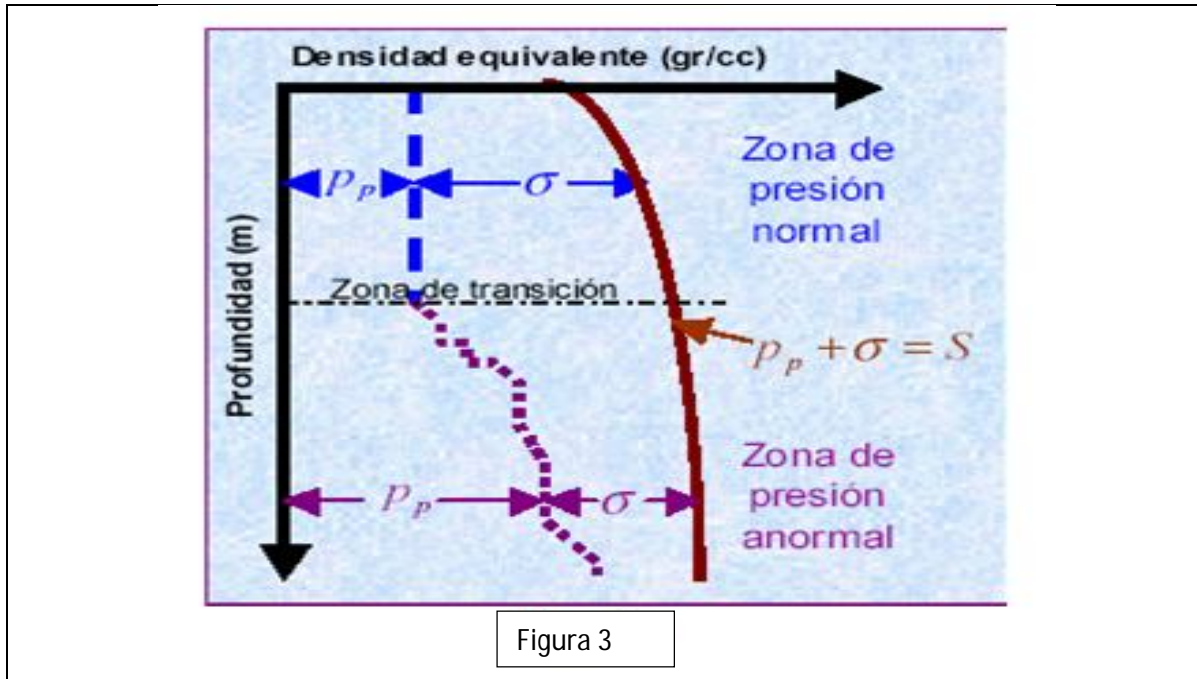


Figura 3

**Figura 3.** Esquematización de zona de presión normal, zona de transición y zona de presión anormal, para zona de presión de sobre carga, poro y fractura (Adaptado de PEMEX "Exploración y Producción", diciembre 2007)

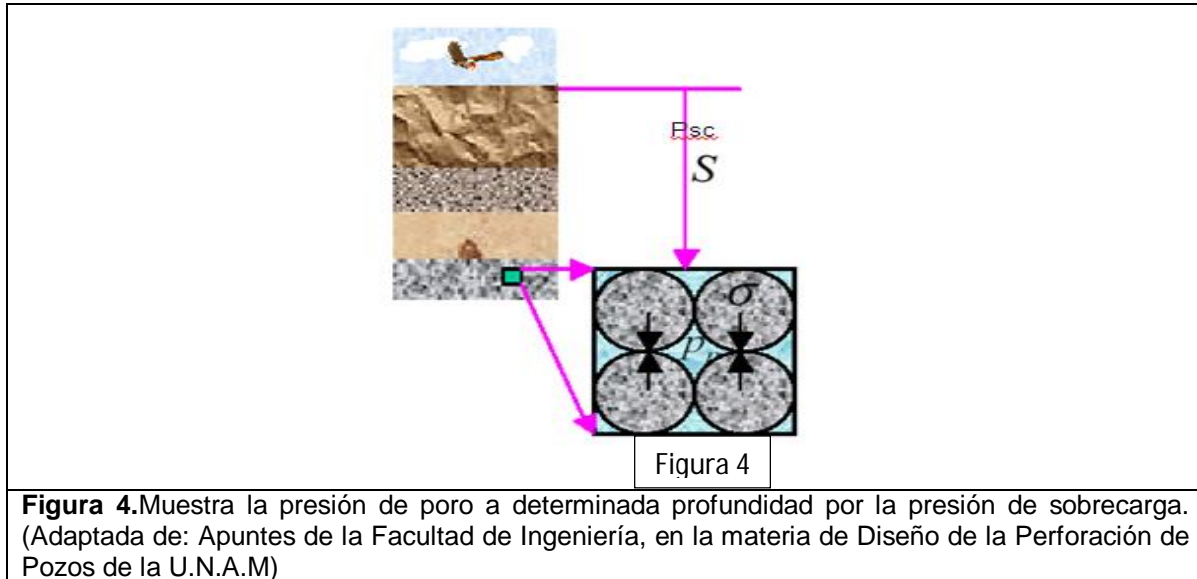
El conocimiento de las presiones de sobrecarga, poro y de fractura de las formaciones a perforar, es fundamental para una óptima planeación en la perforación del pozo. Por lo tanto, es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones, y después predecirlas con la mayor exactitud posible. El desconocimiento o mala predicción de estas presiones ocasionan los siguientes problemas:

- a) Asentamientos inadecuados de las tuberías de revestimiento.
- b) Pegadura de tuberías por presión diferencial.
- c) Perdidas de circulación.
- d) Perdida de objetivo.
- e) Brotes.

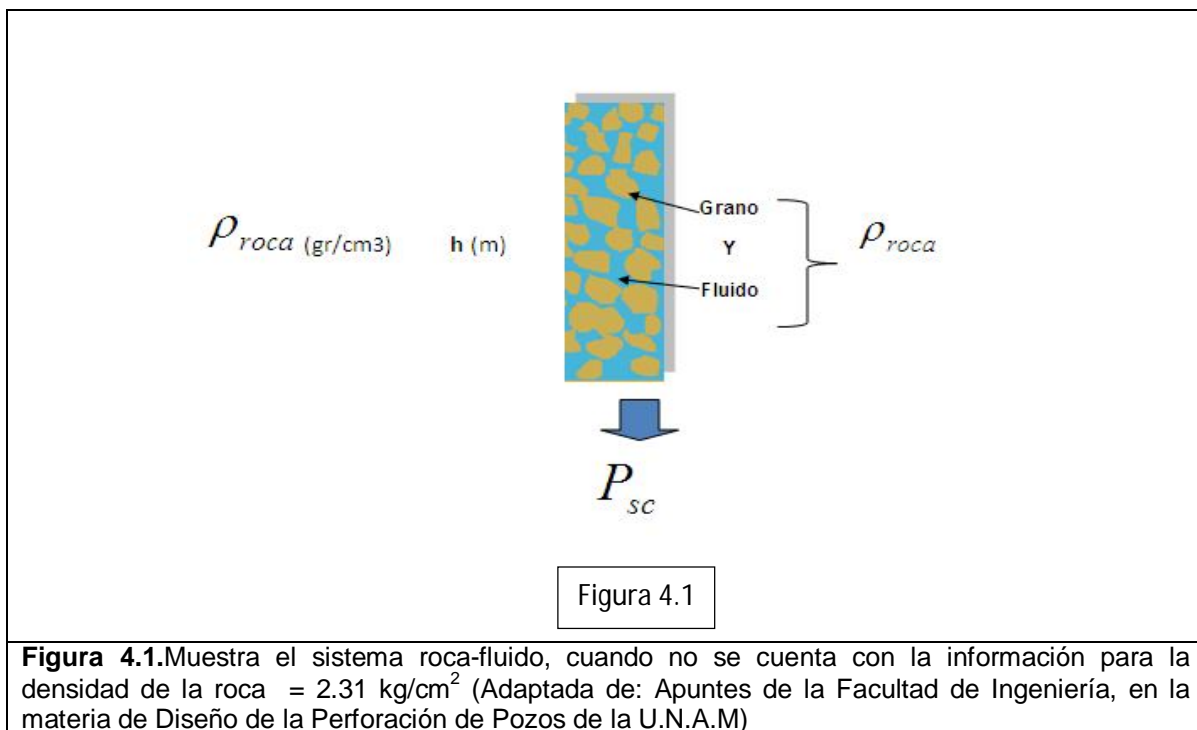
## Definición de parámetros utilizados durante la perforación de un pozo.

- **Porosidad (f).**- Se define como la fracción del volumen total de roca que se encuentra lleno por un fluido (gas, aceite, agua o una combinación de estos) y se expresa en por ciento.
- **Permeabilidad (k).**- La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para conducir el flujo de fluidos en el medio poroso. **(mD)**
- **Saturación de agua (Sw).**- La fracción del espacio vacío que es llenado por el agua, se le conoce como saturación de agua. Existe una fracción de agua que no se mueve de la roca y es conocida como “Agua congénita o intersticial”.
- **La saturación de hidrocarburos será:  $Sh = 1 - Sw$  (%)**
- **Resistividad.**- La resistividad eléctrica de una sustancia es la capacidad de impedir o resistir el paso de una corriente eléctrica. **(Ohm – m)**
- **Conductividad.**- Es el recíproco a la resistividad. **(milimhos – m)**
- **Presión de sobrecarga (Psc).**- Se define como el peso de la columna de roca (densidad del grano más los fluidos contenidos en el espacio poroso) que soporta una formación a una profundidad determinada.
- **Presión de poro (Pp).**- Se define como la presión natural originada por los procesos geológicos de depositación y compactación a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos. Esta presión es conocida como “Presión de formación”.

- **Esfuerzo efectivo o de matriz.** Es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de la roca, el cual está en función de la sobrecarga a una profundidad determinada (ver figura 4).

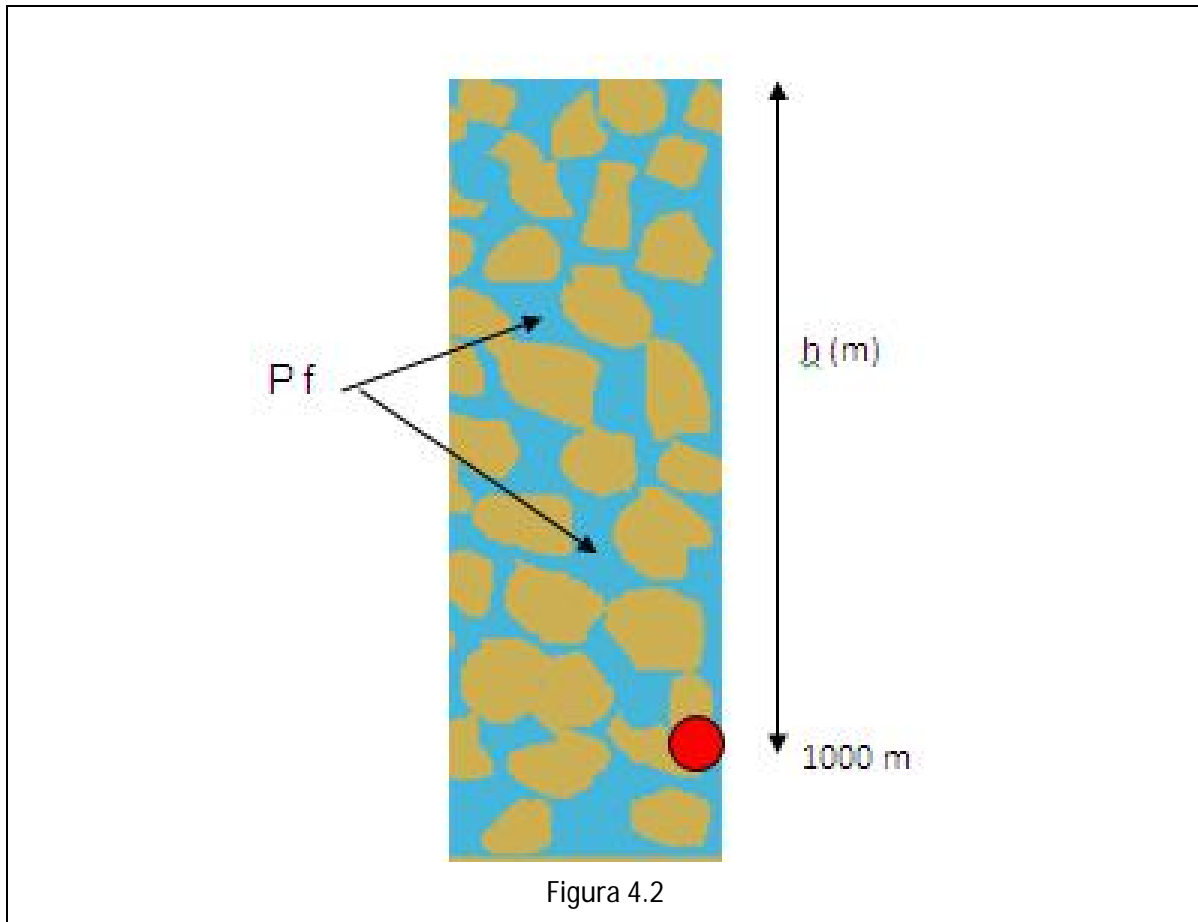


La presión de sobrecarga ( $P_{sc}$ ) es causada por el peso del *sistema roca-fluido*. No existe presión hacia los lados (ver figura 4.1).



La presión de poro normal, es la causada solo por la presencia del fluido en el espacio poroso de la matriz de la roca. Esta presión también es conocida como *Presión de formación Pf* y *presión de yacimiento Py* (ver figura 4.2).

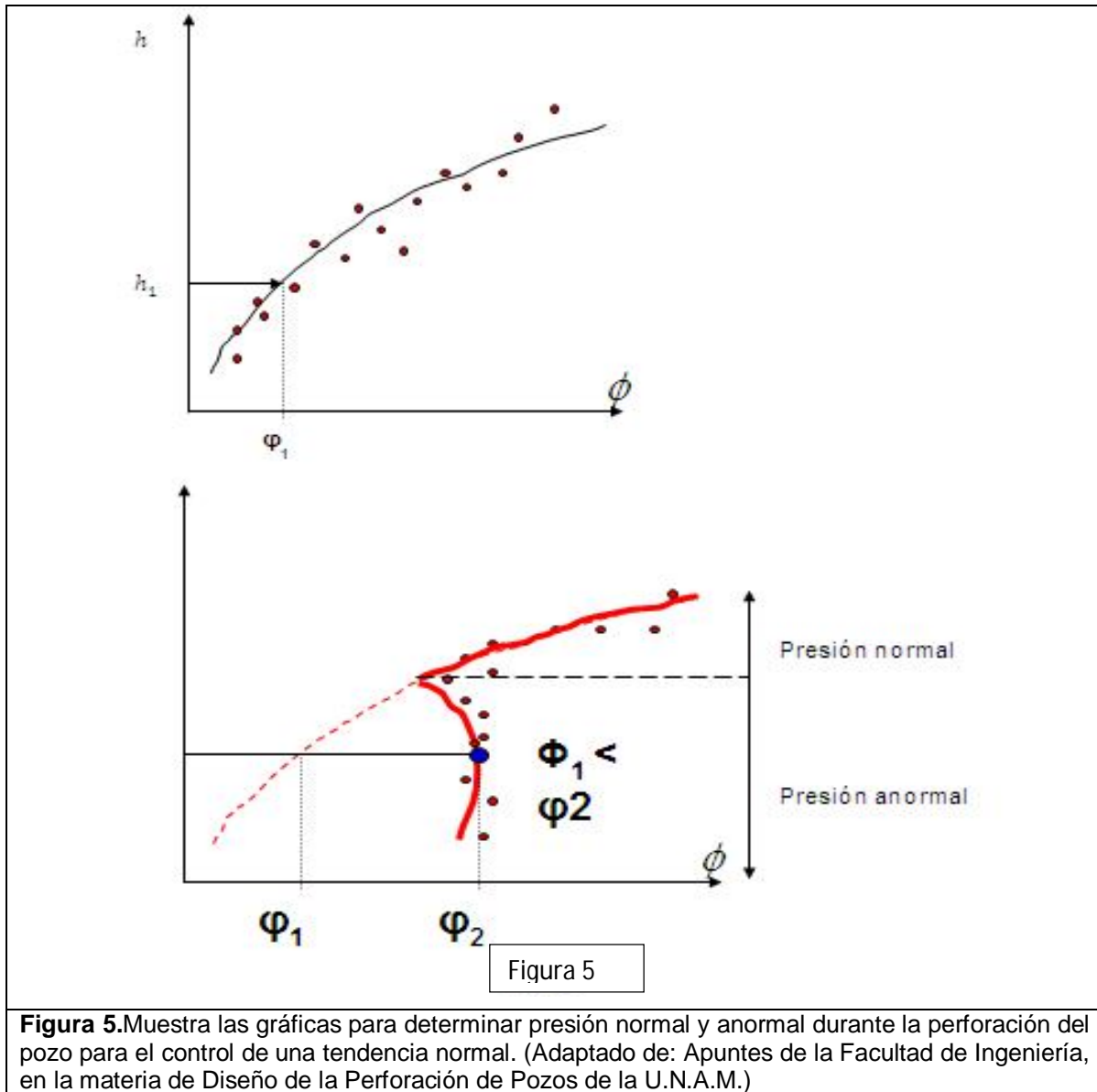
$$P_p = P_f = P_y$$



**Figura 4.2.** Muestra cuando no se tienen datos de la densidad del fluido de las formaciones a perforar y la presión es normal; se usa como densidad promedio  $1.07 \text{ gr/cm}^3$  de la superficie al punto en análisis (Adaptado de: Apuntes de la Facultad de Ingeniería, de la materia de Diseño de la Perforación de Pozos de la U.N.A.M.)

La mayoría de los métodos de detección de presiones anormales están basados en el hecho de que las zonas de presión anormal tienden a presentar menor

compactación y alta porosidad en comparación a formaciones a la misma profundidad (ver figura 5).



**Figura 5.** Muestra las gráficas para determinar presión normal y anormal durante la perforación del pozo para el control de una tendencia normal. (Adaptado de: Apuntes de la Facultad de Ingeniería, en la materia de Diseño de la Perforación de Pozos de la U.N.A.M.)

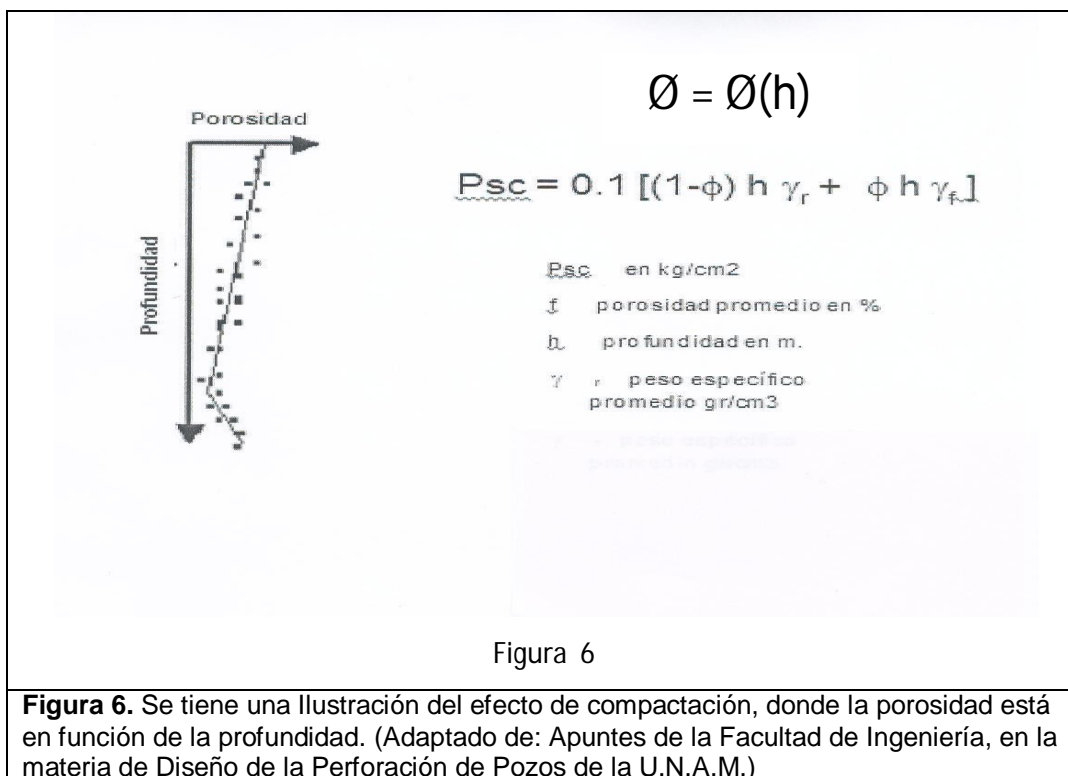
La presión anormal puede ser causada por:

Efecto de compactación.

Presión  $P_f < P_{fn}$  Subnormal

Anormal  $P_f > P_{fn}$  Sobrepressionada

En condiciones normales, el espacio poroso se reduce con la profundidad por el efecto de sobrecarga, por lo que la porosidad está en función de la profundidad; a mayor profundidad menor porosidad (ver figura 6).





Durante el proceso de sedimentación y compactación, se tiene un balance entre el peso de los sedimentos y la capacidad de las formaciones para expeler los fluidos.

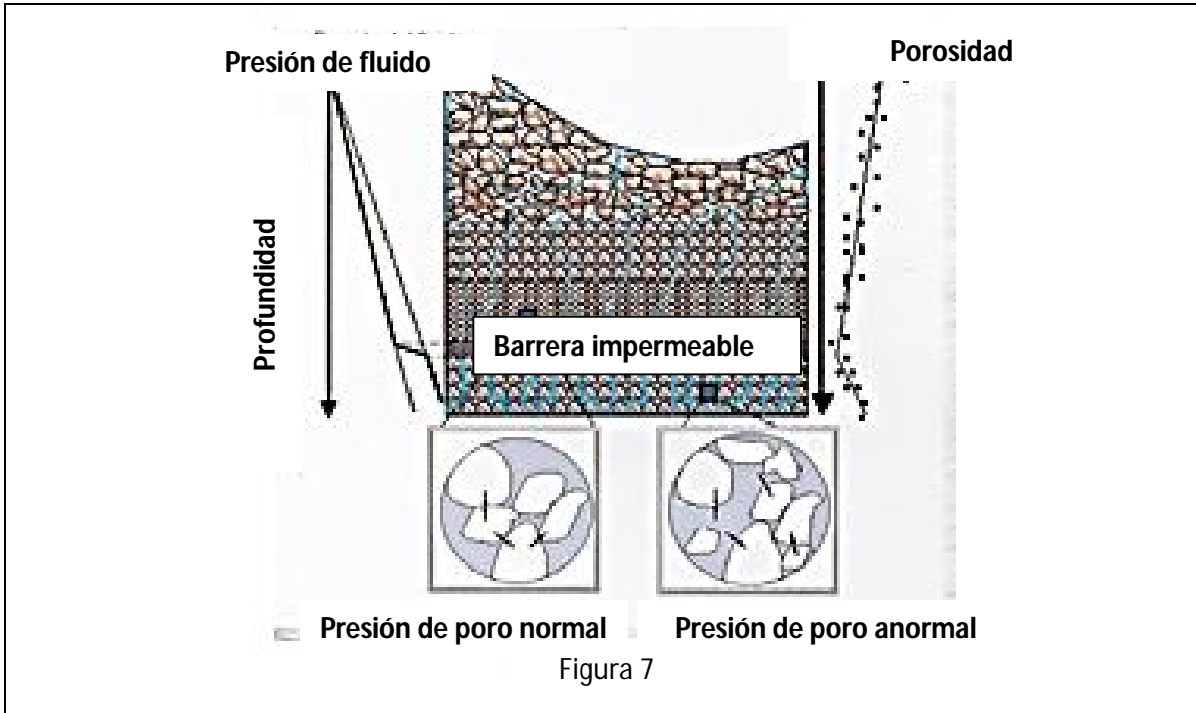
Cuando los fluidos dentro de los poros escapan debido a la sobrecarga, la compactación de los sedimentos en función de la profundidad y la porosidad se reduce; es decir, se dice que se genera una tendencia normal de compactación, y por lo tanto, se tienen presiones de formación normal.

Por el contrario, cuando los fluidos no pueden escapar de los poros, se represionan debido a la sobrecarga, dando como resultado que la porosidad de la roca no varíe con la compactación.

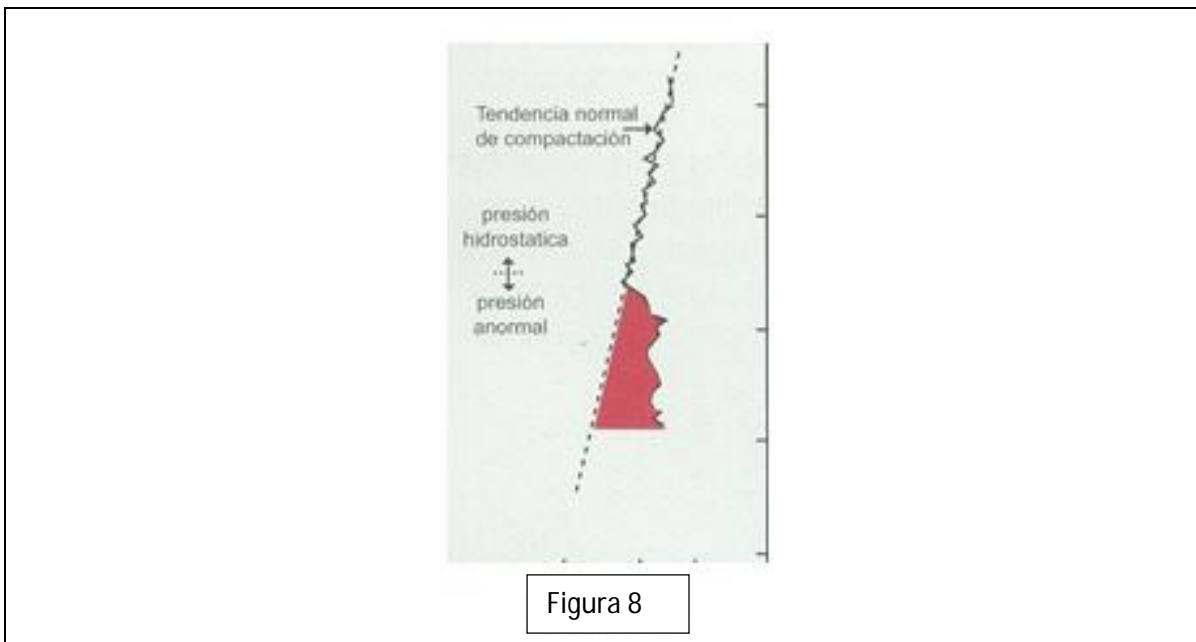
Si la porosidad de la formación se desvía más de la tendencia normal de compactación, las formaciones poseen presiones anormalmente altas.

Por lo anterior, podemos establecer que la porosidad a una profundidad depende de la presión del fluido. Si esta presión es anormalmente alta, mayor que la hidrostática, la porosidad también será anormalmente alta a la misma profundidad (ver figura 7).





**Figura 7.** Muestra el comportamiento de la presión de los fluidos en los poros de la formación y los cambios de porosidad cuando existe un desequilibrio en la compactación. También muestra el comportamiento de la presión en la cima de una zona de presión anormal. (Adaptado de un artículo de PEMEX "Exploración y Producción", diciembre 2007.)



**Figura 8.** Muestra el incremento en los valores de porosidad en la lutita al entrar a la zona de presión anormal donde se observa una tendencia normal (Adaptado de un artículo de PEMEX "Exploración y Producción", diciembre 2007.)

#### **4. METODO DE ANÁLISIS Y CONSIDERACIÓN EN PARAMETROS DE PERFORACIÓN**

Las únicas formas de obtener información del subsuelo además de la perforación, es utilizando los métodos geofísicos. Las técnicas más usadas son el Registro Sísmico de Reflexión Acústica, Conductividad y Resistividad, y el Registro de Densidad Compensada. Sin embargo, estas técnicas de registro proporcionan la información después de perforar los intervalos que causan problemas, y nos ayudan en la predicción de las sobrepresiones en el momento de la perforación para tomar decisiones de control rápido.

La oportuna identificación de una zona de presión anormal, y una exacta estimación del valor de la misma, significa seguridad y economía en las operaciones de perforación. Todos los métodos de predicción de sobrepresiones están sujetos a intervenciones imprevistas de factores externos, pero los resultados dependen del cuidado e interpretación correcta de los datos recopilados.

Un punto clave en los métodos, es el carácter establecido de las variables normales de la presión de una zona y compararlas con el comportamiento en las zonas de presión anormal.

Cada método es considerado en dos secciones; el primero encerrará la teoría básica detrás del método; la segunda, nos la proporcionará la práctica en la recopilación y análisis de los datos.

Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean los valores de tiempo, de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación.

## Línea base de lutitas

A partir de un registro de rayos gamma RG, trazas la línea base de lutitas limpias seleccionando los valores máximos del registro. Al trazar esta línea, se consideran los valores máximos de resistividad y, en el registro sísmico, se toman los valores mínimos (ver figura 9).

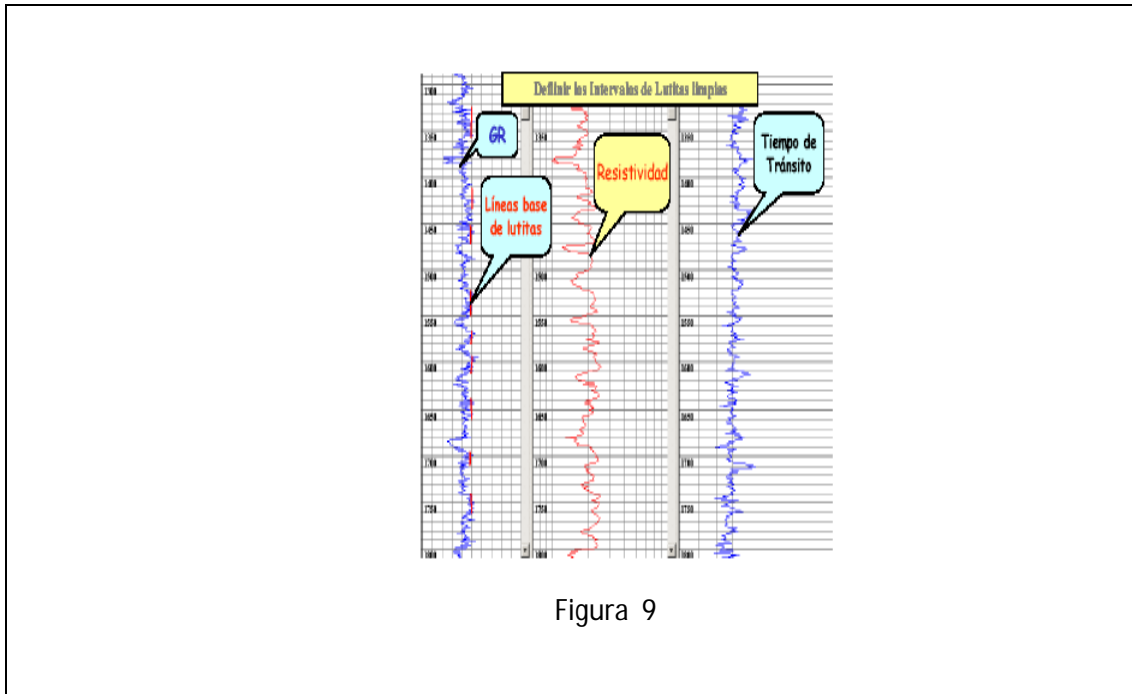
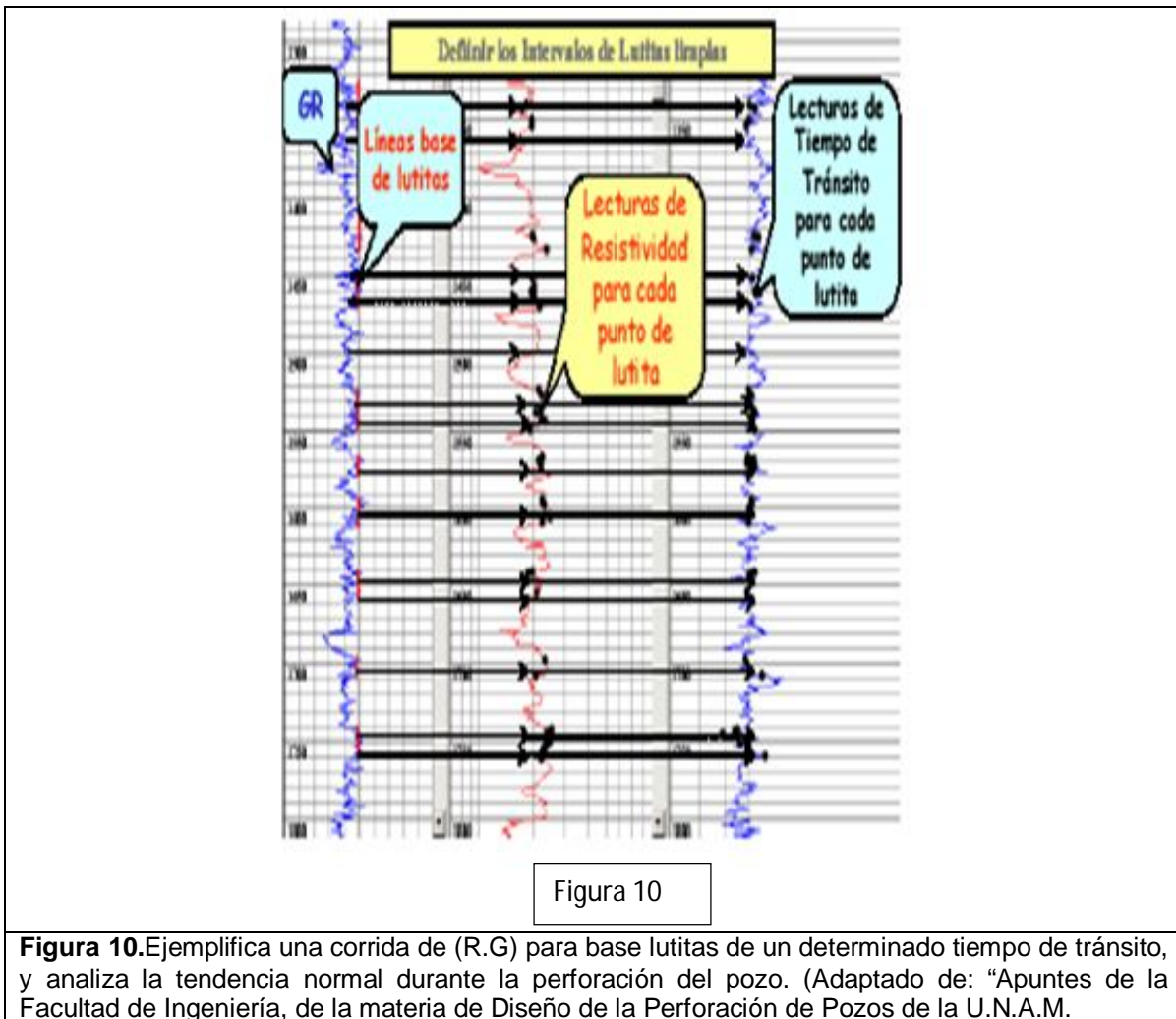


Figura 9

**Figura 9.** Nos ejemplifica la corrida de registros geofísicos de rayos gamma, seleccionando línea base lutitas para considerar valores máximos y mínimos del registro.  
(Adaptado de: "Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos de un artículo de PEMEX "Exploración y Producción" diciembre 2007)

## Selección de puntos de lutitas

Para cada lectura en el registro RG, igual o mayor que la línea base de lutitas, marcar la lectura de tiempo de tránsito o de resistividad a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutita en el registro a utilizar para el análisis de la tendencia normal de compactación (ver figura 10).



## Unión de puntos de lutitas

Con los puntos de lutitas seleccionados, se procede a unir éstos para definir el comportamiento de la porosidad en el registro utilizado. Precisamente sobre la línea que une los puntos de lutitas, se trazará la tendencia normal de compactación para el cálculo de la presión de poro (ver figura 11).

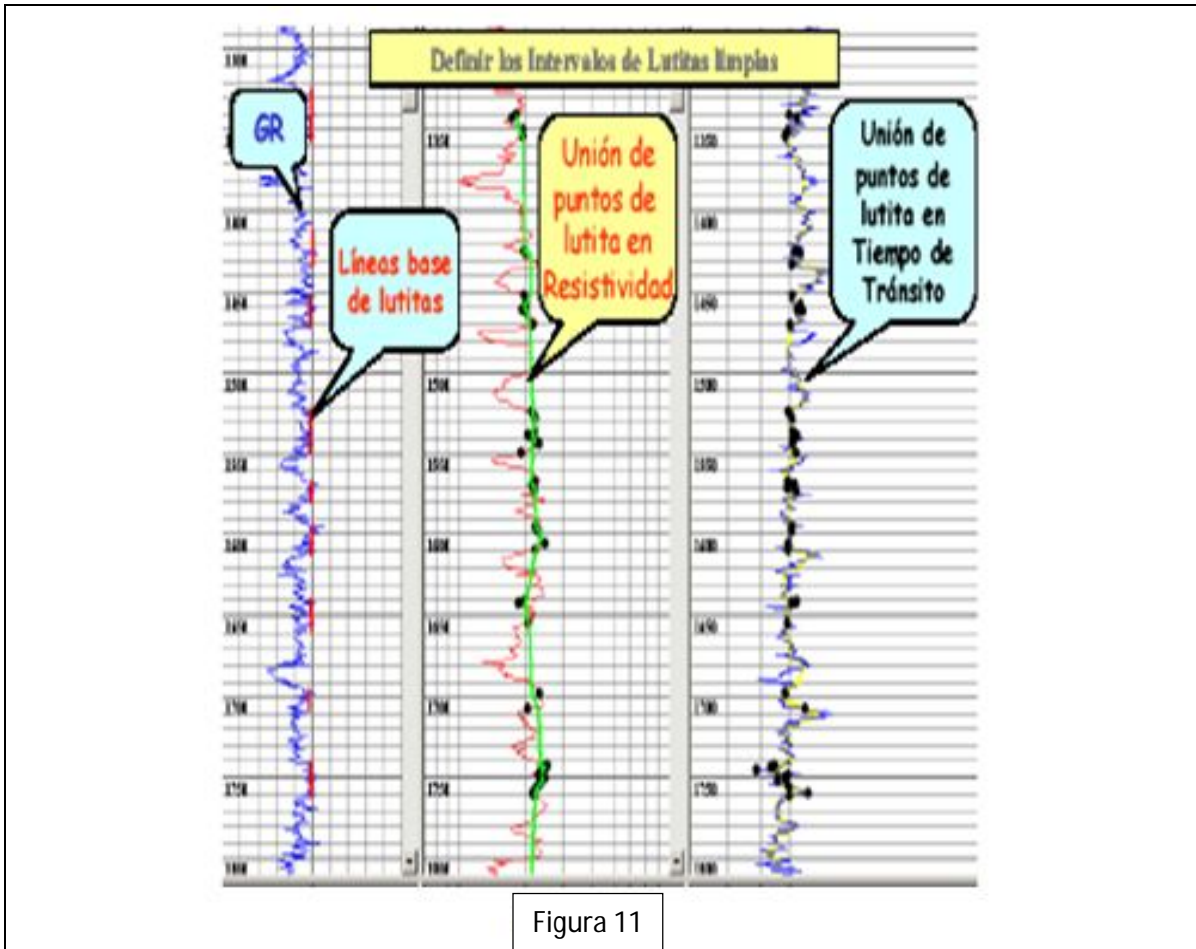


Figura 11

**Figura 11.** Se ilustra la corrida de los (R.G). Se toma una selección de puntos para definir la porosidad sobre la línea de lutitas y tener con mayor certidumbre una tendencia normal para el desarrollo de la presión de poro. (Adaptado de: "Apuntes de la Facultad de Ingeniería, en la materia de Diseño de la Perforación de Pozos de la U.N.A.M.)

## Indicadores de presión

Esta es una de las partes más importantes del estudio de presiones anormales, ya que contiene la técnica para detectar las presiones anormales al estar perforando.

Los términos parámetro e indicador con frecuencia se usan indistintamente, lo cual no es correcto. Indicador es algo que señala más o menos con exactitud; parámetro es un conjunto de propiedades físicas cuyos valores determinan las características de comportamiento de un sistema.

Para nuestro caso, parámetro cubrirá las variables de perforación como son el peso sobre barrena, revoluciones por minuto, velocidad de perforación, unidades de gas, propiedades del lodo, etc., las cuales se podrán graficar. Las gráficas indican que debe tomarse alguna clase de acción después de registrar los parámetros que se vuelven indicadores.

La clave para detectar las presiones anormales es reunir y graficar los datos, interpretar el significado de los indicadores y decidir la acción más adecuada.

Los indicadores de presión anormal están basados en la experiencia y en el intenso estudio; estos indicadores son:

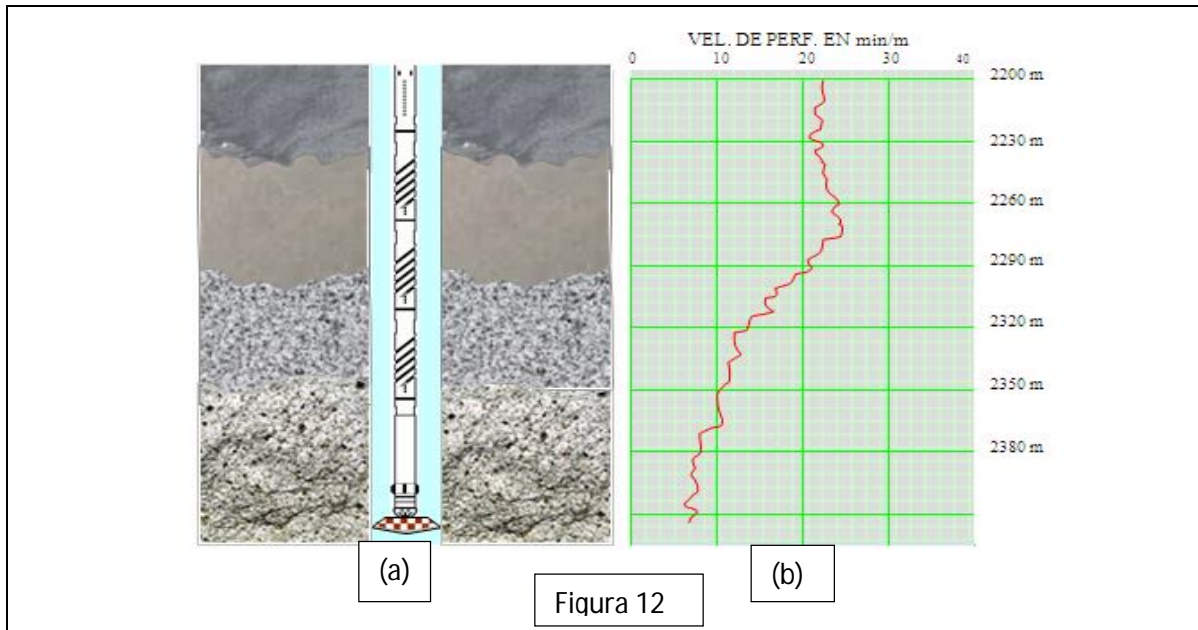
- a) Velocidad de penetración.
- b) Exponente “d” y “dc”.
- c) Velocidad de penetración.
- d) Gases de perforación.
- e) Propiedades del lodo.
- f) Diferencial de cloruros.
- g) Temperatura.
- h) Análisis de recortes.
- i) Densidad
- j) Paleontología
- k) Inestabilidad del pozo.
- l) Conductividad.
- m) Porosidad

En la figura 12 se muestra el incremento en la velocidad de la perforación en la zona de transición, el cual es un indicador consistente y efectivo de que se está penetrando a una zona de sobrepresión, siempre y cuando ciertas condiciones de perforación se mantengan constantes.

Se ilustra de lado izquierdo la perforación atravesando diferentes formaciones, donde se pueden apreciar diferentes presiones anormalmente altas debido a la compactación.

En el lado derecho de la gráfica se muestra una zona de transición a una cierta profundidad de 2275 m aproximados.

- a) Los parámetros de perforación son: tipo de barrena, peso/ bna, rotación, y presión de bombeo.
  
- b) Las propiedades reológicas de los lodos de perforación, especialmente densidad y viscosidad de embudo. La velocidad de perforación indica que tan rápido se perfora cada metro y se puede reconocer literalmente la litología y/o la presión de poro. Este es el primer parámetro recibido a medida que el pozo se perfora, y los otros parámetros se miden después de que el lodo acarreo los recortes y el gas desde el fondo del pozo hasta la superficie, es decir, al transcurrir el tiempo de atraso (ver figura 12).



**Figura 12.** Se ilustra para ambas figuras la velocidad de Perforación vs Profundidad, así como la gráfica para ver el comportamiento del pozo durante la perforación, y detectar la zona de presión anormal. (Adaptado de: "Manual de Presiones anormales de la compañía ROTENCO S.A. DE C.V.")

Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable impidiendo la liberación de agua. Las propiedades de la lutita (arcilla) medidas por los registros geofísicos, así como la velocidad sísmica, están directamente relacionadas con la porosidad de la formación (ver figuras 13 y 14)



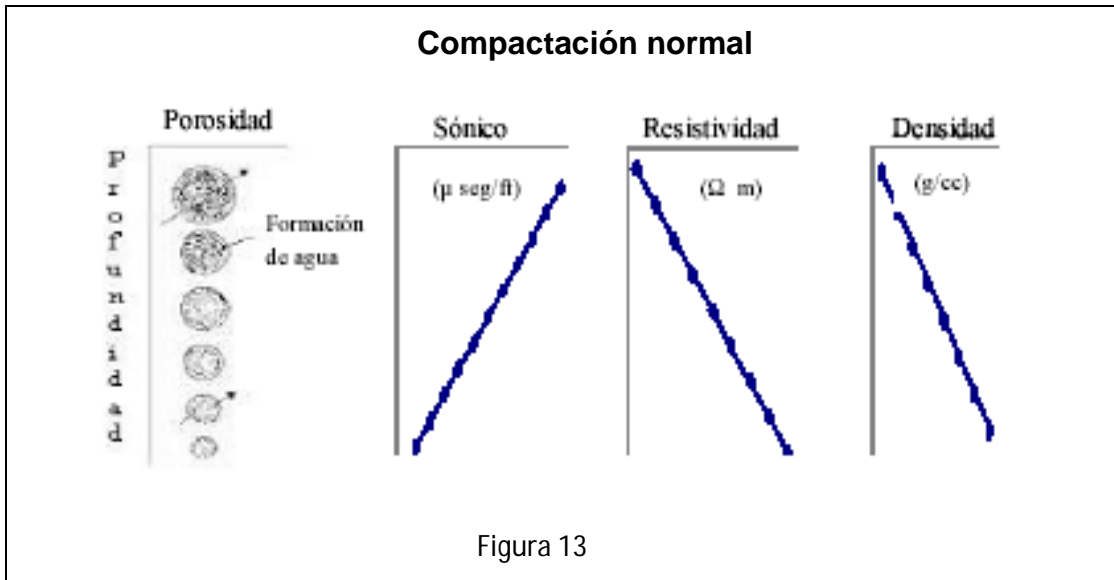


Figura 13

**Figura 13.** Se muestran las propiedades de las lutitas contenidas en la formación y su porosidad a través de la corrida de los diferentes registros geofísicos. (Adaptado de Manual de entrenamiento en campo para operadores básicos, de la compañía ROTENCO S.A. DE C.V.

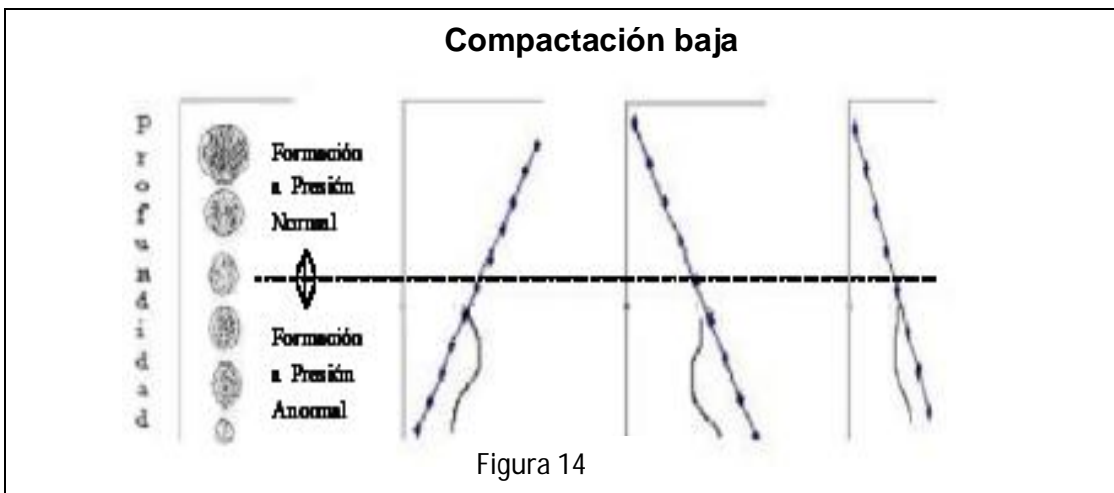


Figura 14

**Figura 14.** Ilustra las propiedades de lutitas contenidas en la formación y la porosidad para una presión anormalmente baja a través de una corrida de los diferentes (R.G) (Adaptado de Manual de entrenamiento en campo para operadores básicos, de la compañía ROTENCO S.A. DE C.V.

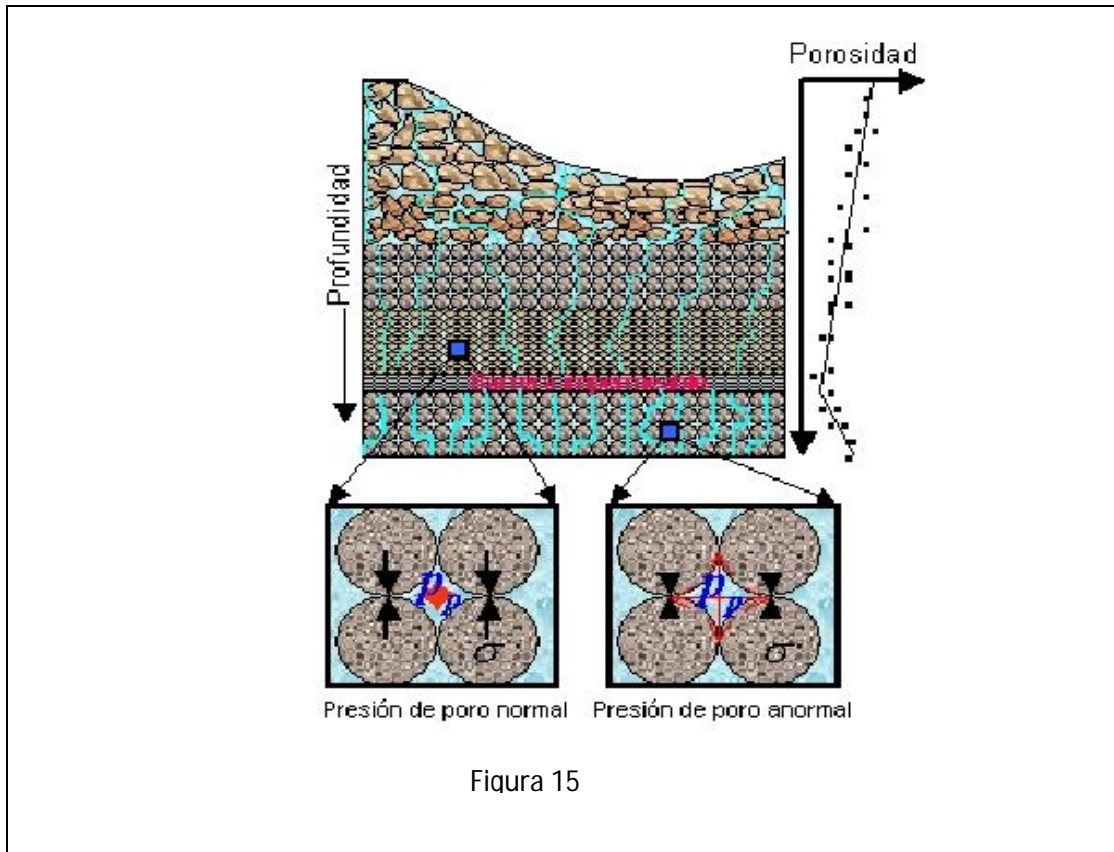


Figura 15

**Figura 15.** Relación Porosidad V.S Profundidad; a mayor profundidad mayor compactación y menor porosidad. (Adaptado de Manual de entrenamiento en campo para operadores básicos, de la compañía ROTENCO S.A. DE C.V.)

## Método de Eaton

Al igual que el método de H&J, el método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal.

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad.
2. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total.
3. A la profundidad de interés  $h$ , leer el valor extrapolado  $t_{lun}$  y el observado en el registro  $t_{lu}$ , y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado  $h_n$ (ver figura 16).

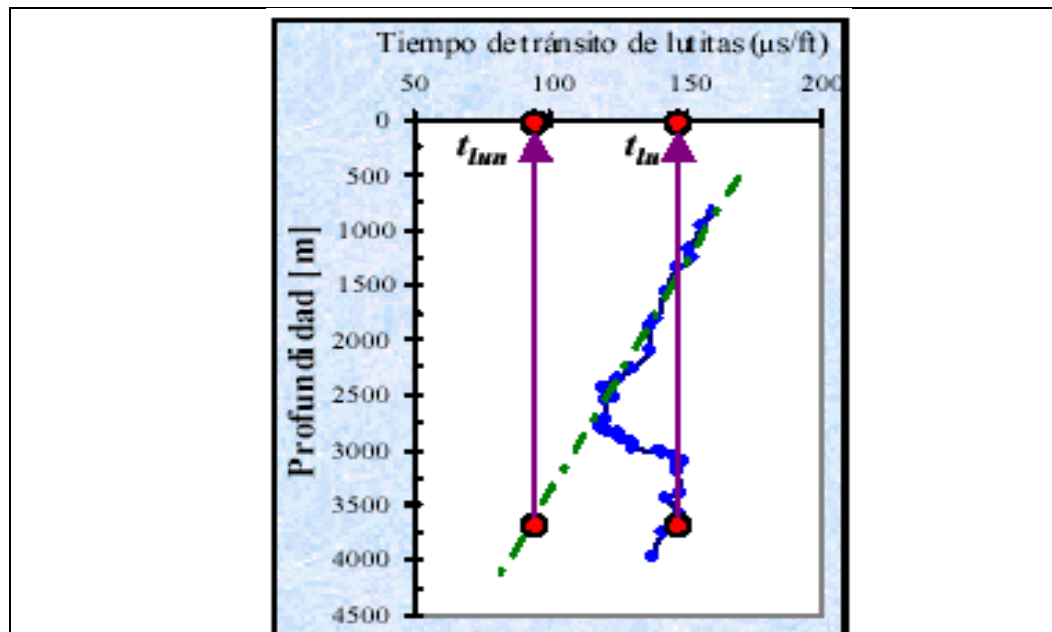


Figura 16

**Figura 16.** Pasos a seguir con el método de Eaton para establecer una tendencia normal de compactación en un determinado tiempo de tránsito. (Adaptado de Manual de entrenamiento en campo para operadores básicos, de la compañía ROTENCO S.A. DE C.V.)

Calcular la presión de poro  $P_p$  con los registros geofísicos a la profundidad de interés  $h$ , según el registro que se tenga, en base a las siguientes ecuaciones:

Registro sísmico:

$$Pp_{(h)} = Psc_{(h)} - (Psc_{(h)} - Pp_{(hn)}) * \left(\frac{t_{lun}}{t_{lu}}\right)^3$$

Registro resistivo:

$$Pp_{(h)} = Psc_{(h)} - (Psc_{(h)} - Pp_{(hn)}) * \left(\frac{R_o}{R_{ou}}\right)^{1.2}$$

Registro conductivo:

$$Pp_{(h)} = Psc_{(h)} - (Psc_{(h)} - Pp_{(hn)}) * \left(\frac{C_{on}}{C_o}\right)^{1.2}$$

Aun cuando el método de Eaton está basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso.

El método más conocido en la detección de sobrepresiones relacionado con los cambios en la velocidad de penetración es el exponente dc. La derivación de una porosidad de formación determinada de la velocidad de perforación, es usada para detectar presiones anormales en las técnicas empleadas en el campo. Durante la perforación, la velocidad de la penetración decrecerá, como ya se dijo, con el incremento de la profundidad por las siguientes razones:

1.- Las formaciones llegan a hacerse más consolidadas por la influencia de la presión de sobrecarga, aumento de la temperatura de la formación y pérdida de fluidos en los poros en el proceso de compactación. Por todos estos factores, se incrementa la fuerza de cohesión de la roca, haciendo dura a la penetración.

2.- La presión diferencial que existe entre la presión hidrostática y la presión de la formación; si la diferencia de presión aumenta, la velocidad de penetración disminuye.

### **Exponente d**

El método del exponente “d” nos detecta presiones anormales de la formación con los datos obtenidos durante la perforación y las condiciones mecánicas con las que se perfora, tales como: velocidad de perforación, peso de la barrena, densidad del lodo y diámetro del agujero.

Se tiene claramente entendido 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; de esta manera, si se mantienen constantes las condiciones de perforación, la tendencia de la perforación de la roca se observa bien definida, y cuando se presentan los cambios en la curva de perforación, o sea, del exponente  $d_c$ , se pueden interpretar y evaluar esos cambios.

La velocidad de perforación es directamente proporcional al peso sobre la barrena y la velocidad de la rotaria, e inversamente proporcional al diámetro de la barrena y a la presión diferencial.

El exponente es muy útil para observar el movimiento de aumento de la presión de poro, sin necesidad de correlacionar con otros parámetros que a menudo no se tienen durante la perforación de pozos exploratorios.

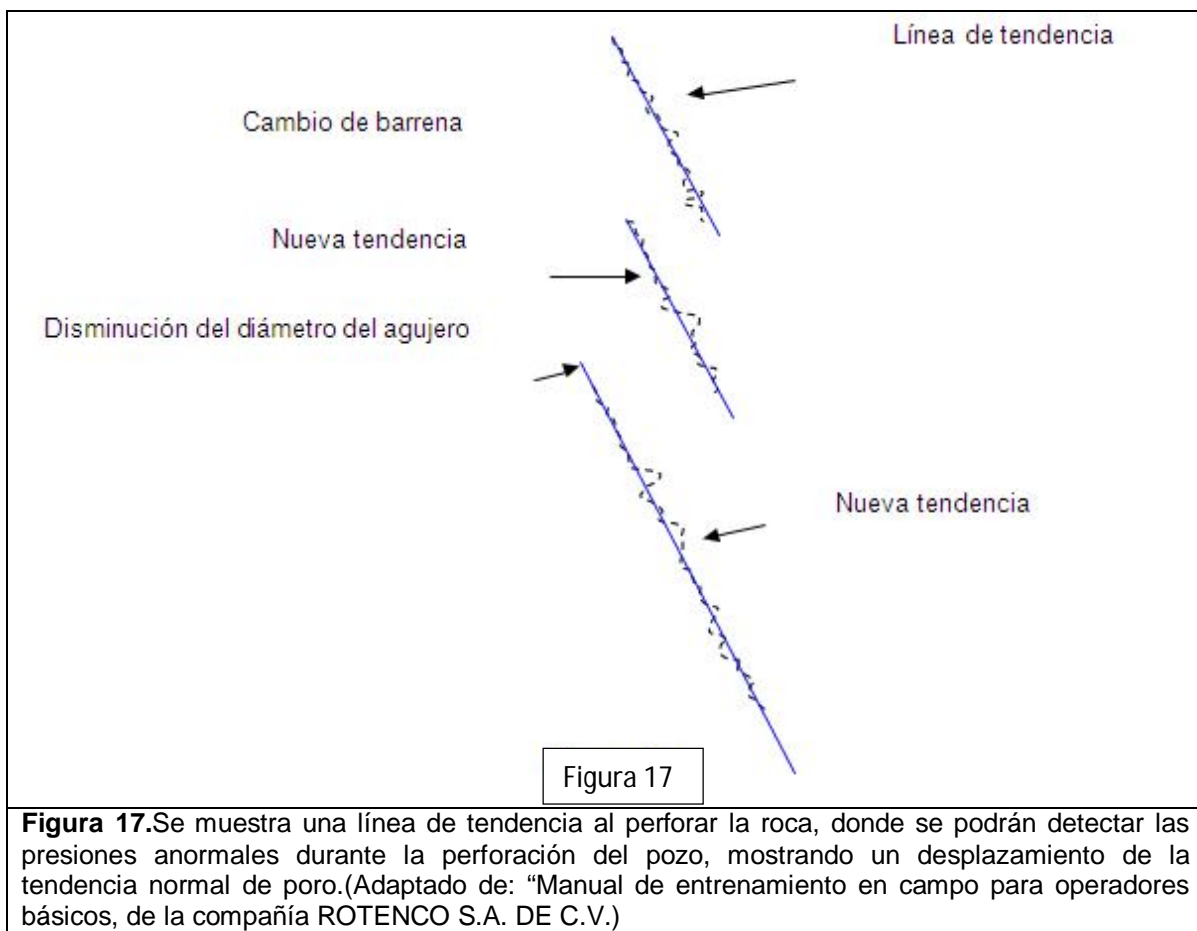
Al graficar el exponente  $d_c$  contra la profundidad, se deberá tener una curva punteada; en esta curva se deberá trazar una recta de tendencia que una la mayor cantidad de puntos. Es preferible hacer la línea de tendencia en los primeros 500 o 700 metros desde la superficie. La finalidad de esto es que la parte superior de los intervalos perforados casi siempre se encuentran con presión de poro normal.

Cuando cambia el diámetro del agujero, se debe corregir la posición de la línea de tendencia construyendo una paralela a la tendencia original para compensar el desplazamiento de la misma por la diferencia de diámetro registrada en la fórmula general del exponente  $d_c$   $Exp\ d_c = Exp\ d \times \frac{1.08}{\rho}$  (ver figura 17).

$$\rho$$

### **Método para estimar la presión de poro usando el $d_c$**

1. Graficar el Exponente  $d_c$  contra profundidad.
2. Trazar la línea de "Tendencia Normal" sobre la mayoría de los puntos graficados si los valores de  $d_c$  son afectados considerablemente por el cambio de barrena.
3. Si hay cambios en el diámetro de agujero, ajustar la tendencia normal en la misma forma del inciso anterior.
4. Seleccionar el punto de la curva del exponente  $d_c$  en donde se desea calcular la presión de poro.



La industria petrolera tiene retos cada vez mayores, y uno de ellos es la determinación de la densidad del fluido de perforación para perforar con seguridad las diferentes capas, logrando así un asentamiento óptimo de las tuberías de revestimiento.

Ecuación para el gradiente de presión total de sobrecarga

$$\frac{G_{psc}}{h} = 0.1 * [(1 - \phi) \rho_{roca} + 0.1 * \phi \rho_{fi}]$$

Dónde:

$G_{psc}$  gradiente de presión total de sobrecarga kg/cm<sup>2</sup>/m

$\phi$  porosidad en fracción

$\rho$  roca densidad roca gr/cm<sup>3</sup>

$\rho_{fi}$  densidad fluido

Con base en un promedio de la densidad de las rocas, de su porosidad, y como la densidad del fluido contenido en las rocas (agua salada de 1.07 gr/cm<sup>3</sup>), se ha obtenido un gradiente de presión total de sobrecarga teórico de 0.231 kg/cm<sup>2</sup>/m, valido para la zona del terciario en la Costa del Golfo de México.

## Predicción del gradiente de fractura por el método de Eaton

$$G_{pfr} = \left( \frac{P_{sc}}{h} \times 0.2306 \right) - \left( GP_p \frac{\nu}{1-\nu} \right) + GP_p$$

GPfr gradiente de presión de fractura, kg/cm<sup>2</sup>/m

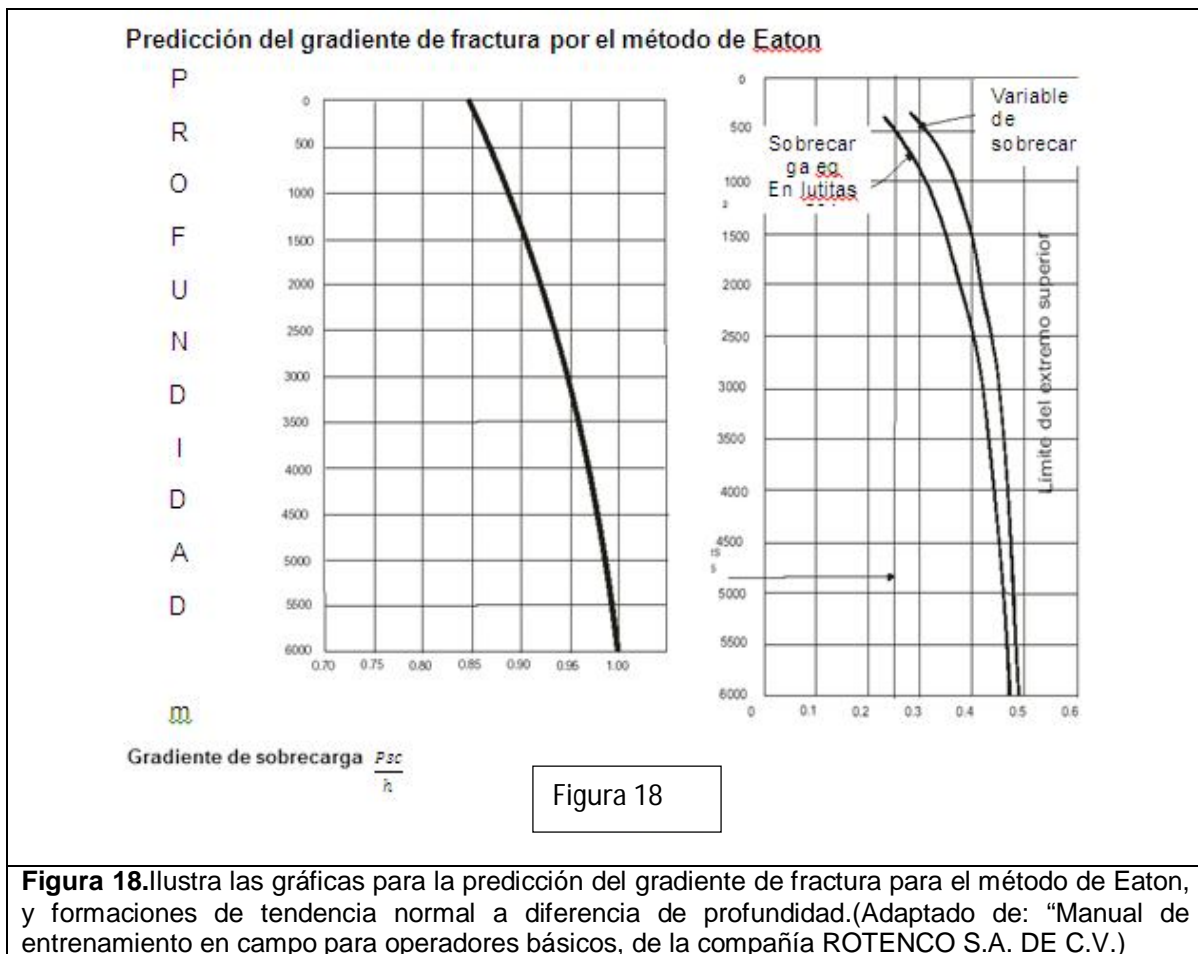
GPp gradiente de presión de poro, kg/cm<sup>2</sup>/m

h profundidad, m

$\nu$  relación de poisson

Psc presión de sobrecarga del sistema roca, lb/pg<sup>2</sup>

Nos permite obtener el gradiente de sobrecarga para formaciones normalmente compactadas.





### ***Método del exponente dc***

1. Calcular el exponente  $dc$  y el exponente modificado  $dc_{mod}$  durante la perforación de las lutitas. Los datos de perforación de formaciones que no sean lutitas deben eliminarse.
2. Graficar profundidad vs exponente  $dc_{mod}$
3. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad.
4. A la profundidad de interés  $h$ , leer los valores del exponente  $dc_{mod}$ , y en la tendencia normal  $dc_{modn}$ , leer la profundidad equivalente en la zona de presión normal  $h_n$ .
5. Finalmente, calcule la presión de poro  $P_p$  a la profundidad de interés  $h$ , usando la ecuación de Eaton (ver figura 19).

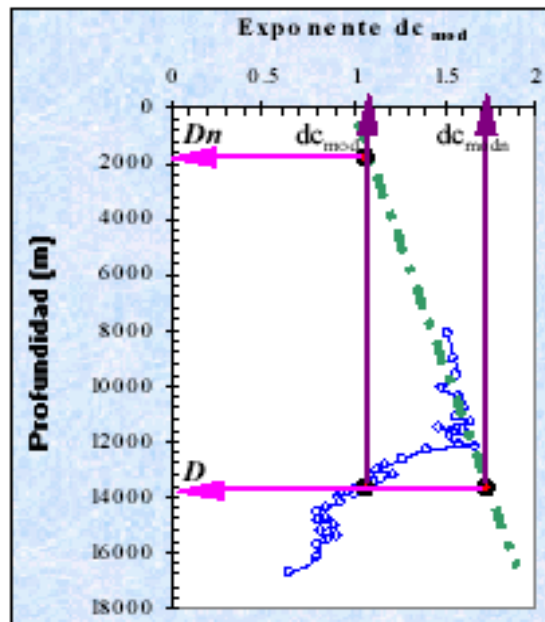


Figura 19

**Figura 19.** Ilustra gráfica de los pasos a seguir del método del exponente, para establecer una tendencia normal durante la perforación del cálculo de la presión de poro a la profundidad de interés. (Adaptado de: "Manual de entrenamiento en campo para operadores básicos, de la compañía ROTENCO S.A. DE C.V.)

## **Calibrar las predicciones de la presión de poro y fractura.**

Para completar el proceso de validación de las geopresiones, es necesario calibrar la predicción de los perfiles de poro y de fractura con datos reales obtenidos durante la perforación y terminación del pozo.

### a) Pruebas de formación.

Para la calibración de la presión de poro, se pueden utilizar los datos obtenidos en las pruebas de formación realizadas durante la perforación, y en caso de existir una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación.

### b) Con la densidad del lodo

Comparar la densidad del lodo utilizada durante la perforación con el gradiente de presión de formación, y en caso de que estos perfiles se intercepten, se ajusta la tendencia normal de compactación.

## **Pruebas de goteo y minifracturas**

La prueba de goteo considera que la presión, donde las fracturas comienzan a abrirse e inician a tomar fluidos, es una buena aproximación del gradiente de fractura.

Cuando se presentan pérdidas de circulación se debe ubicar con la mayor exactitud la profundidad de la pérdida (ver figuras 20 y 21).

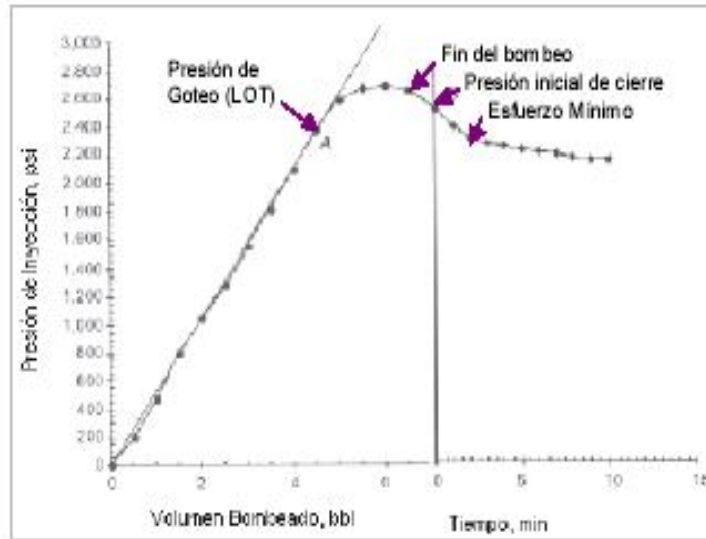


Figura 20

### PRUEBA DE GOTEO O LEAK OFF

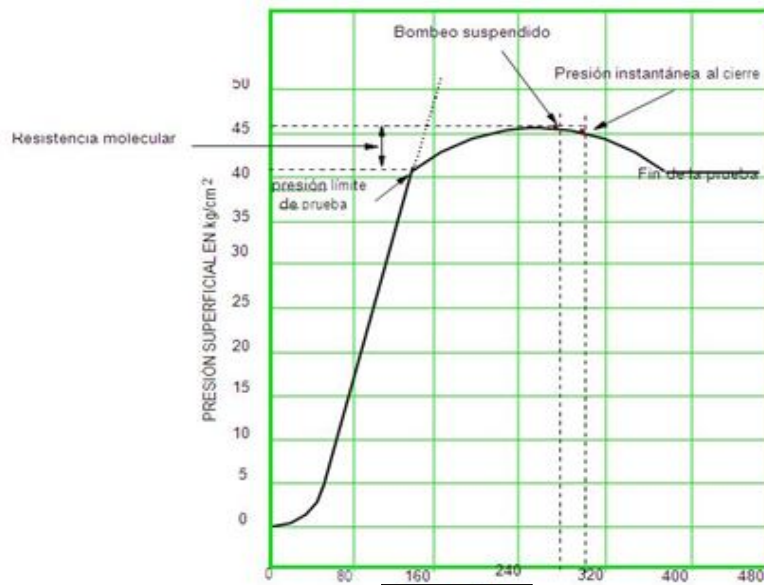


Figura 21

**Figuras 20 y 21:** Se muestra de manera gráfica el método de la prueba de goteo LEAK OFF. Se aplica dentro del pozo la presión hidráulica necesaria para vencer la sobrecarga de la roca, donde se genera una pérdida controlada del fluido. (Adaptado de Manual de presiones anormales de la compañía ROTENCO, S.A. DE C.V)

Esta prueba consiste en aplicar dentro del pozo la presión hidráulica necesaria para vencer la sobrecarga de la roca y el esfuerzo de cohesión molecular de la misma, y generar una pérdida controlada de fluido.

La prueba se suspende cuando la curva de presión inicia un descenso hacia la derecha que indica que la roca cede a la presión, dejando que el fluido se introduzca dentro de la misma, pero sin generar una pérdida total.

Al final de la prueba, se espera recuperar una cantidad del lodo inyectado, indicio de que no se ha deformado por completo la estructura física de la roca, y que su elasticidad recupera parte de la forma original regresando una cantidad proporcional del lodo que se introdujo por presión hacia la estructura rocosa sin deformarla permanentemente.

Método correcto para realizar una prueba de goteo.

1. Perforar de 10 a 15 metros de agujero descubierto debajo de la zapata.
2. Levantar la barrena a la zapata.
3. Cerrar el preventor anular.
4. Bombear lentamente por el interior de la TR a un gasto controlado, de preferencia con la unidad de alta presión.
5. Graficar el volumen bombeado contra presión superficial registrada hasta que se alcance el límite de presión de prueba (Este límite se obtienen cuando la aguja del manómetro deja de moverse y empieza a disminuir la presión).
6. Parar el bombeo y registrar la presión instantánea de cierre, mantener el pozo presionado por 10 minutos registrando la presión cada minuto.
7. Abrir el preventor para descargar la presión y cuantificar el volumen de lodo regresado.
8. Finalmente se calcula la presión de fractura y se transforma a densidad equivalente de fractura.

## **Parámetros como herramienta de análisis**

Debido a que los estratos de lutitas son notablemente sensibles a los procesos de compactación, constituyen una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión. Cuando el agua intersticial es libre de escapar, y por ello se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas está en función principalmente de la profundidad. Por tanto, a mayores profundidades, mayor el grado de compactación y mayor la densidad que exhiben.

Las rocas lutitas con presiones mayores que la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de lutitas con las mismas características con presión normal debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. La variación de la porosidad respecto a la tendencia normal de compactación, provee las bases necesarias para detectar y evaluar presiones anormales mediante la medición de parámetros sensibles a la compactación. Entre otras propiedades o parámetros, se encuentra la resistividad, tiempo de tránsito y velocidad de la onda sísmica de las formaciones.

Para el caso de la resistividad, comprobaron que una roca de lutita compacta con menor cantidad de agua, menor porosidad debido al escape de fluidos es más resistiva que una roca de lutita menos compacta y con mayor cantidad de agua mayor porosidad, debido a que el agua no escapó en la misma proporción. Basados en esto, infirieron que una secuencia de sedimentos normalmente compactados debería proporcionar una tendencia de resistividades que se incrementan con la profundidad, por lo que, cualquier disminución en esta tendencia normal sería indicativa de una zona con presión anormalmente alta.

Para el tiempo de tránsito se utilizó el mismo razonamiento, y se definió que el tiempo de tránsito de las formaciones disminuye con la profundidad. Esto se debe a la compactación y la consecuente disminución en la porosidad de las formaciones de lutitas. Una zona sobre presionada se ve reflejada por el incremento del tiempo de tránsito respecto a la tendencia normal. Este incremento se debe al valor de la presión anormal de porosidad (ver figura 22).

### Profundidad vs Porosidad

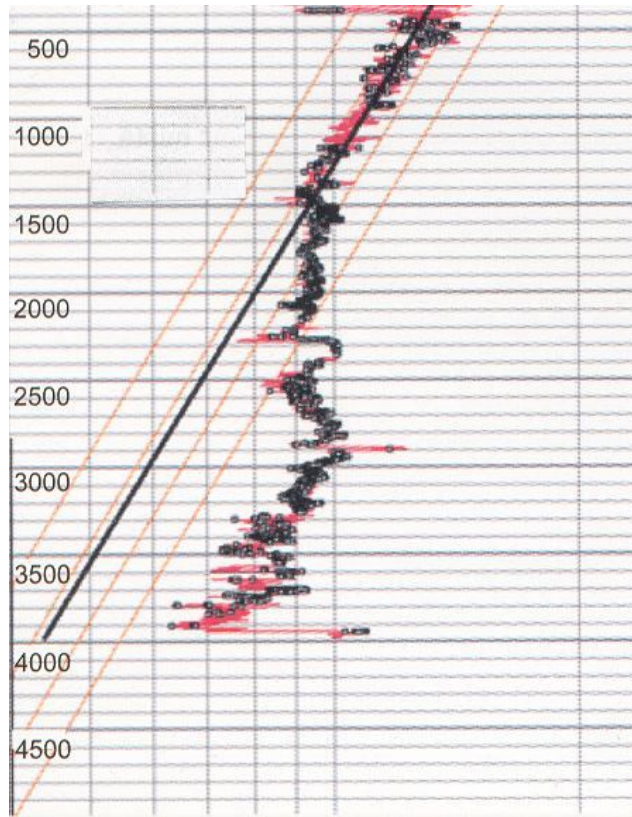


Figura 22

**Figura 22.** Tiene una tendencia normal hasta cierta profundidad. Después de ciertos metros la formación cambia y se nota una zona de presión anormal alta, donde la presión de poro cambia de una presión de poro normal a una presión de poro anormal. (Adaptado de: "Artículo de PEMEX "Exploración y Producción", diciembre 2007.)

## **Sensores digitales utilizados durante la perforación de un pozo.**

Datalog emplea esencialmente dos tipos de sensores:

1. Sensores análogos que proporcionan una salida de corriente de 4 a 20mA.

La salida de 4mA representa el cero del sensor, mientras que 20mA significan su máxima lectura. Si la lectura de un sensor apropiadamente calibrado excede los 20mA, probablemente existirá un corto circuito. Si el sensor falla, la señal eléctrica registrará intacta una lectura de 4mA. Sin embargo, cada vez que la señal sea perdida por una mala conexión o por rotura del cable, la lectura caerá a 0mA.

La configuración de un intervalo de corriente es utilizado por varias razones:

- Tiene alta tolerancia o inmunidad al ruido eléctrico.
- Se alimenta fácil por un circuito de dos cables, uno de alimentación de energía y otro de señal de retorno.
- Tiene buena inmunidad a corriente de tierra y al ruido inducido por estas.

Los sensores análogos de corriente 4-20mA, con dos cables de conexión por norma son los siguientes:

- Sensor de nivel de presa.
- Indicador ultrasónico de nivel de presa.
- Densidad del lodo.
- Temperatura del lodo.
- PH del lodo.
- Conductividad del lodo.

2. Sensores de presión que incluyen presión de descarga de bomba, presión en el revestimiento de torque hidráulico y carga en gancho.

- Paleta de flujo del lodo
- Sensores ambientales de H<sub>2</sub>S



Los sensores digitales suministran una salida de voltaje 4-20mA en el caso de un sistema, y registran así un estado de encendido o apagado.

Un sensor de profundidad tipo digital cuando está activado, lleva su señal al estado alto por su acercamiento a un objeto metálico.

Tales sensores digitales o de profundidad que suministran señales interrumpidas son los siguientes:

- Velocidad de rotación de la sarta (RPM) 2 cables rojo y blanco
- Velocidad de golpe de la bomba 2 cables rojo y blanco
- Rueda de profundidad 3 cables que incluyen una conexión
- Profundidad en la corona 4 cables con sensores de profundidad

### ***Sensores de Profundidad de la Corona***

El sensor de profundidad de la corona opera con un sistema de 2 sensores de profundidad que detectan objetos metálicos colocados en la “polea” rápida de la corona en la barrena.

- Con sistema de monitoreo desde la cabina.
- Mide el movimiento y la dirección de los bloques viajeros.
- Salida de voltaje 0-5V.
- Salida de 4-20mA.
- Distancia entre el sensor y el objetivo <15mm.

Cuando se instalan los objetos en la polea fija, deben usarse tantos viajes como se pueda a fin de obtener la mejor resolución de profundidad posible sin afectar la precisión del sensor.

Esto significa que los objetos deben ser lo suficientemente grandes, de manera que sirvan para ambos sensores de profundidad al mismo tiempo; pero también debe haber suficiente espacio entre ellos para dar oportunidad de detectarlos. Este posicionamiento nunca debe ser marginal, pues de lo contrario el funcionamiento del sensor se verá afectado.

Deben colocarse formando ángulo recto con respecto a los objetos. La posición de los dos sensores debe ser desconcentrada con respecto a los objetos, de manera tal que uno de los sensores se active antes que el otro. Esta posición puede ajustarse mediante la ménsula giratoria en la que se encuentran los sensores.

### ***Rueda de Profundidad***

- Sólo se utiliza con los sistemas de monitoreo o desde la cabina.
- Voltaje de salida de 0-10VCC (3 conductores).
- Se conecta directamente al cable.
- La resolución se fija desde el software; 500 tics/100m es el valor grabado en la tabla del equipo.
- Debe ir acompañado de un sensor de fondo. Este sensor va conectado a la línea de aire del piso de perforación que desengancha el cable cuando el perforador se aleja del fondo.

### ***Sensor de Profundidad en el Malacate***

El sensor del malacate monitorea el movimiento del bloque viajero conectado en el tambor del malacate.

Trabaja de una forma similar al sensor de profundidad de corona, y traduce el movimiento giratorio del tambor en una serie de pulsos que representan la distancia desplazada, y un módulo de dirección para determinar el sentido de desplazamiento del bloque; sin embargo, el diámetro eficaz del tambor cambia con

el cable si este se enrolla o no – esto significa que la distancia al rotar cambia considerando que ésta permanece constante con la polea de la Corona.

### ***Sensor de Profundidad***

- Mide las RPM de la bomba. Se utiliza el mismo sensor para el sensor de profundidad de la corona.
- Salida 0-5V CC  
Salida 4-20mA
- Se activa con un objeto metálico a una distancia necesaria.
- La ménsula giratoria facilita la colocación y la instalación del sensor. Puede determinarse fácilmente si el sensor se activa de manera correcta mediante una función de diodos emisores de luz (LED) que se encuentra en el tubo.
- Debe verificarse con sumo cuidado que los sensores estén perfectamente colocados y firmemente sujetos con abrazaderas en forma de C, y tuercas bien apretadas. Las abrazaderas en forma de C deben engrasarse a fin de evitar que se peguen.

### ***Sensor para Nivel de presa***

a) Instalación.

Asegúrese de que la trayectoria del sensor se encuentre hasta el fondo de la presa, y que esta se encuentre despejada, es decir, que no esté obstruida por ninguna tubería interna dentro del mismo.

Evite colocar el sensor hacia el borde del tanque si el fondo del tanque está inclinado. Esto provocara señales generadas verticalmente hacia el sensor.

Trate de colocar el sensor lejos de los agitadores o de las entradas de la línea de flujo – esto evitará someterlo a una agitación innecesaria en la superficie de la presa de lodo de perforación.

El sensor puede instalarse directamente sobre el emparrillado de la presa de lodo de perforación, puesto que viene equipado con un mecanismo de supresión que ignora cualquier señal proveniente desde determinada distancia (mín.25m). Esto obviamente restringe el nivel máximo en la presa de lodo que puede controlarse, y por lo tanto, de ser posible, es preferible montar el sensor por encima del emparrillado. Asegúrese de que el sensor esté firmemente sujetado para evitar someterlo innecesariamente a vibraciones de la presa de lodo de perforación.

#### b) Calibración

La calibración se hace inicialmente en el sensor ingresando los parámetros de distancia de 4 y 20mA.

4mA-Altura máxima, es decir, del sensor al fondo de la presa de lodo cuando este vacío.

20mA-Altura mínima, es decir, cuando la presa de lodo de perforación está lleno.

Para ello, presione en el sensor las teclas correspondientes a 4 y 20mA al mismo tiempo para desplegar el menú de configuración:

4mA (parámetro de ajuste 4mA)

20mA (parámetro de ajuste 20mA)

(Distancia donde se activa la supresión de señales)

#### ***Sensor de densidad del lodo***

- Puede usarse con sistemas de monitoreo.
- Sensor con salida de 4-20mA.

### c) Instalación y mantenimiento

Verifique que la altura este ajustada de manera tal que ambos diafragmas se encuentran sumergidos en el lodo de perforación. Evite colocar el sensor donde el lodo pueda fluir, hasta la parte superior del revestimiento de protección.

### ***Sensor de temperatura del lodo***

- El Sistema es un sensor con salida de 4 a 20mA.
- El Sistema es un sensor (incluye conexión a tierra). El sensor opera en un rango de resistencia (100 a 138,5  $\Omega$ ) que el módulo 1072T convierte en una salida de 4 a 20mA.

#### a) Calibración

La calibración viene prefijada en un rango de 0 a 100 °C. Este rango puede ingresarse en el archivo de calibración y luego verificarse comparándolo con las mediciones reales.

#### b) Instalación/Mantenimiento

Las recomendaciones son muy parecidas a las descritas en el caso del sensor de densidad del lodo. Asegúrese de mantener el sensor de salida limpio y de evitar que se acumule el lodo de perforación.

### ***Sensor de pH del lodo de perforación***

- Puede usarse con sistemas de monitoreo desde la cabina de perforación de un pozo.
- Sensor con salida de 4 a 20mA.
- Rango operativo: 7-14pH

- El sensor está provisto de un transmisor para compensar la temperatura. Esto significa que nuestra lectura puede diferir a la registrada por el sensor o por el Ingeniero Químico, pues esta última no ha sido compensada.

### ***Evaluación del pH***

- El pH es la medida de la acidez de un líquido. Un pH de “7” significa un líquido neutro, por debajo de 7 un líquido ácido, y por encima de 7, un líquido alcalino.
- El grado de acidez puede ser determinado por el cambio en el contenido de iones de hidrógeno en el líquido.
- La presencia de H<sub>2</sub>S producirá una caída en el pH.
- Los sensores de pH no funcionarán en lodos base aceite, ya que estos no son líquidos iónicos. Esto significa que no hay electrones libres en el fluido que puedan ser detectados. No significa que no haya ninguna posibilidad de un incremento de H<sub>2</sub>S. El potencial de peligro es realmente mayor porque nosotros no podemos monitorear el fluido para hidrógeno libre o azufre en el caso del sensor de H<sub>2</sub>S.

### ***Sensor de Conductividad del lodo***

- Puede usarse con sistemas de monitoreo Sensor con salida de 4-20mA
- El rango de operación normal es de 0 a 100mS mA, aunque pueden encontrarse variaciones con máximos de 200 a 400 mA.

a) Calibración

Viene prefijada en el rango antes indicado, valores mínimo y máximo.

b) Instalación/Mantenimiento

Como con los otros sensores de lodo, se requiere la observación frecuente para prevenir enterramiento en los recortes, así como el lavado para prevenir la acumulación de lodo de perforación.

### ***Sensor de carga en gancho***

- Pueden usarse con sistemas de monitoreo desde la cabina en operación de un pozo.
- Rango de 0-4000 toneladas, aunque vienen calibrados de 0-1000 toneladas.
- El rango puede ajustarse de 0-400 toneladas y de 0-4000 toneladas a fin de poder adaptar el sensor que está conectado en la parte de la barrena.
- Disponibles también en rango de 0-1000 toneladas.
- Sensores con salida de 4-20mA.

#### a) Instalación

Coples hidráulicos simples macho/hembra; conectados a menudo del cople en T del propio sensor, y este no sería independiente del sistema a la batería eléctrica que se encuentra acoplada al anclaje del cable muerto.

#### b) Calibración

El sensor está midiendo presión, pero obviamente, la lectura que nosotros queremos es el peso sostenido por el gancho. La calibración tendrá que ser desde el Modo de Prueba.

El número mínimo de conteos debe registrarse sólo cuando el bloque está suspendido por el cable de perforación. El peso del bloque puede obtenerse del perforador.

El número máximo de conteos corresponderá al momento en que la sarta se levanta y se saca de las cuñas. Mientras mayor sea el peso de la sarta, más precisa será la calibración. Por lo tanto, si comenzamos a calibrar desde el inicio de los trabajos en un pozo, la carga en el gancho tendrá que recalibrarse una y otra vez a medida que el peso de sarta aumenta con la profundidad perforada.

### ***Sensor de Torque***

- Se usa con sistemas de monitoreo.
- Mide un rango de 0-1000 toneladas (no ajustable).
- Sensores con salida de 4-20mA.
- Instalado en una carcasa tipo Nema 12 para protegerlo de la suciedad, polvo, aceite y agua.

#### a) Instalación

Conectado a la fuente de energía hidráulica.

#### b) Calibración

Torque cero correspondiente a 800 conteos. La calibración máxima debe fijarse a partir del número de conteos en modo de prueba que resulten de un torque determinado que debe obtenerse del valor registrado. Mientras mayor sea el rango que tengamos para la calibración, este será más preciso

### ***Sensores de H<sub>2</sub>S en el ambiente***

- Sensor con salida de 4-20mA
- Mínimo 2 años de vida útil.
- Instalado en carcasa de intemperie para protección adicional.



- Cubierta de acero inoxidable que sirve de protección contra polvo, aceite o viento.

a) Instalación.

Los sensores deben colocarse en áreas críticas donde el lodo regresa a superficie, por el niple de campana del contrapozo, el piso de perforación o la línea de retorno. Normalmente PEMEX especificará donde requiere localizar los sensores.

Puesto que el H<sub>2</sub>S es más pesado que el aire, los sensores deben instalarse cerca del nivel del suelo, pero es muy importante el instalarlo lejos de cualquier área donde haya posibilidad de que el agua o cualquier líquido entre en contacto directo con la cabeza del sensor.

b) Calibración

Los sensores se pre calibran para un rango operativo de 0 a 100 ppm. Estos deben ser sus valores de calibración mínimo y máximo. Verifique esto exponiendo el sensor a su gas de calibración (normalmente 50 ppm). Asegúrese que el gas este llegando aproximadamente al sensor y permita bastante tiempo de exposición para que el sensor reaccione totalmente. Verifique que el sensor está respondiendo lo suficiente, la calibración no debe necesitar ser alterada.



FOTOGRAFIA 1



FOTOGRAFIA 2



FOTOGRAFIA 3

**Fotografías 1,2 y 3.** Los sensores mostrados en las fotografías 1,2, y 3, antes de ser instalados para el monitoreo de los registros y parámetros de la perforación del pozo.



**Fotografía 4. Presas de lodo.** Son recipientes metálicos de diferentes formas geométricas en donde se acumula el exceso de volumen de lodo en la superficie. Este es el final o principio del circuito de lodo.



**Fotografía 5. Línea de flujo.** Es el conducto del lodo que va desde el cabezal del pozo hasta los vibradores o temblorinas, en donde se separan los recortes transportados por el mismo.



**Fotografías 6 y 7. Temblorinas o Vibradores.** Dispositivos mecánicos, como se muestra en las fotografías 6 y 7, en donde llega el flujo de circulación cuya función es hacer la primera limpieza del lodo eliminando los recortes.

### **Procedimiento General para lavado de muestra del pozo exploratorio:**

a) Material a utilizar:

Charola

Detergente en polvo

Guantes

Agua natural

Malla para cribar muestra del pozo sin lavar.

b) Procedimiento:

1. Se vierte la muestra seca del pozo en la charola agregándole detergente en polvo y cierta cantidad de agua mezclando toda en una sustancia homogénea. Se lavará y dejará la muestra totalmente limpia dejándola libre de los contaminantes de perforación.

2. Como siguiente paso, se separan 4 muestras, dividiendo estas a su vez en geoquímica, petrografía, estratigrafía, geotestigo y paleotestigo
3. Etiquetado de muestra.
4. Embolsado de muestra, incluyendo nombre e intervalo del pozo.
5. Finalmente estas muestras del pozo exploratorio se enviarán a los laboratorios de PEMEX.

## **Método para la elaboración de laminado de muestra de pozo exploratorio**

### ***I Método de tapón***

#### a) Material a utilizar

- Probeta y vasos de precipitado graduados.
- Resina.
- Catalizador.
- Recipientes de plástico.
- Agitador de madera.
- Alcohol.
- Algodón.
- Portaobjetos.
- Vaselina.
- Abrasivo del No. 150 y 600.
- Navajas.
- Muestras del pozo.
- Lutitas y dolomías.
- Agua.
- Charolas.
- Porta objetos.
- Microscopio.

#### b) Procedimiento:

1. Lavar la muestra.
2. Extenderla en un pedazo de cartón y quitar con un imán las rebabas de metal.
3. Limpiar con alcohol los recipientes de plástico y los agitadores.
4. Se le untará a los recipientes de plástico vaselina en el interior del mismo para evitar que la muestra se pegue en el recipiente.
5. Se vacía la muestra del pozo dentro del recipiente.
6. Se hará una solución entre la resina y el catalizador en una medida de 10ml de resina por 1ml de catalizador (10X1), por cada solución se le agregará a la muestra tomada del pozo, ya sea lutita o dolomía, y se obtendrá una mezcla agitándola de tal modo que quede homogénea.
7. Se dejará un tiempo de secado de 15 minutos a la sombra por 30 minutos al sol. En caso de clima nublado, se utilizará el fluoroscopio para secar la muestra en un tiempo de 5 minutos.
8. Se procede a extraer la muestra del recipiente llamado tapón, teniendo la muestra solidificada o compactada para después hacerle un corte con la sierra eléctrica.
9. Se tomará una muestra de ese corte hasta dejarla lo más delgada posible, para luego pegarla en el porta objetos en el lado esmerilado. El portaobjetos tendrá que ser previamente esmerilado con un abrasivo del número 600.
10. Una vez que la muestra adhiera al porta objetos, se procederá a pulirla con el abrasivo del número 150, y el término final del pulido será con un abrasivo del número 600 para el acabado final.
11. Pasarla al microscopio para determinar su litología y/o el contenido de hidrocarburos de la muestra de ese pozo.

Para un tapón 10X1

a) 20ml resina X 2ml Catalizador 20X2

Para dos tapones

b) 30ml resina X 3ml Catalizador 30X3

12. En el acabado final de las láminas se aplicará aceite y diésel para las lutitas y dolomías; esto es con ayuda de una lija de grano suave.

## ***II.- Método del núcleo***

El método del núcleo es similar al de tapón explicado anteriormente.

a) Procedimiento:

1. Se tomará un núcleo y se cortará con el disco de esmeril una muestra de este.
2. Se pulirá con el abrasivo del número 150 para emparejar la muestra.
3. En seguida se pulirá con un abrasivo del número 600 para darle el acabado final a la lámina.
4. Se prosigue a pegar la muestra al porta objetos con un pegamento especial llamado "LOCTITE" y se espera unos 15 minutos para el secado.
5. Este se seguirá puliendo como acabado final, dejando la muestra tan delgada como una laminilla de 10 micras.
6. Esta se introducirá al fluoroscopio por un tiempo de 5 minutos para determinar si contiene presencia de hidrocarburos.
7. Finalmente, se llevará al microscopio para determinar su litología y contenido de hidrocarburos.
8. La muestra será llevada al horno de microondas para un secado de 3 minutos.

## Parámetros para prevenir problemas de compactación durante la perforación

Parámetros de perforación a los que se les debe de dar seguimiento para prevenir problemas de compactación son:

- a) **La velocidad de penetración.** Indica generalmente los cambios litológicos o posibles indicios de sobre presión durante la perforación.
- b) **Las revoluciones de la rotaría o de la barrena.** Permiten obtener un índice en la evaluación de la velocidad de perforación y la optimización de las condiciones de perforación. Se trata de mantener las revoluciones en la barrena en un rango de uniformidad a fin de mantener la verticalidad del pozo o direccionamiento a un ángulo.
- c) **El torque.** Nos da indicio del buen funcionamiento de la barrena, y nos proporciona información de los cambios en la formación, así como indicios de terminación de vida en la barrena.
- d) **El peso sobre la barrena.** Se aplica de acuerdo a la resistencia que ofrece la formación, y ayuda a llevar el control del peso aplicado a la barrena para la optimización de la misma.
- e) **La presión de bombeo.** Representa la suma de las pérdidas de presión durante la circulación del lodo de perforación. Es importante para la detección de fracturas en la herramienta de perforación, pérdidas y/o ganancias del fluido de perforación, tapaduras de toberas o fallas en bombas de trabajo.
- f) **La velocidad de bombeo o emboladas por minuto.** Nos proporciona información para mantener un gasto (gal/min) de entrada al pozo requerido para mantener buenas condiciones hidráulicas en la perforación.



- g) **El flujo de lodo de salida.** Ayuda a observar si el pozo presenta pérdidas o aportaciones de fluidos. Posteriormente esto se corrobora al verificar el volumen total de presas, lo que indicaría realizar operaciones en reología de lodo y movimientos de presas.

**La línea de la densidad del lodo.** Es utilizada como uno de los parámetros más importantes para analizar las zonas de interés y conocer el balance que existe durante la perforación y la presión que ejercen los fluidos contenidos en la roca al momento de la perforación.

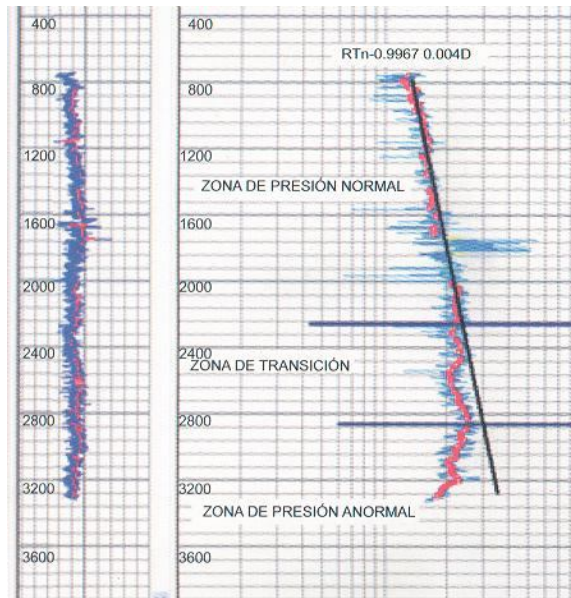
- h) **La temperatura a la entrada y salida del lodo.** Refleja la variación por la posible presencia de fluidos contenidos en la formación, y con esto es posible conocer posibles índices de sobrepresión según el gradiente de temperatura normal.

- i) **La conductividad del fluido de perforación.** Es un valor registrado importante, ya que marca la incorporación de fluidos al lodo de perforación, y/o la contaminación por adición de productos químicos, ya sean flujos de agua salada o dulce, así como la presencia de domos salinos y/o aceite.

## 5. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE COMPACTACIÓN

La mecánica de definición de tendencias de compactación consiste en definir los puntos de lutita con el uso de un registro litológico, como los de rayos gamma o el potencial espontáneo. En el gráfico izquierdo (a) de la figura 23, se puede identificar un registro de rayos gamma, y las líneas rojas que están sobrepuestas identifican un picado de lutitas.

Los puntos de lutita definidos, deberán ser extrapolados a un indicador de porosidad. Para estos casos, se utilizaron registros de resistividad y tiempo de tránsito. El gráfico derecho (b) de la figura 23, muestra los puntos de lutita extrapolados a indicador de porosidad. En este caso, un registro de resistividad (ver figura 23).



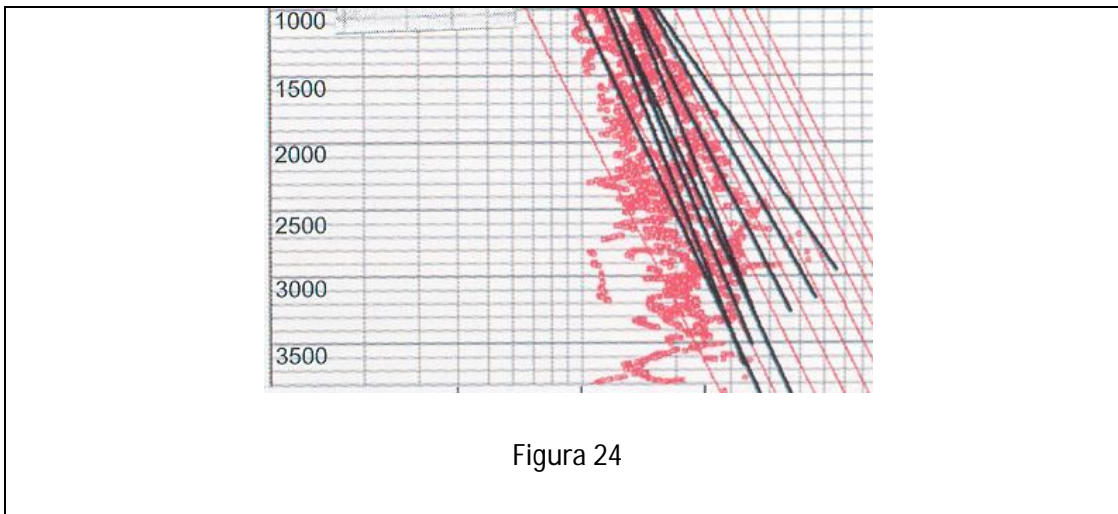
(a)

(b)

Figura 23

**Figura 23.** Ilustra una tendencia normal a una cierta profundidad, en esta zona la presión es normal, posteriormente atravesará una zona de transición a una cierta profundidad, lo cual nos indica que enseguida está atravesando por una zona de presión anormal. Como lo muestra en la gráfica. Adaptado de Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos de PEMEX “Exploración y Producción” diciembre 2007

Una vez definidos los puntos de lutita en el registro indicador de la porosidad o en términos de compactación, el registro indicador de cambios en la compactación normal, se realiza un análisis visual del registro y se procede a identificar tres zonas. La zona de presión normal sería aquella parte del registro donde se observa un comportamiento lineal o tendencia. En experiencias previas, se ha observado que en México las zonas de presión normal se pueden encontrar en promedio hasta los (2,000 m). Este dato se puede utilizar como guía para definir la linealidad de esa zona (ver figura 24).



**Figura 24** Ilustración gráfica que muestra el comportamiento del análisis de la tendencia de compactación normal para un cierto tiempo de tránsito, donde se muestra la profundidad contra la porosidad durante el periodo de perforación de un pozo. Adaptado de Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos de un artículo de PEMEX “Exploración y Producción” diciembre 2007

El definir la linealidad del indicador de los cambios de compactación, permite trazar una tendencia o línea. La zona de transición se define como aquella donde se da el cambio de una zona de presión normal a una presión anormalmente alta. Para este caso, se define la base de la zona de transición una vez que se rebasa el 1.10 gr/cc de presión de poro. La zona de presión anormalmente alta se establece, según se ha definido, con la teoría de compactación; es decir, una vez que los datos observados del registro se separan de la tendencia normal. El proceso se repite para cada uno de los pozos del área en estudio.

Las gráficas de sobreposición de tendencias normales son resultado de la definición del comportamiento normal de las curvas de resistividad y tiempo de tránsito.

Las líneas describen el comportamiento normal de la porosidad para el área de estudio. Cualquier cambio de porosidad respecto a las líneas de tendencia es un indicador de zonas con presión anormal. Se muestra un ejemplo de la utilización de las gráficas de sobreposición (ver figura 25).

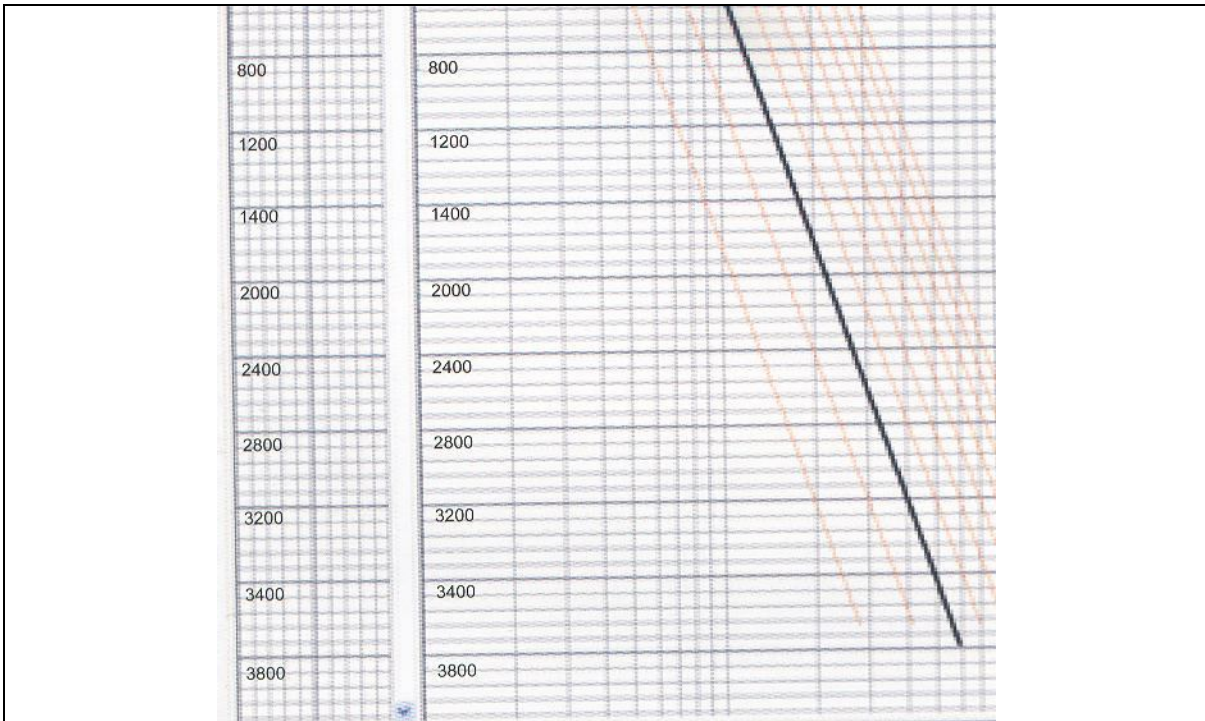


Figura 25

**Figura 25.** Ilustración grafica de una tendencia normal a cierta profundidad como se muestra el inicio de la perforación, registrando una tendencia normal, hasta una cierta profundidad aislando la zona de presión anormal. Adaptado de Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos de un artículo de PEMEX “Exploración y Producción” diciembre 2007

## 6. ESTUDIO DE UN CASO

A continuación se describe de manera gráfica la construcción de un proyecto para el seguimiento de geopresiones en tiempo real. La descripción está basada en el uso de la plataforma informática disponible.

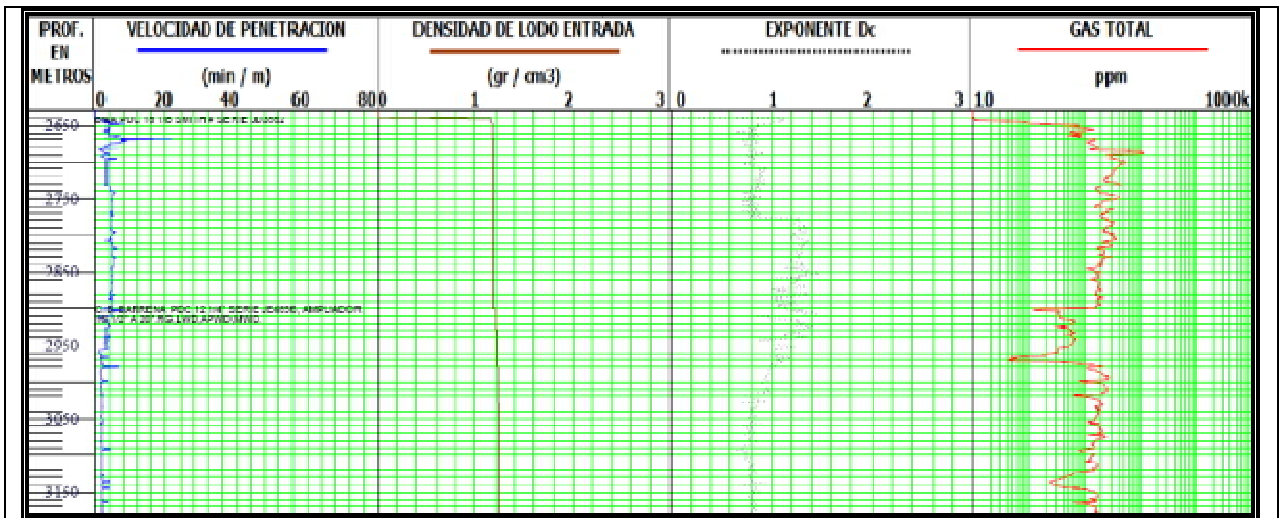


Figura 26. Gráfica del exponente "dc" generada durante el registro de hidrocarburos

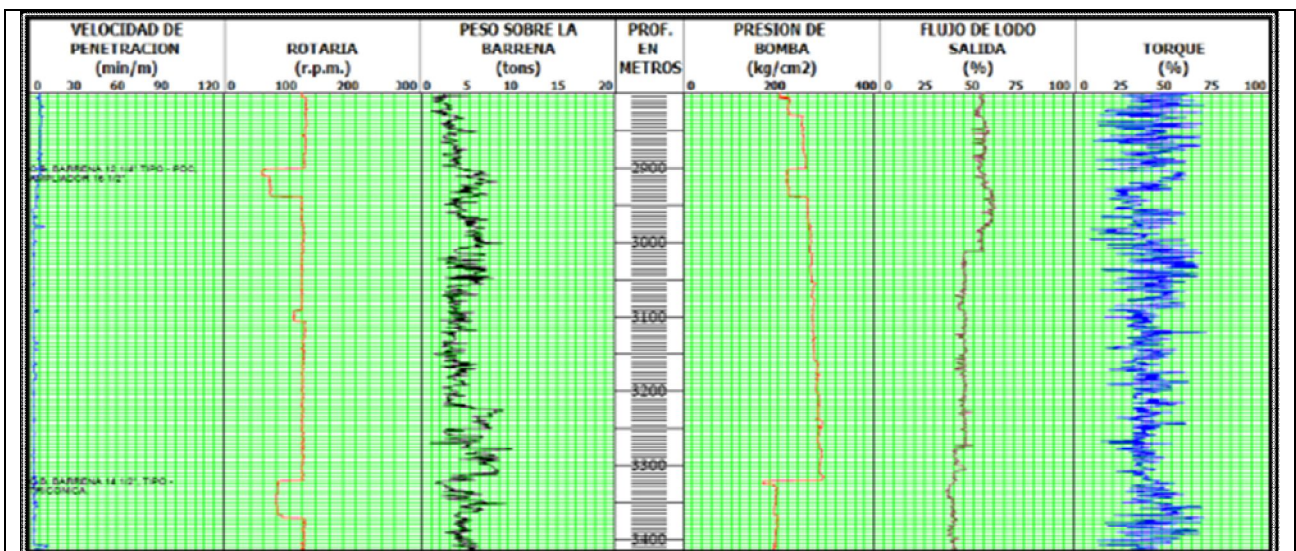
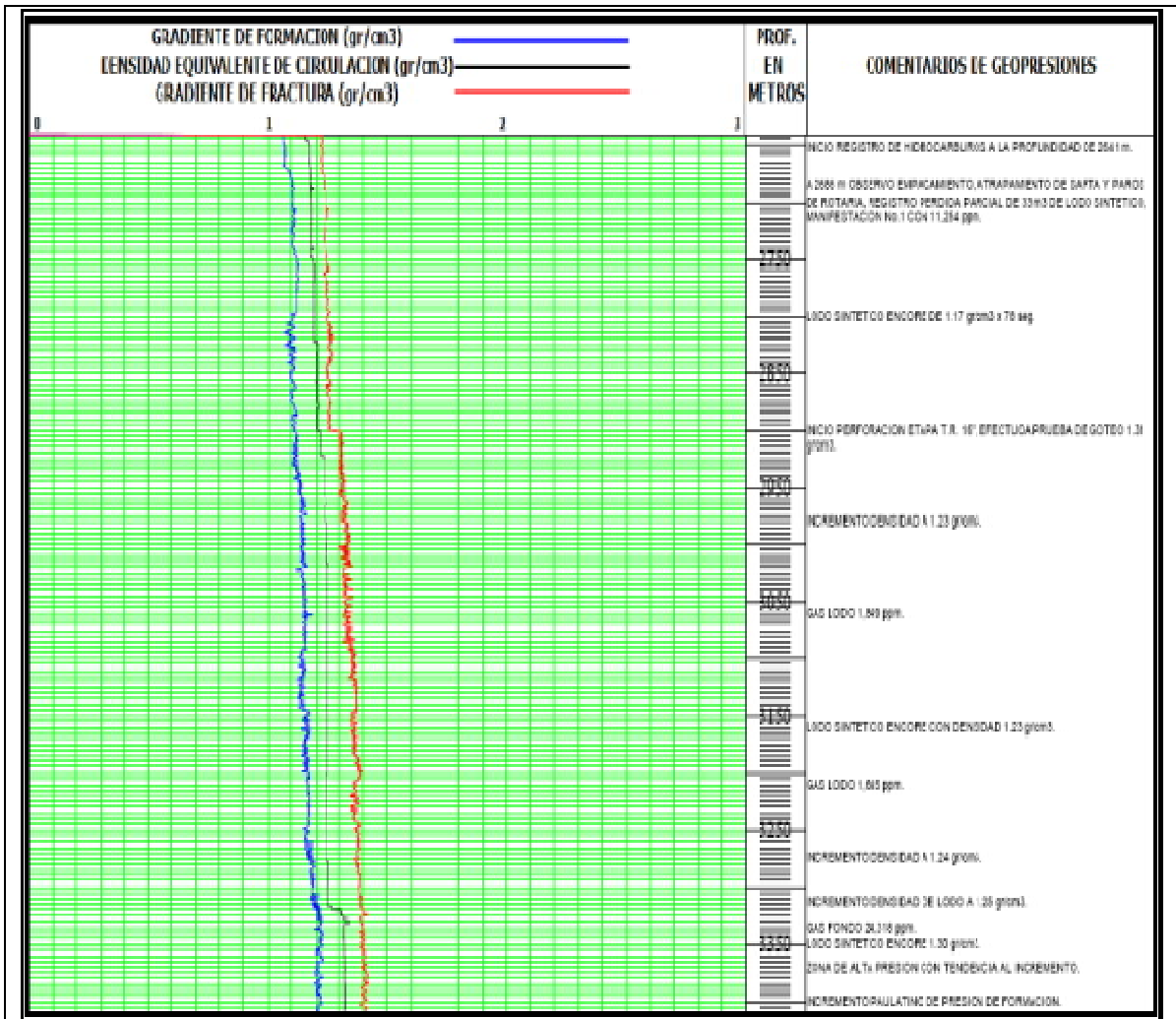


Figura 27. Gráfica de parámetros generada durante el registro de hidrocarburos





**Figura 28.** Gráfica de temperatura y conductividad generada durante el registro de hidrocarburos.



**Figura 29.** Gráfica de geopresiones generada durante el registro de hidrocarburos, iniciando registro en una zona normal.





SERVICIOS A LA INDUSTRIA PETROLERA

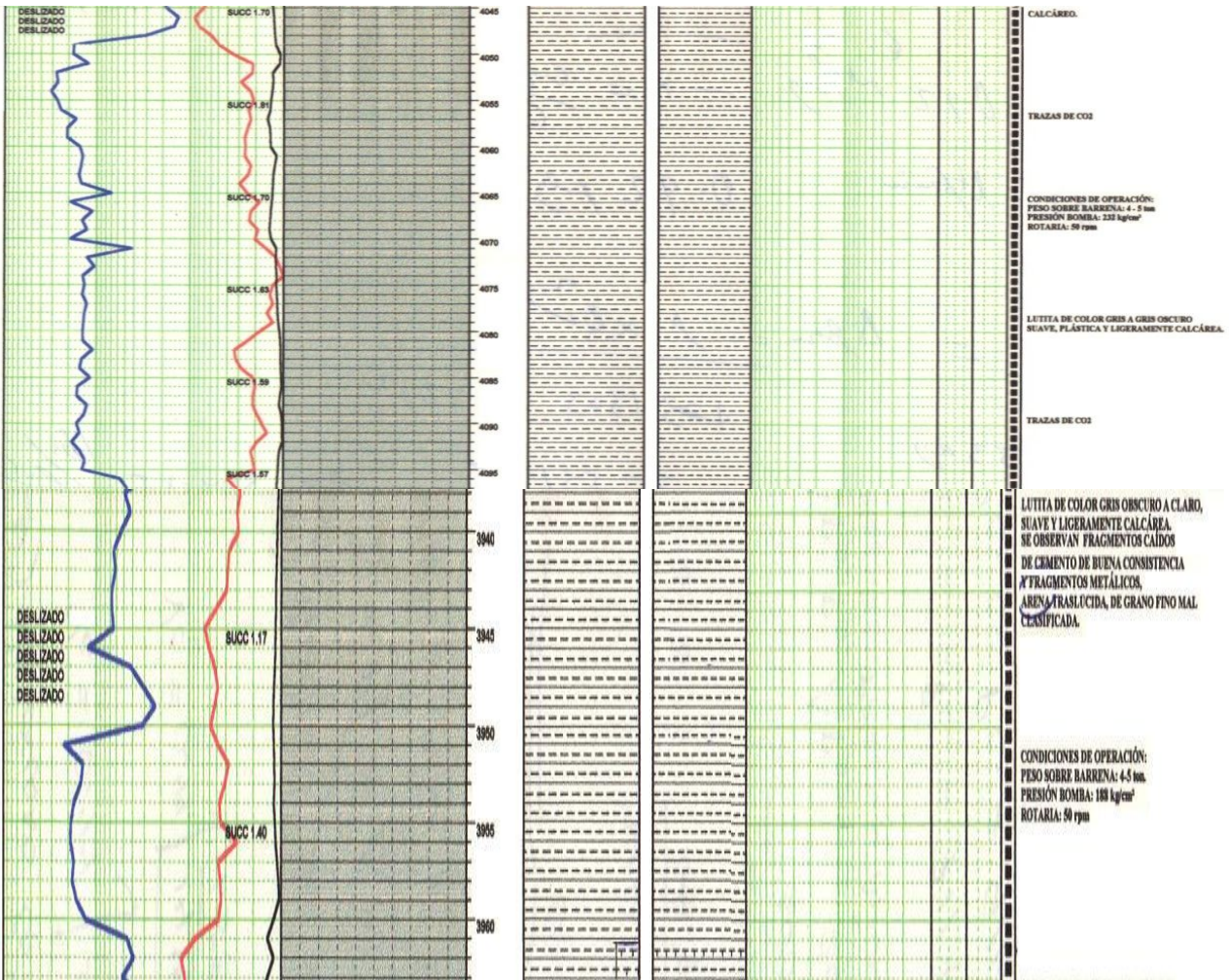
POZO: PUERTO CEIBA No. 119  
 COMPAÑIA: PÉMEX PEP  
 CAMPO: PUERTO CEIBA  
 ACTIVO: BELLOTA - CHINCHORRO  
 REGIÓN: SUR  
 ESTADO: TABASCO

**Registro  
de  
Hidrocarburos**  
**MASTER LOG**  
Escala 1:500

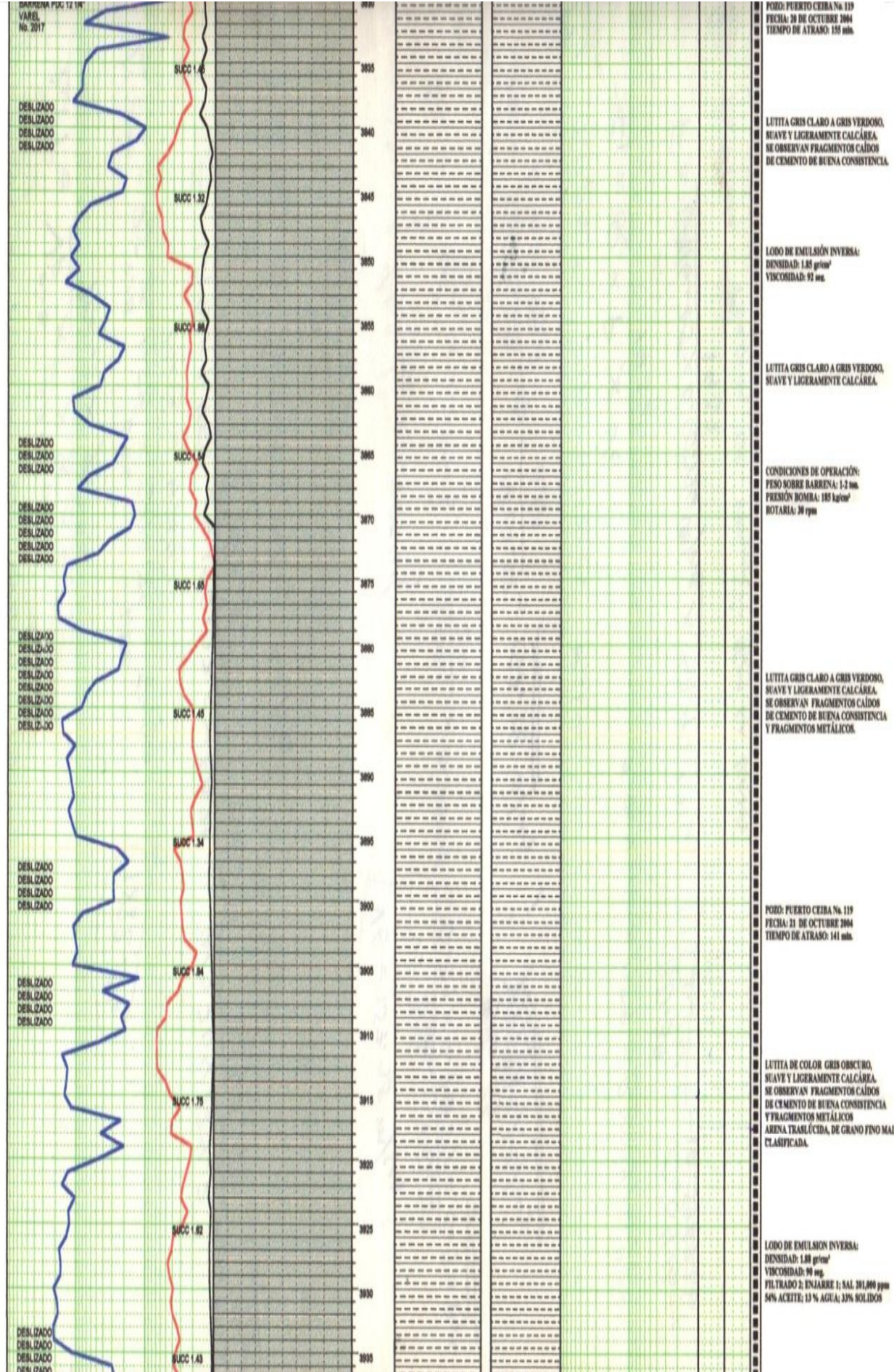
PROF. REGISTRADA		METROS REGISTRADOS:		FECHA		DÍAS REGISTRADOS		UNIDAD N°:		JEFE DE UNIDAD:	
DE:	A:			DE:	A:						
3829	5364	1535		02/10/04	14/11/04	43		TRC3		MIGUEL ZAPOTECO	

LEYENDAS		SÍMBOLOS		LITOLOGÍA					
UB:	CAMBIO DE BARRENA	 ZAPATA DE T.R.   TRAMO NUCLEADO   TRAMO PROBADO   INTERVALO CON MANIFESTACIÓN DE HIDROCARBUROS   INTERVALO RECOMENDADO			CALIZA		LUTITA ARENOSA		CARBON / LIGNITO
CBN:	CAMBIO DE BARRENA NÚCLEO				CALIZA ARCILLOSA		LIMOLITA		FEDERNAL
MC:	MUESTREO DE CABLE				CALIZA ARENOSA		ARENISCA		ESQUISTO
CF:	CIRCULANDO FONDO				CALIZA DOLOMITICA-ZADA		ARENA		GNEISS
NM:	NO SE OBTUVO MUESTRA		MARGA		BRECHA		METAQUARCITA		
SUCC:	GAS DE SUCCIÓN		DOLOMITA		CONGLOMERADO		PIZARRA		
PF:	PRUEBA DE FORMACIÓN		LUTITA CALCAREA		ANHIDRITA		VOLCANICA		
PP:	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN		LUTITA		YESO		INTRUSIVA		
<b>POROSIDAD VISUAL</b> P: POBRE R: REGULAR B: BUENA		<b>VALOR SOLVENTE</b> POBRE REGULAR BUENO			BENTONITA		HALITA		OTRO

VELOCIDAD DE PENETRACION		CROMATOGRAFIA		P R O F U N D I D A D A D A D A D A D	LITOLOGIA		RESISTIVIDAD		ACEITE		OBSERVACIONES	
Vel. de Perf. (Metros / Hora)		Metano C1			DESCRIPTIVA Porcentaje de Cortes (0 - 100%)  Solubilidad (0 - 100%)	INTERPRETADA	Gas Sulhídrico H2S (ppm)		% de Muestras con Fluorescencia	Valor Solvente		Presencia de CO2
Gas Total (Unidades)		Etano C2					Resistividad (Ohm-m)					
Gas Cortes (Unidades)		Propano C3										
		I-Butano IC4										
		N-Butano NC4										
		I-Pentano IC5										
		N-Pentano NC5										
		%										







## 7. CONCLUSIONES

- Se estableció un método para el seguimiento de las geopresiones utilizando herramientas que miden y transmiten información en tiempo real.
- El seguimiento permite visualizar el comportamiento de cambio de presiones al estar perforando, permitiendo la toma oportuna de decisiones.
- Se definieron tendencias de compactación normal para la costa mexicana que pueden ser utilizadas para incrementar la exactitud en la predicción de la presión de poro.
- Las variaciones de pendiente de las tendencias normales de compactación en la costa mexicana del Golfo, influyen en la magnitud de la presión de poro utilizando los modelos tradicionales.
- Los modelos tradicionales de cálculo de la presión de poro deben ser ajustados al comportamiento normal de las formaciones de la costa mexicana del golfo

## 8. REFERENCIAS

- Manual de presiones anormales de la Compañía Rotenco, S.A. de C.V.
- Manual de entrenamiento en campo, para operadores básicos de la Compañía Rotenco, S.A. de C.V.
- Manual de entrenamiento en campo, para operadores especiales de la compañía Rotenco, S.A. de C.V.
- Martínez, R. N., León, V. Procedimiento Semi-automático para el cálculo de geopresiones y gradientes de fractura, IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, División de Evaluación de Formaciones, 1986
- Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos, artículo de PEMEX, “Exploración y Producción” 2007.
- Apuntes de la Facultad de Ingeniería, en la materia de Diseño de la Perforación de Pozos de la U.N.A.M.)