

# Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo



## Presiones de Formación

## Contenido

- Objetivos
- Introducción
- Presión Hidrostática
- Presión de Poros
- Presión de Sobrecarga
- Gradiente de Fractura de la Formación
- Causas de la Presión Anormal
- Predicción de Geopresión

## **Objetivos:**

Al final de este módulo USTED podrá:

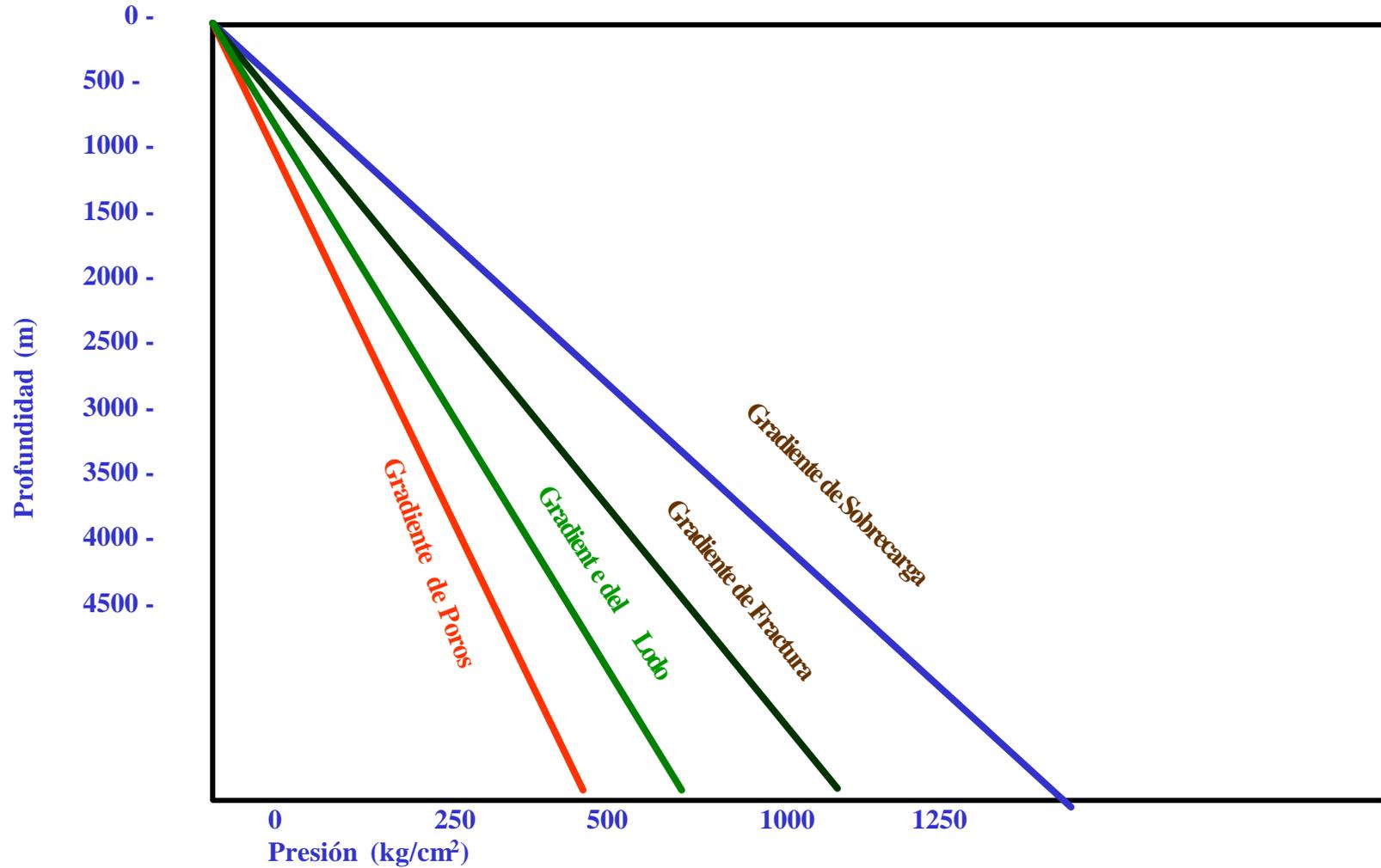
Definir varias presiones de formación incluyendo:

- Presión Hidrostática
- Presión de Sobre carga
- Presión de Poros
- Gradiente de fractura de la formación
- Usar varias técnicas y métodos para calcularlas
- Entender cómo se generaron estas presiones
- Describir algunas de las técnicas de predicción

**El Estudio de las Presiones de la Formación (de Sobrecarga, de Poros y Gradientes de Fractura) ayudará en lo siguiente:**

- Diseño del Revestimiento
- Evitar atrapamiento de la tubería de perforación
- Control del Pozo
- Velocidad de Perforación
- Diseño del Peso del Lodo
- Problemas en Zonas Sobre presurizadas

## Presentación Gráfica de Varias Presiones:



## Definición:

- La Presión Hidrostática se define como la presión ejercida por una columna de fluido en el fondo
- Esta presión es una función de la densidad promedio del fluido y de la altura vertical o profundidad de la columna de fluido
- Matemáticamente se expresa como:

$$HP = g \cdot r_f \cdot D$$

*HP = Presión Hidrostática. (psi),*

*g = Aceleración gravitacional,*

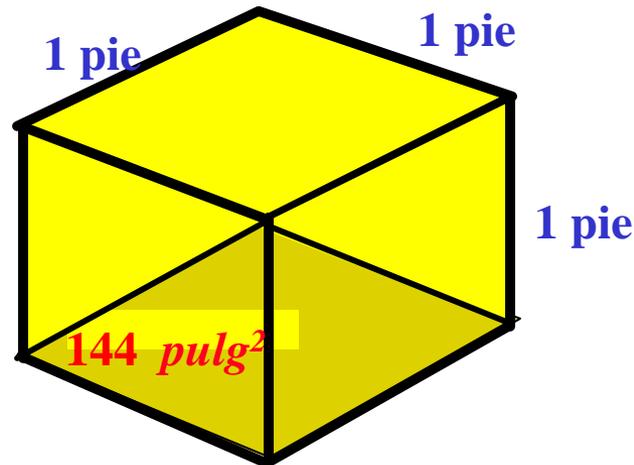
*r<sub>f</sub> = Densidad promedio del fluido.  
(lbs/gal),*

*D = Profundidad Vertical Verdadera (ft)*

## Definición:

También se expresa como:

- $HP \text{ (psi)} = 0.052 \text{ (psipie)} \times TVD \text{ (pie)} \times MW \text{ (lbs/gal)}$ , ó
- $HP \text{ (Kg/cm}^2\text{)} = (TVD \text{ (m)} \times MW \text{ (kg/l)}) / 10$
- **0.052 psi/pie es un factor de conversión y se explica así:**



$$Presión \text{ en el fondo} = Fuerza/Area = 7.48 \text{ gal/pie}^3 / 144 \text{ pulg}^2 = 0.052 \text{ psi/pie}$$

## Definición:

- **El Gradiente de Presión Hidrostática** está dado por:
  - $HG \text{ (psi/pie)} = HP / D = 0.052 \times MW = \text{presión de una columna de 1 pie.}$   
  
 $MW = \text{densidad del fluido (lodo) en lbs/gal}$
- Al convertir la presión del agujero del pozo a gradiente en relación con una referencia fija (lecho marino o nivel medio del mar)
  - Es posible comparar presión de poros, presión de fractura, de sobrecarga, peso del lodo y DEC con la misma base.
  - El gradiente también ayuda en el despliegue gráfico de estas presiones.

## Definición

- La Presión de Poros se define como la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca. Se relaciona con la salinidad del fluido.
- Presión de Poros Normal :
  - La presión Normal de poros es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta la formación en el subsuelo,
  - La magnitud de la Presión Normal varia según la concentración de sales disueltas en el fluido de formación, tipo de fluido, gas presente y gradiente de temperatura.

## **Definición:**

### Presión Anormal de Poros:

- Se define como cualquier presión del poro que sea mayor que la presión hidrostática Normal del agua de la formación (de salinidad normal promedio) que ocupa el espacio poroso.
- Las causas de la presión anormal se atribuyen a la combinación de varios eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos.

## Definición:

### Presión Subnormal de Poros:

- Se define como cualquier presión de poros que sea menor a la correspondiente presión hidrostática NORMAL (de una columna de fluido de salinidad Normal promedio) a una profundidad dada,
- Ocurre con menor frecuencia que las presiones anormales. Pudiera tener causas naturales relacionadas con el historial estratigráfico, tectónico o geoquímico del área.

## Presión de Poros

### Definición:

- En general:

**Presión Anormal  
de Poros >**

**0.465 psi/ft (@ 80,000 PPM)**

**Gradiente de  
Presión Normal =**

**0.465 psi/ft**

**Presión Subnormal  
del Poro <**

**0.465 psi/ft**

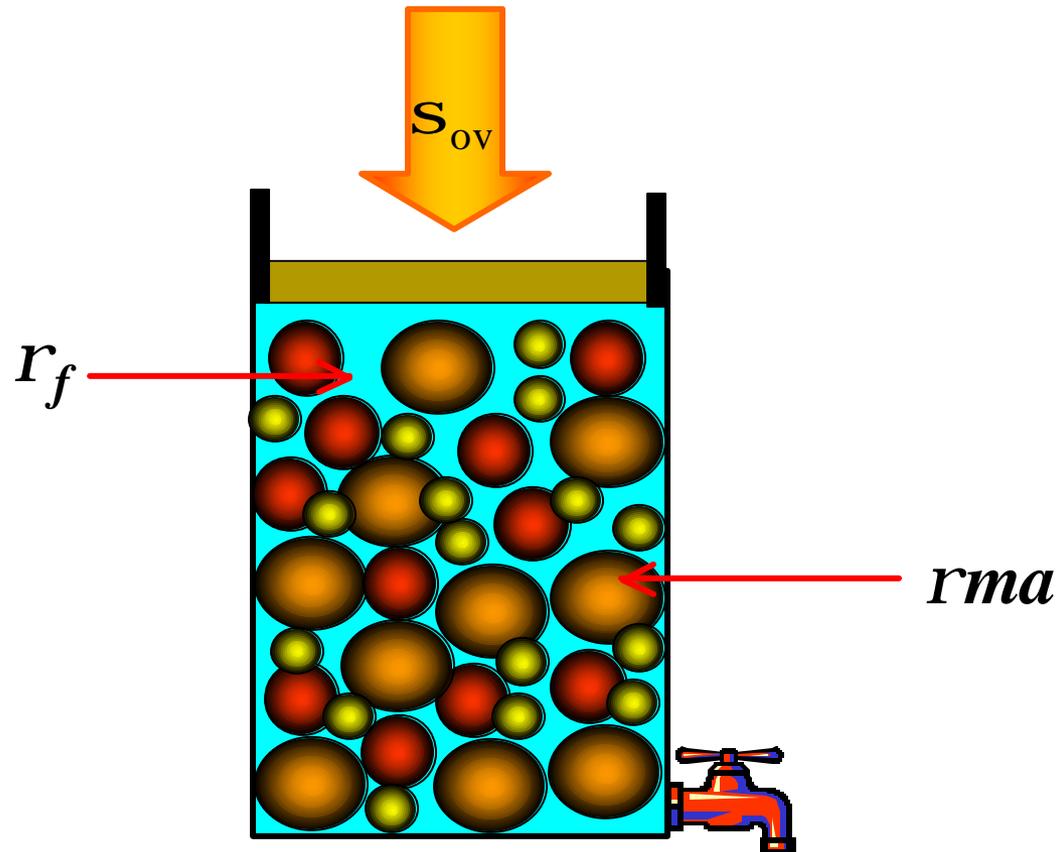
## Presión de Sobrecarga

### **Definición:**

- La Presión de Sobrecarga se define como la presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas por arriba del punto de interés
  - Es una función de:
    - La densidad total de las rocas
    - La porosidad
    - Los fluidos congénitos
- También puede definirse como la presión hidrostática ejercida por todos los materiales sobrepuestos a la profundidad de interés.

## Presión de Sobrecarga

Teoría:



## Presión de Sobrecarga

### Cálculos:

La presión de sobrecarga y el gradiente están dados por:

$$s_{ov} = 0.052 \cdot r_b \cdot D$$

$s_{ov}$  = Presión de Sobrecarga (psi),

$r_b$  = Densidad de volumen de la formación (ppg)

$$s_{ovg} = 0.433 \left[ (1 - q) r_{ma} + (q \cdot r_f) \right]$$

$s_{ovg}$  = gradiente de sobrecarga. (psi/ft),

$Q$  = porosidad expresada como una fracción,

$r_{ma}$  = densidad de la matriz. (gm/cc),

$r_f$  = densidad del fluido de la formación. (gm/cc).

## Presión de Sobrecarga

### Cálculos:

Se incluye a continuación una lista de las densidades del fluido y de las matrices de roca más comunes:

<u>Sustancia</u>	<u>Densidad (g/cc)</u>
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomía	2.87
Anhidrita	2.98
Halita	2.03
Cal	2.35
Arcilla	2.7 - 2.8
Agua Potable	1.0
Agua de Mar	1.03 - 1.06
Aceite	0.6 - 0.7
Gas	0.015

## Gradiente de Fractura

### Definición:

- Se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación
- Una predicción exacta del gradiente de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo
- En la etapa de la planeación del pozo, puede estimarse a partir de los datos de los pozos de referencia
- Si no hay datos disponibles, se usan otros métodos empíricos, por ejemplo:
  - **Matthews & Kelly (1967)**
  - **Eaton (1969)**
  - **Daines (1982)**

## Gradiente de Fractura

### Ejemplo de Ecuaciones para el cálculo :

- Método Eaton:

$$FG = \left[ \frac{s_{ov}}{D} - \frac{P_f}{D} \right] \left( \frac{g}{1-g} \right) + \frac{P_f}{D}$$

$FG$  = Gradiente de Fractura, psi/pie

$s_{ov}$  = Presión de Sobrecarga, psi,

$D$  = Profundidad del pozo, pies

$P_f$  = Presión de Poros, psi

$g$  = Relación de Poisson, adimensional.

## Gradiente de Fractura

Tiene que sobrepasarse el menor esfuerzo principal para iniciar una fractura

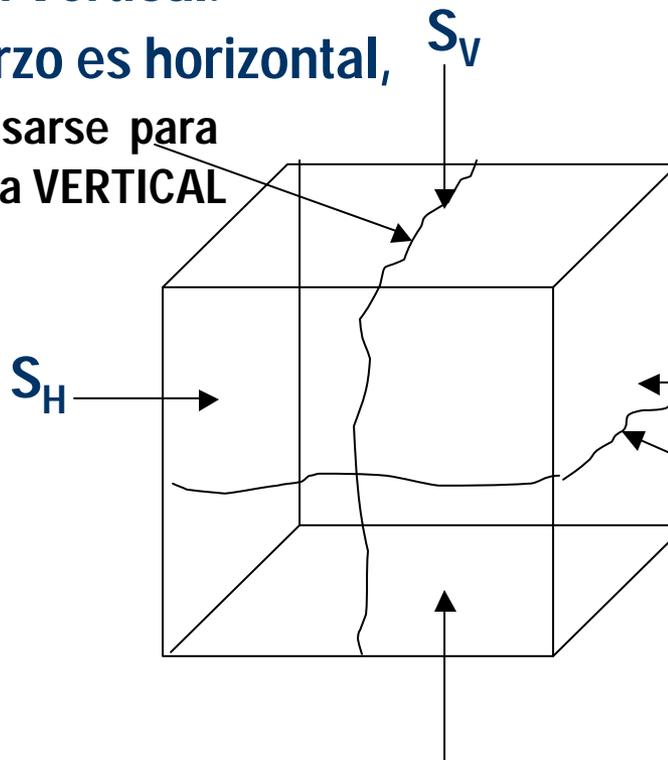
Y

La orientación de la fractura perpendicular a la dirección del menor esfuerzo principal

### Fractura Vertical:

el menor Esfuerzo es horizontal,

$S_H$  Tiene que sobrepasarse para que se dé esta fractura VERTICAL



$S_H$

### Fractura Horizontal:

el menor Esfuerzo es vertical,

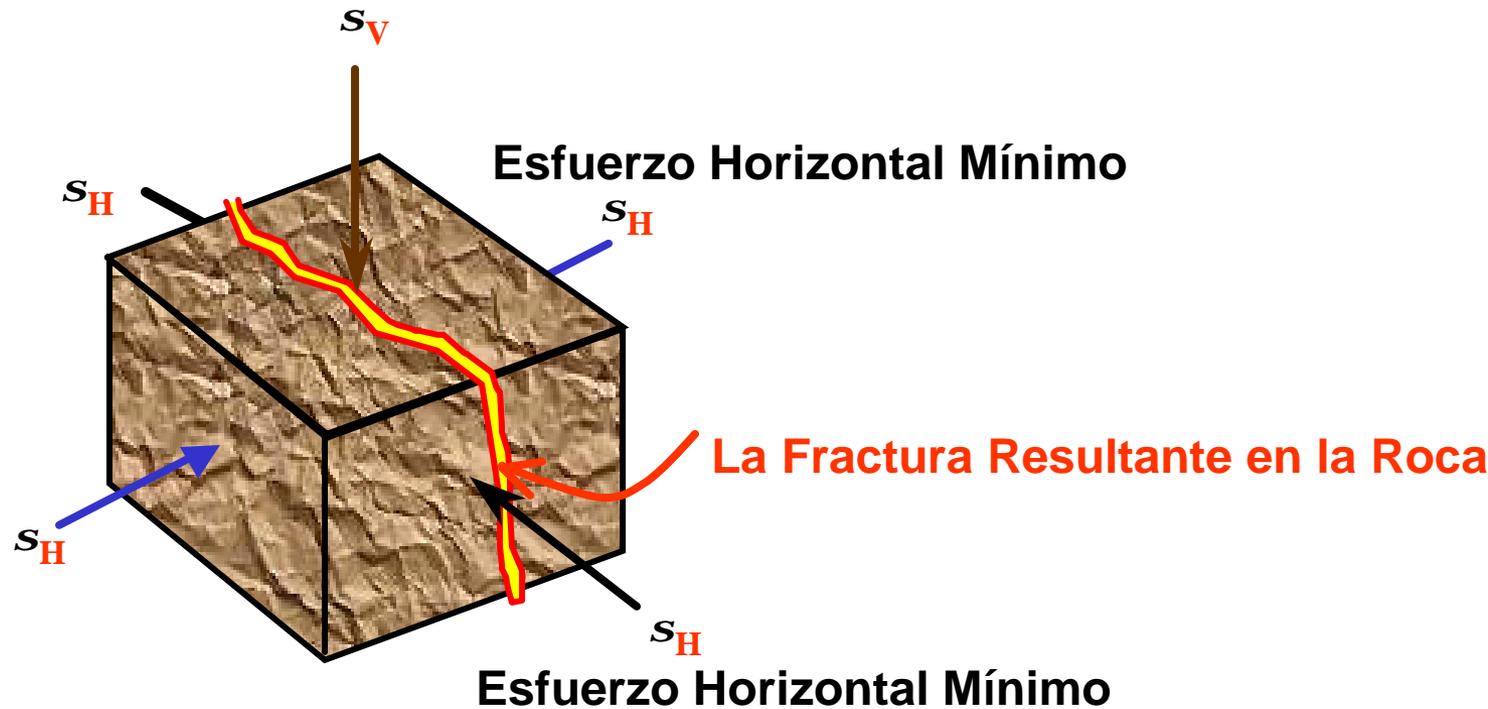
$S_v$  Tiene que sobrepasarse para que se dé esta fractura HORIZONTAL

## Gradiente de Fractura

### Definición:

- Mecanismo de Ruptura :

Esfuerzo Máximo Principal



## Gradiente de Fractura

### Prueba de Resistencia de la Formación:

- **Propósito:**
  - Investigar la resistencia del cemento alrededor de la zapata
  - Estimar el gradiente de fractura de la formación expuesta
  - Investigar la capacidad del agujero del pozo para soportar la presión por debajo de la zapata,
  - Recolectar la información regional sobre la resistencia de la formación para optimizar el diseño en pozos futuros.

## Determinación del Gradiente de Fractura

### Hay dos procedimientos comunes:

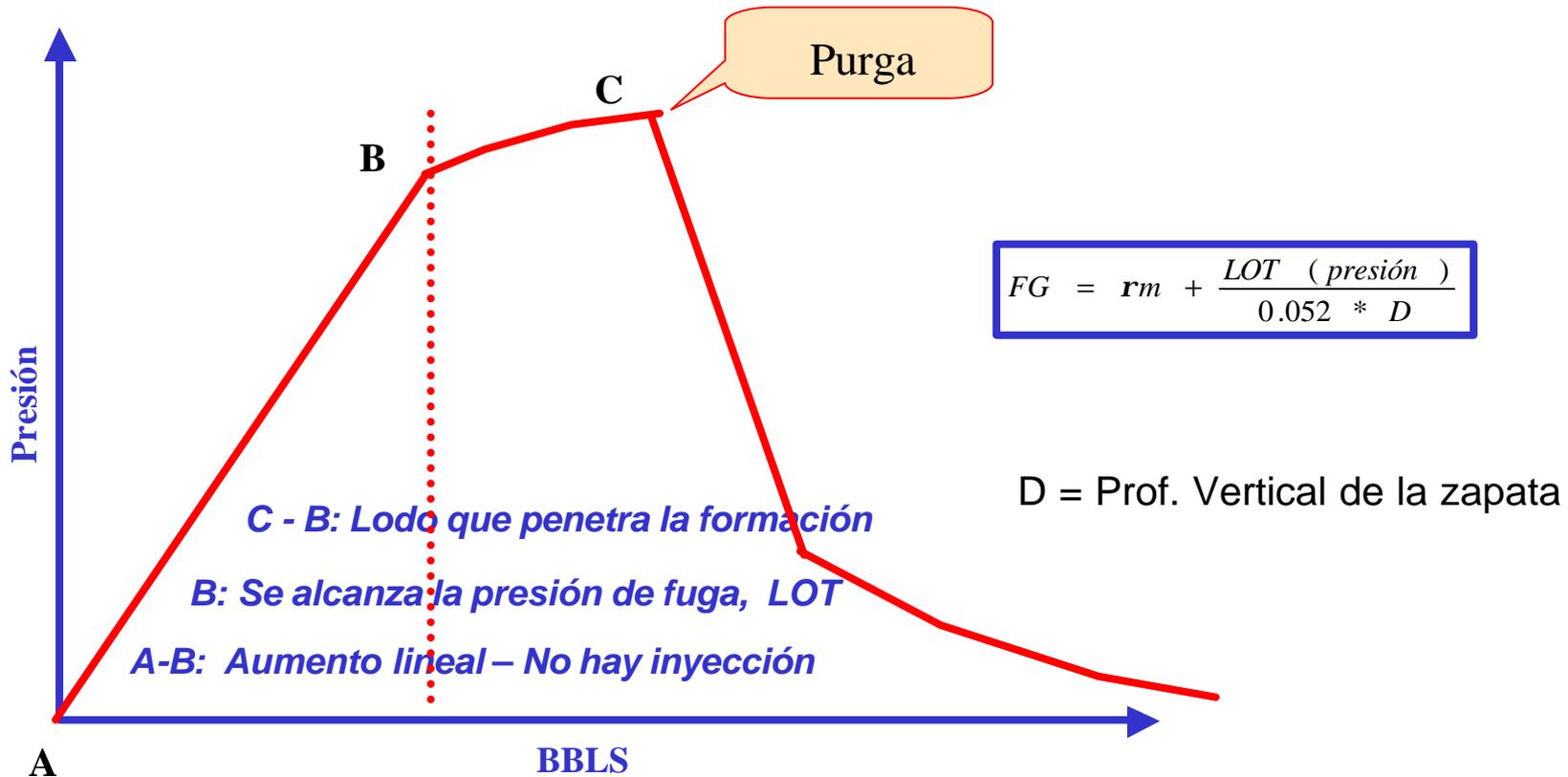
- Prueba de Fuga (LOT)
  - Bombear fluido a una velocidad lenta y controlada para aumentar la presión contra la cara de la formación hasta crear una trayectoria de inyección de fluido en la roca, lo cual indica la presión de ruptura de la formación expresada en densidad de fluido equivalente, lbs/gal.
- Prueba de Integridad de la Formación (FIT)
  - Presurizar la columna de fluido hasta un límite predeterminado que mostrará una presión hidrostática de fluido de densidad equivalente hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la quebrará.
  - Note: una **FIT** no dará información para calcular la **máxima Presión Anualr Permisible** MAASP correcta o la Tolerancia al Influjó.

## Procedimiento para la Prueba de Fuga, LOT:

- Perforar 5 a 10 pies por debajo de la zapata de revestimiento
- Circular para homogenizar el lodo (Peso entrando = Peso saliendo)
- Levantar la barrena por encima de la zapata de revestimiento
- Conectar la unidad de cementación a la sarta de perforación y al anular a través de la línea para Matar el pozo
- Probar con presión las líneas de la superficie
- Cerrar los arietes de la tubería en el conjunto de preventoras instalado
- Comenzar a bombear a bajo caudal (a gasto reducido) de 1/4 BPM (A)
- Mientras bombea, observe el aumento de presión hasta que se desvíe de la tendencia lineal en la gráfica de Presión Vs. Volumen bombeado (B)
- Pare inmediatamente la bomba y observe la presión final de inyección (C)
- Registre las presiones (B), (C) y los Bbls bombeados
- Descargue la presión a cero y mida el volumen que retorna

## Gradiente de Fractura

Procedimiento para la Prueba de Fuga, LOT:





## ***□ Prueba de Integridad de Presión (L.O.T)***

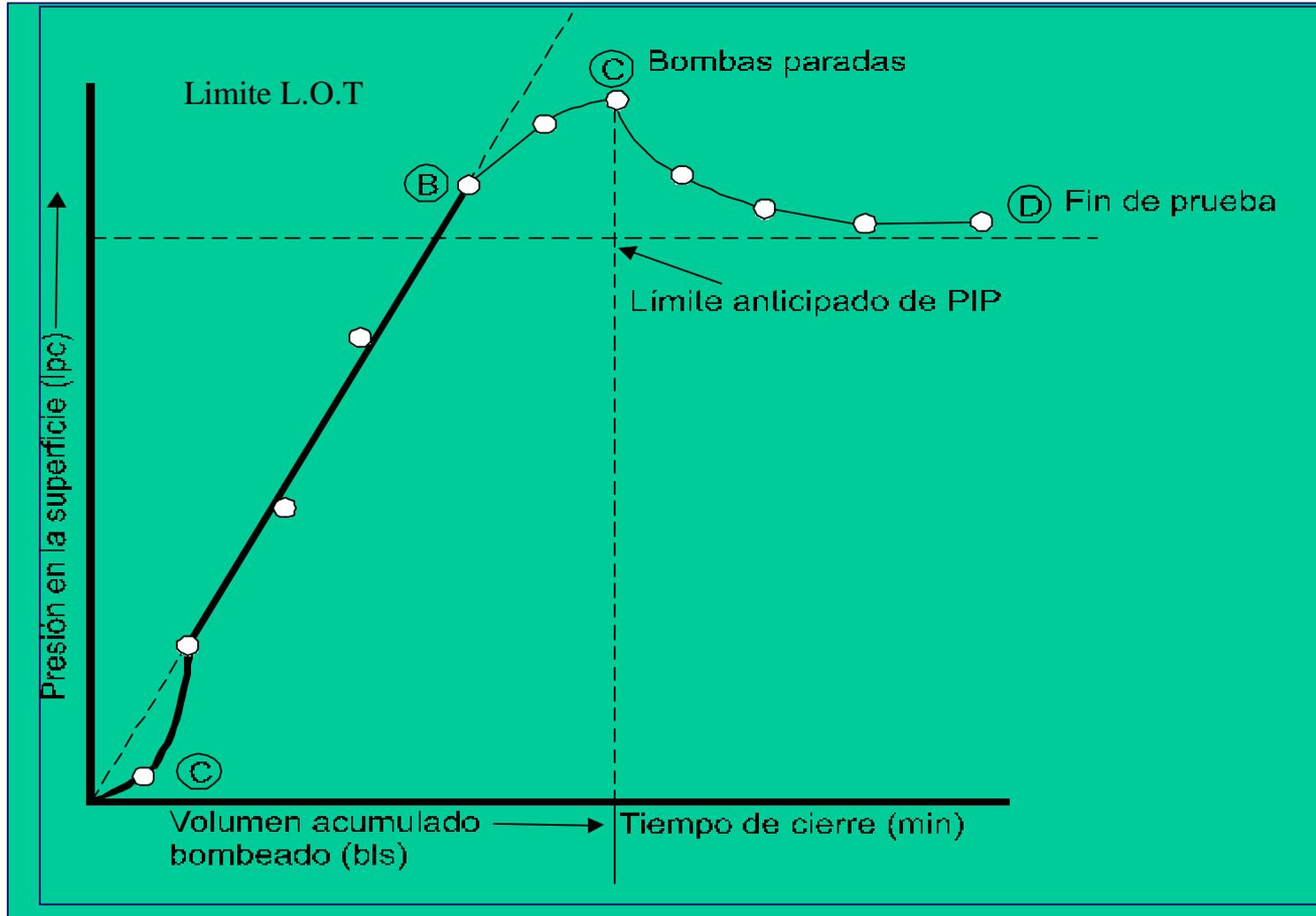
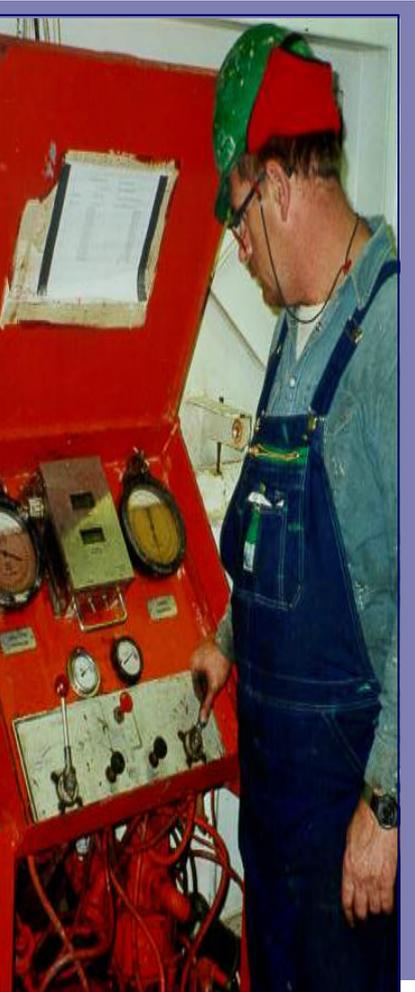
***Definición: Prueba de presión que se realiza por debajo de la zapata del último revestidor cementado en un pozo, la cual tiene los siguiente propósitos:***

- Probar el trabajo de Cementación realizado, a fin de asegurarse de que no existe comunicación con la superficie***
- Determinar el Gradiente de Fractura de la zapata del revestidor***
- Determinar la Máxima Presión en el Anular permitida durante la perforación del próximo hoyo y la Máxima Densidad posible en esa sección***

## Procedimiento de la Prueba:

- *Bajar sarta de perforación hasta el tope del cuello flotador y realizar prueba volumétrica al revestidor*
- *Perforar el cuello flotador y el cemento hasta 10 pies encima de la zapata. Repetir la prueba volumétrica (2 tubos entre cuello y zapata)*
- *Perforar el resto del cemento, la zapata y 10 a 15 pies de formación, circular y acondicionar el fluido de perforación (hoyo limpio)*
- *Levantar la barrena a nivel de la zapata y llenar el hoyo. Cerrar un preventor. Conectar y probar líneas.*
- *Bombear fluido lentamente al pozo (1/4 a 1/2 bls/min), observar presión y/o esperar la estabilización de presión (2 min. Aprox.)*
- *Continuar bombeando y registrar la presión y el volumen bombeado hasta alcanzar el límite LOT. Elaborar gráfico simultáneamente.*
- *Parar el bombeo y esperar unos 10 min. para la estabilización de la presión. Desahogar la presión y registrar el volumen de retorno*

## Gráfica de la Prueba de Integridad de Presión (L.O.T)



## □ *Prueba de Integridad de Presión (L.O.T)*



- *Densidad Equivalente Máxima (Deqm):*
  - *Valor máximo de Densidad del fluido a utilizar en próximo hoyo o sección:*

$$Deqm = Df + \frac{\text{Limite LOT}}{0,052 \times PVV \text{ zap}} = \text{lbs / gal}$$

$$Deqm = Pfract / (0,052 \times PVV \text{ zap}) = \text{lbs / gal}$$

*donde:*

$$Pfract = (0,052 \times Df \times PVV \text{ zap}) + \text{Limite PIP} = \text{psi}$$

$$Df = \text{Densidad del Fluido de la prueba, lbs / gal}$$

$$\text{Limite LOT} = \text{Valor máximo de presión de la prueba, psi}$$

$$PVV \text{ zap} = \text{Profundidad Vertical a nivel de la zapata, pies}$$

## □ *Prueba de Integridad de Presión (L.O.T)*



▪ *Máxima Presión Anular permitida en Superficie (MASP):*

▪ *Valor máximo de Presión que puede ser acumulada en el estrangulador al momento del cierre del pozo a nivel del manómetro del revestidor. Este valor disminuirá a medida que la densidad del fluido aumente:*

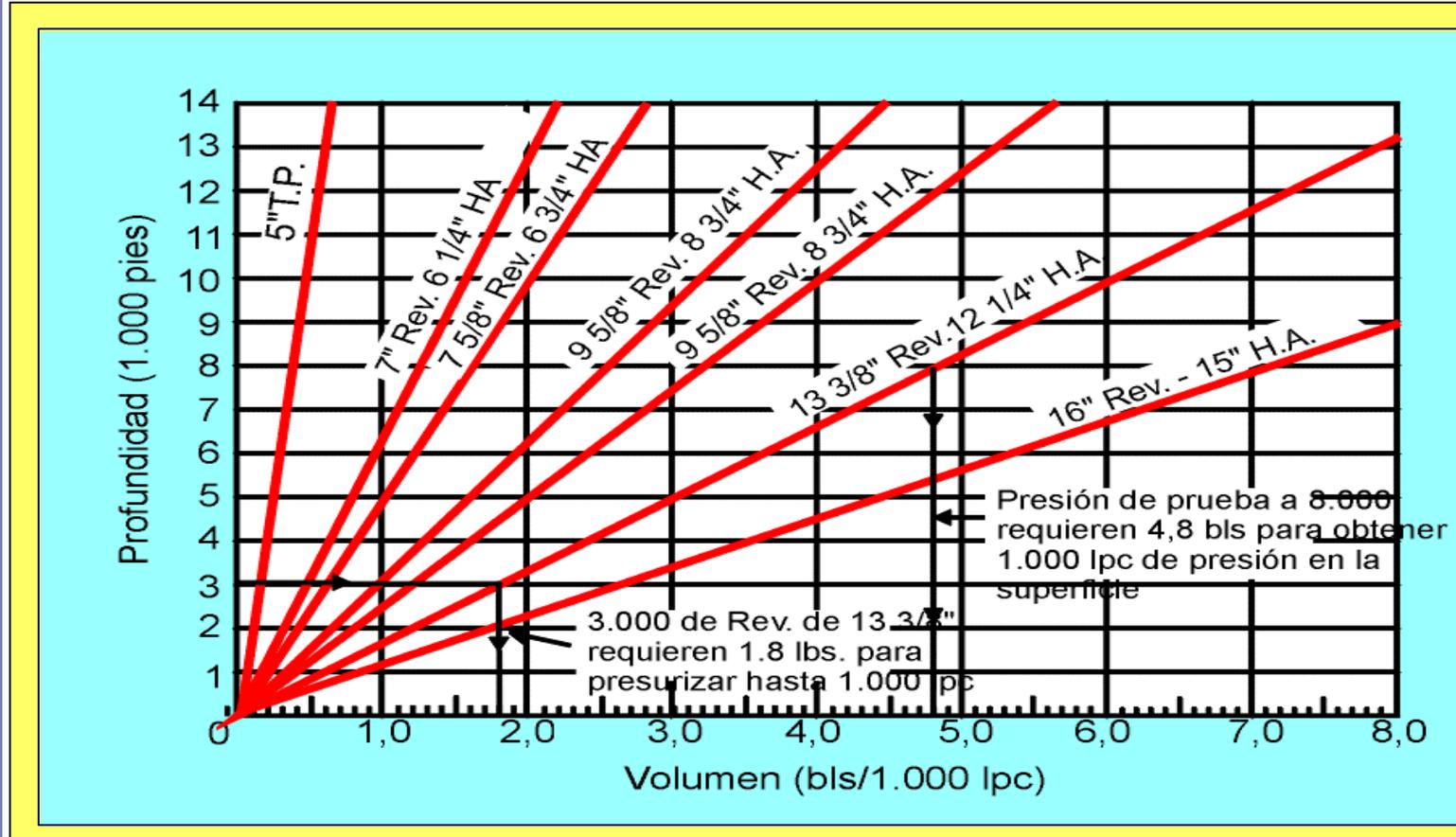
$$MASP = P_{fract} - P_{h\ zap} = psi$$

$$MASP = 0,052 (D_{eqm} - D_{f\ nuevo}) \times PVV_{zap} = psi$$

$$MASP = (Grad.\ fract. - Grad.\ fluido\ nue.) \times PVV_{zap} = psi$$

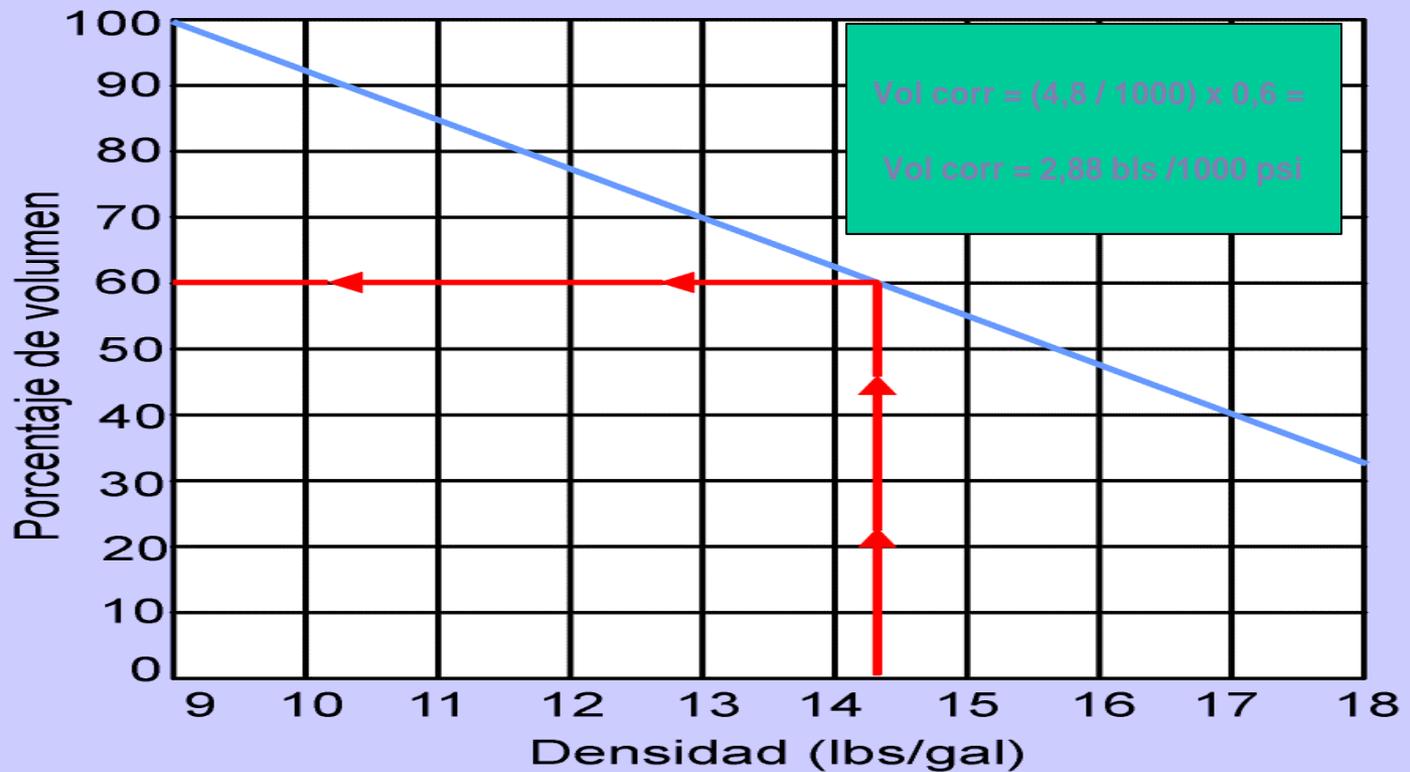
## Prueba de Integridad de Presión (L.O.T)

### Cálculo del Volumen Teórico

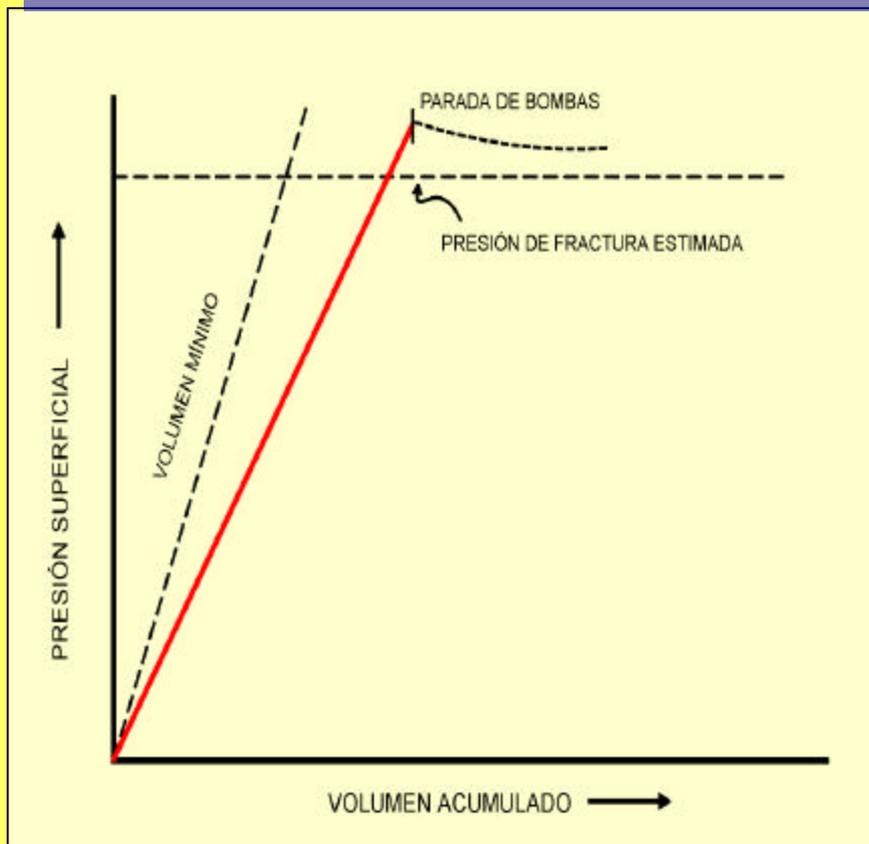


## □ Prueba de Integridad de Presión (L.O.T)

### Cálculo del Volumen Teórico



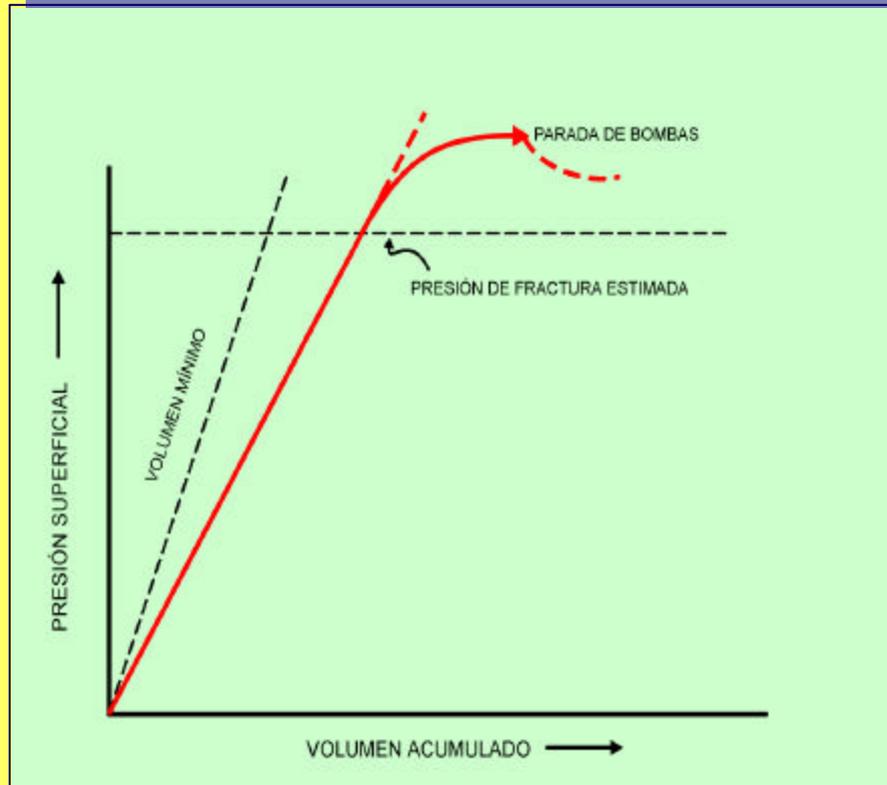
## □ Prueba de Integridad de Presión (L.O.T) Interpretación Gráfica



### Prueba Incompleta:

- En el gráfico, se observa que no se alcanzó el límite de la PIP, a pesar de que la presión de prueba estuvo por encima de la  $P_{fract}$  estimada. De allí que no es posible determinar la presión de fractura real

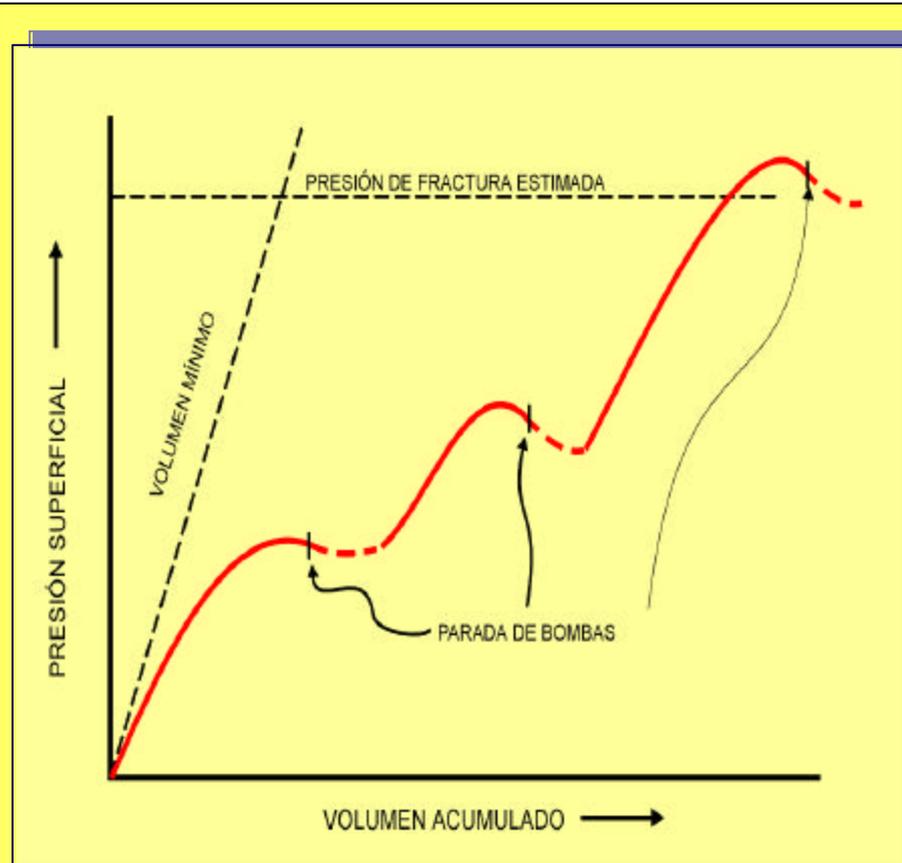
## □ Prueba de Integridad de Presión (L.O.T) Interpretación Gráfica



### Prueba Completa:

• En el gráfico, se observa una prueba totalmente completa, a pesar de tener una referencia de la  $P_{fract}$  estimada, en ella se puede observar que la misma fue ligeramente superada en la prueba, hasta obtener la desviación de la tendencia de proporcionalidad

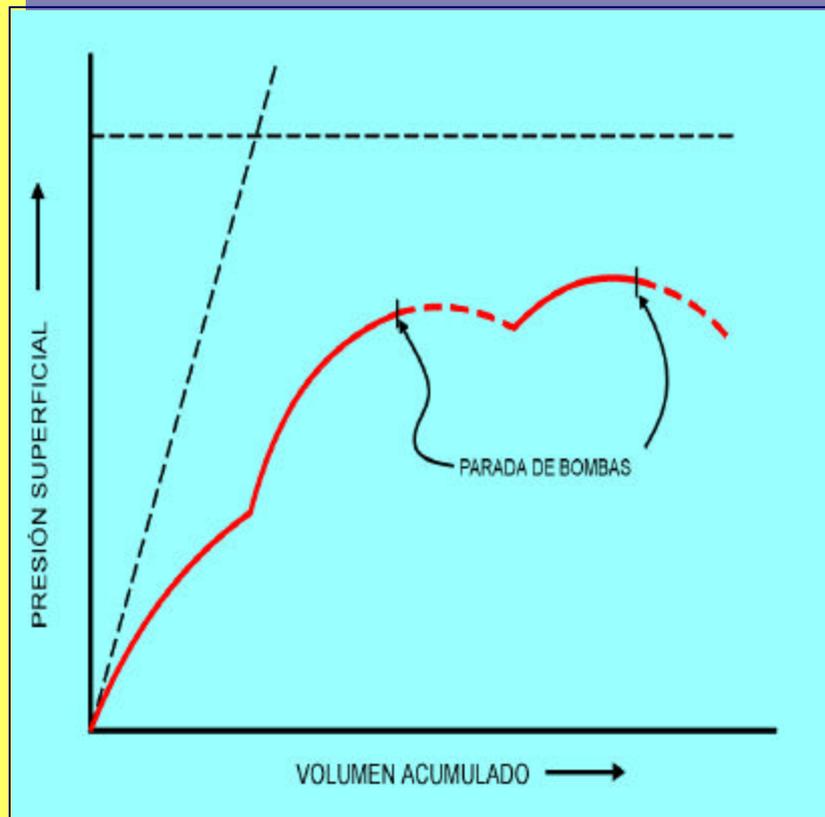
## □ Prueba de Integridad de Presión (L.O.T) Interpretación Gráfica



### Prueba Enmascarada

• Si durante la prueba, la curva aparece por debajo de la Presión de Fractura estimada, se recomienda parar la bomba por varios minutos, aumentar la tasa de bombeo y continuar la prueba hasta observar el pandeo de la curva de nuevo

## □ *Prueba de Integridad de Presión (L.O.T)* *Interpretación Gráfica*



### *Falla en la Cementación*

• Si luego de observar algunos minutos y repetir la prueba nuevamente, el comportamiento observado en forma similar a la figura mostrada y además el límite PIP no es alcanzado a pesar de aumentar la tasa, de flujo, podemos afirmar que existe una falla en la cementación alrededor de la zapata

## Causas de Las Presiones Anormales

### Efectos Relacionados con la Depositación:

- Sub compactación:
  - Proceso mediante el cual se desarrolla una presión de poros anormal debido a la interrupción del balance entre la velocidad de sedimentación de las arcillas y la velocidad de expulsión de los fluidos desde los poros al compactarse las mismas por el cubrimiento con capas superiores
  - Si los fluidos no pueden escapar debido a la disminución de la permeabilidad de los poros, el resultado será una presión anormal alta dentro de los poros

## Causas de Las Presiones Anormales

### Efectos Relacionados con la Depositación:

- Depositación de Evaporitas:
  - La presencia de depósitos de evaporitas puede causar alta presión anormal cercana al gradiente de sobrecarga
  - La Halita es totalmente impermeable a los fluidos y se comporta plásticamente pudiendo ejercer una presión igual al gradiente de sobrecarga en todas direcciones

## Causas de Las Presiones Anormales

### Procesos diagenéticos:

- La Diagénesis se define como la alteración de sedimentos y sus minerales durante la compactación posterior a la depositación.
- Ejemplo - Diagénesis de la Arcilla:
  - Con los aumentos de la presión y la temperatura, los sedimentos sufren un proceso de cambios químicos y físicos.
  - Los cambios diagenéticos se dan en las lutitas y pueden generar presiones anormales altas dentro de ellas.

## Causas de Las Presiones Anormales

### Efectos relacionados con la tectónica:

- La actividad tectónica puede resultar en el desarrollo de presión de poros anormal como consecuencia de mecanismos como los que se mencionan a continuación:
- Plegamientos:
  - El plegamiento de los mantos de roca se produce por la compresión tectónica de una cuenca geológica lo cual resulta en el desarrollo de altas presiones de poro anormales.

## Causas de Las Presiones Anormales

### Efectos relacionados con la tectónica:

- Fallas:

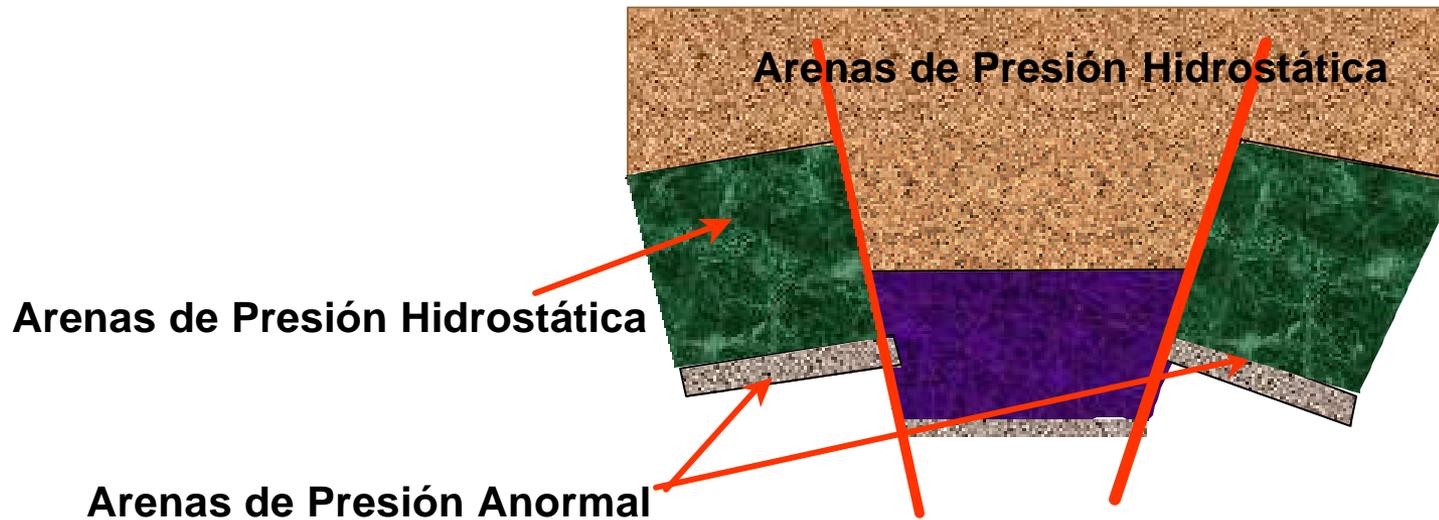
El desarrollo de fallas puede llevar a presión anormal por cualquiera de las siguientes causas:

- Comúnmente hay un aumento en la velocidad y volumen de la sedimentación a través de una falla en un bloque hundido,
- Esto puede introducir un sello contra la formación permeable que evita la expulsión del fluido,
- Una falla no sellada puede transmitir fluidos de la formación más profunda a la más somera, lo cual resulta en presiones anormales en la zona somera.

## Causas de Las Presiones Anormales

### Efectos relacionados con la tectónica:

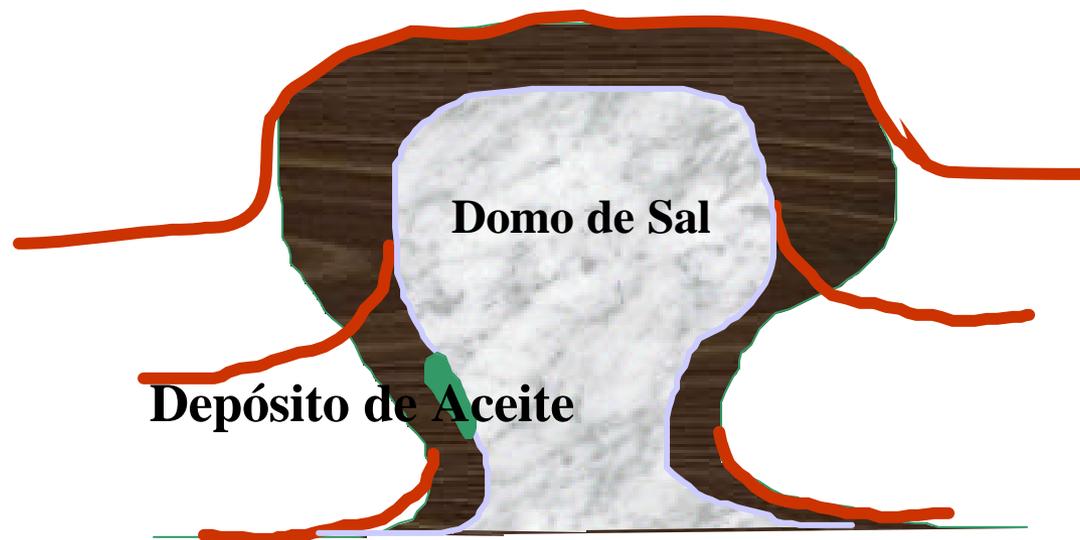
- Fallamiento:



## Causas de Las Presiones Anormales

### Efectos relacionados con la tectónica:

- Diapirismo de Sal:
  - Se define como la penetración de una formación por otra formación plástica, móvil, menos densa. La formación se curva hacia arriba formando un domo de sal.



## Predicción de las presiones anormales

### Métodos de Predicción:

Algunos de estos Métodos son los siguientes:

- Datos Sísmicos
- Velocidad de Perforación
- Lutitas deleznales
- Densidad de las Lutitas
- Unidades de Gas en el Lodo
- Indicación de Contenido de Cloruro
- Indicación de Temperatura
- Registros con Cable

## Predicción de las presiones anormales

- **Datos Sísmicos:**

- Esta técnica se realiza antes del comienzo de las operaciones de perforación y se basa en la compactación normal de la formación con a la profundidad del agujero
- A mayor compactación de las formaciones, mayor será la velocidad del sonido. Los incrementos en la velocidad del sonido se convierten después en presiones anormales
- Después de perforar el pozo, se corre un registro de confirmación de las presiones anormales, como el Perfil Sísmico Vertical (VSP)

## Predicción de las presiones anormales

### **Velocidad de Perforación (ROP):**

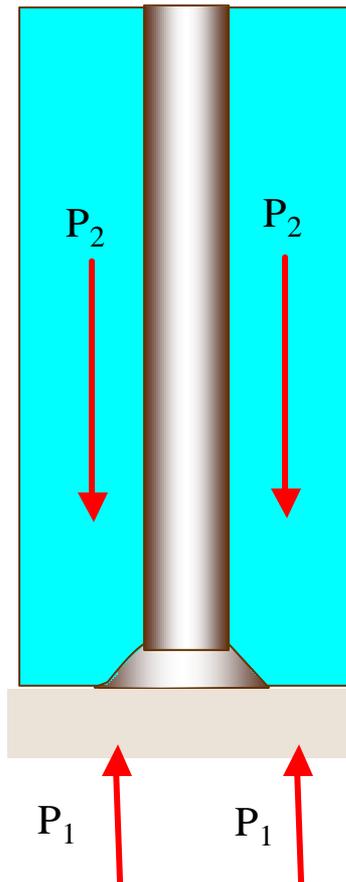
Es una herramienta muy útil en la detección de cambios en la presión de poros. La ROP esta afectada por:

- Cambios en la litología
- Limpieza del fondo del pozo
- Presión diferencial entre la columna del lodo y la presión de poros
- Peso sobre la barrena
- Velocidad de rotación
- Propiedades de los fluidos
- Tipo de barrena

## Predicción de las presiones anormales

### Velocidad de Perforación:

Presión Diferencial:



$P_2$  - Presión Hidrostática

$P_1$  - Presión de Poros

$( P_2 - P_1 )$  Presión Diferencial

## Predicción de las presiones anormales

### Velocidad de Perforación:

Exponente D (Ecuación de Jordan & Shirley);

$$d = \frac{\log \frac{R}{60 N}}{\log \frac{12 W}{10^6 D}}$$

$$d_c = d \left( \frac{d_1}{d_2} \right)$$

$R = ROP$  . (pies/hr),

$N =$  Velocidad de Rotación. (RPM),

$W =$  Peso sobre la Barrena. (lbs),

$D =$  Diámetro de la Barrena. (pulgadas),

$d =$  Exponente de perforación, sin dimensión

$d_c =$  Exponente de perforación corregido, sin unidades

$d_1 =$  Densidad del fluido de la formación.(lb/gal),

$d_2 =$  Peso del lodo. (lb/gal).

## Predicción de las presiones anormales

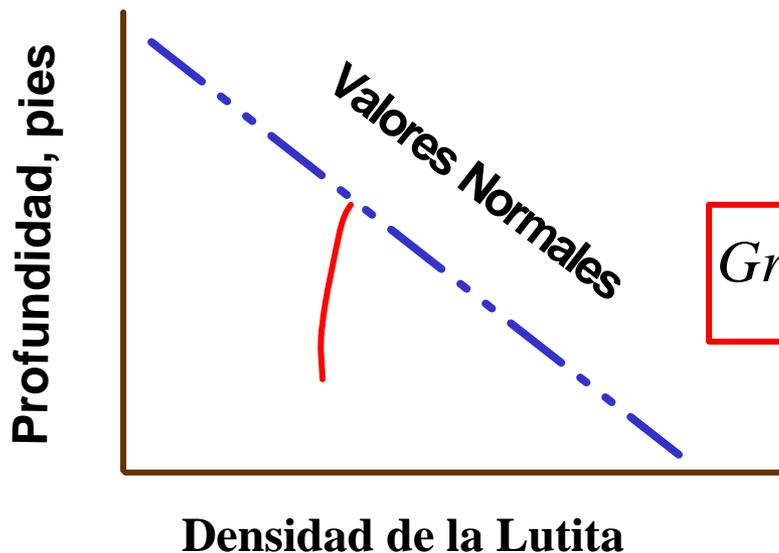
### **Desprendimiento de Lutitas (lutitas deleznales):**

- Pudiera ser resultado de las siguientes condiciones del agujero;
  - La presión de la formación es mayor que la presión hidrostática
  - Hidratación o hinchamiento de las lutitas
  - Erosión causada por la circulación del fluido, presión de surgencia o movimientos de la tubería
  - Algunas veces es la combinación de más de una de estas condiciones
  - Este fenómeno se debe observar cuidadosamente cuando se aumente la ROP y se note desprendimiento de lutitas
  - Podría verse con facilidad observando los recortes en las temblorinas

## Predicción de las presiones anormales

### Densidad de la Lutita:

- La tendencia normal de la densidad de las lutitas compactadas es aumentar con la profundidad
- Si se invierte esta tendencia, se supone que aumenta la presión del poro



$$Gravedad \ Específica = \frac{8.33}{16.66 - W_s}$$

## Predicción de las presiones anormales

### Gas en el Lodo:

- El gas puede entrar en el lodo como resultado de lo siguiente:
  - **Gas de Conexión:** relacionado con el “suaveo” en las conexiones
  - **Gas de Viaje:** relacionado con el “suaveo” durante los viajes redondos de la sarta de perforación
  - **Gas de la Formación:** Gas en las lutitas o en la arena liberado de los recortes mientras se está perforando
  - **Brote o flujo imprevisto del Pozo (Influjo).**

## Predicción de las presiones anormales

### Propiedades del Lodo:

- La medición de las propiedades del lodo dentro y que entra y sale del agujero pudieran dar la primera advertencia de cambios en el contenido de gas o de cloruro
- El gas reducirá la densidad del lodo
- El contenido de cloruro causará floculación del fluido de perforación que se traducirá en un aumento de la Viscosidad Plástica y del Punto de Cedencia. Por lo tanto debe prestarse atención si suceden tales problemas mientras se perfora

## Predicción de las presiones anormales

### Indicación de Temperatura:

- La medición continua de la temperatura en línea de retorno (línea de flote) pudiera advertir sobre la entrada en una zona sobre presurizada
- Al compactarse la formación, aumenta la conductividad térmica. La temperatura en la línea aumentará, lo cual indica que se ha entrado a una zona sobre presurizada
  - No aplica para la región marina (con tubería conductora - Riser)
- Otros factores que podrían causar un aumento en la temperatura son:
  - Aumento en la velocidad de circulación (gasto o caudal)
  - Cambios en el contenido de sólidos en el lodo
  - Aumento en la torsión de la barrena

## **Ahora USTED podrá:**

- Definir varias presiones de la formación incluyendo:
  - Presión Hidrostática
  - Presión de Sobrecarga
  - Presión de Poros
  - Gradiente de fractura de la formación
- Usar varias técnicas y métodos para calcularlas
- Entender cómo se generaron las Presiones Anormales
- Describir algunas de las técnicas de predicción