



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“CARACTERIZACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO Y  
FRACTURA DEL CAMPO LAKACH”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A**

**ERWIND ARREOLA PÉREZ**



**DIRECTOR**  
**DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO**

MÉXICO, D.F. Ciudad Universitaria  
Noviembre, 2013



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA  
OFICIO/FING/DICT/986/2013

**SR. ERWIND ARREOLA PÉREZ**

**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el **Dr. Néstor Martínez Romero**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

**CARACTERIZACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO Y FRACTURA DEL CAMPO LAKACH**

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTO DE PRESIÓN DE PORO
- II MÉTODOS PARA DETERMINAR PRESIÓN DE PORO
- III CONCEPTO DE PRESIÓN DE FRACTURA
- IV MÉTODOS PARA DETERMINAR PRESIÓN DE FRACTURA
- V CAMPO LAKACH
- VI METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES
- VII EVALUACIÓN DE LAS GEOPRESIONES DEL CAMPO LAKACH
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

**PRESIDENTE:** ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS  
**VOCAL:** DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO  
**SECRETARIO:** ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ  
**1ER. SUPLENTE:** ING. NOÉ SANTILLÁN PIÑA  
**2DO. SUPLENTE:** ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

CD. Universitaria, D. F. a 26 de Julio de 2013.

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

**DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ**

ccp Coordinador de la Carrera  
ccp Interesado

# AGRADECIMIENTOS

A mi alma máter, la *Universidad Nacional Autónoma de México*, por todas las oportunidades que nos brinda a los estudiantes para tener un mejor desarrollo y que es un privilegio el estudiar en esta institución y de la cual me siento orgulloso el haberme graduado de la *Facultad de Ingeniería*, así como el haber pertenecido a la Generación 2008 de la carrera de Ingeniería Petrolera.

## *A mi familia:*

A mis padres, *Víctor Arreola* y *Araceli Pérez*, que me han apoyado y guiado durante todos estos años. Gracias por todos sus consejos que me han ayudado para tomar las mejores decisiones. El que me este titulando, significa un gran logro de ustedes, por todos esos esfuerzos que realizaron para darme esta educación que me servirán durante el futuro. A mis hermanos *Monse* y *Jesús*, que espero que con este logro les sirva de ejemplo y sepan apreciar el esfuerzo de nuestros papás, pero sobre todo le sirva para alcanzar esta meta en sus vidas. Siempre podrán contar con mi apoyo y saben que los quiero mucho.

Abuelitos *Antonia* y *José* quienes quiero mucho y gracias por el haberme tenido en su casa y ser como un hijo durante mis estudios en la preparatoria.

A toda mi familia pero quiero principalmente a mis tíos *Erika*, *Armado*, *Alfonso* y a mis primos *Yuliana* y *Albeto*, quienes me tuvieron muchos fines de semana en su casa durante el tiempo que viví solo mientras estudiaba la carrera, gracias por todo.

## *A mi director y asesores de tesis:*

*Dr. Néstor Martínez* y al *M.C. Carlos Morales Gil* quienes me permitieron la realización de este trabajo, gracias por su apoyo y sus consejos así como el tiempo que se tomaron para atenderme.

*Dr. Víctor Vallejo* y al *M.I. Octavio Saavedra*, quienes me asesoraron durante este tiempo para realizar este trabajo a pesar de estar ocupados debido a su trabajo y que

aun así se tomaban el tiempo de revisar la tesis. De igual manera, esos consejos y algunas veces regaños que sirvieron para realizar un mejor trabajo.

*Ing. José M. Martínez y la Ing. Erika Niño*, por resolverme esas dudas que se pueden presentar en todo momento y se dieron el tiempo para explicármelas.

Quiero agradecer a mis sinodales: *Ing. Manuel Juan Villamar, Ing. Rafael Viñas, M.C. Noé Santillán y al Ing. Agustín Velasco* que se dieron el tiempo para revisar este trabajo y con sus observaciones hacer un mejor trabajo.

### ***A mis amigos:***

*Briselda Pacheco* eres una gran mujer y tengo mucho que agradecerte, una de ellas fue la invitación para pertenecer a la sociedad, en la que aprendí mucho y de igual forma conocí muy buenos amigos. Pero sobre todo, muchas gracias por todos los momentos que hemos pasamos y que aquellas conversaciones que nunca paraban. Me ayudaste de cualquier manera posible sin esperar nada a cambio y eso siempre te lo tendré presente.

*Iván Flores* fuiste mi primer amigo al comenzar la universidad, tienes el mayor de mis respetos por todo lo que has vivido y te ha sucedido. El máximo esfuerzo que diste para conseguir un muy buen trabajo y que aun así no te dejás a un lado el objetivo terminar tu carrera, se que cumplirás ese objetivo.

*Axel García, Gerardo Olvera, Jorge Chávez, Ángela Velázquez y Talía Jiménez*, a quienes los conocí en la preparatoria y que afortunadamente nuestra amistad sigue siendo muy buena y ojalá dure mucho tiempo más.

De la carrera de Ingeniería Petrolera, *Merari Néquiz, Osvaldo Aguilar, Luis Santamaría, José Carlos Caraveo, Pablo Robles, Eduardo Martínez, Pedro Trejo, Daniel Gutiérrez, Emmanuel Rosales, Julio Jiménez, Yair Rodríguez, Hugo González, Abraham Rojas y Aldo de la Cerda* con los que compartí risas, enojos, desacuerdos, estudios y demás dentro y fuera de la facultad, ojalá el paso del tiempo y las responsabilidades que se nos presenten la amistad y el compañerismo perdure.

Y compañeros que pertenecieron a la mejor Sociedad de Alumnos de Ingeniería Petrolera (SAIP): *Carlos Moreno, Gabriel Alfaro, Cesar Méndez, Alejandro Álvarez, Felipe Pozadas, Enrique Trujillo, Alejandro Balderas, Raúl Paredes, Miguel Cerero, Erubiel Trujillo, Ángel Martínez, Edgar Andrés, Teresita Pedraza, Gerardo Estrada, Luis Escobar y Enrique Contreras*. Con ustedes aprendí muchas cosas que complementaron mi formación como estudiante de ingeniería, trabajar en equipo fue la solución para llegar a nuestros objetivos sin importar las adversidades que se presentaron.

De la carrera de Ingeniería Geofísica, *Raúl Corona, Cesar Castro, Sergio Sánchez, Javier Sánchez, Uriel Mares, Jazmín Ortiz, Braulio Vázquez, Yesenia Cruz, Niza Velasco, Geovanni Álvarez, Olaya Alvarado, Julieta Téllez, Gonzalo Sansón, Alejandro Rodríguez, Rodrigo Jardón, Oscar Vences, Víctor García, Pedro Cortés y Ángel Solar*. De las primeras personas que conocí al entrar a la universidad y que llegaron a ser unos excelentes amigos durante este tiempo.

Y finalmente, a mi amiga *Daritz Estrella* que siempre ha sido una persona para contar todo tipo de anécdotas, aunque luego te termine regañando y que espero te vaya muy bien en la vida. Sabes que te tengo un gran aprecio. Así como todos los miembros de la familia *Carrizales Haro*, de la cual he sido amigo desde ya hace bastantes años en los que siempre me han alentado para seguir adelante y que la amistad dure mucho más tiempo.

Agradezco a todos ustedes por estos últimos 5 años en los que compartimos muchas experiencias y se quedarán en el recuerdo de cada uno de nosotros, cada una de ellas con aspectos buenos y malos pero al final nos dejaron una enseñanza. No queda más que desearles el mayor de los éxitos en sus vidas, en su desarrollo profesional y personal, así como en sus futuros proyectos. Siempre tendrán a un buen amigo y quizá seamos colegas.

**"A veces sentimos que lo que hacemos es  
tan solo una gota en el mar,  
pero el mar sería menos si le  
faltara esa gota."**

*-Madre Teresa de Calcuta*

## RESUMEN.

Al analizar las geopresiones de los pozos ubicados en el campo Lakach se busca obtener un ajuste con los diferentes modelos de predicción de presión de poro y fractura que se utilizan en la actualidad y así obtener un modelo “compuesto” que pueda estimar las geopresiones en dicho campo.

En el presente trabajo se encuentran conceptos asociados a la Geomecánica, “disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación” (Vásquez, 2000).

En el Capítulo 1, se explican conceptos básicos que se relacionan a: la presión de poro, el esfuerzo, tipos de esfuerzo, así como la definición de los tipos de presiones que se encuentran en el subsuelo, tal como la presión de sobrecarga, presión hidrostática y las presiones anormales que son todas aquellas que no tienen el mismo comportamiento que la presión hidrostática, de igual manera se explican algunos procesos por los cuales se originan dichas presiones anormales. Además, se explican los registros geofísicos necesarios para la evaluación de las geopresiones.

Dentro del Capítulo 2 se presentan los dos tipos de métodos que son utilizados para la evaluación de la presión de poro: los métodos indirectos, que son modelos desarrollados a través del uso de datos obtenidos de registros geofísicos para realizar una predicción de la presión de poro, y los métodos directos, cuyos datos de la presión de poro se obtienen mediante la medición directa a la formación con una herramienta.

La definición y los conceptos que involucran la presión de fractura se encuentran definidos en el Capítulo 3, tales como: la resistencia mecánica de la roca y las constantes elásticas de los materiales; estos últimos son conceptos asociados a la Geomecánica, los cuales facilitan la comprensión de los cambios de esfuerzos que presenta la formación al perforar el pozo y así conocer la presión máxima que pueda llegar a soportar la formación debido al fluido de perforación.

En el Capítulo 4, se explican los métodos para la evaluación de la presión de fractura; métodos indirectos que son modelos que fueron desarrollados por medio de datos de registros geofísicos y los métodos directos, en los que se encuentra la

“prueba de goteo”, dentro de la cual se bombea un fluido al pozo para aumentar la presión hasta que se fracture la formación.

Para el desarrollo de este trabajo se realizó la selección del campo Lakach, localizado en el Golfo de México frente a las costas de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, además de la información pertinente de los dos pozos perforados hasta el momento que se encuentran desarrollados en el Capítulo 5.

En el Capítulo 6, se describe una metodología de trabajo conformada por cuatro etapas principales para la evaluación de las geopresiones: tipo de información necesaria, carga de la información en el software especializado, el procesamiento de dicha información y la predicción de las geopresiones del campo.

Posteriormente, en el Capítulo 7 al entender los conceptos y métodos para evaluar la presión de poro y fractura presentados en los primeros capítulos se lleva a cabo la aplicación de la metodología de trabajo presentada utilizando la información disponible y el software especializado PREDICT®, utilizando los distintos métodos para evaluar la presión de poro y fractura y obtener un modelo compuesto dependiendo de cual se ajuste mejor a las densidades del lodo utilizadas durante la perforación.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas al analizar el ajuste de los métodos ya establecidos y justificando qué métodos y en qué zonas se utilizarán para la predicción de geopresiones en futuros pozos a perforar.

# INTRODUCCIÓN.

Para desarrollar un campo petrolero es necesario realizar dos etapas principales, la primera de ellas es la Exploración, la cual se refiere a toda actividad que implica el estudio del origen y generación de los hidrocarburos en el subsuelo y con ello estimar en qué lugares es posible localizarlos; y la Explotación que se encarga de llevar a superficie los hidrocarburos. En cada una de ellas se encuentra un proceso que involucra una gran cantidad de disciplinas que son necesarias para efectuar de la mejor manera posible las acciones ya mencionadas.

Con el constante avance de la tecnología es posible estudiar el subsuelo para saber en qué lugar se encuentran los hidrocarburos, principalmente por estudios sísmicos. Sin embargo, la mejor manera para obtener datos de propiedades petrofísicas, obtención de muestras de recortes, entre otros y llevar a cabo sus análisis correspondientes es por medio de la perforación de pozos, la cual ayudará a verificar las estimaciones realizadas con los estudios previos y mejorará el estudio de las formaciones encontradas.

Para efectuar la perforación de un pozo petrolero es necesario llevar a cabo el diseño del mismo. El diseño de un pozo implica conocer y entender el origen de las presiones que se encontrarán en el subsuelo, con ello se podrá realizar una mejor predicción de dichas presiones. Los tipos de presiones que se pueden encontrar en el subsuelo son: la Presión de Sobrecarga, Presión de Poro, Presión de Fractura y Presión Hidrostática, y si se comprenden de la mejor manera posible se podrá realizar una predicción de geopresiones eficientemente y así evitar problemas, como colapso de las tuberías de revestimiento, pérdidas de circulación, derrumbes en el pozo, pegaduras de tuberías por presión diferencial, entre otras.

En caso de realizar un estudio no adecuado de las geopresiones se pueden presentar los problemas mencionados anteriormente durante la perforación, es por ello que existe una disciplina con la que se pueden evitar, la Geomecánica, que se encarga de estudiar el comportamiento mecánico de las rocas. Es importante mencionar que las formaciones se encuentran en ciertas condiciones físicas y al ser perforadas, dichas condiciones se modificarán y podrán afectar la estabilidad del pozo, es ahí donde entra la geomecánica para estudiar la formación y saber si tendrá la estabilidad adecuada para la realización del pozo petrolero.



La importancia de realizar una adecuada predicción de las geopresiones de todo campo petrolero, es conocer cuáles serán los pesos del lodo de perforación a utilizar, ya que la densidad del fluido de control se debe encontrar por encima de la presión de poro con el fin de contener la presión que ejercen los fluidos de la formación hacia el pozo y de igual manera la densidad del lodo debe mantenerse por debajo de la presión de fractura ya que si sucede lo contrario, se puede perder fluido en la formación y presentarse los problemas ya mencionados.

Por otra parte, la predicción de las geopresiones ayuda a estimar las profundidades a las cuales serán asentadas las tuberías de revestimiento, ya que estas sirven para aislar la formación y con ello permiten trabajar con nuevas densidades del fluido de control.

<b>RESUMEN</b> .....	i
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	iii
<b>ÍNDICE</b> .....	v

## **CAPÍTULO 1 CONCEPTO DE PRESIÓN DE PORO.**

1. Esfuerzos y Deformación.....	2
2. Esfuerzos principales. ....	4
3. Esfuerzo efectivo o de matriz. ....	6
4. Presiones.	
4.1. Presión Hidrostática. ....	6
4.2. Esfuerzo de Sobrecarga. ....	7
4.3. Presión de Poro. ....	10
4.4. Presiones Anormales. ....	10
4.4.1. Presiones Subnormales. ....	11
4.4.2. Sobrepresiones. ....	11
4.4.3. Mecanismos generadores de las Presiones Anormales. ....	11
5. Registros Geofísicos indicadores de litología y porosidad. ....	13
5.1. Resistividad.....	13
5.2. Rayos Gamma.....	20
5.3. Sónico.....	22
5.4. Densidad – Neutrón.....	25

## **CAPÍTULO 2 MÉTODOS PARA DETERMINAR PRESIÓN DE PORO.**

1. Modelos con Registros Eléctricos. ....	31
1.1. Modelo de Eaton.....	31
1.1.1. Registro de Resistividad.....	31
1.1.2. Registro Sónico ....	33
1.2. Modelo de Bowers.....	35
1.3. Modelo de Exponente “dc” ....	36
2. Métodos Directos. ....	38
2.1. MDT.....	38

2.3. XPT .....	41
----------------	----

### **CAPÍTULO 3 CONCEPTO DE PRESIÓN DE FRACTURA.**

1. Resistencia mecánica de la roca. ....	44
1.1. Resistencia a la cohesión.....	45
1.2. Ángulo de fricción interna.....	46
2. Parámetros Elásticos. ....	47
2.1. Módulo de elasticidad de Young (E). ....	47
2.2. Relación de Poisson (v). ....	47
2.3. Módulo de corte G. ....	48
2.4. Módulo Volumétrico K. ....	49
3. Presión de Fractura. ....	50
4. Coeficiente del esfuerzo efectivo .....	50

### **CAPÍTULO 4 MÉTODOS PARA DETERMINAR PRESIÓN DE FRACTURA.**

1. Métodos Indirectos.....	53
1.1. Hubbert & Willis. ....	53
1.2. Matthews & Kelly. ....	54
1.3. Eaton. ....	56
1.4. Daines. ....	57
2. Métodos Directos.....	58
2.1. Prueba "Goteo" .....	58
2.1.1.Convencional.....	59
2.1.2.Extendida.....	61

### **CAPÍTULO 5 CAMPO LAKACH.**

1. Antecedentes del Campo Lakach.....	63
1.1. Localización.....	63
1.2. Histórico.....	64
2. Columna Geológica.....	65
3. Secciones de correlación.....	67

## **CAPÍTULO 6**

### **METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES.**

1. Metodología de Trabajo.....70
2. Etapas de la Metodología de Trabajo.....70

## **CAPÍTULO 7**

### **EVALUACIÓN DE LAS GEOPRESIONES DEL CAMPO LAKACH.**

1. Inventario y Carga de la Información del Campo Lakach.....74
2. Pozo Lakach-1.....76
3. Pozo Lakach-2DL.....83

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- Conclusiones.....91
- Recomendaciones.....93

## **ANEXOS**

1. Lista de figuras.....95
2. Lista de tablas.....98

## **BIBLIOGRAFÍA**

- Bibliografía. ....100

# CAPÍTULO

1

---

---

## CONCEPTO DE PRESIÓN DE PORO

Para el diseño de pozos es fundamental conocer las presiones que se encuentran en el subsuelo. Una de ellas es la Presión de Poro o también conocida como “Presión de Formación”. Sin embargo para entender bien este término es necesario conocer algunos conceptos fundamentales los cuales están involucrados con el origen de las rocas, así como todos los cambios que han sufrido a lo largo de la historia por distintos factores, dando como resultado las rocas que se encuentran actualmente a la hora de perforar un pozo petrolero.

### 1. Esfuerzo y Deformación

El **esfuerzo** está definido como la aplicación de una fuerza sobre un área de una sección transversal de un sólido, por lo que el esfuerzo queda representado de la siguiente manera:

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots\dots\dots(1.1)$$

Donde:

$\sigma$ = Esfuerzo [lb/pie<sup>2</sup>]

F= Fuerza [lb]

A= Área [pie<sup>2</sup>]

Con base en lo anterior, y considerando la dirección con la cual es aplicada la fuerza se origina distintos tipos de esfuerzos.

Cuando la fuerza es aplicada del cuerpo hacia el exterior, esto genera un *Esfuerzo de tensión*, el cual provoca la elongación de un sólido ( $\Delta L$ ), así como la reducción de su diámetro ( $\Delta d$ ). Tal como se muestra en la **Figura 1.1**.

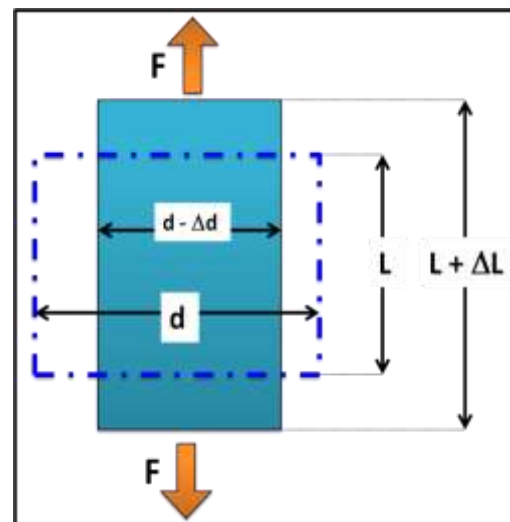


Figura 1.1-Esfuerzo de Tensión (Pemex Exploración y Producción, 2006)

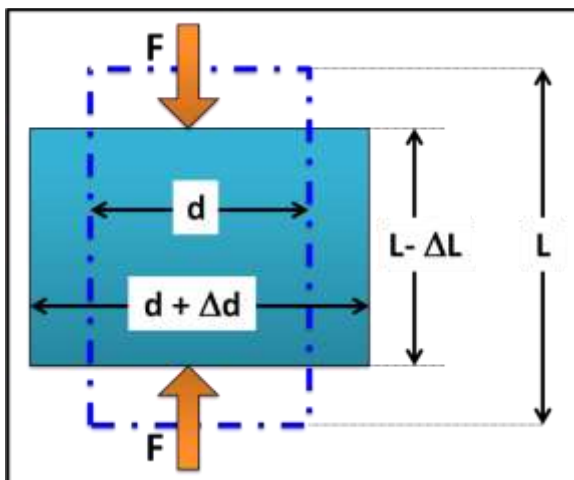
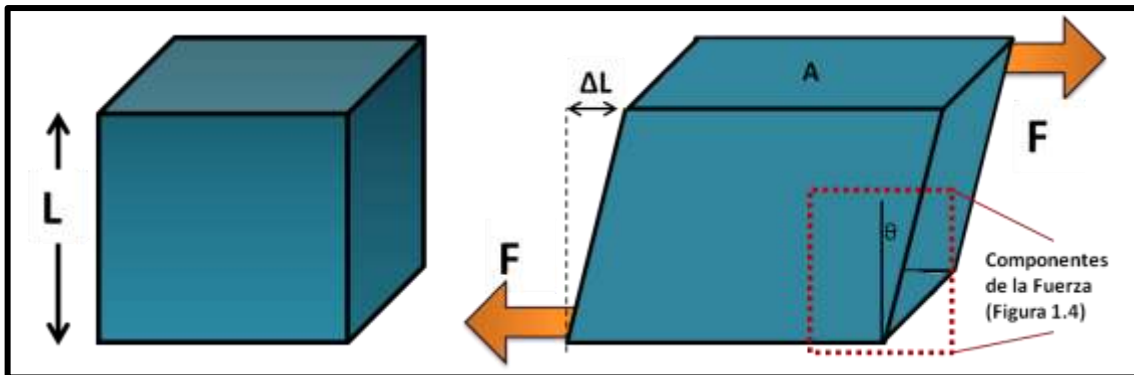


Figura 1.2- Esfuerzo de Compresión (Pemex Exploración y Producción, 2006)

Otro caso es, cuando se aplica la fuerza desde el exterior hacia el cuerpo, lo que se provoca es un *Esfuerzo de Compresión*, esto causa que la longitud del sólido disminuya ( $\Delta L$ ) y el diámetro aumente ( $\Delta d$ ). **Figura 1.2.**

Y por último, en caso que la fuerza sea aplicada tangencialmente al área de sección transversal del sólido, causa un *Esfuerzo de Corte*, lo que provoca una deformación. Sin embargo y dado que la fuerza aplicada no es perpendicular al sólido, es necesario descomponer esa fuerza. **Figura 1.3.**



**Figura 1.3- Esfuerzo de Corte (Pemex Exploración y Producción, 2006)**

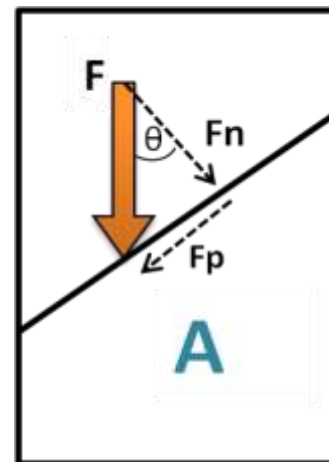
La fuerza se descompone en sus componentes principales; Fuerza Normal  $F_N$  y Fuerza Paralela  $F_p$  a la sección transversal (**Figura 1.4**). Definiendo lo siguiente:

*Esfuerzo normal* como:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \dots\dots\dots(1.2)$$

Y al *Esfuerzo de Corte* como:

$$\tau = \frac{F_P}{A} \dots\dots\dots(1.3)$$



**Figura 1.4- Componentes de Fuerza (Pemex Exploración y Producción, 2006)**

Mientras que la **Deformación** se define como el cambio de la longitud y espesor de cualquier sólido al que se le aplicó algún esfuerzo, como los *esfuerzos de tensión, compresión y de corte*, mencionados anteriormente. Para cada uno de ellos existe una relación de deformación, que son las siguientes:

$$\varepsilon_L = \frac{\Delta L}{L} \dots\dots\dots(1.4)$$

$$\varepsilon_T = \frac{\Delta d}{d} \quad \dots\dots\dots(1.5)$$

Mientras que la deformación de corte  $\varepsilon_C$ , es el resultado de un esfuerzo de corte:

$$\varepsilon_C = \frac{\Delta L}{L} = \tan \theta \quad \dots\dots\dots(1.6)$$

Donde,  $\theta$  es el ángulo de deformación. (**Figura 1.4**)

## 2. Esfuerzos principales.

Es fundamental conocer los esfuerzos que se presentan en la formación, por lo que se deben considerar los procesos geológicos que ocurren. EL depósito de sedimentos provoca que se genere un contacto grano a grano de la matriz de la roca causando así los esfuerzos dentro de la misma.

Los esfuerzos principales son perpendiculares entre si y se ejercen perpendiculares a la superficie del plano. Todo estado de esfuerzos se representa por medio de 3 esfuerzos, los cuales son: dos esfuerzos horizontales ( $\sigma_x, \sigma_y$ ) y un esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ). El esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ) es de suma importancia, ya que se incrementa debido al contacto de los granos que se depositan y por lo tanto esos sedimentos se expanden horizontalmente. Por consecuencia, esa expansión origina esfuerzos horizontales mediante el contacto grano a grano, el esfuerzo máximo horizontal ( $\sigma_H$ ) y el esfuerzo mínimo horizontal ( $\sigma_h$ ).

O bien, de acuerdo a la clasificación de E. M. Anderson quien considera que hay tres magnitudes en los esfuerzos; el mayor, intermedio y menor (**S<sub>1</sub>, S<sub>2</sub>, S<sub>3</sub>**) o en los términos  $\sigma_{\text{vertical}}$ ,  $\sigma_{\text{Máximo Horizontal}}$ ,  $\sigma_{\text{mínimo horizontal}}$ , mostrados en la **Tabla 1.1** con el tipo de falla que se puede presentar dependiendo del sistema de esfuerzos en que se encuentren.<sup>[13]</sup>

Falla	Esfuerzo		
	S1	S2	S3
Normal	S <sub>V</sub>	S <sub>Hmax</sub>	S <sub>hmin</sub>
Trascorrente	S <sub>Hmax</sub>	S <sub>V</sub>	S <sub>hmin</sub>
Inversa	S <sub>Hmax</sub>	S <sub>hmin</sub>	S <sub>V</sub>

Tabla 1.1- Clasificación de esfuerzos de E. M. Anderson (Zoback, 2007)

El Esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ) a cualquier profundidad puede ser definido de la siguiente manera <sup>[2]</sup>:

$$\sigma_v = \rho_b * g * h \quad \dots\dots\dots(1.7)$$

Donde:

$\sigma_v$  = Esfuerzo vertical [Pascuales]

$\rho_b$ : Densidad de la roca a la profundidad de interés [kg/m<sup>2</sup>]

$g$ : aceleración de la gravedad [m/s<sup>2</sup>]

$h$ : espesor de la columna geológica [m]



En el mar, la ecuación se corrige de la siguiente manera:

$$\sigma_v = [\rho_w * g * h_w] + [\rho_b * g * (h - h_w)] \dots\dots\dots(1.8)$$

Donde:

$\rho_w$ : Densidad del agua de mar  $\approx 1,027[\text{kg}/\text{m}^3]$

$h_w$ : Profundidad de la columna de agua[m]

De acuerdo a la clasificación de Anderson (1924), los esfuerzos principales horizontales pueden ser menores o mayores que el esfuerzo vertical dependiendo de las condiciones geológicas. Las magnitudes de los esfuerzos principales están relacionadas con el tipo de falla que se encuentre en la región. Como se muestra en la **Figura 1.5**.

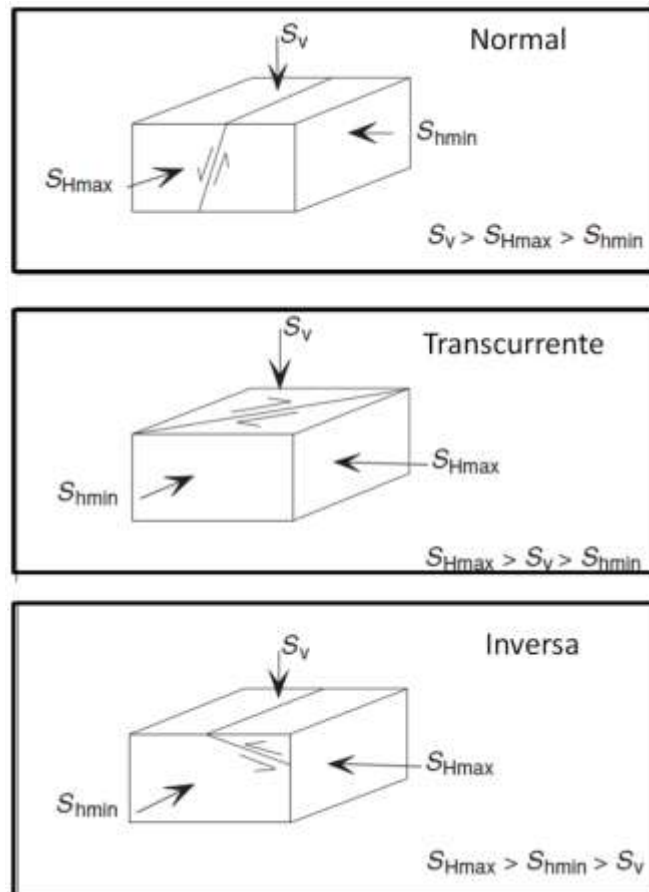


Figura 1.5- Tipos de falla de acuerdo a los esfuerzos (Zoback, 2007)

### 3. Esfuerzo efectivo o de matriz ( $\sigma$ ).

El esfuerzo efectivo está definido como “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” [20]. Este esfuerzo es resultado de los esfuerzos verticales y horizontales.

Por otra parte, es importante conocer el Principio de Terzagui [20], puesto que fue la base para el desarrollo de varios métodos para la predicción de las presiones de sobrecarga, de poro y de fractura. Está definido de la siguiente manera:

$$S = P_p + \sigma \dots\dots\dots(1.9)$$

Donde:

$S =$  Sobrecarga [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ]

$P_p =$  Presión de Poro [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ]

$\sigma =$  Esfuerzo Efectivo [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ]

### 4. Presiones.

El entender cómo se comporta la presión del subsuelo en un campo petrolero es uno de los objetivos de este trabajo, pero para ello es necesario conocer todos los conceptos que involucra la presión.

Para el estudio de subsuelo se tienen que conocer los distintos tipos de presiones que se encuentran y que son necesarias para su entendimiento y predicción durante la perforación. A continuación se explicaran cada una de ellas.

#### 4.1. Presión Hidrostática.

Es la presión que se origina debido al peso de una columna estática de fluido sobre una unidad de área; la cual está en función de la altura de la columna y de la densidad del fluido; es independiente de la distribución del fluido y no afecta su determinación. La altura de la columna del fluido es la distancia que hay entre el punto de medición y el objetivo, la cual siempre debe de ser la distancia “Vertical”.

La presión hidrostática está expresada de la siguiente manera:

$$P_h = \rho \times g \times h = 9.81 \times \rho \times h \dots\dots\dots(1.10)$$

Donde:

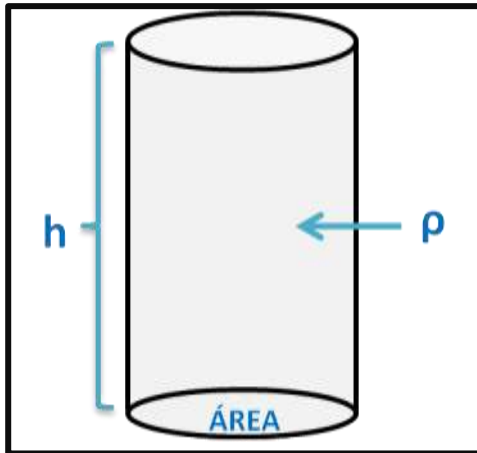
$P_h =$  Presión Hidrostática [Pascales]

$\rho =$  Densidad promedio del fluido [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$g =$  aceleración de la gravedad [ $\text{m}/\text{s}^2$ ]

$h =$  altura vertical de la columna de fluido [m]

En unidades prácticas de campo se utiliza la siguiente ecuación:



$$P_h = \rho \times \frac{h}{10} \dots\dots\dots(1.11)$$

Donde:

$P_h$  = Presión Hidrostática [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ]

$\rho$  = Densidad promedio del fluido [ $\text{gr}/\text{cm}^3$ ]

$h$  = Altura vertical de la columna de fluido [m]

Figura 1.6- Presión Hidrostática

#### 4.2. Presión de Sobrecarga.

Se le conoce como la presión que se da por el peso combinado de la matriz de la roca y de los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma, ejercida sobre las formaciones subyacentes. Se puede expresar de la siguiente manera:

$$S = \text{Peso Matriz de la Roca} + \text{Peso de los Fluidos}$$

O bien:

$$S = (1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_Fgh \dots\dots\dots(1.12)$$

Donde:

$S$  = Presión de Sobrecarga [ $\text{kg}/\text{m}^2$ ]

$\phi$  = Porosidad [fracción]

$\rho_R$  = Densidad de la roca [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$\rho_f$  = Densidad de los fluidos [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$g$  = Gravedad [ $\text{m}/\text{s}^2$ ]

$h$  = Altura vertical de los fluidos [m]

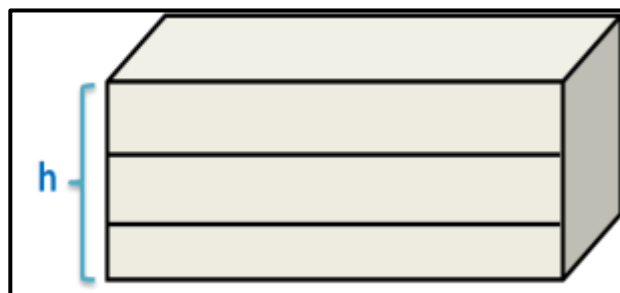


Figura 1.7- Presión de Sobrecarga

Es preferible diferenciar entre la matriz y los fluidos, y utilizar el concepto de “esfuerzo de sobrecarga”, que se representa de la siguiente manera:

$$S = \rho_b \times \frac{Z}{10} \dots\dots\dots (1.13)$$

Donde:

$S$  = Esfuerzo de sobrecarga [kg/cm<sup>2</sup>]

$\rho_b$  = Densidad aparente promedio de la formación [gr/cm<sup>3</sup>]

$Z$  = Espesor de las rocas suprayacentes [m]

La densidad aparente de una formación está en función de la densidad de la matriz, la porosidad y de la densidad del fluido contenido en los poros.

Se expresa de la siguiente manera:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi)\rho_m \dots\dots\dots(1.14)$$

Donde:

$\phi$  = Porosidad [fracción]

$\rho_f$  = Densidad de los fluidos de formación [gr/cm<sup>3</sup>]

$\rho_m$  = Densidad de la matriz [gr/cm<sup>3</sup>]

### Gradiente de Sobrecarga.

El conocer el Gradiente de Sobrecarga es de suma importancia para el cálculo de los Gradientes de Formación y de Fractura. Conforme aumenta la profundidad la compactación de los sedimentos provocará que se incremente el gradiente de sobrecarga.

Como se explicó anteriormente, la **ecuación (1.13)** se emplea para calcular el gradiente de sobrecarga, donde la  $\rho_b$  se le conoce como la densidad bulk, o bien densidad aparente; esta densidad no se utiliza para el espesor total de la formación, esta se utiliza para calcular solo intervalos.

Por lo tanto:

$$s = \sum_i^n \frac{I_i \times \rho_i}{10} \dots\dots\dots(1.15)$$

Donde:

$S$  = Presión de sobrecarga [kg/cm<sup>2</sup>]

$I_i$  = Espesor del intervalo [m]

$\rho_i$  = Densidad del intervalo [m]

$n$  = Número del intervalo

Presión de sobrecarga “Acumulada”:

$$S = S_i_n = S_{i_{n+1}} \dots\dots\dots(1.16)$$

Para calcular el Gradiente de Sobrecarga, se utiliza la siguiente ecuación:

$$GS = \frac{\text{Presión de Sobrecarga acumulada}}{\text{Profundidad Total}} \times 10 \quad \dots\dots\dots(1.17)$$

Ejemplo:

Intervalo	Espesor [l <sub>i</sub> ]	Densidad Aparente [ρ <sub>i</sub> ]	Presión de Sobrecarga [kg/cm <sup>2</sup> ]	Presión de Sobrecarga Acumulada [kg/cm <sup>2</sup> ]	Gradiente de Sobrecarga [kg/cm <sup>2</sup> /10 m]
0-200	200	1.06	21.2	21.2	1.06
200-450	250	1.70	42.5	63.7	1.46
450-760	310	1.80	55.8	119.5	1.57
760-1050	290	1.89	54.81	174.31	1.66

Tabla 1.2- Cálculo de Gradiente de Sobrecarga

Cálculos:

\*Intervalo 0-200 [m]:

Con el Espesor y la Densidad aparente

$$\text{Presión de Sobrecarga} = 1.06 \times \frac{200}{10} = 21.2 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$$

$$\begin{aligned} \text{Presión de Sobrecarga Acumulada} &= 21.2 + 0 \\ &= 21.2 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] \end{aligned}$$

$$\text{Gradiente de Sobrecarga} = \frac{21.2 \times 10}{200} = 1.06 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$$

\*Intervalo 200-450 [m]:

Con el Espesor y la Densidad aparente

$$\text{Presión de Sobrecarga} = 1.70 \times \frac{250}{10} = 42.5 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$$

$$\begin{aligned} \text{Presión de Sobrecarga Acumulada} &= 21.2 + 42.5 \\ &= 63.7 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] \end{aligned}$$

$$\text{Gradiente de Sobrecarga} = \frac{63.7 \times 10}{450} = 1.46 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$$

Y los cálculos deben de seguir hasta la profundidad de interés, de acuerdo a las consideraciones apropiadas.

### 4.3. Presión de Poro.

La presión de poro está definida 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 de la formación” <sup>[13]</sup>. Sin embargo, las formaciones tienen muchas características diferentes y esto las hace únicas, aunque se han generalizado algunas de sus propiedades. En este caso, la presión que nos da la formación es la que es necesario comprender, ya que existen diferentes comportamientos respecto a la profundidad y que se explicaran a continuación. (**Figura 1.8**).

Si bien anteriormente se explicó lo que es la Presión Hidrostática, la cual para fines prácticos es una presión que se comporta como “Normal”, es decir, su tendencia es lineal, pero en el subsuelo las presiones tienen un comportamiento diferente, es por ello que se originan las presiones “Anormales”.

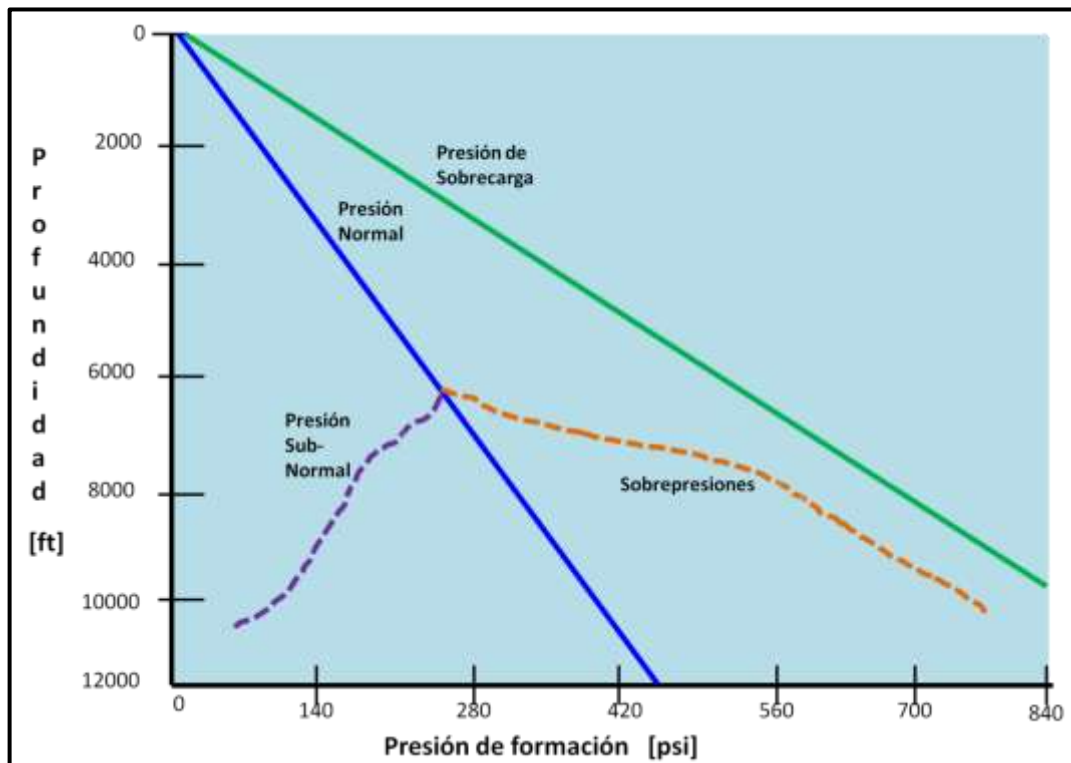


Figura 1.8- Gradientes de Formación (Modificada por el autor “Un siglo de la perforación en México”, 2000)

### 4.4. Presiones Anormales.

Las presiones anormales se presentan cuando la presión de la formación puede ser superior o inferior a la presión normal, en este caso a la presión hidrostática de los fluidos de formación.

Cabe mencionar que las presiones anormales pueden presentarse de dos diferentes maneras:

#### **4.4.1. Presiones Subnormales.**

Estas presiones son aquellas que su comportamiento está por debajo de la tendencia de la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación.

#### **4.4.2. Sobrepresiones.**

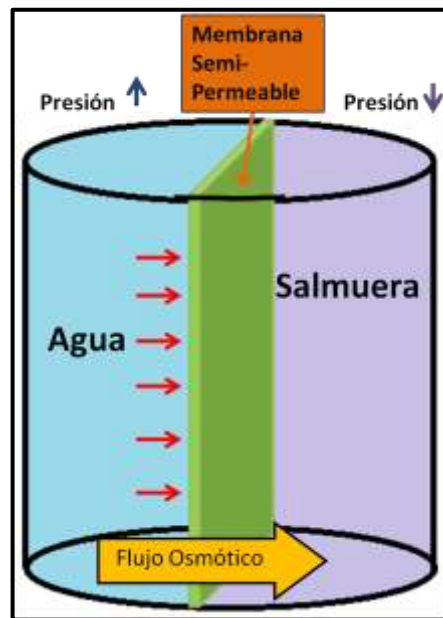
Las sobrepresiones son aquellas que se presentan cuando superan la presión hidrostática de los fluidos de formación. Éstas se originan debido a que los fluidos contenidos en los poros de las rocas no son expulsados en ciertas zonas del subsuelo debido a la compactación de los sedimentos y por consecuencia la porosidad se ve afectada de su tendencia normal de declinación

#### **4.4.3. Mecanismos generadores de las Presiones Anormales.**

El estudio de las formaciones no ha permitido establecer a ciencia cierta el origen de las presiones anormales, sin embargo se ha logrado generalizar ciertos mecanismos generadores de estas presiones, y que a continuación se explicaran brevemente:

- ❖ *Proceso de compactación.* Se refiere al proceso de depósito de capas de diferentes rocas. Conforme se van depositando los sedimentos, la presión aumentará sobre las capas inferiores debido al peso que ejercen las capas superiores. Este proceso es de suma importancia, ya que la forma en que la matriz rocosa aumente su resistencia es mediante el aumento del contacto grano a grano, en condiciones idóneas y una depositación normal, la porosidad disminuirá conforme aumenta la profundidad. Si este proceso se ve interrumpido y no se liberan los fluidos de los poros, provocará que el contacto grano a grano no se incremente lo suficiente y por lo tanto su resistencia no será grande. Además de lo anterior, es necesario que se deposite un sello que evite que los fluidos atrapados se escapen hacia la superficie, el cual debe de ser un estrato rocoso y de baja permeabilidad, el más conocido y común que se conoce son las lutitas.
- ❖ *Efecto de Diagénesis.* Como se sabe, la diagénesis se refiere a la alteración química de los sedimentos y su composición mineral después de su depositación. Este proceso le ocurre a las lutitas y los carbonatos que cambian en su estructura cristalina y con ello contribuye a la generación de las presiones anormales. En este proceso intervienen la formación de minerales nuevos, redistribución y recristalización de sedimentos, así como su litificación.
- ❖ *Osmosis.* Este es un fenómeno que ocurre cuando se tienen 2 fluidos con diferentes propiedades, particularmente su concentración es distinta, los

cuales están separados por una membrana semi-impermeable y es de suma importancia. Al tener fluidos de diferentes concentraciones, un fluido tendrá una concentración más alta que el otro fluido, la membrana permitirá el paso de las moléculas más pequeñas del fluido con menos concentración hacia el fluido con mayor concentración, esto con la finalidad de crear un equilibrio entre los dos fluidos, y como consecuencia de ello la presión en el fluido con menos concentración disminuirá y en el fluido con mayor concentración presentará un incremento de presión, además habrá un cambio de volumen debido al movimiento de moléculas (**Figura 1.9**).



**Figura 1.9- Flujo Osmótico**

- ❖ **Actividad Tectónica.** En zonas donde en el subsuelo el movimiento de rocas estuvo muy activo, pudo haber generado sobrepresiones. Es decir, conforme los sedimentos se van depositando y posteriormente se genera el hundimiento, así como la compactación de los mismos, las rocas comenzarán a tener cierta presión dependiendo su profundidad. Y como se sabe, la tierra está en constante movimiento por lo que se pueden generar levantamientos o fallas, con lo cual si hay una formación que tiene cierta presión y por cuestiones de naturaleza se genera un levantamiento y la formación mantiene esa presión, la formación tendrá una presión alta a una menor profundidad, por lo tanto se tendría una presión anormal.



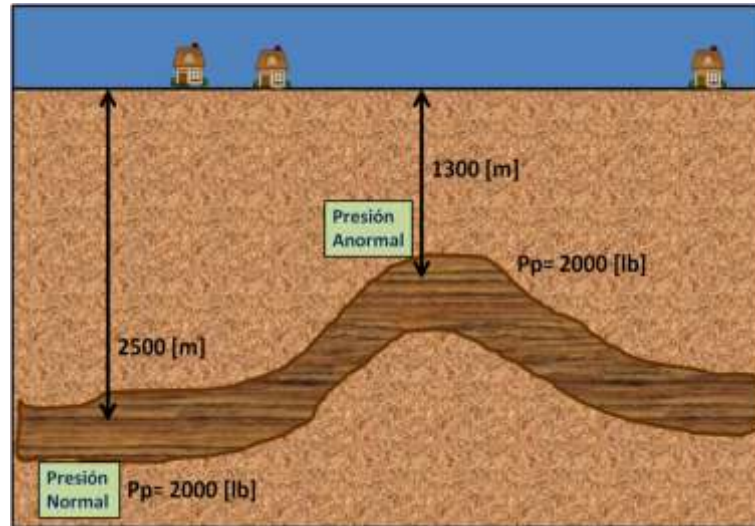


Figura 1.10- Efecto de levantamientos en presiones de fluidos (Modificada Un siglo de la Perforación en México, 2000).

- ❖ *Efectos Termodinámicos.* Conforme los sedimentos se van depositando y con ello sepultado a lo largo del tiempo, hay un aumento de presión y de igual manera un incremento de temperatura. Lo cual afectará a los fluidos que se encuentren en los poros de las formaciones. Independientemente del fluido, es decir, si es agua o bien algún tipo de hidrocarburo, se provocará el mismo efecto. Con el aumento de temperatura se pueden identificar efectos como la disminución de la densidad de los fluidos, en algunos casos el aumento del volumen en los fluidos y esto como consecuencia genera un aumento de presión, y así se da origen a las presiones anormales.

## 5. Registros Geofísicos indicadores de litología y porosidad.

A lo largo de la historia de la explotación, la toma de registros en los pozos petroleros ha sido de suma importancia para tomar decisiones, ya que por medio de ellos es posible obtener indirectamente mediciones de propiedades de las rocas.

En la actualidad existen una gran cantidad de registros geofísicos que han surgido debido a las necesidades que se han presentado, es decir, su uso depende del tipo de información que se requiere.

Todas las mediciones que se toman de las rocas pueden tener distintas aplicaciones, sin embargo para el diseño de pozos petroleros, particularmente para la predicción de geopresiones se utilizan los siguientes registros geofísicos:

### 5.1. Registro de Resistividad.

El objetivo de este tipo de registro es medir la capacidad que tienen las formaciones, a través de los fluidos que contienen, de impedir el flujo de una corriente eléctrica a

través de sí misma. La mayoría de las formaciones que se analizan, se componen de rocas que, si están secas, no conducen corriente eléctrica; esto quiere decir que, tendríamos una conductividad nula o una resistividad infinitamente alta. Las rocas perfectamente secas rara vez se encuentran, y es por eso que, por pequeña que sea, por lo menos una corriente eléctrica fluirá sólo a través del agua congénita que satura la estructura porosa de la formación. El agua congénita contiene sales disueltas.

La resistividad de una formación depende de:

- La resistividad del agua congénita
- La cantidad de agua presente
- La geometría estructural de los poros

La unidad utilizada en estos registros geofísicos de pozo es el ohm-m<sup>2</sup>/m, generalmente expresado como ohm-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en milimhos/m (mmhos/m).

#### *Principio de operación.*

Se introducen corrientes eléctricas en la formación por medio de electrodos, posteriormente se miden los voltajes producidos entre los electrodos de medición. Estos voltajes corresponden proporcionalmente a las resistividades de la formación que la herramienta mide en su viaje a través del agujero perforado.

“La resistividad de una sustancia, es la resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica. El metro es la unidad de longitud y el ohmio es la unidad de resistencia eléctrica” <sup>[12]</sup>

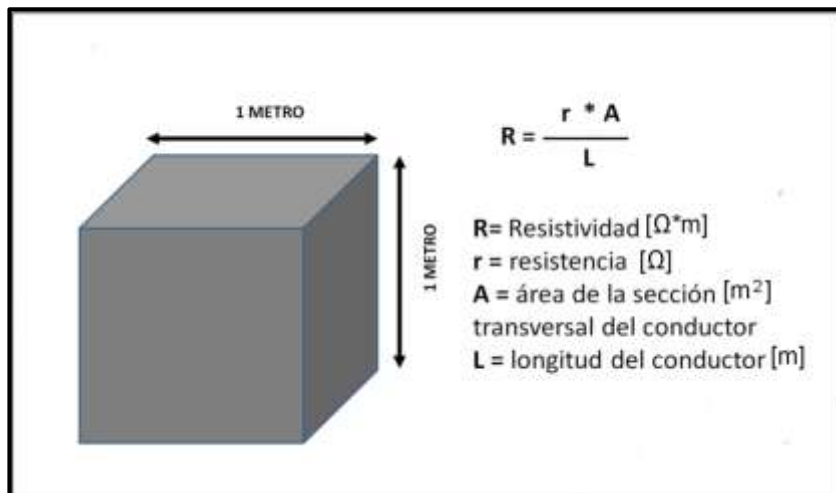


Figura 1.11- Conductor de agua salada en forma cúbica (Apuntes Martell, 2008).

“Las sales del agua congénita se disocian en cationes (de carga positiva como el Na y Ca) y aniones (con carga negativa como el Cl, SO<sub>4</sub>). Bajo la influencia de un campo eléctrico, esos iones se mueven transportando una corriente eléctrica a través de la

solución. Si las otras condiciones permanecen estables, mientras mayor sea la concentración salina, menor será la resistividad del agua de formación, y por tanto, de la formación. Si la porosidad de la formación se incrementa, existirá mayor cantidad de agua de formación y la resistividad será menor".<sup>[12]</sup>

Las mediciones de resistividad son fundamentales para obtener el valor de la saturación, principalmente la evaluación de la saturación en la parte virgen del yacimiento. Las mediciones de resistividad, junto con las de resistividad del agua de formación y la porosidad se utilizan para obtener los valores de saturación de agua.

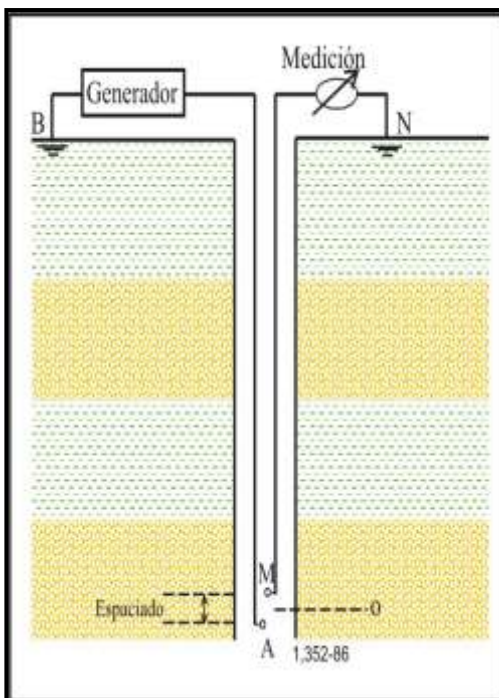
#### *Clasificación de Registros de Resistividad.*

De acuerdo al arreglo de los electrodos en la sonda de medición, estos registros se pueden clasificar en sondas normales o laterales.

#### Investigación profunda.

##### Sonda Normal.

La **Figura 1.12** muestra el esquema del arreglo de este tipo de sondas, este consiste en un electrodo A por el cual se emite una corriente alterna o también conocida como corriente pulsante de baja frecuencia, cuyo frente se encuentra en superficie. Este circuito se cierra con el electrodo B que se encuentra bastante alejado del electrodo A y M, donde el electrodo M, dista 0.40 m o bien 1.60 m del electrodo o punto A; donde se mide la diferencia de potencial entre un electrodo M y un N que se encuentra todavía más alejado.<sup>[22]</sup>



**Figura 1.12- Instrumento normal/arreglo básico (Schlumberger Offshore Services, 2008)**

Debido a este tipo de arreglo, se determina que existe una caída de potencial entre los electrodos M y N de medición, y que esta caída es proporcional a la resistividad  $R$  del medio ambiente que los separa.

Para que lo anterior se cumpla, se supone que el electrodo A, que es el emisor de la corriente se debe encontrar en un medio homogéneo e isotrópico, dado estas condiciones, será posible que se genere un campo eléctrico alrededor del electrodo A.

Por lo tanto, las curvas de resistividad obtenida con este tipo de arreglo en los electrodos de la sonda, son llamadas curvas normales, cabe aclarar que si se presenta un espaciamiento entre el electrodo de corriente A y el de medida M, es igual a 0.40 m será llamada Curva normal corta, pero si el espaciamiento entre A y M es igual a 1.60, será llamada curva normal larga. <sup>[22]</sup>

#### Sonda Lateral.

Esta curva también es conocida como una inversa o de gradiente, en esta sonda el arreglo de electrodos se presenta de otra forma, pues los electrodos de medida M y N se encuentran muy cercanos uno del otro, donde se mide la diferencia de potencial entre estos dos electrodos.

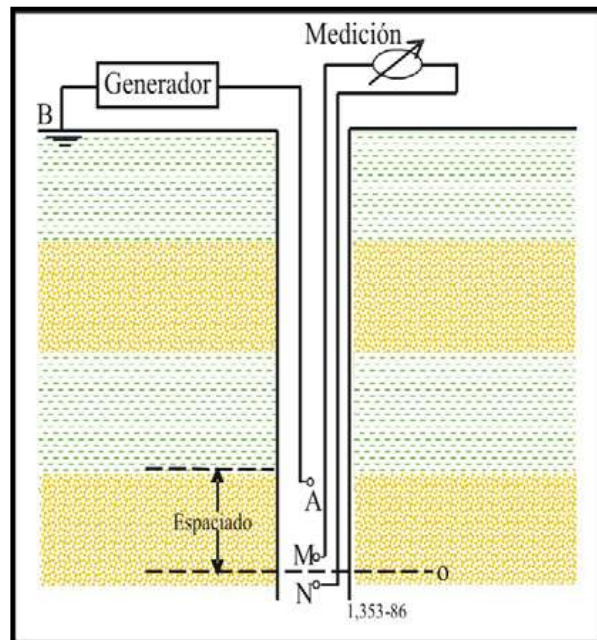


Figura 1.13- Instrumento lateral / arreglo básico (Schlumberger Offshore Services, 2008)

El intercambio de electrodos de corriente por los electrodos de medición y viceversa, que se lleva a cabo en la práctica funcionan bajo el principio de reciprocidad, donde es aplicable el caso de los cuatro electrodos, donde se tienen dos de corriente y dos de medición, es posible cambiar los electrodos de corriente por los de medición, obteniéndose los mismos resultados. Esto permite que los circuitos de medición y de emisión de corriente puedan soportar el paso de una

corriente en ambos sentidos con la finalidad de que los fenómenos de inducción y polarización sean anulados.<sup>[22]</sup>

Mediante la **Figura 1.14** se puede apreciar las diferentes profundidades, así como los volúmenes de la formación de medición entre un arreglo normal y un arreglo lateral.

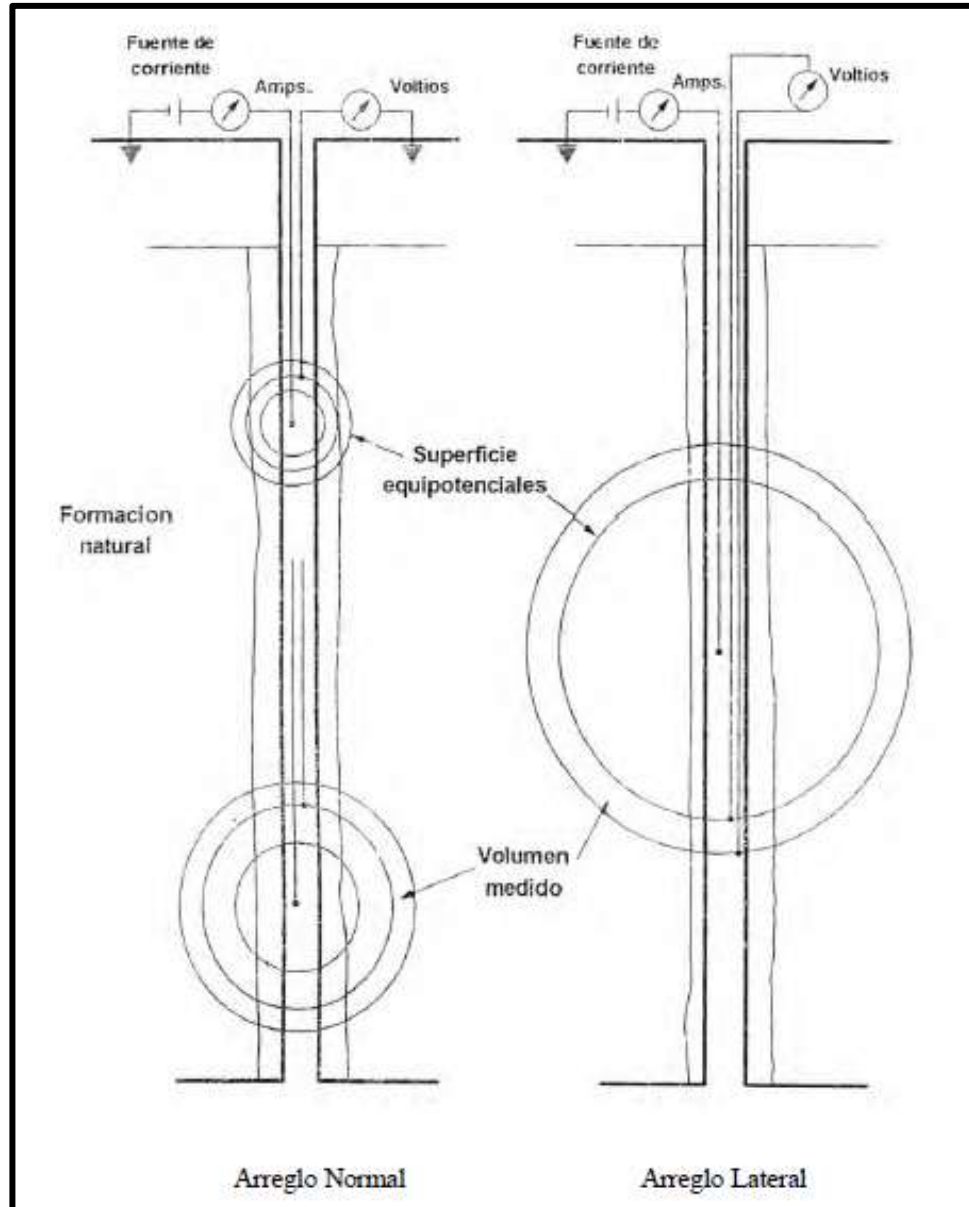


Figura 1.14- Arreglo Normal vs Arreglo Lateral (Apuntes Martell, 2008)

### Invasión y Resistividad.

En toda curva de resistividad se supone que existe un cierto grado de invasión por filtrado de lodo, este hecho se presenta en mayor grado para formaciones permeables y porosas. Por lo tanto el objetivo principal de los diferentes espaciamientos de las sondas utilizadas para este registro, es obtener la resistividad de cada una de las zonas con grado de invasión en torno al pozo.

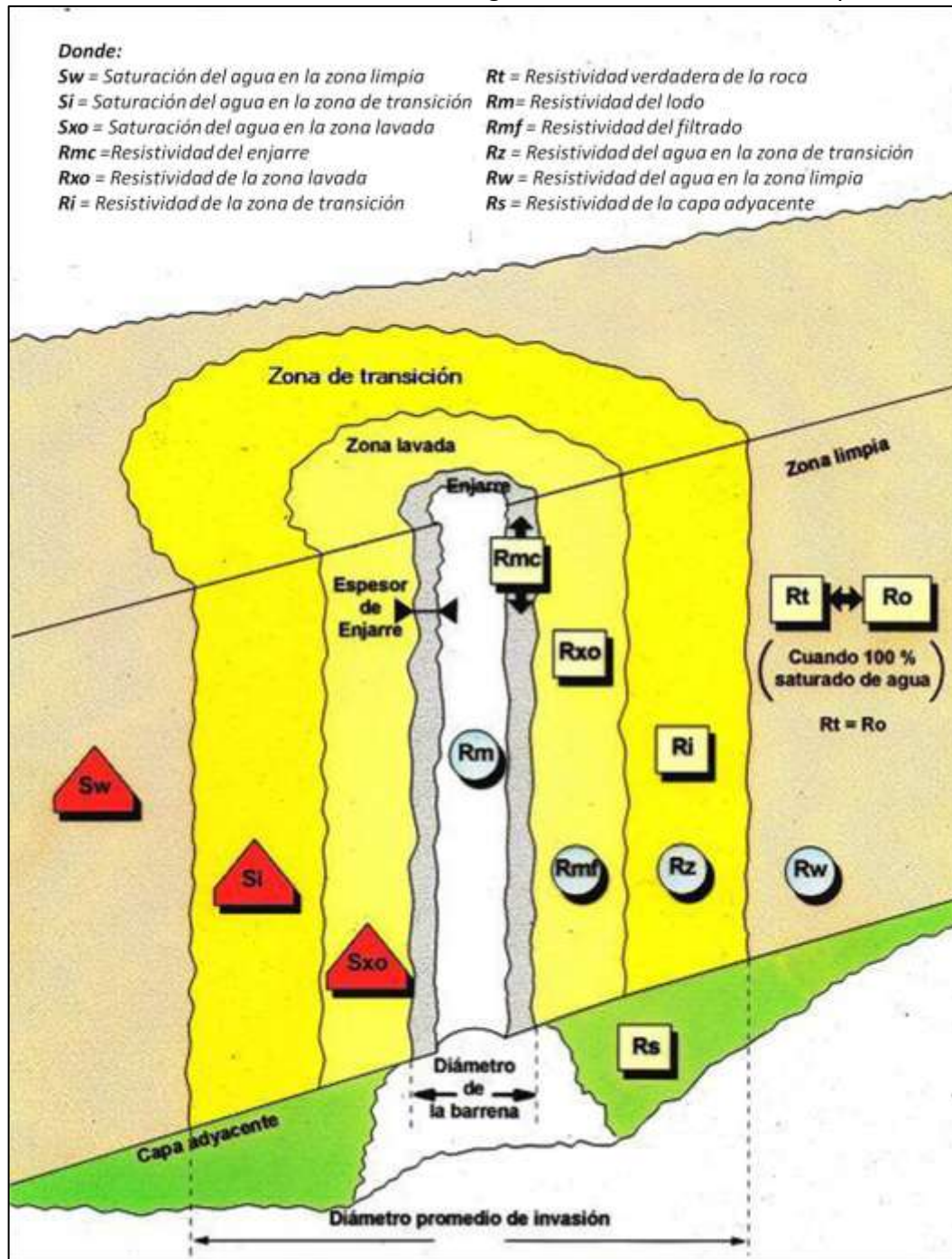


Figura 1.15- Símbolos para la interpretación del registro eléctrico. (Apuntes Martell, 2008)

## Presentación del Registro de Eléctrico.

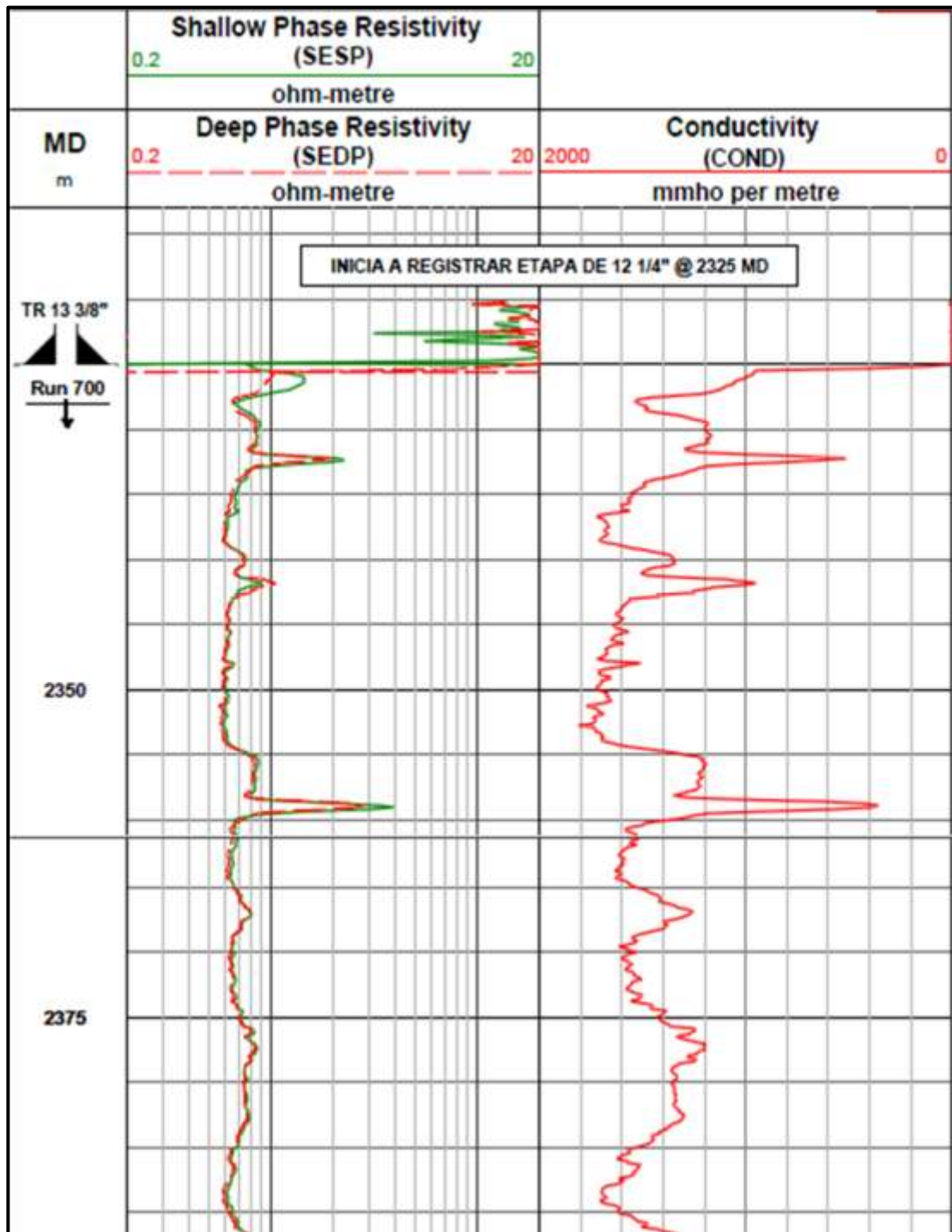


Figura 1.16- Registro actual de Resistividad y Conductividad (Pemex, 2012).

## 5.2. Registro de Rayos Gamma.

Este registro (GR) tiene como finalidad medir la radioactividad natural de las rocas, por medio de la emisión de elementos radioactivos que se encuentran en las arcillas, por lo que con este registro es posible identificar formaciones que contienen arcillas, las principales son lutitas o bien formaciones con muy poco contenido de arcillas que pueden ser las areniscas, calizas, entre otras.

### *Principio de Operación.*

De acuerdo al libro “Registros Geofísicos en México” publicado por Schlumberger Offshore Services, los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos, estos elementos son el isótopo de Potasio ( $K^{40}$ ), el Uranio y Torio.

La cantidad de energía que emiten los elementos mencionados, son diferentes ya que el ( $K^{40}$ ) emite una sola energía de 1.46 [MeV] mientras que el Uranio y el Torio emiten rayos gamma de diferentes energías. Lo anterior se muestra en la **Figura 1.17**

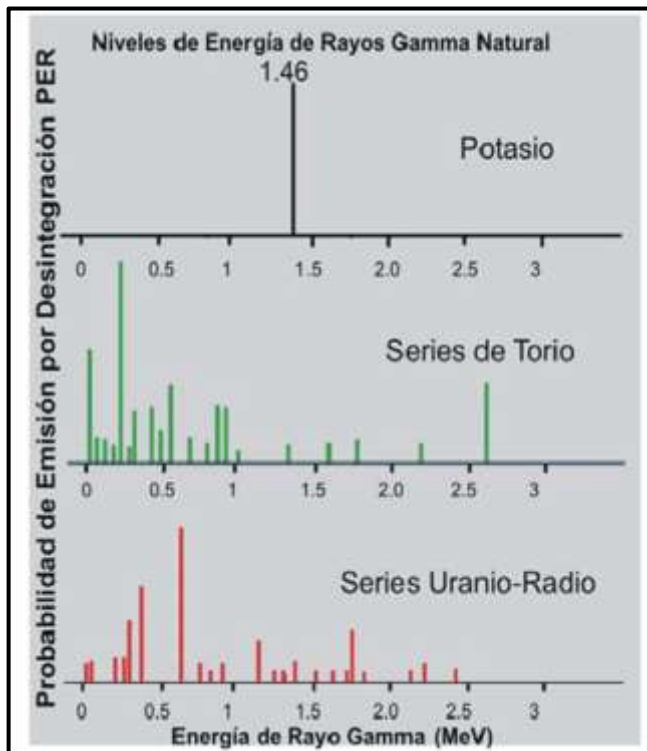


Figura 1.17- Espectros de emisión de rayos gamma de minerales radioactivos. (Schlumberger Offshore Services, 2008)

Estos registros de rayos gamma tienen como función principal, la localización de formaciones con arcilla y con ello es posible correlacionar la información obtenida de un pozo con los demás pozos para así conocer la estructura o bien como se encuentran las formaciones en el subsuelo. Además, se puede obtener cuantitativamente el contenido de arcilla en las rocas, ya que en los registros



geofísicos, los RG cuentan con una escala en API donde el incremento es de izquierda a derecha.

*Presentación del Registro.*

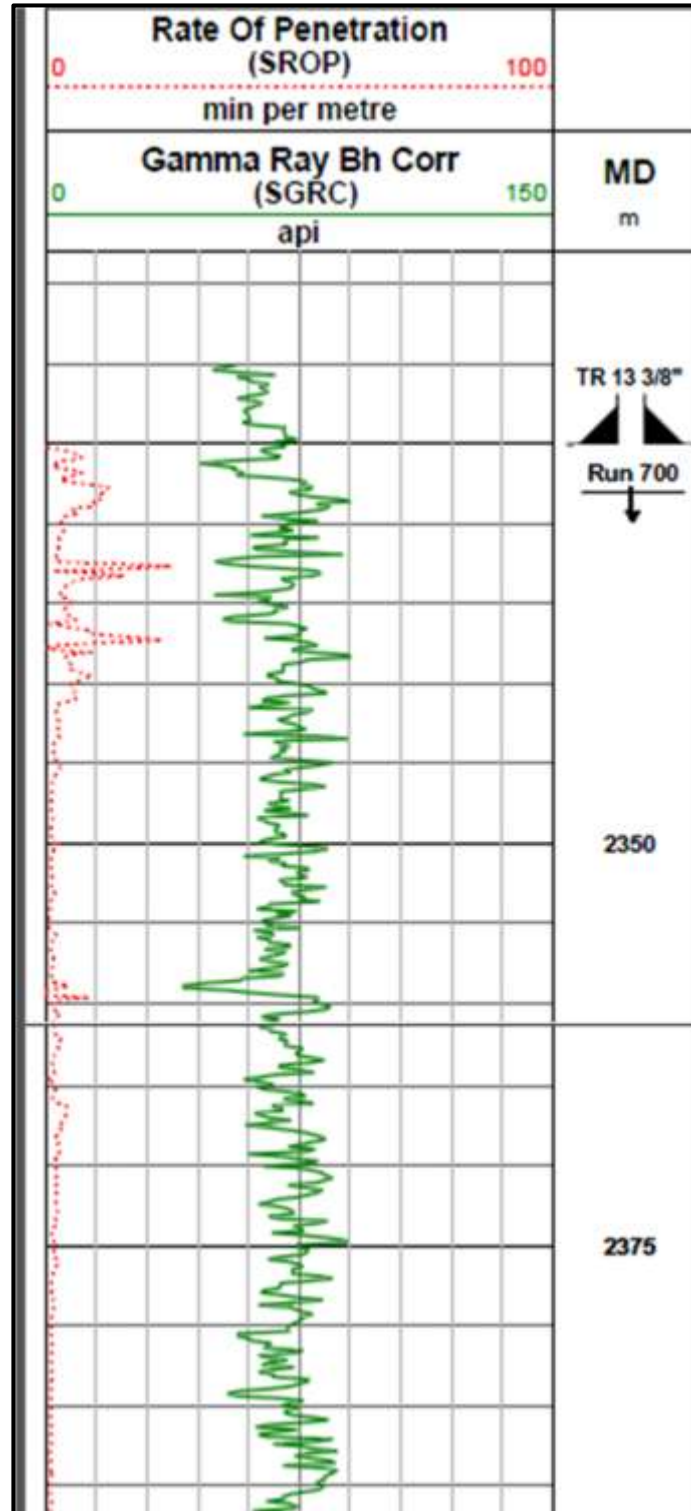


Figura 1.18- Registro actual de Rayos Gamma (Pemex, 2012)

### 5.3. Registro Sónico.

El Registro Sónico es una herramienta que tiene diferentes aplicaciones, pero principalmente se utiliza para calcular la porosidad de la roca. En términos generales es un registro en el que se transmiten ondas a la formación y hasta llegar a un receptor, con lo cual se calcula el tiempo que tarda en recorrer la onda una distancia de la roca, dicho tiempo se le conoce como "Tiempo de transito ( $\Delta t$ )", el cual resulta ser el inverso de la velocidad de onda  $V$ .

Este registro se obtiene por medio de una sonda Bore Hole Compensated (BHC) que consta de un transmisor en la parte superior y otro en la parte inferior, así como de dos pares de receptores intermedios, al emitir las ondas sónicas por medio de los transmisores se mide el tiempo que tarda en llegar la onda a los receptores correspondientes.

Con los datos que se obtienen es posible obtener diferentes propiedades de las rocas, debido a que el tipo de roca o formación que se tenga va a influir en el movimiento de las ondas.

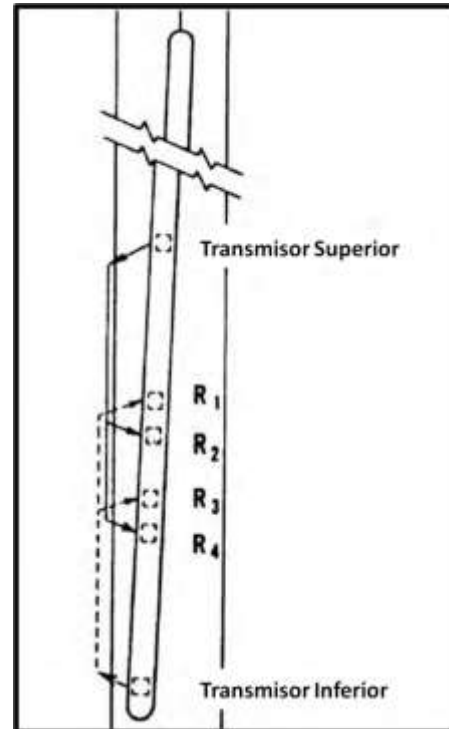


Figura 1.19- Sonda acústica. (Apuntes Martell, 2008)

#### Principio de Operación

Este registro está basado en el uso de ondas sónicas, y que se transmiten en un medio infinito e isotópico, como en las rocas, estas ondas pueden ser de dos tipos [12].

-Ondas compresionales: Son aquellas ondas en las que se ejerce una presión sobre el material, causando con ello compresiones así como expansiones en la roca. El movimiento de las ondas a través de la roca se da en una sola dirección, es decir que la transmisión de las mismas se da de una forma paralela al movimiento que realizan las partículas de la formación.

-Ondas Transversales: En cambio, estas ondas también son conocidas como ondas de cizallamiento o distorsión, y a diferencia de las ondas compresionales, la transmisión de las ondas tienen una dirección perpendicular al movimiento que realizan las ondas de la formación.

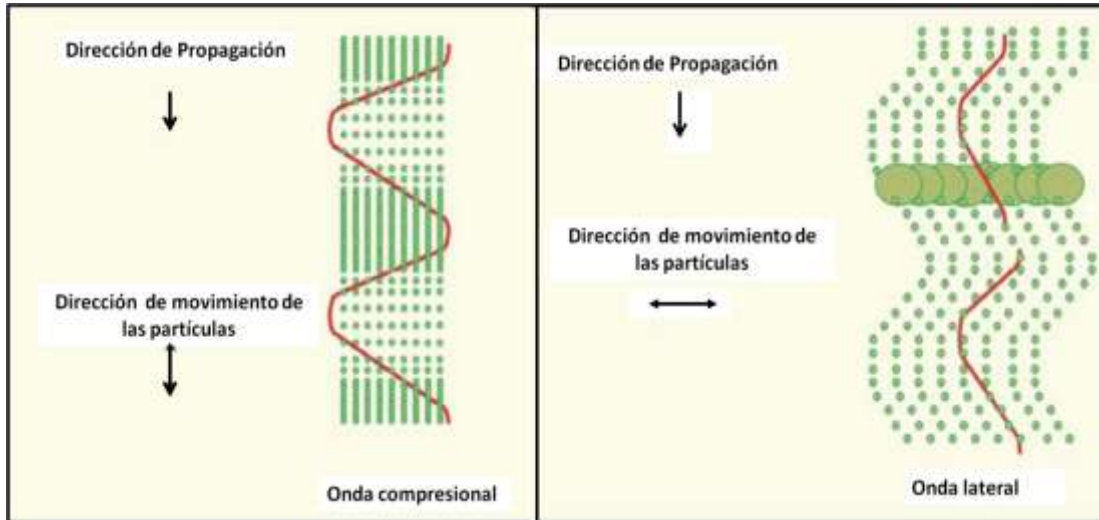
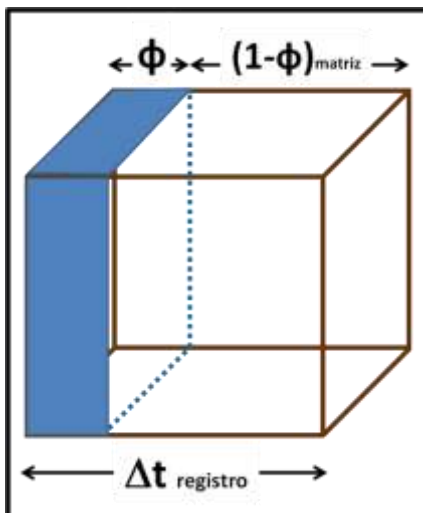


Figura 1.20- Movimiento de las Ondas Compresionales y Ondas Laterales. (Schlumberger Offshore Services, 2008)

La velocidad con la que las ondas mencionadas anteriormente se verán afectadas debido a la roca en la que se encuentren, ya que sus propiedades afectarán la propagación, particularmente la rigidez y compresibilidad, ya que las ondas viajan más rápido en las formaciones más consolidadas, con una mayor rigidez, a diferencia de una formación blanda donde las ondas viajan a una menor velocidad. Por otra parte, las ondas se propagan mejor en los sólidos, lo que implica las ondas tardarán más tiempo en viajar por los poros de las rocas, de igual manera las ondas no viajarán de la misma manera por los fluidos.

De acuerdo a Wyllie, quien realizó varios experimentos de laboratorio en donde elaboró un cubo con sedimentos logrando una porosidad distribuida uniformemente y con ello comenzó a realizar distintas ecuaciones y así finalmente lograr una relación entre el tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) y la porosidad ( $\phi$ ). **Figura 1.21**



$$\Delta t_{reg} = (1 - \phi)\Delta t_{matriz} + \phi\Delta t_{fluido}$$

$$\Delta t_{reg} = \Delta t_{matriz} - \phi\Delta t_{matriz} + \phi\Delta t_{fluido}$$

$$\Delta t_{reg} = \Delta t_m - \phi(\Delta t_m * \Delta t_f)$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{reg} * \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \dots\dots\dots(1.18)$$

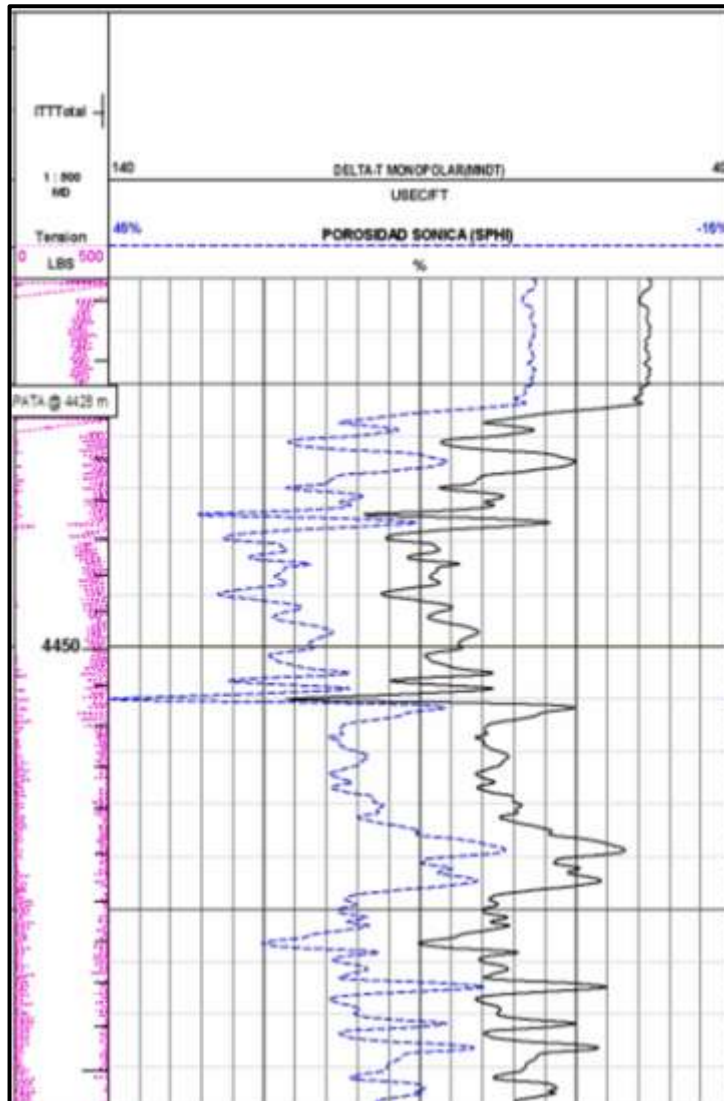
Figura 1.21- Evaluación de la porosidad en un cubo. (Apuntes Martell, 2008)

En la **Tabla 1.3** se muestra una relación del tiempo de tránsito con respecto a ciertas rocas:

	Velocidad de la matriz [ft/seg]	Tiempo de tránsito ( $\Delta t_{mat}$ ) [ $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ]	Tiempo de tránsito ( $\Delta t_{mat}$ ) [ $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ] usado comúnmente*
Areniscas	18000 - 19500	55.5 - 51.0	55.5 - 51.0
Calizas	21000 - 23000	47.6 - 43.5	47.5
Dolomías	23000	43.5	43.5
Anhidrita	20000	50.0	50.0
Sal	15000	66.7	67.0

**Tabla 1.3-** Valores de Tiempo de tránsito respecto al tipo de roca. (Schlumberger Offshore Services, 2008)

Presentación del Registro.



**Figura 1.22-** Registro actual Sónico. (Pemex, 2012)

#### 5.4. Registro Densidad – Neutrón.

Además del registro sónico que es utilizado para conocer la porosidad de las formaciones, existen los registros de Densidad y de Neutrón, su principio es muy parecido sin embargo hay diferencia en cuanto a los valores que se obtienen para evaluar la propiedad física ya mencionada. Ambos registros son radioactivos, aunque las fuentes radioactivas que se utilizan se diferencian en la cantidad de energía que emiten. Es por ello que se explicarán por separado cada registro.

##### **Registro de Densidad.**

Es un registro en donde se obtienen valores de densidad de la roca y con ello se calcula la porosidad, aunque de igual manera tiene otras aplicaciones. De una manera general, esta herramienta utiliza una fuente radioactiva, la cual emite rayos gamma de energía media hacia la formación, con ello se obtienen lecturas que arroja la formación a los receptores y así se mide la cantidad de energía de los rayos gamma que pasaron por la roca.

La sonda que se utiliza para obtener el registro de densidad tiene los siguientes elementos: en la parte inferior se encuentra la fuente emisora de rayos gamma de Cesio 137 (Cs) cuya emisión de energía es de 1.5 Curie y en la parte superior dos receptores para los rayos gamma que se encuentran dentro de un patín.

Además cuenta con un brazo cuya función es mantener el patín junto a la formación así como quitar la mayor cantidad de enjarre posible y no interfiera en la propagación de los rayos gamma. Cabe mencionar que la profundidad de investigación de este registro es de aproximadamente 15 cm.<sup>[14]</sup>

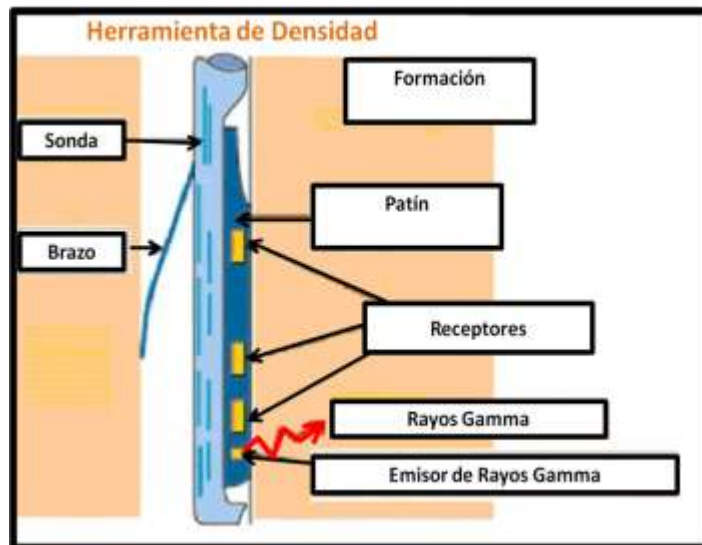


Figura 1.23- Sonda para el registro de Densidad. (Schlumberger Offshore Services, 2008)

##### **Principio de Operación.**

Para calcular la densidad de la formación la medición se basa en el “Efecto de Compton”, en el cual establece que al chocar los rayos gamma con los electrones de la roca les ceden energía y continúan con su propagación con menor energía. Dicho lo anterior, al bombardear de rayos gamma a la formación se comienzan a distribuir por la roca y al chocar con los electrones pierden energía continuando su camino hasta los receptores, donde se observará la disminución de energía de

los rayos gamma así como los rayos que no presentaron ese efecto manteniendo su energía.

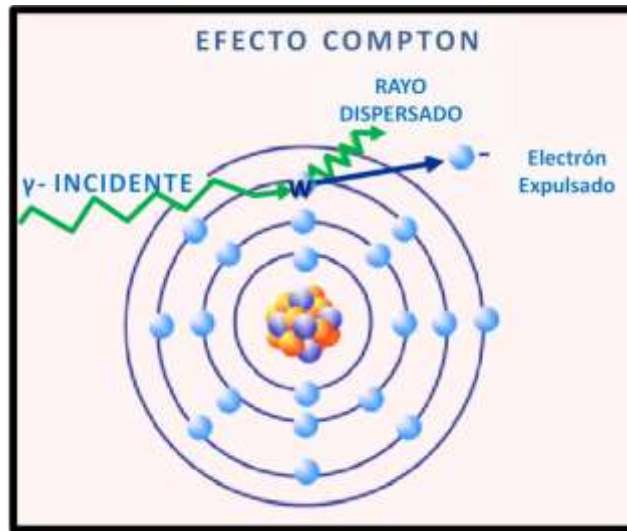


Figura 1.24 – Efecto Compton (Schlumberger Offshore Services, 2008)

Al tener una formación o roca con una densidad alta existe una mayor cantidad de electrones por lo tanto hay una mayor pérdida de energía y esos pocos rayos gamma llegarán a los receptores, por lo contrario si se tiene una roca menos densa habrá menor cantidad de choques entre los rayos gamma y los electrones que llegarán a los receptores de la sonda.

Por otra parte, hay una relación entre la densidad y la porosidad que nos dice; entre más grande sea la densidad la porosidad será menor y al tener densidades pequeñas se tendrá como resultado porosidades altas. De acuerdo a la **ecuación (1.19)** se establece la relación para calcular la porosidad: <sup>[14]</sup>

$$\rho_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_{ma} \dots\dots\dots(1.19)$$

Donde:

$\rho_b$  = Densidad total de formación (obtenida del registro)[gr/cm<sup>3</sup>]

$\rho_{ma}$  = Densidad aparente de matriz [gr/cm<sup>3</sup>]

$\rho_f$  = densidad del fluido [gr/cm<sup>3</sup>] = 1 (filtrado dulce)  
 = 1.03 (filtrado salado)  
 < 1 (hidrocarburos)

La porosidad se obtiene por la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots(1.20)$$

La densidad de la formación dependerá de los tipos de minerales que contenga la formación además de sus propiedades físicas como temperatura y presión.

Tipo de Matriz	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )
Arenas	2.65
Arenas Calcáreas, Calizas arenosas	2.68
Calizas	2.71
Dolomías	2.87

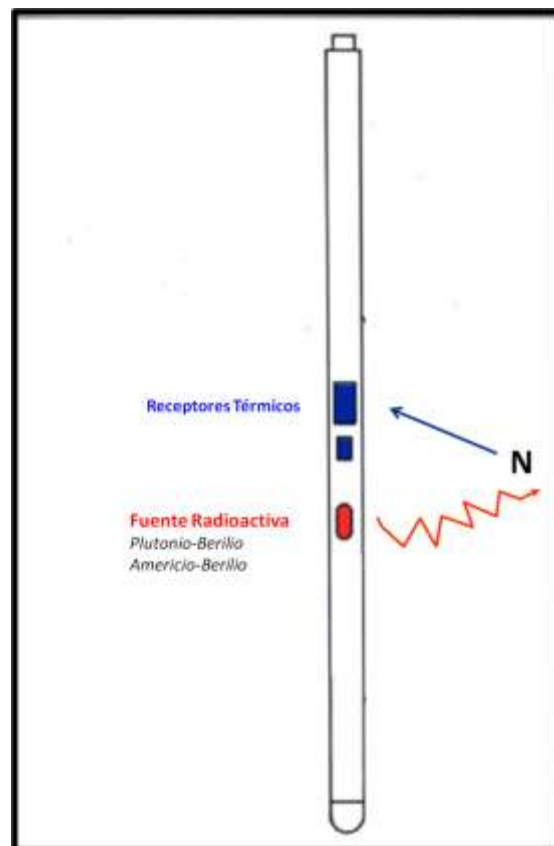
*Tabla 1.4- Densidad promedio de algunos tipos de rocas (Apuntes Martell, 2008)*

Además de obtener la densidad y la porosidad de la roca, este registro tiene otras aplicaciones como el detectar zonas de gas, calcular la densidad de los hidrocarburos, identificación de arenas arcillosas, así como el cálculo de la presión de sobrecarga y algunas propiedades mecánicas de las rocas.

#### **Registro de Neutrón.**

Es otro registro que se clasifica como radioactivo ya que utiliza una fuente que emite rayos gamma, de igual manera una de sus aplicaciones es la evaluación de porosidad de la formación, pero a diferencia del registro de densidad esta herramienta toma mediciones de acuerdo al fluido que se encuentren en la formación, particularmente el contenido de hidrógeno en la misma. Es decir, dependiendo del contenido de hidrógeno que contenga la formación se puede calcular la saturación de los fluidos y por consiguiente la porosidad de la roca.

Para obtener este registro es necesaria una sonda en la parte inferior con una fuente radioactiva que emite rayos gamma de alta energía, principalmente se utiliza Plutonio-Berilio o Americio-Berilio. Además son necesarios dos receptores de neutrones térmicos en la parte superior, cuyas mediciones



*Figura 1.25- Sonda para Registro Neutrón.*

servirán para obtener la porosidad. <sup>[14]</sup>

*Principio de Operación.*

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras y su masa es casi idéntica a la de un átomo de hidrógeno, los cuales se bombardean a la formación con el fin de chocar con las demás partículas de la formación. Al chocar los neutrones pierden energía que dependerá de la masa de la partícula con la que choque el neutrón. Los neutrones perderán más energía al chocar con partículas que tengan la misma masa, en este caso con las partículas de hidrógeno.

Con los choques, la velocidad de las partículas disminuirá a velocidades térmicas, aproximadamente de 0.025 [ev]. Esto sucede hasta que los neutrones no ganan ni pierden energía y son capturados por núcleos de átomos de Cloro, Hidrógeno o Silicio.

Al ser capturados, el neutrón se excita intensamente provocando la emisión de rayos gamma de captura, el cual el receptor de la sonda lo va a registrar, así como los neutrones con los que se bombardearon a la formación.

Resultando de lo anterior, las lecturas que se obtengan serán mayores cuando hay una mayor concentración de hidrógeno en la formación y la tasa de conteo será menor cuando exista una baja concentración de átomos de hidrógeno, debido a que los neutrones no pierden energía y continúan su propagación perdiéndose en la formación llegando una baja cantidad a la sonda. <sup>[22]</sup>

Como aplicaciones adicionales, además del cálculo de la porosidad de este registro de neutrones, ayuda para determinar donde se encuentran las zonas de gas en la formación que se está evaluando, así como la interpretación de litología.

Por otra parte, la relación de porosidad y el registro de neutrón es la siguiente:

$$\phi_N \approx \phi_e \quad \longrightarrow \text{Formaciones Limpias}$$

$$\phi_N \approx \phi_e + V_{sh} * \phi_N sh$$

$$\phi_N = \phi_e - V_{sh} * \phi_N sh \quad \longrightarrow \text{Corregida por arcillosidad}$$

Donde:

$\phi_N$  = Porosidad del Registro de densidad corregida

$\phi_e$  = Porosidad del Registro de densidad sin corregir

$V_{sh}$  = Volumen de arcilla (adimensional)

$\phi_N sh$  = Porosidad de la arcilla leída en el registro de densidad (fracción)

En la mayoría de las ocasiones se utilizan los dos registros con el fin de complementar la información que se obtiene de cada uno de ellos. Con ambos registros se puede determinar la porosidad aunque cada uno mide diferentes propiedades, el registro de densidad mide la densidad total mientras que el



Neutrón mide la cantidad de hidrógeno de la formación. La finalidad de obtener ambos registros es que con ellos es posible identificar zonas de gas en la formación.

Esto es posible ya que en los yacimientos donde se encuentre gas, la porosidad del registro neutrón es menor por lo que su densidad disminuye, en cambio en el registro de densidad ocurre lo contrario, ya que se aumenta la porosidad. Si en el caso se tenga una lectura de Neutrón hacia la derecha y de Densidad hacia la izquierda, esa separación se le conoce como *separación de gas*.

Así mismo, se complementan estos dos registros ya que cada uno responde de diferente manera al tipo de materiales que se pueden encontrar en las formaciones.

*Presentación del Registro.*

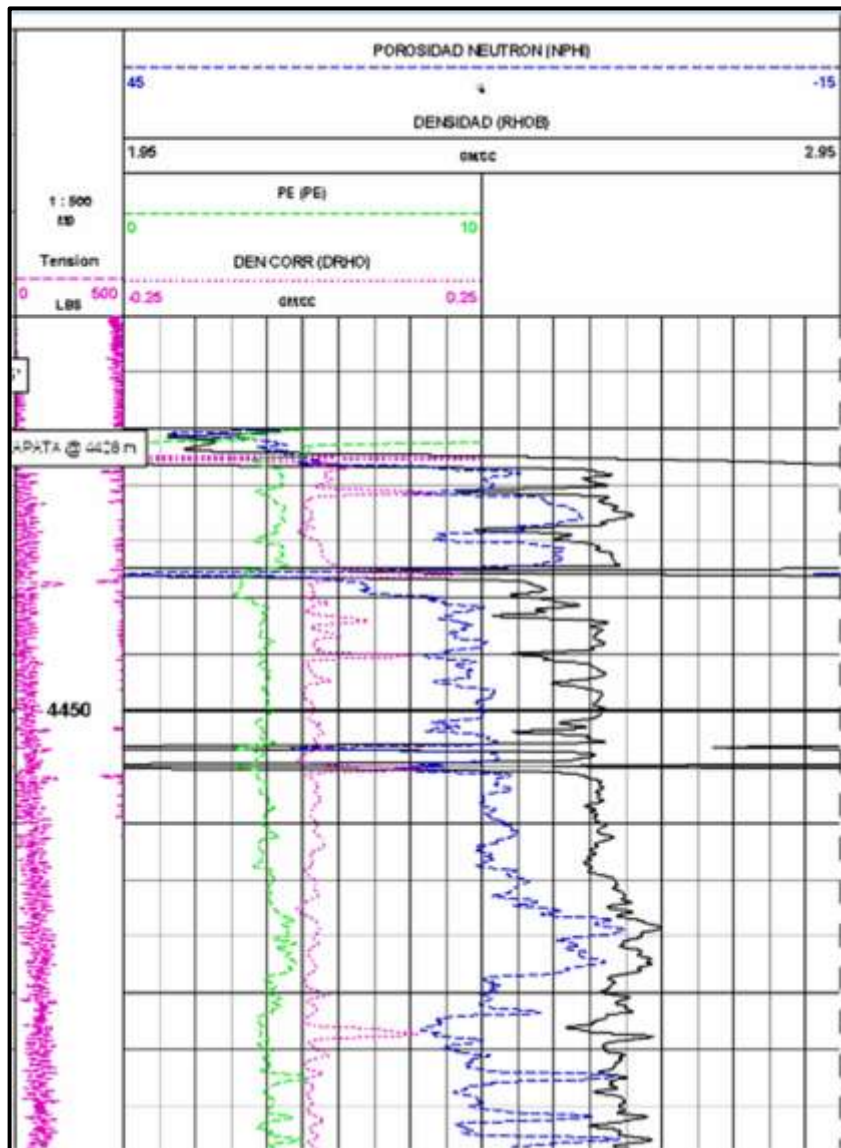


Figura 1.26- Registro actual Densidad-Neutrón. (Pemex, 2012)

# CAPÍTULO

2

---

---

## MÉTODOS PARA DETERMINAR PRESIÓN DE PORO

En el capítulo anterior, se explicaron ciertos conceptos fundamentales que son necesarios para lograr comprender la presión de poro o formación. Su entendimiento es fundamental para el diseño de pozos petroleros, así como algunas de las herramientas como los registros geofísicos que se emplean para obtener ciertas propiedades de las rocas y con ello interpretar de la mejor manera posible el comportamiento de las mismas.

A lo largo de la historia se han desarrollado métodos para determinar o estimar la presión de poro tomando en cuenta las propiedades físicas de las rocas, sin embargo en la actualidad en la industria petrolera, hay ciertos métodos que se utilizan con más frecuencia que otros, es por ello que a continuación se mostrarán los más importantes.

Los métodos están clasificados en dos grupos: el primero son Métodos Indirectos de estimación a partir de modelos que emplean los valores de las propiedades de las rocas obtenidas a partir de los registros eléctricos y el segundo son los Métodos Directos de medición de la presión de poro y fractura durante la perforación.

### 1. Modelos con Registros Eléctricos.

Actualmente se utilizan los siguientes modelos que fueron desarrollados mediante el uso de información de registros eléctricos, principalmente los registros de Resistividad y el Sísmico. Para utilizar estos modelos es necesario conocer los valores del “tiempo de tránsito” o los valores de la resistividad de las lutitas y definir la tendencia de compactación normal.

Para determinar las zonas de lutitas limpias se necesitará del Registro de Rayos Gamma, identificando las zonas con valores máximos de radioactividad y así obtener las líneas bases de lutitas.

#### 1.1. Modelo de Eaton

“El método de Eaton está basado en un principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presión de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada”  
[20]

##### 1.1.1. Registro de Resistividad

De acuerdo a datos reales que Eaton utilizó, presentó la siguiente ecuación

$$G_p = G_s - 0.535 * \left( \frac{R_{sh} \text{ observada}}{R_{sh} \text{ normal}} \right)^{1.5} \dots\dots\dots(2.1)$$

Donde:

$G_p$  = Gradiente de poro [psi/ft]

$G_s$  = Gradiente de sobrecarga [psi/ft]

$R_{sh}$  = Resistividad de las lutitas [ $\Omega * m$ ]

El esfuerzo de matriz de  $0.535 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$  solo se puede utilizar en un gradiente de sobrecarga constante de  $1 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$  y un gradiente de presión hidrostática de  $0.465 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$ .

De acuerdo al principio de Terzaghi:

$$\sigma = P_s - P_p \quad \dots\dots\dots(2.2)$$

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo efectivo de la formación

$P_s$  = Presión de Sobrecarga

$P_p$  = Presión de Poro

Se obtiene lo siguiente:

$$G_p = G_s - (G_s - P_N) * \left( \frac{R_{sh} \text{ observada}}{R_{sh} \text{ normal}} \right)^{1.5} \quad \dots\dots\dots(2.3)$$

Donde:

$P_N$  = Gradiente normal de la presión de poro a la profundidad de interés. Cuando no se tiene información se considera un valor de densidad equivalente igual a 1.03 [gr/cc]

Sin embargo tiempo después, Eaton utilizó una gran cantidad de datos al realizar sus estudios y terminó modificando el exponente de la ecuación quedando de la siguiente manera:

$$G_p = G_s - (G_s - P_N) * \left( \frac{R_{sh} \text{ observada}}{R_{sh} \text{ normal}} \right)^\alpha \quad \dots\dots\dots(2.4)$$

Donde:

$\alpha$  = Coeficiente cuyo valor depende de la cuenca a analizar. Eaton utilizó el valor de 1.2

Ejemplo:

Se cuentan con los siguientes datos:

$$G_S = 0.978 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

$$P_N = 0.465 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

$$R_{sh} \text{ observada} = 0.68 [\text{ohm} * \text{m}]$$

$$R_{sh} \text{ normal} = 3.50 [\text{ohm} * \text{m}]$$

$$G_P = 0.978 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] - \left( 0.978 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] - 0.465 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] \right) * \left( \frac{0.68 [\text{ohm} * \text{m}]}{3.50 [\text{ohm} * \text{m}]} \right)^{1.2}$$

$$G_P = 0.906 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

### 1.1.2. Registro Sónico.

Al igual que el método anterior, mediante el cálculo de la tendencia normal de compactación Eaton ajustó un punto de presión con la tendencia real de compactación y los datos del registro sónico, particularmente el tiempo de tránsito  $\Delta_t$ , obtuvo lo siguiente:

$$G_P = G_S - (G_S - P_N) * \left( \frac{\Delta_t \text{ normal}}{\Delta_t \text{ observada}} \right)^\beta \dots\dots\dots(2.5)$$

Donde:

$\beta$  = Coeficiente cuyo valor depende de la cuenca a analizar. Eaton utilizó el valor de 3.

Ejemplo:

Se cuentan con los siguientes datos:

$$G_S = 0.974 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

$$P_N = 0.454 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

$$\Delta_t \text{ observada} = 100 [\mu\text{seg} / \text{ft}]$$

$$\Delta_t \text{ normal} = 80 [\mu\text{seg} / \text{ft}]$$

$$G_P = 0.974 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] - \left( 0.974 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] - 0.454 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] \right) * \left( \frac{80 [\mu\text{seg} / \text{ft}]}{100 [\mu\text{seg} / \text{ft}]} \right)^3$$

$$G_P = 0.7078 \left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

A continuación se presenta el procedimiento para utilizar el modelo de Eaton <sup>[20]</sup>:

- I. A partir de las lecturas de puntos en lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad medidos en éstos puntos.
- II. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total
- III. A la profundidad de interés D, leer los valores de tiempo de tránsito de tendencia normal ( $t_{lun}$ ) y de la tendencia observada ( $t_{lu}$ ).
- IV. Calcular la presión de poro a la profundidad de interés D, según el registro que se tenga.

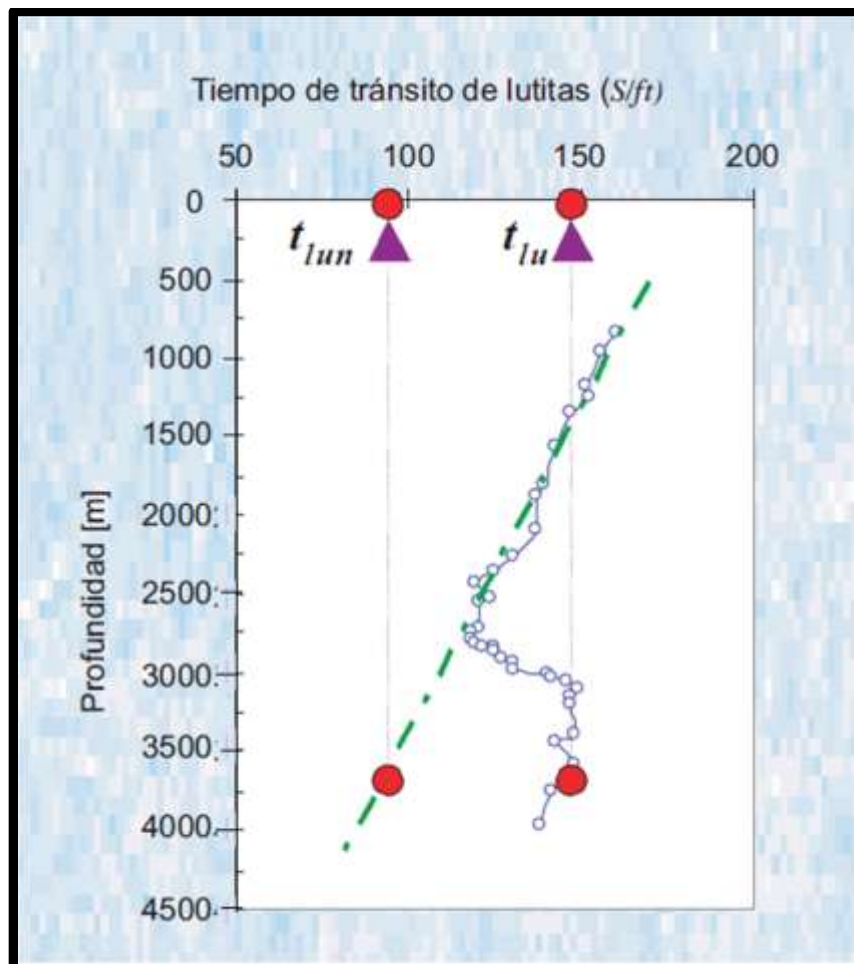


Figura 2.1 – Tendencia Real vs Tendencia Normal. (Pemex UPMP, 2006)

### 1.2. Modelo de Bowers

Este modelo está basado en el uso del esfuerzo efectivo de la formación, pero para su aplicación es necesario contar con datos del registro sísmico, es decir se utilizaran los datos obtenidos de la formación del tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ).

Al emplear este método desarrollado por Bowers (1995), se debe contar con el parámetro de "La profundidad a la velocidad máxima",  $d_{max}$  determina si la bajo-compactación ha ocurrido o no.

Si  $d_{max} > Profundidad$ , la bajo-compactación no se ha presentado. La presión de poro se evalúa de la siguiente manera:

$$P_p = \frac{\left( \frac{10^6}{DT} * \frac{10^6}{DT_{ml}} \right)^{(1/B)}}{Profundidad} \dots\dots\dots(2.6)$$

Si  $d_{max} < Profundidad$ , se considera el comportamiento de la bajo-compactación. La presión de poro se calcula:

$$P_p = G_s \frac{(\sigma_{max})^{(1-U)} \left( \frac{10^6}{DT} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right)^{(1/B)}}{Profundidad} \dots\dots\dots(2.7)$$

$$\sigma_{max} = \left( \frac{10^6}{DT} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right)^{(1/B)} \dots\dots\dots(2.8)$$

Donde:

$P_p$  = Presión de Poro [psi/ft]

$G_s$  = Gradiente de Sobrecarga [psi/ft]

$DT$  = Tiempo de tránsito [ $\mu$ seg/ft]

$DT_{ml}$  = Tiempo de tránsito correspondiente a  $V_{max}$

$A, B, U$  = Constantes de calibración

$\sigma_{max}$  = Esfuerzo efectivo que corresponde a la  $V_{max}$

$V_{max}$  = Velocidad sónica en la que la “descarga de esfuerzos” ocurre para los sedimentos sepultados en una profundidad mayor a  $d_{max}$

$P_{max}$  = Profundidad en la que la “descarga de esfuerzos” ocurre

Profundidad = Profundidad vertical total

### 1.3. Modelo de Exponente “dc”.

Después del modelo de Eaton, Bingham (1964) desarrolló un modelo basado en datos que son obtenidos durante la perforación:

$$\left(\frac{R}{N}\right) = \left(\frac{W}{d_b}\right)^d \dots\dots\dots(2.9)$$

Donde:

$R$  = Ritmo de penetración [m/h]

$N$  = Velocidad de la rotaria [rpm]

$W$  = Peso de la barrena [toneladas]

$d_b$  = Diámetro de la barrena [pulgadas]

$d$  = exponente “d” de calibración

Sin embargo Jorden y Shirley modificaron la ecuación anterior debido a que no era adecuada en condiciones de campo, normalizando la velocidad de penetración considerando los efectos ocasionados por el cambio del peso de la barrena, diámetro de la barrena y la velocidad de la rotaria a partir de la relación.

La relación para obtener el exponente  $dc$  queda definida de la siguiente manera:

$$dc = \frac{\log \frac{R}{18.29 * N}}{\log \frac{12 * W}{454 d_b}} \dots\dots\dots(2.10)$$

$dc$  = exponente “d” corregido

Al graficar el exponente  $dc$ , mantiene una tendencia al pasar por zonas de presiones normales pero cuando se presentan las presiones anormales esta tendencia cambia de dirección.

Cabe mencionar, en el uso del exponente  $d$  hay ciertos factores que lo afectan, tal como el cambio de la presión diferencial mayor de 500 lb/pg<sup>2</sup>. Por lo que el exponente se modificó realizando una multiplicación con la relación entre el peso de la columna normal sobre el peso del lodo, resultando de la siguiente manera:

$$dc_{mod} = dc * \frac{\rho_{ff}}{\rho_{lodo}} \dots\dots\dots(2.11)$$

Donde:

$\rho_{ff}$  = Densidad del fluido de formación

$\rho_{lodo}$  = Densidad equivalente de circulación



A continuación se presentan el procedimiento para utilizar el modelo de Jorden y Shirley<sup>[20]</sup>:

- I. Calcular el exponente  $dc$  y el exponente modificado  $dc_{mod}$  durante la perforación de lutitas. Los datos de perforación obtenidos en formaciones que no sean lutitas deben eliminarse.
- II. Graficar profundidad vs exponente  $dc_{mod}$  (**Figura 2.2**).

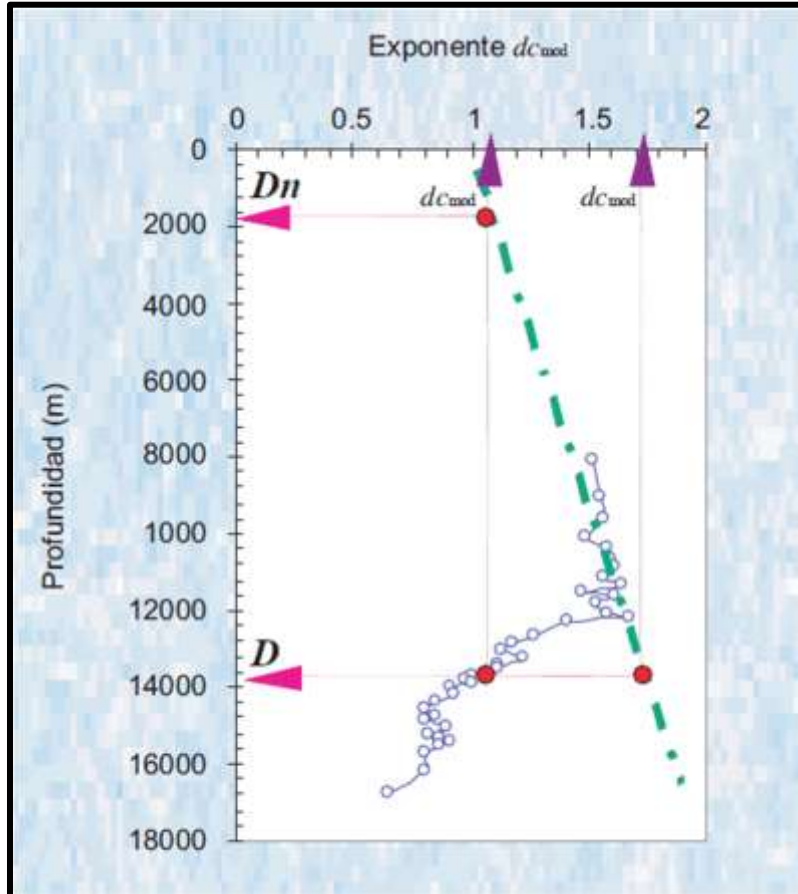


Figura 2.2 – Profundidad vs Exponente  $dc_{mod}$  (Pemex UPMP, 2006)

- III. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde en **Figura 2.2** )
- IV. A la profundidad de interés  $D$ , leer los valores del exponente  $dc_{mod}$  y en la tendencia normal  $dc_{mod}$  normal. Además, para el valor de  $dc_{mod}$ , leer la profundidad equivalente, en la zona de presión normal  $D_n$ .
- V. Finalmente calcular la presión de poro a la profundidad de interés  $D$  ( $P_{P(D)}$ ), usando la fórmula de Eaton.

$$P_{P(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(DN)}) * \left( \frac{dc_{mod}}{dc_{mod} \text{ normal}} \right)^{1.2} \dots\dots\dots(2.12)$$

## 2 Métodos Directos.

Por otra parte, existen métodos directos para evaluar la presión de poro mediante el uso de herramientas con cable que han sido implementadas por compañías de servicio. Dichas herramientas han cambiado por los avances tecnológicos pero el principio de operación no difiere mucho.

Las herramientas que se mostrarán se utilizan a lo largo de la vida de un pozo petrolero desde la exploración, la perforación hasta la producción ya que cuentan con una gran cantidad de aplicaciones: conocer las permeabilidades en las zonas próximas al pozo, los contactos entre los fluidos (gas-aceite-agua), etc. Sin embargo para este caso nos enfocaremos en la evaluación de los gradientes de presión.

Básicamente utilizar estas herramientas intentan medir las presiones, así como la recolección de fluidos de la formación a la profundidad deseada.

### 2.1. MDT (Modular Formation Dynamics Tester)

La herramienta MDT es la nueva generación de su predecesora RFT (Repeat Formation Tester), su funcionamiento es muy parecido sin embargo se añadieron varias mejoras, con las cuales se puede lograr obtener mediciones con una mayor precisión, así como la optimización de su uso. Una de las mejoras es la implementación de un sensor de cuarzo cuya finalidad es aumentar la precisión y velocidad de los datos para la evaluación de la presión y con ello optimizar tiempos en su procedimiento.

De igual manera es posible determinar los valores de permeabilidad así como de presión de la formación a las profundidades en las que se realicen las pruebas, ya que con las presiones se determinan dependiendo de los gastos que se tengan en la herramienta y que a su vez estos están en función de la permeabilidad de la formación, así como las caídas de presión que se presenten durante las pruebas.

Una característica muy importante es el manejo que se tiene sobre la herramienta, ya que se puede controlar en tiempo real desde superficie el gasto de flujo y volumen que se obtengan para la evaluación de las presiones en formación. En cuanto a la herramienta, físicamente hablando, se agregaron ciertos dispositivos del RFT que conforman los elementos básicos del MDT: la fuente eléctrica que provee la energía eléctrica a la herramienta para activar su funcionamiento, la fuente hidráulica que permite la comunicación a través de la herramienta para el paso de los fluidos, el probador que permitirá la conexión con la formación para obtener el fluido de la misma y los muestreadores que servirán para almacenar los fluidos para su respectivo análisis.

Al introducir la herramienta a la profundidad deseada se forzara hidráulicamente a la pared del pozo, además cuenta con empaques en los probadores con el fin de aislarla de la presión hidrostática.

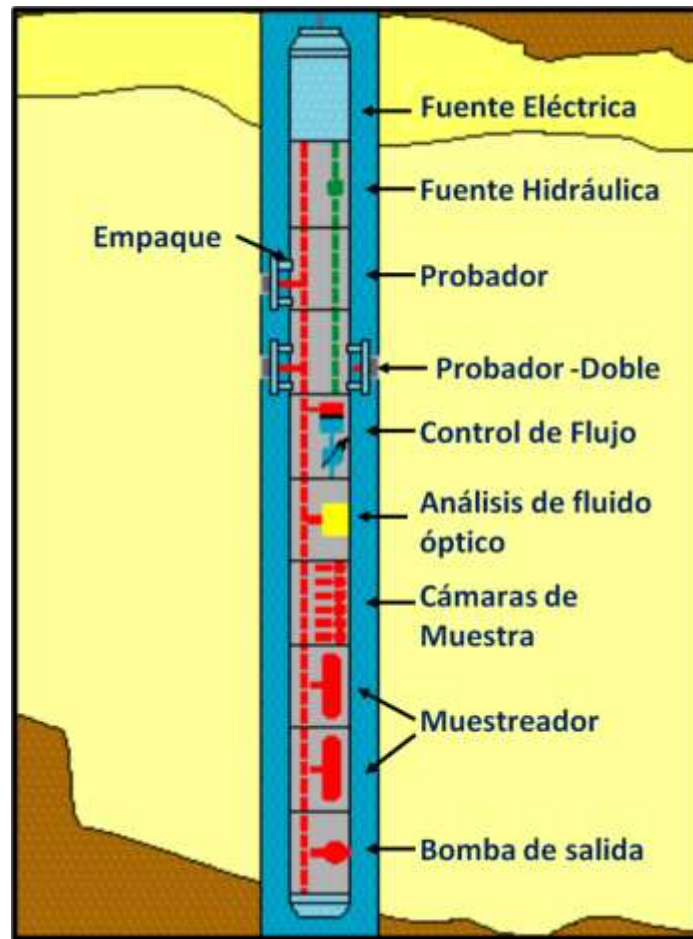


Figura 2.3- Componentes, Modular Formation Dynamics Tester (Schlumberger, 2004)

En la **Figura 2.3** se notan los principales componentes del MDT, además de las mejoras ya mencionadas, se incluyen ciertos dispositivos que se utilizarán dependiendo el tipo de operación a realizar como el probador doble o multiprobador cuya función principal es medir la permeabilidad horizontal y vertical de la formación. El control de flujo es el dispositivo que se utiliza cuando se realizaran operaciones a grandes profundidades y se desea evaluar permeabilidades verticales. Las cámaras de muestras son operadas para cerrar y abrir desde superficie cuando se desea obtener varias muestras de fluido para análisis PVT, son 6 cámaras y cada una puede almacenar  $450 \text{ cm}^3$ . La bomba de salida tiene una función muy importante para los muestreadores, ya que al ingresar fluido a la herramienta llega a estar contaminado por el filtrado de lodo y puede ser identificado por medio de una medición de resistividad lo que distingue si es hidrocarburo o lodo base agua, así se eliminará el fluido contaminado y deja en los muestreadores el fluido adecuado para las pruebas. En caso que exista lodo base aceite, la resistividad no será suficiente por lo que existe un Analizador Óptico de fluidos para identificar el fluido de formación y el lodo de perforación, además con otro sensor independiente es posible detectar la presencia de gas.

## 2.2. RDT (Reservoir Description Tool).

Otra herramienta que se puede utilizar para evaluar la presión de poro es la llamada “Reservoir Descripción Tool o RDT por sus siglas en inglés, cabe mencionar que esta herramienta resulta ser la competencia de la ya mencionada MDT, por lo que su funcionamiento es muy parecido. A continuación se presentará las características del RDT.

Son varias las aplicaciones que tiene el uso de esta herramienta, entre las cuales se encuentran;

- Muestras PVT en el fondo del pozo
- Monitoreo de las propiedades de los fluidos de la formación
- Monitoreo y pruebas de anisotropía
- Pruebas para el Gradiente de Presión
- Muestreo de Presiones

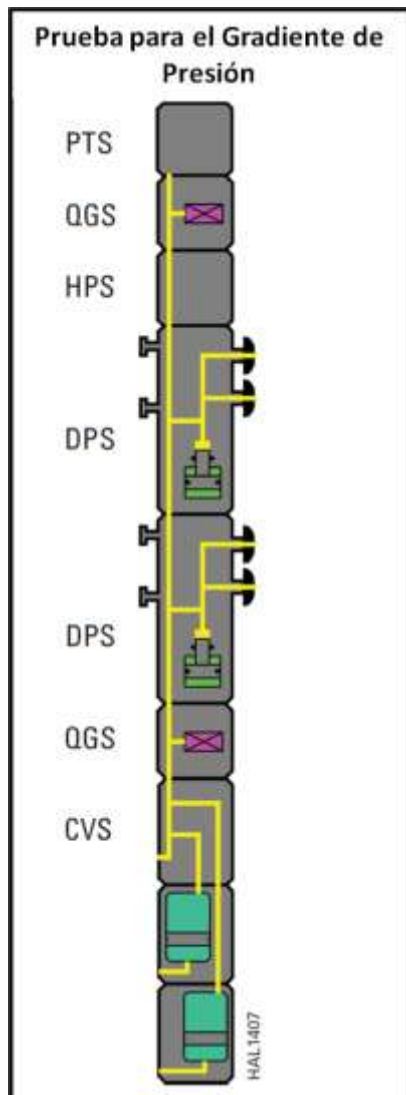


Figura 2.4 – Herramienta RDT (SPE, 2002)

En este trabajo se enfocará en las pruebas para evaluar el Gradiente de Presión. Al tener diferentes aplicaciones la herramienta cuenta con distintos dispositivos para llevar a cabo cada una de ellas, por lo que para esta aplicación el arreglo necesario es tal como se encuentra en la **Figura 2.4**.

*PTS (Power Telemetry Section).*

Es la sección que le provee energía eléctrica a las demás secciones de la herramienta.

*QGS (Quartz Gauge Section).*

En esta sección se encuentra un sensor de cuarzo, lo cual permite mayor resolución y precisión en cuanto a las mediciones a realizar.

*HPS (Hydraulic Power Section).*

Es la sección que permite controlar los fluidos que pasan por la herramienta y así permite operar los diferentes componentes de la misma, tal como el “Probador Doble”.

*DPS (Dual Probe Section).*

El componente principal de la herramienta es el Probador Doble, como se observa en la **Figura 2.4**, cuenta con dos patines que se activan hidráulicamente desde superficie adhiriéndose a la formación para que la herramienta este fija,

de la misma manera se activan los 2 probadores espaciados, cuyo objetivo de esto es poder obtener un gradiente de presión entre los dos probadores, así como un perfil de permeabilidad y anisotropía.

*CVS (Control Valve Section).*

La sección de la cámara de válvulas contiene puertos de expulsión, con el fin de controlar el fluido que almacena en los muestreadores. Con esto se corta el flujo de fluidos y así evitar que se contaminen las muestras ya realizadas. Las válvulas son accionadas por un motor y que puede ser operado durante el bombeo.

### 2.3. XPT (PessureXpress Tester)

El probador de formaciones Exprés provee mediciones precisas de presión en tiempo real y posibilita la adquisición de datos de presión en combinación con otras herramientas de registros haciendo el proceso de adquisición más eficiente. Operando con un sistema electro-hidráulico, la herramienta XPT puede ser posicionada y retraída cuantas veces se necesite para medir la presión en todas las zonas de interés durante un viaje en el pozo.

Las aplicaciones con las que cuenta la herramienta XPT son:

- Registro de presiones de formación obtenidas en corrida exclusiva o en combinación.
- Registro de presiones de formación en bajas permeabilidades

Al igual que las herramientas anteriores, el principio de operación es el mismo. La herramienta XPT se introduce en el pozo, la cual cuenta con un patín que es accionado hidráulicamente para adherirse a la pared del pozo, de igual manera ocurre con el probador, el cual cuenta con un sello con el fin de aislar esa zona para la toma de muestras de fluidos de la formación. Ver **Figura 2.5**

De acuerdo con la ficha técnica de la herramienta, ésta cuenta con una tecnología que puede controlar el volumen y el gasto utilizado en el ensayo de presión de una manera muy precisa. Las presiones medidas son registradas en superficie, almacenadas y presentadas en tiempo real.

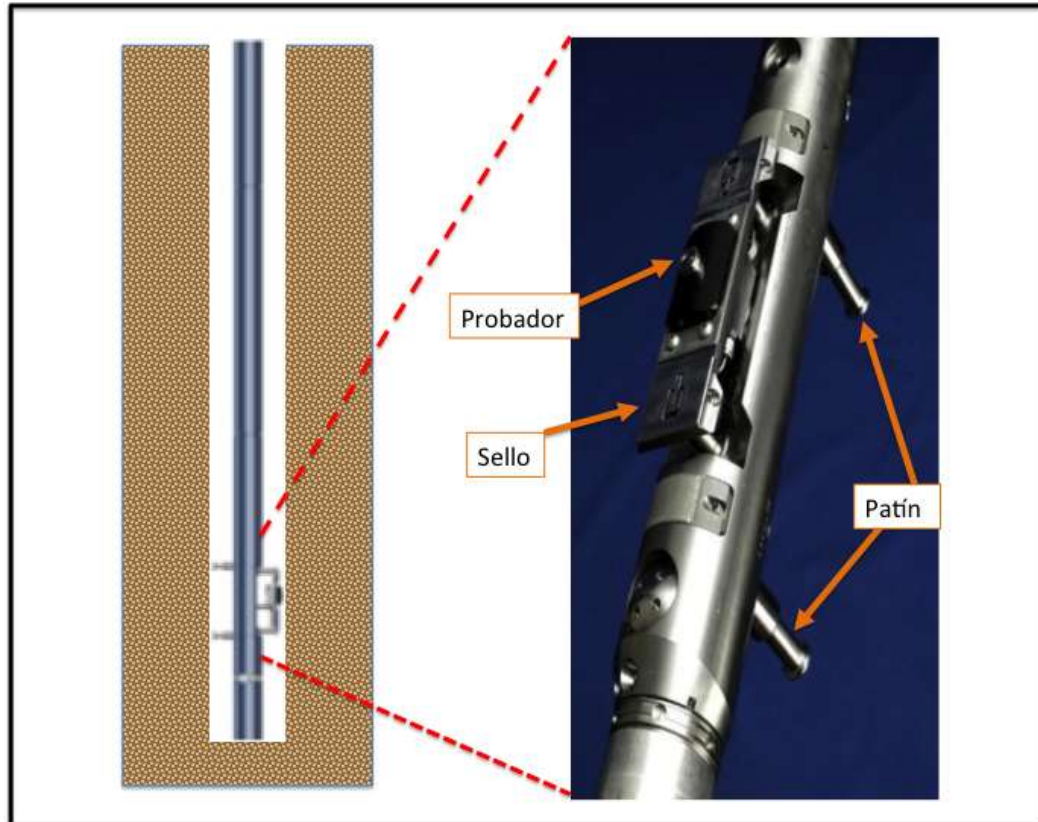


Figura 2.5 – Herramienta PressureXpress (Schlumberger, 2006)

Como ya se mencionó anteriormente una de las principales funciones de la herramienta XPT es medir las presiones de la formación a las profundidades deseadas, por lo que al obtener estos datos es posible ajustar el gradiente de presión que se había estimado a un gradiente de presión con mediciones reales.

# CAPÍTULO

3

---

---

## CONCEPTO DE PRESIÓN DE FRACTURA

En el Capítulo 1 se describieron los conceptos que son necesarios para lograr entender el concepto de la presión de poro para el diseño de pozos. Sin embargo, es necesario comprender otro concepto de suma importancia para llevar a cabo dicha acción, la Presión de Fractura, que resulta ser otra propiedad de las rocas en el subsuelo. Al estimar el comportamiento de ambas presiones en una zona específica se determinará el rango de presiones que se espera encontrar en el subsuelo y con ello iniciar el proceso para llevar a cabo el diseño y la perforación del pozo petrolero.

A continuación se explicarán los conceptos que se ven involucrados en la presión de fractura, así como la definición de la misma.

### 1. Resistencia mecánica de la roca.

El comportamiento mecánico de los materiales rocosos depende principalmente de su resistencia y de los esfuerzos aplicados, que dan lugar a un determinado estado de esfuerzos. Este estado de esfuerzos queda definido por los esfuerzos principales que actúan ( $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$ ). Dependiendo principalmente de la magnitud de estos esfuerzos, y también de su dirección, se producirán las deformaciones en las rocas y, en su caso, la falla de la roca.

La resistencia a la compresión simple se define como el esfuerzo que la roca puede soportar para unas ciertas condiciones de deformación. La **resistencia de pico ( $\sigma_p$ )**, es el esfuerzo máximo que se puede alcanzar. La **resistencia residual ( $\sigma_r$ )**, es el valor al que disminuye la resistencia de algunas rocas para deformaciones elevadas. Se produce después de sobrepasar la resistencia pico.<sup>[7]</sup>

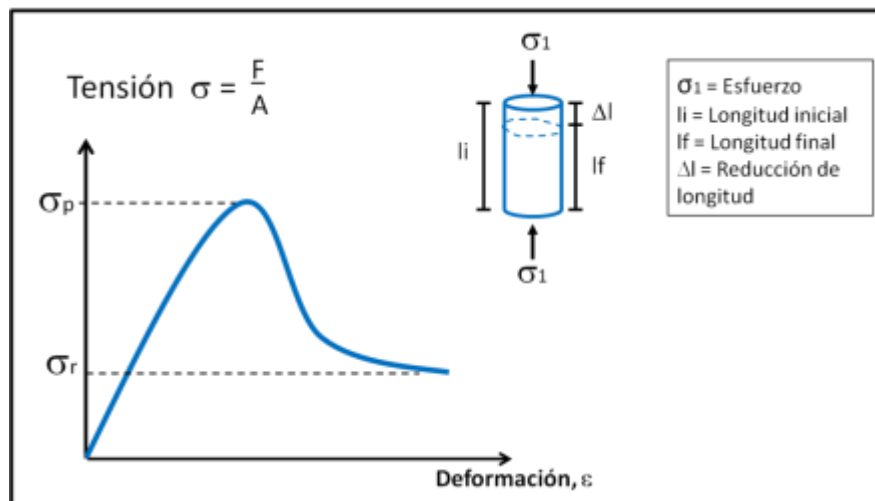


Figura 3.1 - Curva completa esfuerzo-deformación con los valores correspondientes a la resistencia de pico y a la resistencia residual (González de Vallejo, 2002)

El valor de la resistencia depende de las propiedades intrínsecas de la roca, cohesión y ángulo de fricción, así como factores externos como la magnitud de los esfuerzos que se



ejercen, ciclos de carga y descarga o la presencia de agua. Es por ello que el valor de la resistencia no es un valor intrínseco de la roca, ya que un mismo tipo de roca puede estar a diferentes condiciones físicas.

Aunque no es uno de los objetivos, es necesario mencionar el Círculo de Mohr – Coulomb, éste es generalmente utilizado para representar un estado de esfuerzos de la roca sobre un plano, en cualquier ángulo desde la dirección del máximo esfuerzo.

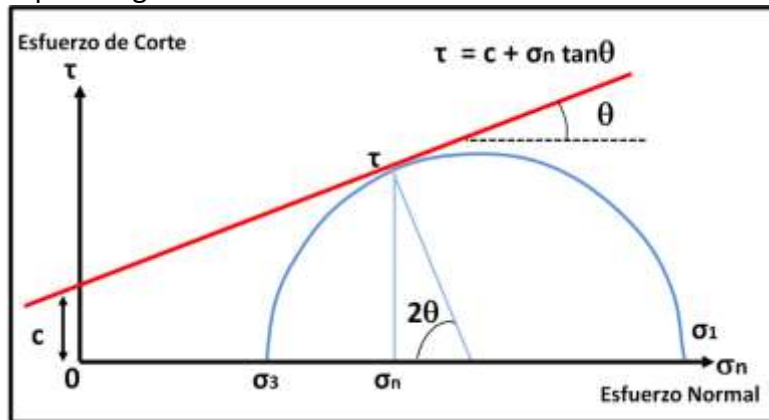


Figura 3.2- Círculo de Mohr-Coulomb (Bourgoyne, 1991)

En la **Figura 3.2** se muestra la representación de un estado de esfuerzos, donde el eje x indica los esfuerzos normales y el eje Y los esfuerzos de corte que actúan sobre un plano de la roca. El círculo representa, para cualquier plano orientado con un ángulo  $\theta$  los diferentes valores del esfuerzo normal y de corte, en función de los esfuerzos principales  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ .<sup>[17]</sup>

El criterio de Mohr está definido de la siguiente manera:

$$\tau = \pm(c + \sigma_n \tan \theta) \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo de corte [kPa]

$c$  = Cohesión del material [kPa]

$\sigma_n$  = Esfuerzo normal [kPa]

$\theta$  = Ángulo de fricción interna [°]

### 1.1. Resistencia a la cohesión.

La cohesión de la roca  $c$  está definida como “la fuerza de unión entre las partículas minerales que forman la roca” (González de Vallejo, 2002). Por otra parte, en la mecánica de rocas, la cohesión está definida en la intersección de la pendiente cuando el esfuerzo normal tiene un valor de cero, como se observa en la **Fig. 3.2**.

De acuerdo a Zoback (2007), la cohesión no es un parámetro físicamente medible, por lo que es más común expresarla como “Resistencia de la roca en función de la resistencia a la compresión simple”. A partir de varios ensayos triaxiales a las

muestras de roca es posible determinar correctamente los valores de la cohesión y el ángulo de fricción interna.

### 1.2. Ángulo de fricción interna.

Por otra parte, mediante el análisis del Círculo de Mohr se logra determinar otro valor de gran importancia para caracterizar la resistencia y deformación de la roca y es el **ángulo de fricción interna** y está definido por la letra " $\theta$ ", que es el ángulo de rozamiento entre dos planos de la misma roca, para la mayoría de las rocas éste ángulo varía entre  $25^\circ$  y  $45^\circ$  (González de Vallejo, 2002).

Este parámetro depende de otros factores geológicamente hablando, tales como el tamaño de grano, distribución granulométrica, angulosidad de los sedimentos así como el grado de cementación o la composición mineralógica.

A continuación se muestra una tabla con los valores promedio de cohesión  $c$  y el ángulo de fricción interna  $[\theta]$  para ciertos tipos de roca.

Roca	Cohesión, $c$ [kPa]	Ángulo de Fricción Interna $\theta$ [grados]
Andesita	280	45
Arenisca	80-350	30-50
Basalto	200-600	48-55
Caliza	50-400	35-50
Caliza Margosa	10-60	30
Cuarcita	250-700	40-55
Diabasa	900-1,200	40-50
Diorita	150	50-55
Dolomía	220-600	25-35
Esquisto	250	25-30
Gabro	300	35
Gneis	150-400	30-40
Granito	150-500	45-58
Grauvaca	60-100	45-50
Mármol	150-350	35-45
Lutita	30-350	40-60

Tabla 3.1- Valores típicos de  $c$  y  $\phi$  para roca sana (González de Vallejo, 2002)

## 2. Parámetros Elásticos.

Continuando con los conceptos básicos de la geomecánica en el estudio de las rocas se ha determinado que su comportamiento es no lineal cuando se someten a grandes esfuerzos, es por ello que se han desarrollado ciertos parámetros elásticos que resultan ser relaciones entre la aplicación de esfuerzos y deformaciones resultantes de las rocas.

### 2.1. Módulo de elasticidad de Young (E).

Es la relación que se da mediante la aplicación de un esfuerzo y con ello provoca una deformación en el material y que surge a partir de la aplicación de la Ley de Hook y que da como resultado el coeficiente **E**, en otras palabras resulta ser una medida de la resistencia que presenta la muestra a ser comprimida mediante la aplicación de un esfuerzo.

Este modulo de elasticidad se expresa de la siguiente manera:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \dots\dots\dots(3.2)$$

Donde:

$E$  = Módulo de Young [Pa]

$\sigma$  = esfuerzo [Pa]

$\varepsilon$  = deformación [adimensional]

### 2.2. Relación de Poisson ( $\nu$ ).

Al aplicar un esfuerzo a una muestra resultará una deformación vertical, de igual manera resultará una deformación lateral, para representar esos cambios se da la relación de Poisson que está definida de la siguiente manera:

$$\nu = - \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \dots\dots\dots(3.3)$$

Donde:

$\nu$  = Relación de Poisson [adimensional]

$\varepsilon_y$  = Deformación lateral [adimensional]

$\varepsilon_x$  = Deformación longitudinal [adimensional]

Esta relación es considerada como otro parámetro elástico, en la **Tabla 3.2**, se muestran los valores estimados de esta relación para diferentes tipos de roca.

Relación de Poisson	Material Rocoso				
0.10					
0.18	Yesos	Dolomías	Calizas	Areniscas	
0.24					Sal
0.27					
0.28					
0.31			Areniscas poco consolidadas	Lutitas	
0.33					
0.35					
0.37					
0.38					
0.39					
0.40					
0.41					
0.42					
0.43					
0.44					
0.45					
0.46					

Tabla 3.2 – Valores característicos de Relación de Poisson. (Pemex Exploración y Producción, 2006)

### 2.3. Módulo de esfuerzo cortante (G).

Este parámetro elástico también conocido como el modulo de corte **G**, el cual describe la relación que existe entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte. Es decir, el módulo G es una medida de la resistencia de la roca respecto a una deformación de corte y se expresa de la siguiente manera:

$$G = \frac{\left(\frac{F_p}{A}\right)}{\tan \theta} \dots\dots\dots(3.4)$$

Donde:

$G$  = Modulo de corte [Pa]

$F_p$  = Fuerza perpendicular a la sección transversal del sólido [N]

$A$  = Área de una sección transversal del sólido [ $m^2$ ]

$\theta$  = Ángulo de deformación [°]

O bien:

$$G = \frac{\tau}{\varepsilon_c} \dots\dots\dots(3.5)$$

Donde:

$G$  = Módulo de corte [Pa]

$\tau$  = Esfuerzo de corte [Pa]

$\varepsilon_c$  = Deformación de corte [adimensional]

#### 2.4. Módulo de volumen K.

Es una medida de la relación del esfuerzo hidrostático, el cual es provocado por la presión hidrostática, con respecto a una deformación volumétrica. Es decir, es una medida de la resistencia de la roca o muestra respecto a la compresión hidrostática.

El esfuerzo, que se está aplicando es la presión hidrostática P, está relacionado con el cambio de volumen  $\Delta V$ , de la siguiente manera:

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} \dots\dots\dots(3.6)$$

Donde:

$K$  = Módulo de volumen [Pa]

$\sigma_p$  = Esfuerzo Hidrostático [Pa]

$\varepsilon_v$  = Deformación volumétrica [adimensional]

Las constantes elásticas mencionadas anteriormente; E, G,  $\nu$  y K son parámetros dependientes. Es decir, si se requiere conocer alguna de ellas será necesario conocer el valor de las otras dos. Es por ello que se utilizan las siguientes expresiones para determinarlas<sup>[17]</sup>:

$$G = \frac{E}{[2 \times (1 - \nu)]} \dots\dots\dots(3.7)$$

$$K = \frac{E}{[3 \times (1 - 2\nu)]} \dots\dots\dots(3.8)$$

### 3. Presión de Fractura.

Anteriormente ya se explicaron las presiones que se encuentran en el subsuelo, presión normal (Presión hidrostática) y Presiones Anormales (Presión Subnormal y Sobrepresiones), así como la Presión de Sobrecarga. Ahora se va a definir y explicar el concepto de la Presión de Fractura, el cual como se mencionó antes, es indispensable conocer su comportamiento para el diseño de los pozos petroleros.

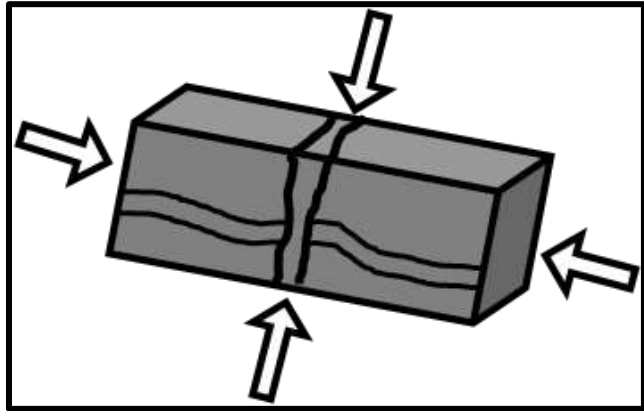


Figura 3.3 – Presión de Fractura (Siglo de la perforación en México, 2000)

“La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura” <sup>[20]</sup>. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende principalmente de la cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. En un principio las formaciones presentaran una resistencia dependiendo de las condiciones físicas de la roca y conforme aumente su profundidad, los esfuerzos será mayores por lo que las propiedades de las rocas se verán afectadas.

La densidad del lodo de perforación dependerá de los valores que se tengan estimados de la presión de poro y fractura, ya que una de sus funciones principales es darle la estabilidad al pozo para evitar que los fluidos de las formaciones invadan al pozo ó fracturar la formación y con ello se pierda el lodo de perforación. Dado que el comportamiento de la presión de fractura en el subsuelo no es lineal, y que dependerá del tipo de roca que se encuentre, en ciertas profundidades se requerirá un valor mayor de densidad de lodo que las formaciones superiores no tolerarán, por lo que se procederá a colocar una tubería de revestimiento y así aislar esa zona y trabajar con una nueva densidad de lodo que se ajuste a las nuevas condiciones de trabajo.

### 4. Coeficiente del esfuerzo efectivo

Para evaluar el gradiente de fractura, es necesario evaluar el coeficiente del esfuerzo efectivo, el cual se calcula a partir de los esfuerzos horizontales y el esfuerzo vertical, así como de la presión de poro. La deformación, así como las fracturas en el subsuelo se deben al esfuerzo efectivo, que está definido como la diferencia de la Sobrecarga y la Presión de Poro:

$$\sigma' = S - P_p \dots\dots\dots(3.9)$$

En este caso el esfuerzo vertical efectivo y esfuerzo mínimo efectivo están definidos como:

$$\sigma'_v = \sigma_v - P_p \quad \dots\dots\dots(3.10)$$

$$\sigma'_h = \sigma_h - P_p \quad \dots\dots\dots(3.11)$$

Así como la relación del esfuerzo vertical y esfuerzo máximo horizontal:

$$\sigma_v = k \sigma_H \quad \dots\dots\dots(3.12)$$

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo efectivo [kg/cm<sup>2</sup>]

$K$  = Relación de Esfuerzo efectivo (horizontal a vertical) [adimensional]

Sustituyendo la **ecuación (3.12)** en la **ecuación (3.10)**:

$$\sigma_v = k \sigma_H + P_p \quad \dots\dots\dots(3.13)$$

Se sustituye la **ecuación (3.11)** en la **ecuación (3.13)**

$$\sigma_v = k (\sigma_H - P_p) + P_p \quad \dots\dots\dots(3.14)$$

Finalmente la relación del esfuerzo efectivo es:

$$k = \frac{\sigma_v - P_p}{\sigma_H - P_p} \quad \dots\dots\dots(3.15)$$

Donde:

$\sigma_v$  = Esfuerzo vertical [kg/cm<sup>2</sup>]

$\sigma_H$  = Esfuerzo máximo horizontal [kg/cm<sup>2</sup>]

$P_p$  = Presión de Poro [kg/cm<sup>2</sup>]

$k$  = Relación de Esfuerzo efectivo (horizontal a vertical) [adimensional]

# CAPÍTULO

# 4

---

---

## MÉTODOS PARA DETERMINAR PRESIÓN DE FRACTURA



Ya se explicaron ciertos conceptos, que es de gran importancia conocerlos así como entenderlos para lograr predecir o evaluar la presión de fractura a lo largo de la columna geológica del pozo para obtener la ventana de operación y con ello proceder al diseño del pozo petrolero. El conocer esta presión de fractura ayudará a establecer el valor máximo de densidad que puede poseer nuestro fluido de perforación, con el fin de no sobrepasar la presión que resiste la roca en el subsuelo y evitar fracturarla, así como perder fluido y generar una filtración.

Al igual que en la evaluación de la Presión de Poro, para la Presión de Fractura también existen dos métodos para su predicción, por una parte se tienen los métodos indirectos, los cuales básicamente son correlaciones que han sido desarrolladas experimentalmente tomando como base diferentes conceptos teóricos e información indirecta de las propiedades de las rocas, y también se cuentan con los métodos directos, son aquellos que llevan a cabo durante la perforación del pozo, básicamente se utilizan para calibrar la presión estimada mediante métodos indirectos.

### 1. Métodos Indirectos.

Los siguientes métodos para el cálculo de la presión de fractura, fueron desarrollados mediante experimentos o ensayos que sus autores realizaron, por lo que se cuentan con una gran cantidad de correlaciones en la literatura y cada uno de ellos tienen sus propias características de acuerdo a los tipos de áreas donde fueron realizadas, sin embargo a continuación se explicarán los modelos que más se utilizan actualmente en la industria para la predicción de la presión de fractura.

Cabe mencionar que los siguientes modelos están basados en el concepto del esfuerzo mínimo, el cual al ser igualado por el peso del lodo de perforación provocará la fractura de la formación y pérdidas del fluido.

#### 1.1. Modelo de Hubbert & Willis.

Este método desarrollado en el año de 1957, considerando o tomando como base teórica el concepto de la presión de sobrecarga es igual a la suma de la presión de formación y el esfuerzo efectivo.

$$P_s = P_p + \sigma \dots\dots\dots(4.1)$$

Donde:

$P_s$  = Presión de Sobrecarga [Kg/cm<sup>2</sup>]

$P_p$  = Presión de Poro [Kg/cm<sup>2</sup>]

$\sigma$  = Esfuerzo efectivo de la formación [Kg/cm<sup>2</sup>]

Los autores argumentaron lo siguiente a partir de un análisis teórico y experimental del fracturamiento hidráulico de las rocas: los esfuerzos in situ están

caracterizados por tres principales esfuerzos desiguales, y una presión de bombeo hidráulica debe ser aproximadamente igual al esfuerzo de menor magnitud.<sup>[15]</sup> Por otra parte consideraron que el esfuerzo vertical es aproximadamente igual a la presión de Sobrecarga, mientras que el esfuerzo horizontal es menor y se estima que tenga un rango de 1/2 a 1/3 de la presión de Sobrecarga.

A partir de la **ecuación 1.1**, se define el esfuerzo vertical:

$$\sigma_v = P_S - P_p \quad \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde:

$\sigma_v$  = Esfuerzo efectivo de la formación [Kg/cm<sup>2</sup>]

$P_S$  = Presión de Sobrecarga [Kg/cm<sup>2</sup>]

$P_p$  = Presión de Poro [Kg/cm<sup>2</sup>]

Hubbert & Willis realizaron pruebas de compresión triaxiales a sus muestras, cuyas observaciones determinaron que la presión de poro no tenían influencia alguna en cuanto a las propiedades mecánicas de la roca.

Por lo que la presión de Fractura quedó definida de la siguiente manera:

$$P_F = \frac{1}{3} * (P_S - P_p) + P_p \quad \dots\dots\dots(4.3)$$

$$P_F = \frac{(P_S - 2P_p)}{3} \quad \dots\dots\dots(4.4)$$

Dónde:

$P_F$  = Presión de Fractura [Kg/cm<sup>2</sup>]

$P_S$  = Presión de Sobrecarga [Kg/cm<sup>2</sup>]

$P_p$  = Presión de Poro [Kg/cm<sup>2</sup>]

## 1.2. Modelo de Matthews & Kelly.

Al igual que en el modelo anterior, Matthews & Kelly usaron el mismo concepto teórico y propusieron la siguiente ecuación:

$$P_F = K_i * \sigma' + P_p \quad \dots\dots\dots(4.5)$$

Donde:

$P_F$  = Presión de Fractura [Kg/cm<sup>2</sup>]

$K_i$  = Coeficiente del esfuerzo efectivo [adimensional]

$\sigma'$  = Esfuerzo Efectivo [Kg/cm<sup>2</sup>]

$P_p$  = Presión de Poro [Kg/cm<sup>2</sup>]

Ellos introdujeron una variable, el coeficiente del esfuerzo efectivo y está definido de la siguiente manera:

$$K_i = \frac{\sigma'_h}{\sigma'_v} \dots\dots\dots(4.6)$$

Donde:

$\sigma'_h$  = esfuerzo efectivo horizontal [Kg/cm<sup>2</sup>]

$\sigma'_v$  = esfuerzo efectivo vertical [Kg/cm<sup>2</sup>]

Se desarrolló este coeficiente estableciendo una relación de  $K_i$  respecto a la profundidad **Figura 4.1**. Cabe mencionar que estas curvas se realizaron mediante pruebas en el golfo de México y como se menciona en la figura, tanto en la parte de Texas y Louisiana. Por lo que si se desea utilizar este modelo de predicción es necesario realizar ajustes ya que dependerá del tipo de formaciones que se tengan.

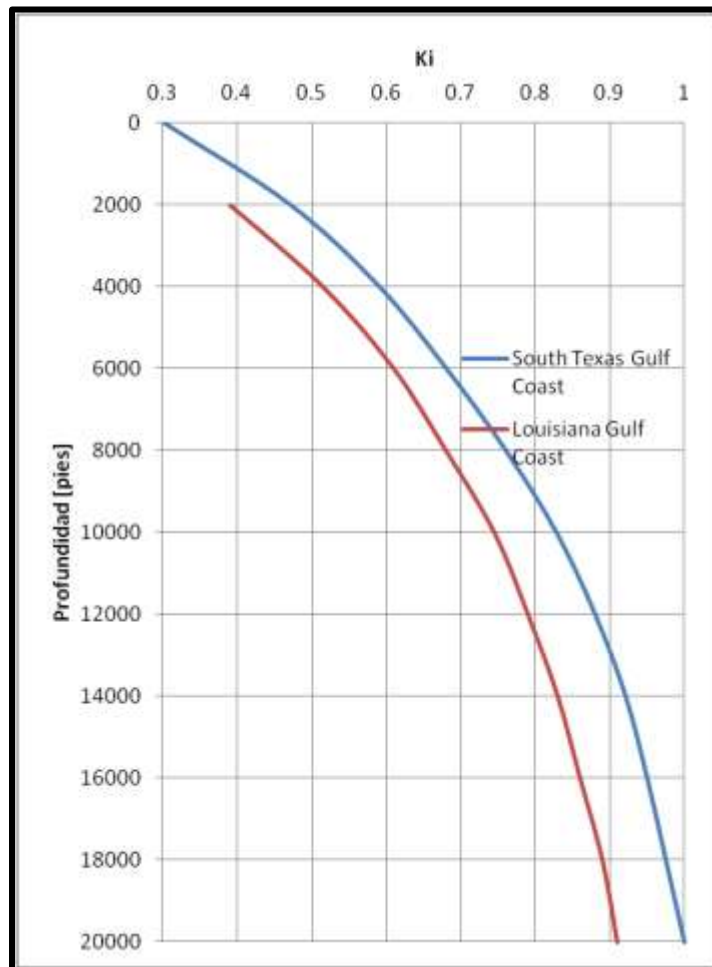


Figura 4.1 - Coeficiente del esfuerzo efectivo de Matthews & Kelly (Tomado del autor, 1967)

Para utilizar esta correlación en formaciones de presiones anormales, es necesario obtener la profundidad  $D_i$ , dicha profundidad la formación puede tener el mismo esfuerzo efectivo que a la profundidad de la formación de interés. Considerando un gradiente de sobrecarga de 1 [psi/pie] y un gradiente de presión de formación normal de 0.465 [psi/pie], dicha profundidad se puede calcular de la siguiente manera:

$$\sigma = P_S - P_{PN} = (1 * D_i) - (0.465 * D_i) = 0.535 * D_i \quad \dots\dots\dots(4.7)$$

$$D_i = \frac{\sigma}{0.535} \quad \dots\dots\dots(4.8)$$

El gradiente de fractura es calculado de la siguiente manera: <sup>[15]</sup>

- Determinar el gradiente de la presión de formación ( $P_p$ ) y el Gradiente de Sobrecarga ( $P_s$ )
- Calcular el esfuerzo efectivo  $\sigma = P_s - P_p$
- Se determina la profundidad equivalente ( $D_i$ ) con la **ecuación (4.8)**.
- Se determina el coeficiente de esfuerzo ( $K_i$ ) para la  $D_i$
- Finalmente, se utiliza la **ecuación( 4.5)** para determinar la Presión de Fractura

### 1.3. Modelo de Eaton.

Continuando con la teoría del esfuerzo efectivo, Eaton también desarrolló un modelo para la predicción de la presión de fractura con una pequeña diferencia, ya que el cambió el concepto del coeficiente del esfuerzo efectivo por el coeficiente de Poisson y para predecir la presión de fractura obtuvo la siguiente ecuación:

$$P_F = \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) * \sigma + P_p \quad \dots\dots\dots(4.9)$$

Dónde:

$P_F$  = Presión de Fractura [Kg/cm<sup>2</sup>]

$\nu$  = Relación o coeficiente de Poisson [adimensional]

$\sigma$  = Esfuerzo efectivo [Kg/cm<sup>2</sup>]

$P_p$  = Presión de Poro [Kg/cm<sup>2</sup>]

Al igual que otros, éste también se realizó en cierta zona, particularmente en el oeste de Texas y la costa del Golfo de México en los estados de Texas y Louisiana, por lo que se necesitarán valores del coeficiente de Poisson de la región en la que se vaya a aplicar el método.

Ahora, de acuerdo a la Guía de Diseño para la Predicción de Geopresiones (PEMEX-UPMP, 2006) se proponen los siguientes pasos para la aplicación del modelo de Eaton.

La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura está en función de la presión de poro ( $P_p$ ) y la *Sobrecarga* ( $P_s$ ), previamente calculadas, así como de la relación de Poisson ( $\nu$ ). **Ecuación 4.9.**

Calcular la relación de Poisson.

La relación de Poisson es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Para calcularla, tenemos dos opciones:

- A partir del registro sísmico dipolar de pozos de correlación:

$$\nu = \frac{0.5 * \left(\frac{ts}{tc}\right)^2}{\left(\frac{ts}{tc}\right)^2 - 1} \dots\dots\dots(4.10)$$

Donde:

$ts$  = Tiempo de transito de corte [ $\mu\text{seg}/\text{pie}$ ]

$tc$  = Tiempo de transito compresional [ $\mu\text{seg}/\text{pie}$ ]

- A partir del monograma de Eaton, el cual se expresa en la siguiente ecuación para cada profundidad ( $P$ ) de interés:

$$\nu = 0.0645 * \ln(P) - 0.0673 \dots\dots\dots(4.11)$$

Donde:

$P$  = Profundidad [ $\text{pies}$ ]

Finalmente, se sustituye en la **Ecuación 4.9** y se obtiene la presión de fractura.

Otra opción es obtener la relación de Poisson a partir de ensayos mecánicos de laboratorio a muestras de núcleos, con la consideración de que esta medición es puntual y referida a la profundidad a la cual se obtuvo la muestra.

#### 1.4. Modelo de Daines.

Este modelo fue desarrollado en 1982 en el que Daines tomó como base el Modelo de Eaton y al que lo modificó agregándole el concepto del “Esfuerzo tectónico superpuesto”. Obteniendo la siguiente ecuación:

$$P_F = \sigma_t + \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right) * \sigma + P_p \dots\dots\dots(4.12)$$

Dónde:

$P_F$  = Presión de Fractura [ $\text{Kg}/\text{cm}^2$ ]

$\sigma_t$  = Esfuerzo tectónico superpuesto [ $\text{Kg}/\text{cm}^2$ ]

$\nu$  = Relación de Poisson [adimensional]

$\sigma = \text{Esfuerzo efectivo [Kg/cm}^2\text{]}$

$P_p = \text{Presión de Poro [Kg/cm}^2\text{]}$

Este valor del esfuerzo tectónico superpuesto puede ser evaluado mediante la primer prueba de “Leak-off” durante la perforación. Además de los esfuerzos tectónicos, Daines enfatiza el rol de la litología en el cálculo del gradiente de fractura. Los siguientes datos de relación de Poisson a diferentes materiales fueron obtenidos mediante experimentos con el tiempo de tránsito de onda compresional y el tiempo de tránsito de onda de corte <sup>[15]</sup>. Ver **Tabla 4.1**

Material	v	Material	v
Arcilla	0.17-0.50	Media	0.06
Conglomerada	0.2	Fina	0.03
Dolomita	0.21	Mal clasificado, arcillosa	0.24
<b>CALIZA</b>		Fosilífera	0.01
Micritica	0.28	<b>LUTITA</b>	
Espática	0.31	calcáreo	0.14
Porosa	0.2	Dolomitica	0.28
Fosilífera	0.09	Silíceo	0.12
Arcillosa	0.17	Limosa	0.17
<b>ARENISCA</b>		Arenosa	0.12
Gruesa	0.05-0.10	Lomilita	0.08

Tabla 4.1 – Relación de Poisson para diferentes litologías (DAINES, 1982)

## 2. Métodos Directos.

Ahora se explicarán los métodos directos para la evaluación de la presión de fractura que se usan actualmente en la industria petrolera. Estos métodos realizan las mediciones directamente a la formación para obtener la presión de fractura real de la formación, lo cual únicamente se puede llevar a cabo perforando el subsuelo.

El objetivo primordial de estos métodos es conocer el valor real de la presión de fractura que en un principio se había estimado con el fin de corregir los datos iniciales.

### 2.1. Prueba de Goteo.

Es el principal método que se utiliza actualmente para medir la presión de fractura, básicamente consiste en incrementar la presión del fluido de perforación que se encuentra en el pozo hasta fracturar la formación.

Esta prueba de “Leak-Off” o de goteo, se lleva a cabo al terminar de colocar la tubería de revestimiento por debajo de la zapata en donde se tiene el agujero descubierto, ya que permitirá la interacción del fluido de perforación con la formación. Al tener el fluido con cierta densidad se procederá a aumentar la presión en el pozo mediante el bombeo de más volumen de fluido. El objetivo no

es fracturar la formación, sino simplemente medir la presión a la cual el fluido comienza a filtrarse a la formación.

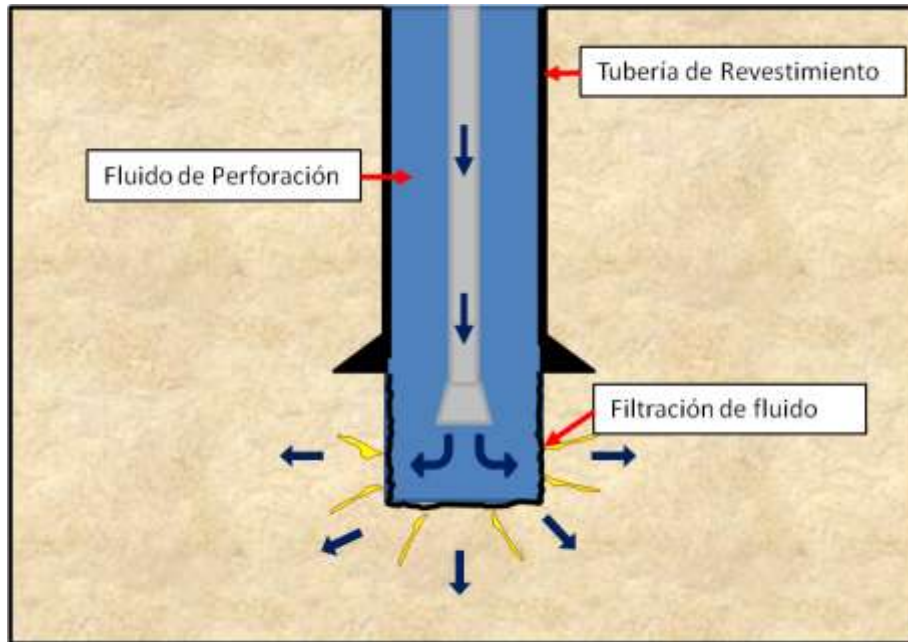


Figura 4.2 – Prueba de Goteo (Arreola, 2013)

Existen dos tipos de la prueba de “Leak-Off”, son parecidas pero hay una variante, aunque el principio de operación es el mismo. Se explican a continuación.

#### A. Convencional.

La prueba de goteo es la técnica más usada para obtener la presión de fractura; ya mencionado su principio de operación se procederá a analizar la **Figura 4.3** para precisar en qué consiste y como se lleva a cabo la prueba de goteo.

La **Figura 4.3** muestra una gráfica de Presión [psi] vs Volumen inyectado de fluido de perforación [bbls] y Tiempo [min], esto debido hay que hay dos fases durante la prueba. El proceso es el siguiente:

- A-B = Es la fase donde se comienza a inyectar volumen del fluido de perforación, donde se registra las presiones para cada volumen inyectado.
- B = Es el punto donde la formación comienza a admitir el fluido de perforación, considerada como la presión de goteo. Gráficamente es donde la presión se separa de la tendencia lineal de incremento (Línea Roja).
- B-C = Debido a la admisión del fluido que se genera, la presión comienza a caer.
- C = Es el punto donde se deja de bombear fluido
- C-D = La presión cae bruscamente debido al cierre.

- D = Comienza la segunda fase de la prueba, ya que la presión se comienza a estabilizar y se registra la presión. En el momento en el que la presión tiene una tendencia lineal de decremento, se puede obtener el esfuerzo mínimo, como otro de los objetivos que tiene esta prueba de "Leak-Off".
- Finalización de la prueba Leak-Off.

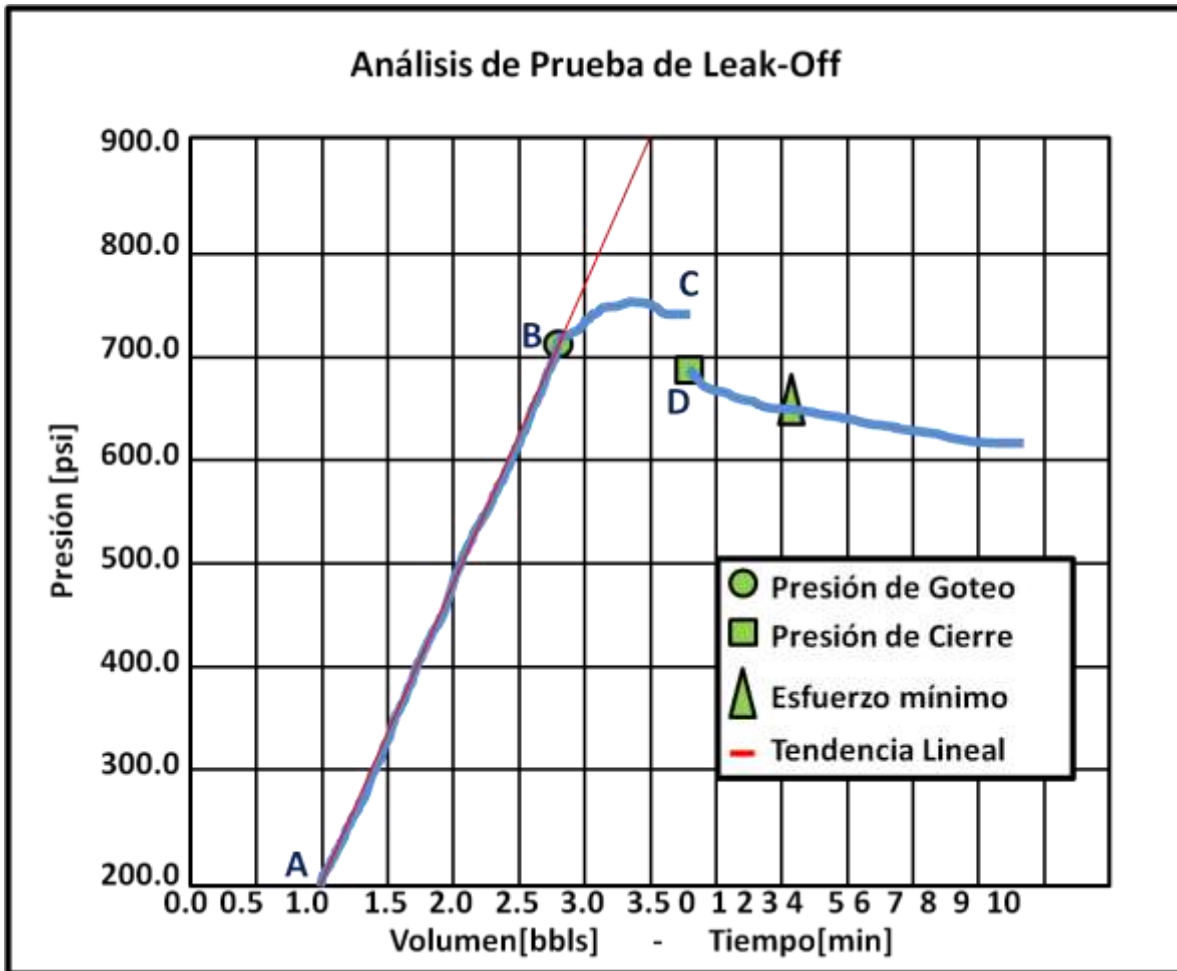


Figura 4.3 - Gráfica de la Prueba de Leak-Off Convencional (Modificada de Manual de Procedimiento para Pruebas de Goteo, 2011)

Para complementar el desarrollo de la prueba, para estimar el nuevo gradiente de fractura utilizando información obtenida mediante la prueba de "Leak-off" se llevan a cabo los siguientes pasos:

- Conocer la densidad del lodo [ $\text{gr}/\text{cm}^3$ ] y la profundidad del pozo [m]
- Se procede a calcular la  $Presión_{Hidrostática} = \frac{Profundidad * \rho_{lodo}}{10}$
- En la prueba se identifica la "Presión de Goteo" registrada y se considerará como la  $P_{man}$ .
- Obtener la  $P_{abs} = P_H + P_{man}$



- Finalmente se obtiene el gradiente de fractura medido;  $\rho = \frac{P_{abs} * 10}{Profundidad}$

### B. Extendida.

Por otra parte se cuenta con la Prueba de “Leak-Off” Extendida, en la que el principio de operación es el mismo que en la prueba de “Leak-Off” Convencional, desde la inyección del fluido de perforación en el pozo para incrementar la presión, hasta el comportamiento de la gráfica que resulta al realizar dicha prueba. Sin embargo, una prueba “Extendida” consiste en realizar uno o dos ciclos de bombeo adicionales al de la Prueba de “Leak-Off” Convencional.

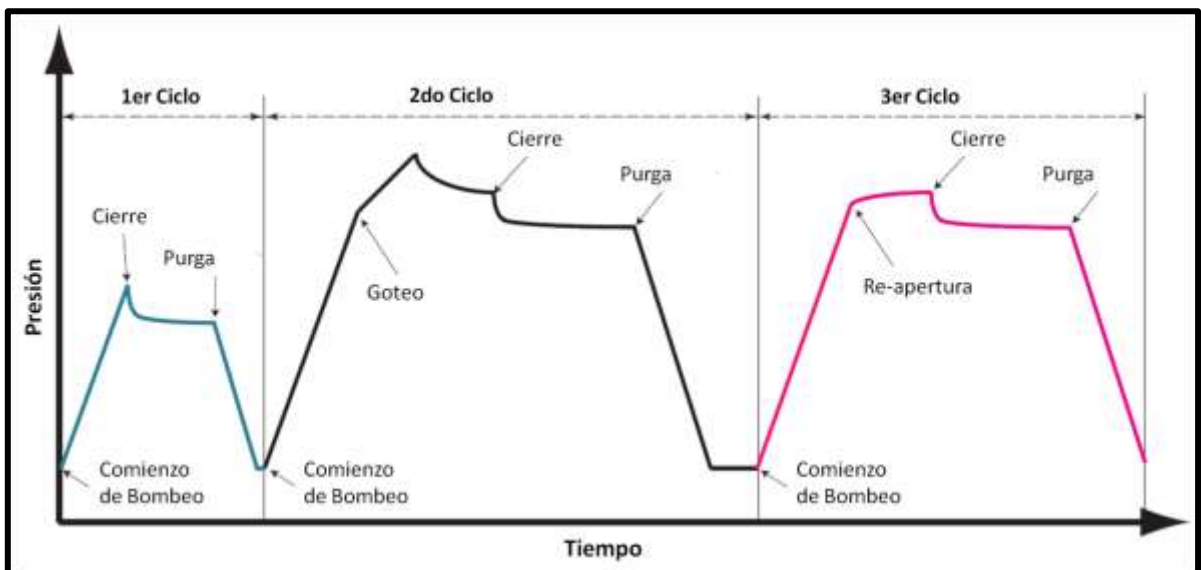


Figura 4.4– Comportamiento de una prueba “Leak-off” Extendida (Lin, Yamamoto, Ito, Masago, Kawamura, 2008)

Se opta por realizar esta prueba Extendida cuando:

- Se requiere mejorar la confiabilidad y consistencia de los resultados de una prueba de goteo convencional.
- Obtener una estimación más precisa del esfuerzo horizontal mínimo.
- Verificar las canalizaciones en el cemento y evaluar la necesidad de trabajos de re-cementación.
- Obtener datos más confiables para el control de posibles brotes durante la perforación.
- Obtener datos necesarios para el diseño de trabajos de fracturamiento y terminación de pozos.

# CAPÍTULO

5

---

---

## CAMPO LAKACH

Para aplicar los conceptos ya mencionados anteriormente y llevar a cabo la caracterización de la presión de poro y fractura, se seleccionó el campo en aguas profundas Lakach, el cual se describirá brevemente a continuación.

En el año 2006 PEMEX Exploración y Producción confirmó el potencial del área denominada Coatzacoalcos Profundo, donde se localiza Lakach bajo un tirante de agua de 988 metros. Actualmente, se está en proceso de diseño el programa de explotación del proyecto. <sup>[21]</sup>

## 1. Antecedentes del Campo Lakach.

### 1.1. Localización.

Geográficamente el campo se localiza a 124 km al noroeste del puerto de Coatzacoalcos y a 98 km de la Ciudad de Veracruz en el estado de Veracruz, en aguas territoriales del Golfo de México.

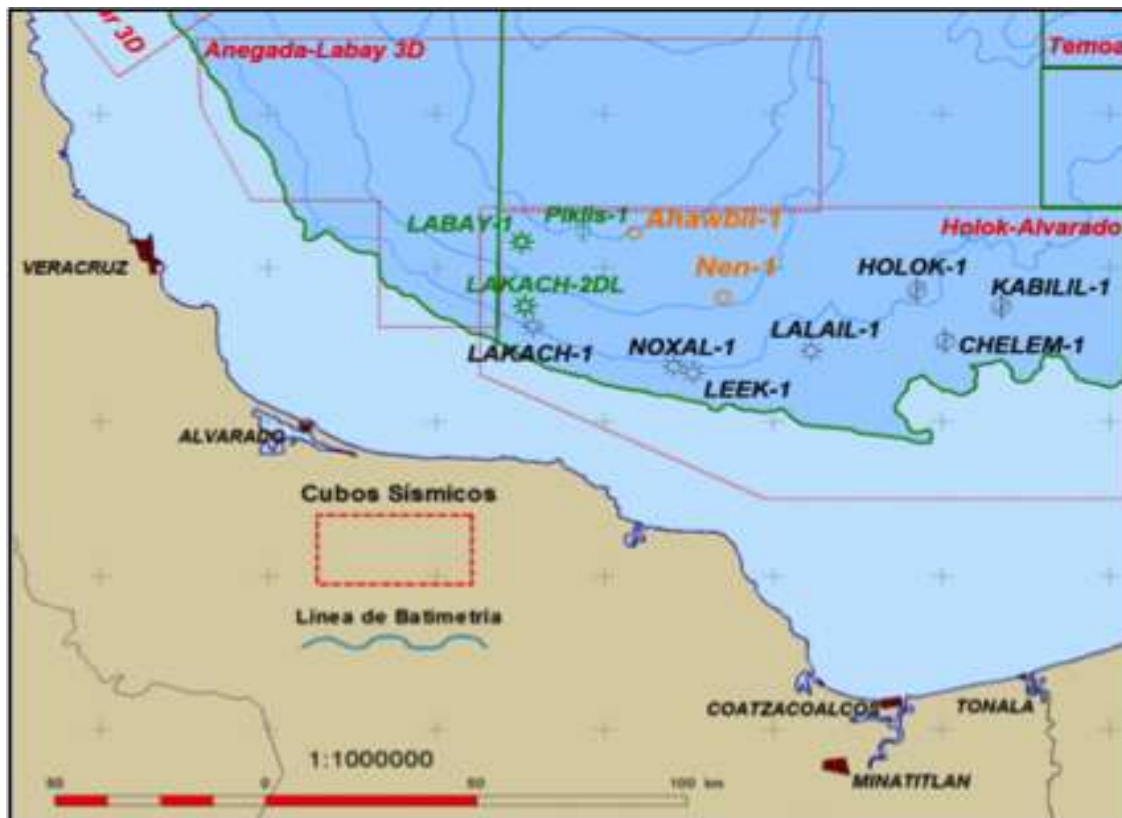


Figura 5.1 – Localización del campo Lakach (Pemex 2006)

### 1.2. Histórico.

El campo fue descubierto por el pozo Lakach-1 en el año 2006, cuya profundidad alcanzó los 3813 m con un tirante de agua de 988 m.

Posteriormente se perforó un pozo delimitador llamado Lakach-2DL en el año 2010 con una profundidad 3250 m y un tirante de agua de 1194 m.

Mediante estos pozos, se obtuvo un gran cantidad de parámetros físicos de las formaciones encontradas con el fin de comenzar con el desarrollo del campo.



Figura 5.2- – Localización de los pozos del campo Lakach y pozos de correlación (Pemex, 2010)

## 2. Columna Geológica.

En cada pozo se obtuvo la columna geológica real, las cuales se presentan a continuación. Primero tenemos la columna cortada por el pozo exploratorio Lakach-1:

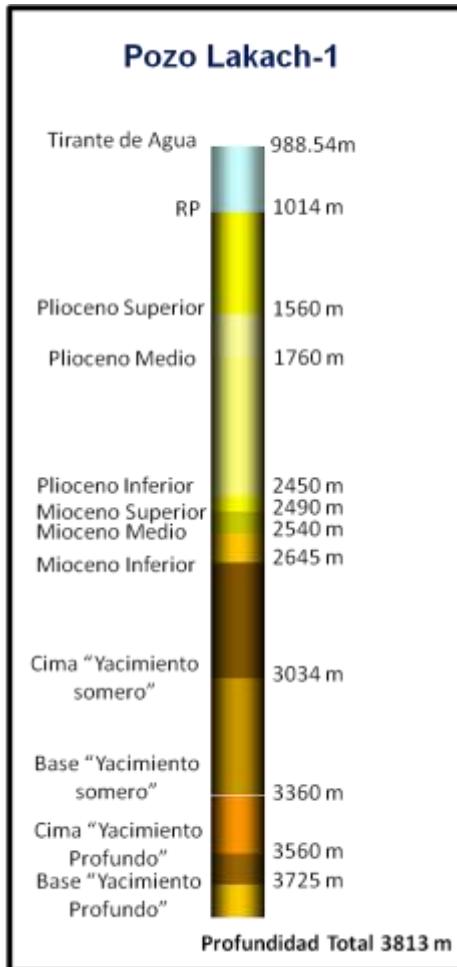


Figura 5.3 – Columna Geológica pozo Lakach-1 (Pemex, 2006)

Posteriormente tenemos la columna geológica real del pozo delimitador Lakach-2DL:

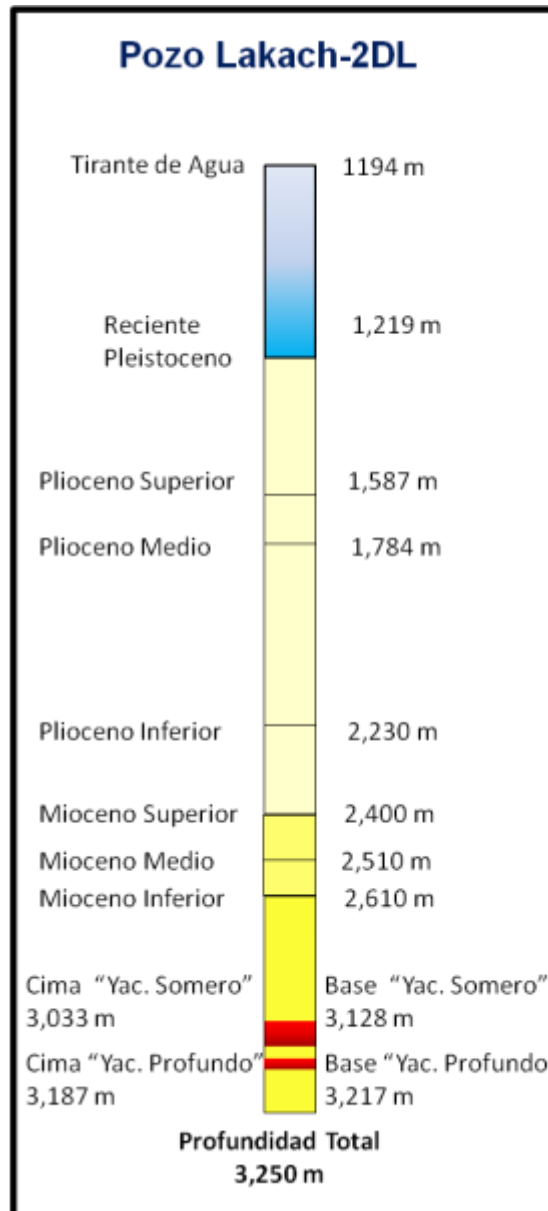


Figura 5.4 – Columna Geológica pozo Lakach-2DL (Pemex, 2010)

En la **Figura 5.3** y **Figura 5.4** se presentan los tirantes de agua para cada pozo así como los espesores para cada edad geológica encontrada hasta el objetivo. Como se logra observar, el objetivo 1 y 2 del pozo Lakach-1 se encuentran a una profundidad menor que los mismos objetivos en el pozo Lakach-2DL por lo que se puede inferir que el tipo de yacimiento corresponde a un anticlinal.

### 3. Secciones de correlación.

Para la perforación del pozo Lakach-1 se utilizó la información de dos pozos de correlación, con el pozo Noxal-1 que se encuentra a 35 km y con el pozo Tabscoob-1 que se encuentra a 62 km.

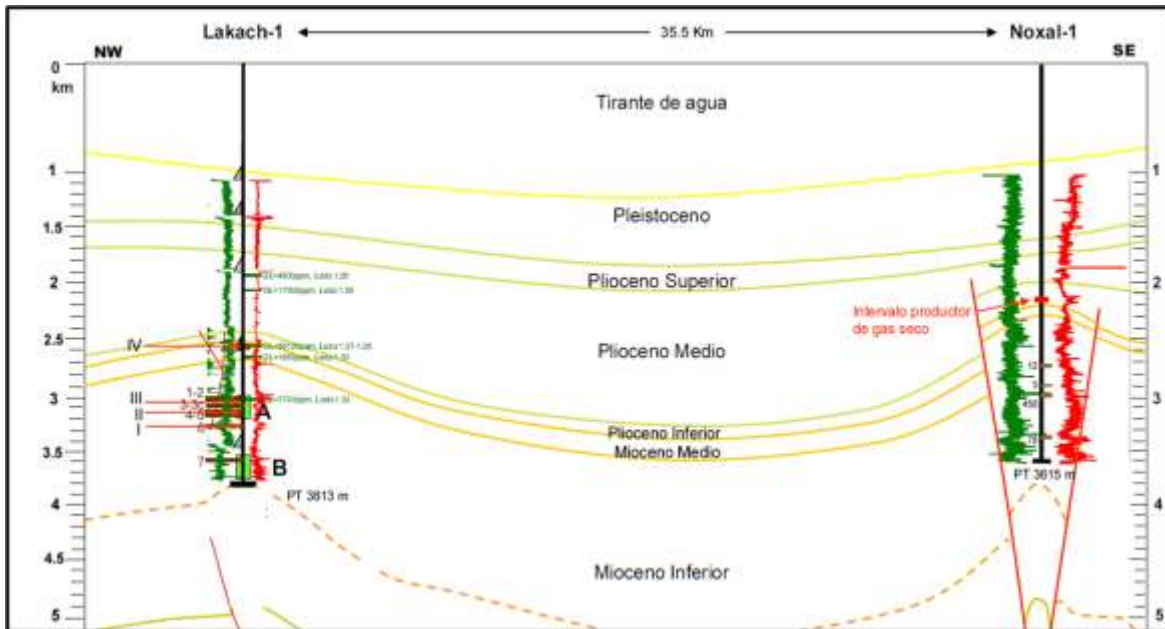


Figura 5.5 – Correlación de Lakach-1 y Noxal-1 (Pemex, 2006)

Para la perforación del pozo Lakach-2DL, se utilizó como pozo de correlación al pozo ya perforado Lakach-1 que se encuentra a 5.7 km y el pozo Labay-1 a una distancia de poco más de 16 km.

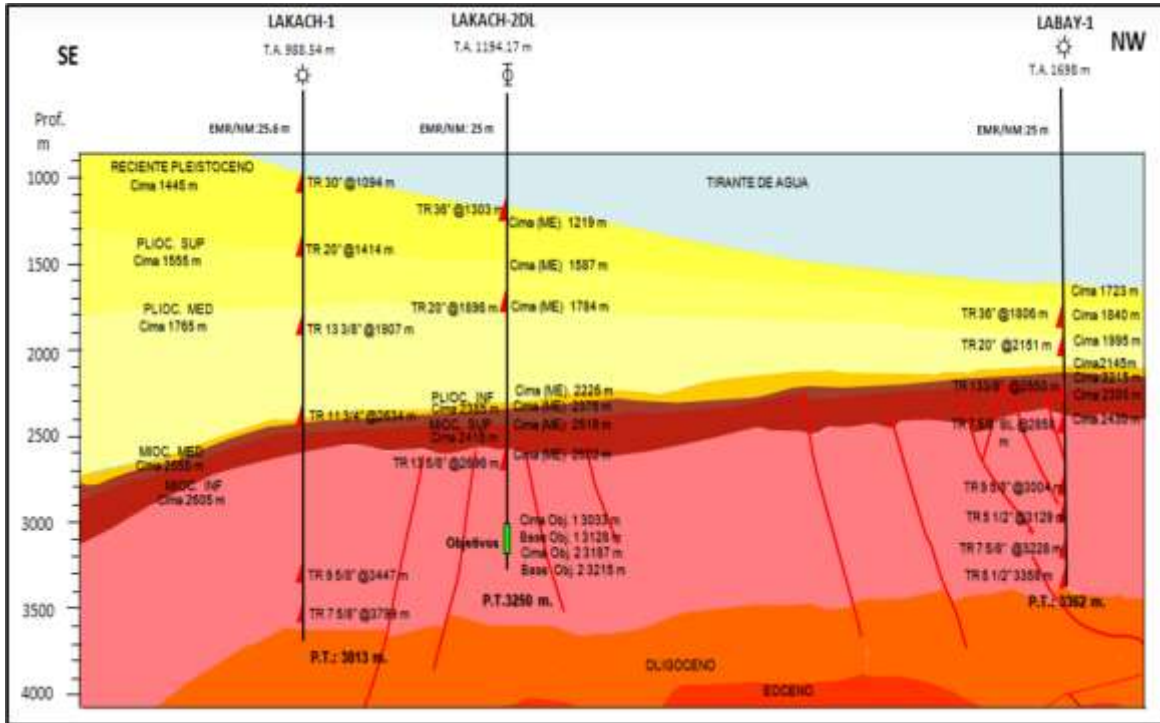


Figura 5.6 - Correlación de Lakach-2DL, Lakach-1 y Labay-1 (Pemex, 2010)



# CAPÍTULO

6

---

---

## METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE GEOPRESIONES

Al conocer los conceptos que son necesarios para comprender las presiones que se encuentran en la formación, así como conocer el lugar donde se va a aplicar la evaluación, es necesario establecer una metodología de trabajo antes de llevar a cabo todo el procedimiento de realizar cálculos y obtener resultados. Esta metodología de trabajo se resume en la **Figura 6.1** con su respectiva descripción.

Para determinar la evaluación de las geopresiones se utilizó PREDICT<sup>®</sup>, un software especializado propiedad de “Knowledge Systems” que ayuda a entender de una mejor manera el subsuelo y con ello mejorar el diseño del pozo.

### **1. Metodología de Trabajo.**

La predicción de las presiones en la localización propuesta se estimó siguiendo la metodología explicada en la **Figura 6.1**.

### **2. Etapas de la Metodología de Trabajo.**

El proceso de predicción de presiones de poro, utilizando PREDICT<sup>®</sup> y la información de los pozos de control o correlación, se resume en cuatro etapas.

- **Primera Etapa:** Se refiere al inventario de la información tanto de los pozos de correlación como de la geología regional y local, modelo estructural, estratigrafía y velocidades interválicas. Datos petrofísicos como contenido de arcilla y determinación de las zonas con litología de arenas y de lutita. En información por pozo se tienen los registros eléctricos en formato .LAS y los datos de perforación, extraídos de la revisión de los resúmenes de operaciones. Además de las pruebas realizadas en las formaciones del pozo (RFT, MDT, LOT, XLOT, etc.). La información sísmica consistiría de perfiles sísmicos, secciones estructurales, modelos 3D y curvas de velocidades interválicas.
- **Segunda Etapa:** Una vez que toda la información disponible es inventariada se pasa a esta etapa, donde es validada, jerarquizada y se realiza la carga de datos en el programa PREDICT con los formatos adecuados.

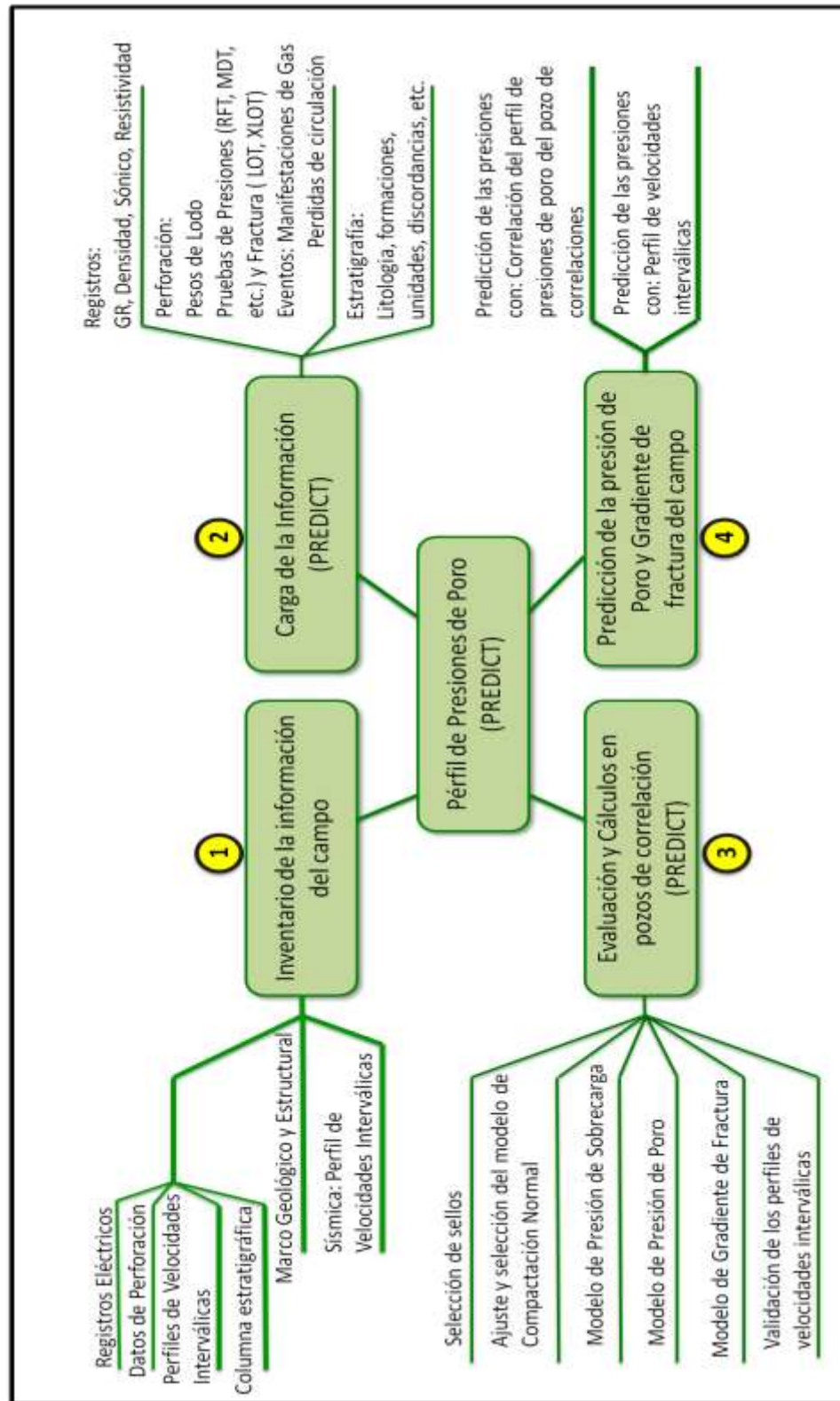


Figura 6.1- Diagrama de la metodología aplicada en la predicción de geopresiones

- **Tercera Etapa:** Se hace el análisis para cada uno de los pozos seleccionados como de control en el estudio. Se comienza con la selección de los sellos, donde se localiza la línea base de lutitas por medio del registro de rayos gamma, posteriormente se establecen los puntos de lutitas que le corresponden a los registros de resistividad y sísmico para obtener el ajuste del modelo de compactación normal.  
Después se procede a realizar el modelo del gradiente de sobrecarga, así como los modelos de presión de poro y fractura que resulten más adecuados.  
Finalmente, con los modelos de presiones ya estimados se procederán a ser corregidos por medio de herramientas indicadoras de presión, así como la experiencia en perforación de los pozos vecinos.
- **Cuarta Etapa:** Se procede a la evaluación de las presiones en las localizaciones nuevas, usando las velocidades interválicas y con los modelos de presiones evaluados en los pozos de correlación o extrapolando los resultados de estos a la localización.

En el presente trabajo se evaluaron las presiones a partir de los registros geofísicos proporcionados por PEMEX del campo Lakach.

# CAPÍTULO

7

---

---

## EVALUACIÓN DE LAS GEOPRESIONES DEL CAMPO LAKACH

Al haber presentado los conceptos que involucran a la presión de poro y fractura, así como la metodología de trabajo que se utilizará para la evaluación de las geopresiones del campo Lakach, se procederá a evaluar las geopresiones con la información disponible.

### **1. Inventario y carga de la Información del Campo Lakach.**

Para comenzar con la Primer Etapa de la evaluación de geopresiones es necesario recopilar cierta información que se ha obtenido durante la perforación de los pozos, Lakach-1 y Lakach-2DL. Dicha información principal para obtener las geopresiones es la siguiente:

- Reportes Operativos diarios de Perforación
- Informes finales
- Registros Geofísicos (Rayos Gamma, Resistividad, Sónico y Densidad)
- Registros de Pruebas de Presión con herramienta
- Registro de Pruebas de Goteo

El primer paso será:

Analizar los reportes operativos diarios, en los cuales se encuentra una gran cantidad de información, como la profundidad a la cual se ha perforado, la etapa de la tubería de revestimiento en la que se encuentra, la litología perforada, el tipo y densidad de lodo utilizado, etc. Todas las operaciones que se realizaron durante el desarrollo del pozo están descritas diariamente. Ver **Figura 7.1**

Para el desarrollo de este trabajo nos enfocaremos únicamente en la etapa de perforación; ya que durante dicha etapa se presentan eventos a partir de los cuales se tiene que modificar la densidad del lodo de perforación y por medio de esto, es posible establecer las correcciones pertinentes a las curvas estimadas de geopresiones para obtener los valores reales.

En el Informe final de cada pozo, se presentan un resumen de las actividades que se llevaron a cabo durante la perforación de los pozos, incluyendo la información final obtenida, como las densidades del fluido de control utilizadas, las profundidades a las cuales fueron asentadas las Tuberías de Revestimiento y los problemas que se presentaron en cada una de ellas, la columna geológica real, entre otros datos.

Los registros geofísicos básicos, se obtuvieron durante la perforación de los pozos, primero para el pozo Lakach-1 y posteriormente para Lakach-2DL. Estos datos son de suma importancia, ya que son necesarios para efectuar los modelos de predicción de la presión de poro y fractura.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
5210	PEMEX EXPLORACION PRODUCCION		DIVISION MARINA U. O. ABKATUN POL CHUC									
5211	REPORTE DIARIO DE OPERACIONES DEL:		19/09/2006		Proyecto: PIN-PTE		ACTIVO DE EXP.PLATAFORMA CONTINENTAL SUR					
5212	Equipo: 6040 Pozo: LAKACH-1 (EXP)		Conductor:		Esp. Rot-NM: 25.60		Actividad: (PER) Inicio: 10/07/06					
5213	Objetivo: OLIGOCENO SUPERIO (Prof. Prog 4825/482)		Dias Prog: 170		T. Agua: 988.00		Progr. Mov: LALAL-1					
5214	Profund.	Desarr.	Vertical	Barrenas	Actual	Anterior	Herramienta	Cant.	Long.	Obs.		
5215	00:00	3031	3031	Marca		SECURITY	T.P. H.V. 5"	3	27.73	HELICOIDALES		
5216	24:00	3036	3036	Serie		10702018	MARTILLO 6.5M	1	6.47	74855		
5217	05:00	3040	3040	Diametro		8 1/2"	T.P. H.V. 5"	15	138.80	HELICOIDALES		
5218	Avaland	5774.85		Tipo		FM2643	LASTRABARRENAS HELICOIDAL	3	27.35	6 1/2"		
5219	Ult. Cont.	MM	2615/2615	Toberas		8-8-8-8	BRO 6.314"	1	3.97	DL MUESTREO 6.314"		
5220	Prox. Cont.	MM		Mts. Perf.		361	CORDONA	1	0.30	8 3/8" 1960080		
5221	Litología:	303M TOS LUT G. CLA		Hrs. Op.		31.01						
5222		RO A YERDOSO SUAVE LIG CALCAREA, 30		Prom x m		4.88						
5223		1/2 ARENA DE CUARZO BLANCO TRANSLUCID		3 Ult. Mts.		5-5-5						
5224		0 GRN FINO A MEDIO, TRZ DE ARENOSA		Costo x m								
5225		GRIS CLA GRN FINO		Amp. Inic.		200						
5226	Ultima TR	11 3/4	2634-MM	Des. IADC		STCO	Ult. Reg. LWD(IRG-COND)-PWD-MWD-SFT-CALIPER a 2650					
5227	Prox. TR	9 5/8	3500	Nucleos R	Int. Prog.	Int. Disp.	Desv'n	PID/Prot.	Desp. Ho	Prof. Vert.	Ang.	Rumbo
5228	B.L.	7 5/8"-3380	9 5/8"-2557			2600/2585	Prog. -->					
5229	EMPACADOR 9 5/8" a 2474						Real -->	2128	8.69	2128	15'	NW 27' 30'
5230	C2							1693		1692	29'	NE 60' 32'
5231	Lodo:	SINTETICO						1877		1877	22'	SE T 59'
5232	Dens:	1.32 Visc: 70 Temp C: 49% Arena: Filtrado: 7.80 Calcio:										
5233	Enjane:	1.00 Alc.: 3 Gel 0: 20 Gel 10: 31 Cloruro: 194000 PH:										
5234	% Sólidos:	16.0 % Acetate: 58.0 % Agua: 26.0 VA: 36 VPI: 21 YP: 29										
5235	Emul:	460 R.A.A.: 69/31 MBT:										
5236	Peso S-Br	3/4	Tons	Camisas B	6 X 12	95 Epm	Pruebas Formación		Materiales			
5237	Rotaria	65/65	RPM	Camisas B	6 X 12	95 Epm	Prub. Gote	1.52 g/cm3	a 2665 m	Agua De Pe	22.57/1396.04 M3	
5238	P. Bomba	21	Kg/cm2	Gasto	130	GPM	Grad. Form	0.11 g/cm2 x m		Agua Potal	16.00/353.32 M3	
5239	Torque	100/200	Amps	V. Anular	68	PPM	Grad. Frac	0.15 g/cm2 x m		Diesel	13.79/408.22 M3	
5240	Peso Sarr:	175/170/165	Tons	BOPS	14/09/2006		Dens. Eq. C	1.33 g/cm3		Cemento	0.00/135.00 Ton	
5241	Resumen Dia Anterior	C/BNA 8 1/2 GEOPLOT SYS HTA S FNDO BNA BIS 10 5/8 X 12 1/4" PERF A 2325M CIRC TA, CONT PERF A 3031M										
5242	Operación	Pozo: LAKACH-1 (EXP)										
5243	00:00-02:30	(N) C/BNA 8 1/2" GEOPLOT SYS. LWD-PWD, MWD, BAT SONIC, AMPL. 10 5/8" X 12 1/4" A										
5244		3031M, CON MOVIMIENTOS RESIPROCANTES CIRCULO T.A RECUPERO MUESTRA DEL MTD. 3031										
5245		M. Y ANALISO MISMA										
5246	02:30-09:00	(N) SACA BNA 8 1/2" GEOPLOT SYS. LWD-PWD, MWD, BAT SONIC, AMPL. 10 5/8" X 12 1/4" DE										
										MOVIMIENTO	13.77	
										PERFORACION	40.67	

Figura 7.1 – Reporte operativo diario de perforación del Pozo Lakach-1 (Pemex, 2010)

También es necesario contar con los registros de presión con herramienta, ya que servirán para ajustar las curvas de la presión de poro evaluadas con los modelos utilizados y con ello encontrar los exponentes de calibración de los modelos para su uso en futuros pozos.

Finalmente, también se necesitan los datos de las “pruebas de goteo”, a la profundidad a las cuales fueron realizadas y la densidad equivalente a la cual se puede fracturar la formación, ya que con estos datos será posible ajustar las curvas de la presión de fractura evaluadas con los modelos y de igual manera encontrar sus exponentes de calibración para el campo Lakach. Al tener la información adecuada, se procederá a cargarla al software especializado (Predict®) con su respectivo formato. Se comenzará con la carga de la información de los pozos Lakach-1 y Lakach-2DL

- Registro Rayos Gamma
- Registro de Resistividad
- Densidad del lodo de perforación
- Registro Sónico
- Registro Densidad
- Columna Geológica

## 2. Pozo Lakach-1.

Al tener graficados los datos de los registros geofísicos obtenidos durante la perforación del pozo, se presentó una situación poco común con el registro de densidad, ya que éste no estaba completo dado que faltaban los datos desde el lecho marino hasta la profundidad de 1400 m, por lo que se tuvo que realizar el siguiente procedimiento:

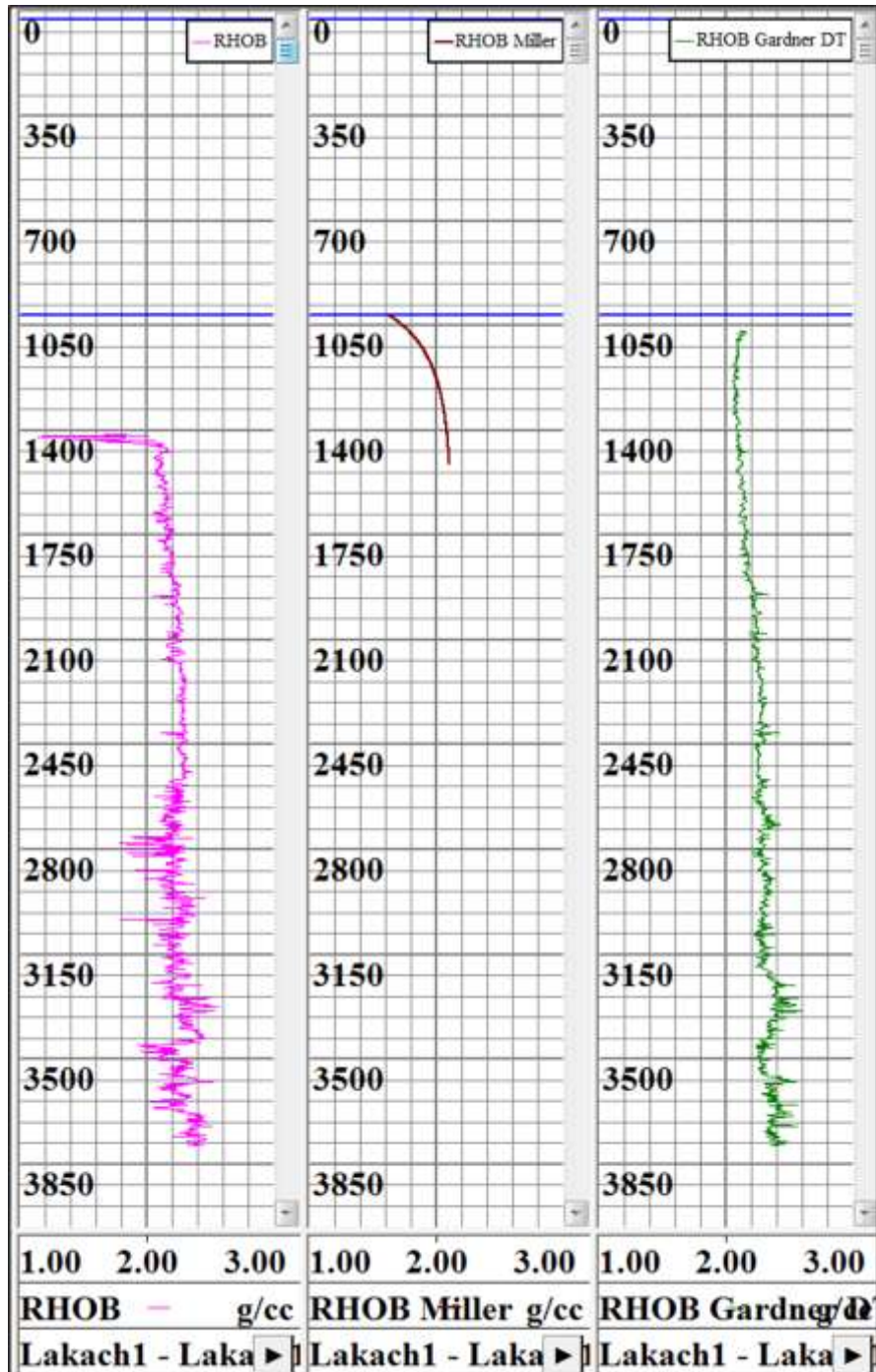


Figura 7.2 – Elaboración de “Compuesto” del Registro de Densidad (Arreola, 2013)



Como se observa en la **Figura 7.2** se tiene el registro de densidad (Línea Rosa), enseguida se realizó una predicción mediante el modelo de Miller, con el que se puede estimar la densidad de las formaciones desde el fondo marino hasta una profundidad de 500 metros. Posteriormente también se estimó mediante el modelo de Gardner la densidad de la roca por medio del registro sísmico, registro que se tiene evaluado desde el fondo marino hasta el fondo del pozo.

Posteriormente se realizó el registro “compuesto” de densidad de pozo Lakach-1, como se observa en la **Figura 7.3**.

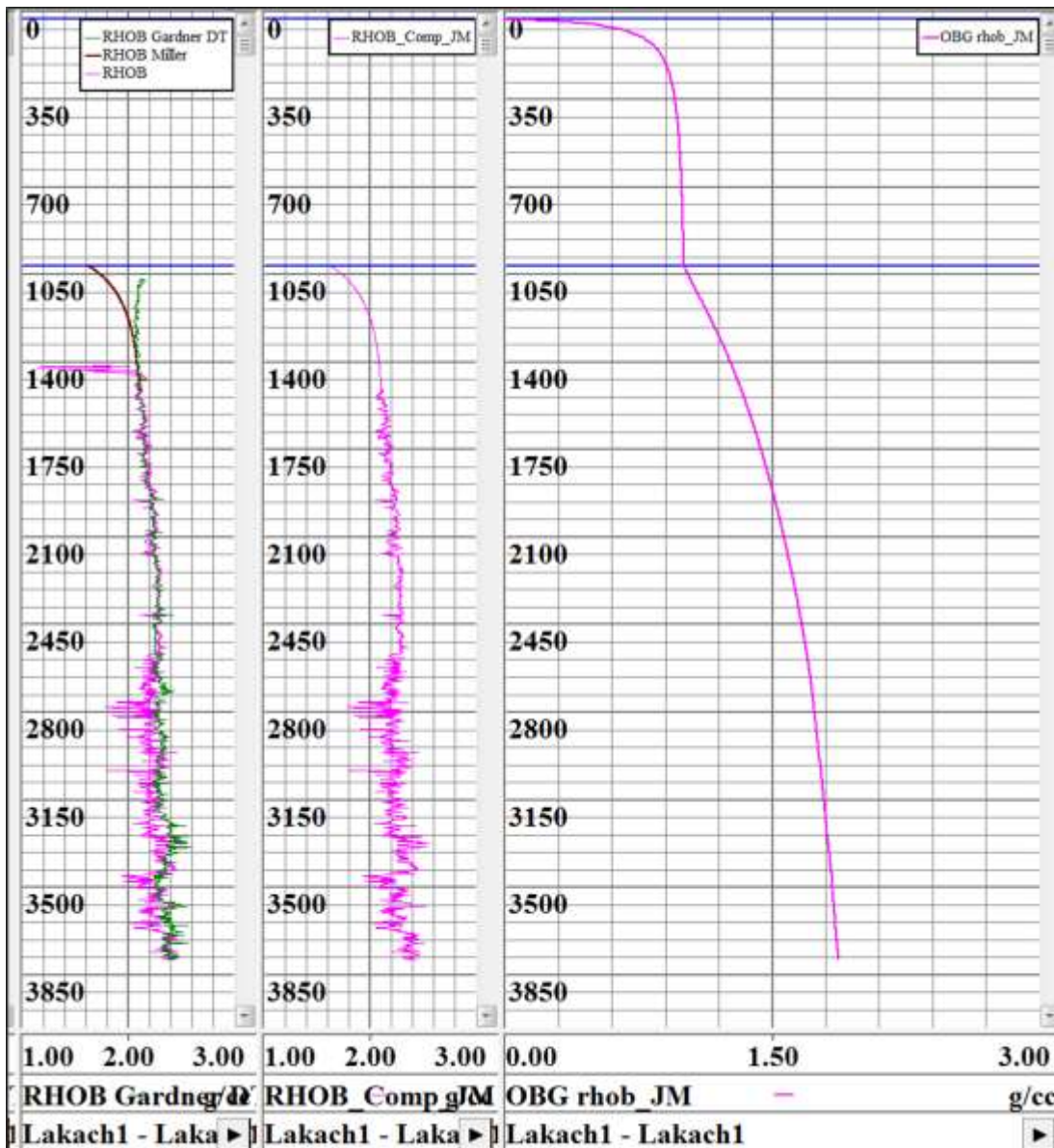


Figura 7.3 – “Compuesto” del Registro de Densidad y Presión de Sobrecarga pozo Lakach-1 (Arreola, 2013)

Al tener el “compuesto” del registro de densidad es posible calcular el gradiente de sobrecarga, cuyo comportamiento se puede ver reflejado en la **Figura 7.3**.

Posteriormente, al tener los registros cargados en el software especializado, se procede a utilizar primero el registro de Rayos Gamma, en el que se trazan las líneas base de lutitas y se identifican las zonas arcillosas.

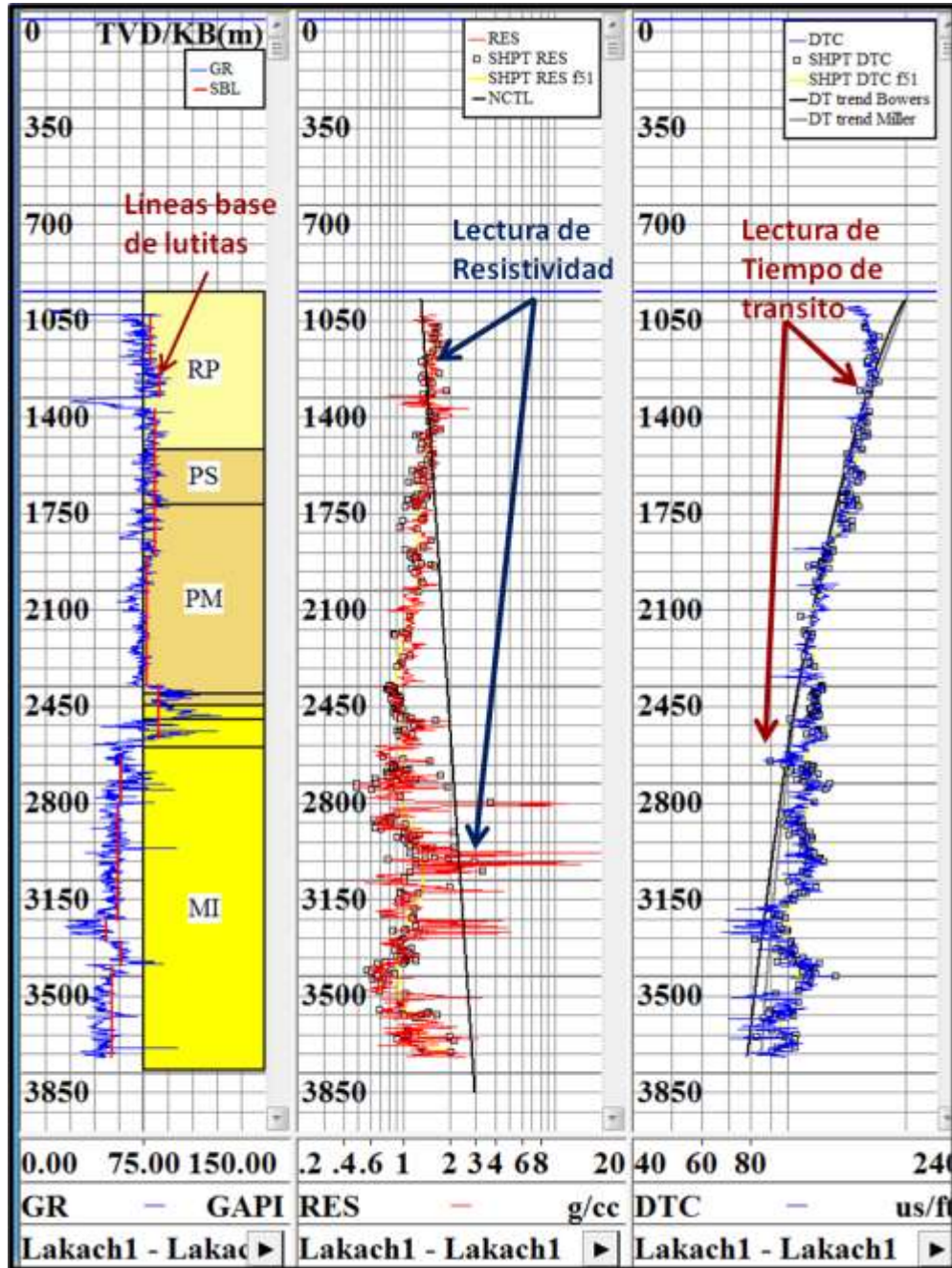


Figura 7.4 – Líneas base de lutita y Puntos de lutita para resistividad y tiempos de tránsito del pozo Lakach-1 (Arreola, 2013)

Para cada valor de lectura del registro de rayos gamma en las zonas arcillosas le corresponde un valor tanto para el registro de resistividad como el registro sínico a la misma profundidad. Con dichas lecturas se procederán a unir y con ello formar una curva de los puntos de lutitas. Ver **Figura 7.4**.

Con estos puntos de lutitas seleccionados para el registro de Resistividad y Sínico, se trazará la “Línea de compactación normal”, la cual buscará definir la tendencia normal inicial de compactación de los puntos tanto del registro sínico como de resistividad y así poder utilizarlos para los métodos de evaluación de geopresiones. En la **Figura 7.5** se puede observar la línea de compactación normal para los registros ya mencionados.

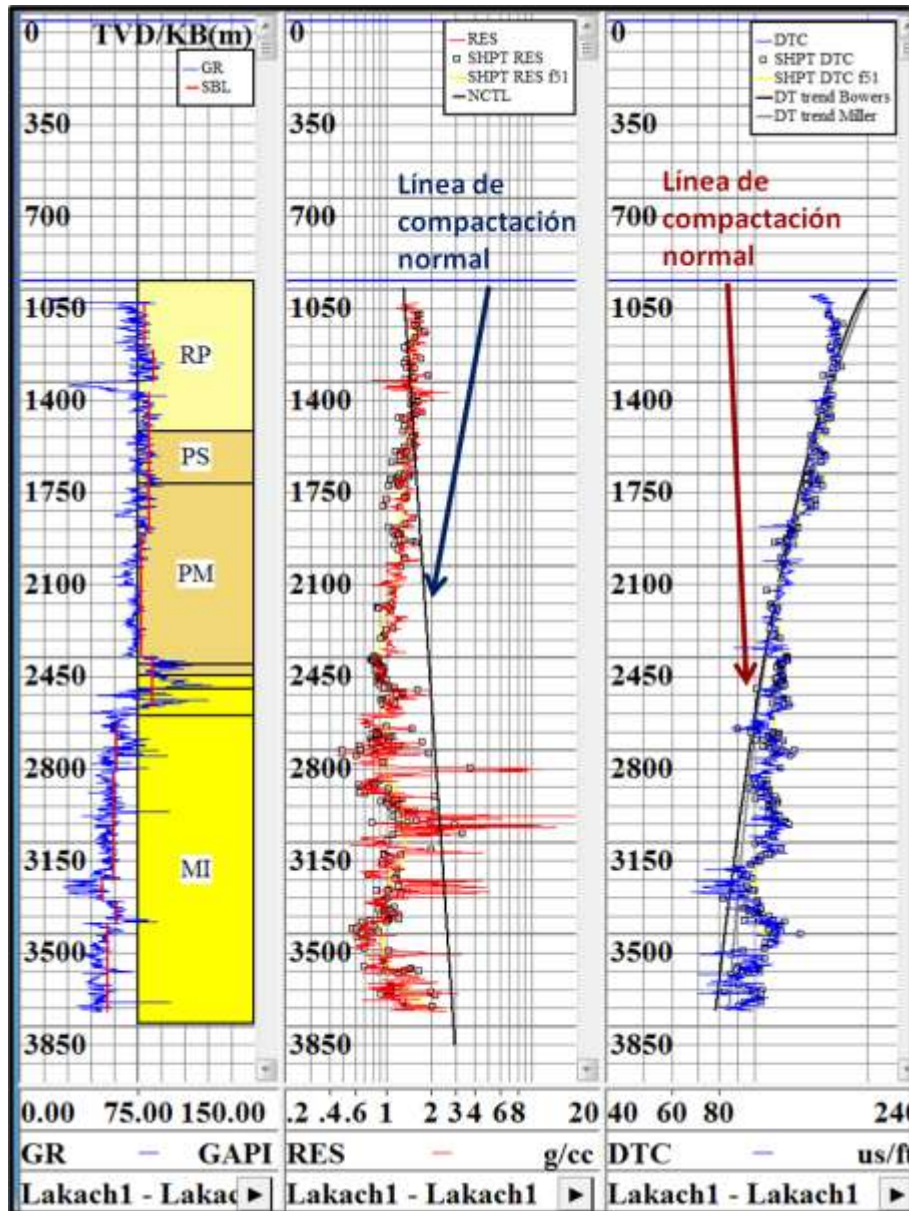


Figura 7.5 – Líneas de compactación normal pozo Lakach-1 (Arreola, 2013)

Mediante los datos finales del registro de fluidos de perforación, se graficarán las densidades utilizadas durante la perforación del pozo, al igual que se indicarán los puntos donde hubo presencia de gas y el cambio de la densidad del lodo que provocó este efecto. La presencia de gas nos ayudará a ajustar en ciertas zonas los modelos a utilizar para la evaluación de la presión de poro.

A continuación, se procederá a evaluar la presión de poro por medio de tres modelos: Eaton, que utiliza el registro de resistividad, Miller y Bowers que utilizan el registro sísmico. Cada uno de ellos tendrá un comportamiento diferente ya que además de la medición que toma en cuenta cada registro tendrá que ver en qué zonas funcionan mejor los modelos.

Para poder calibrar o ajustar de una mejor manera los modelos utilizados, se grafican las pruebas de presión realizadas en el pozo, en este caso se llevó a cabo una medición de 10 estaciones mediante la herramienta MDT desde una profundidad de 2077.25 [m] hasta una profundidad de 2603.38 [m], obteniendo datos de presión real de la formación (Ver *puntos verdes en la Figura 7.6*). Estos permiten descartar los puntos de gas que no son fuente real de un influjo, ya que esa presencia de gas puede ser debida al gas de corte, por ejemplo; en cambio las presiones medidas son reales y forzosamente el modelo debe ajustarse a por esos puntos. Ver *Figura 7.6*

Al tener la información cargada, se modificaron los exponentes de calibración que poseen cada modelo con el fin de ajustarlos y lograr determinar el valor de cada uno de ellos. Con la interpretación que se dio, los exponentes para los tres modelos del pozo Lakach que se obtuvieron fueron los siguientes:

Presión de Poro		
Modelo de Eaton	Modelo de Bowers	Modelo de Miller
d = 0.55	a = 11 b = 0.78	$\lambda = 0.00029$

Tabla 7.1 – Exponentes de calibración para presión de poro del campo Lakach

Analizando las curvas de los modelos:

- Desde el fondo marino a 1540[m] se ajustó mejor el modelo de Eaton.
- 1541 [m] a 2650[m] se consideró las mediciones de la herramienta MDT, ya que los modelos estaban sobre estimados.
- 2651 [m] hasta 3813 [m] se ajustaron muy bien los modelos de Miller y Bowers

En la *Figura 7.7* se indica la curva “compuesta”, la cual se definió con el análisis anterior, ya que los modelos no ajustaron en todas las profundidades.

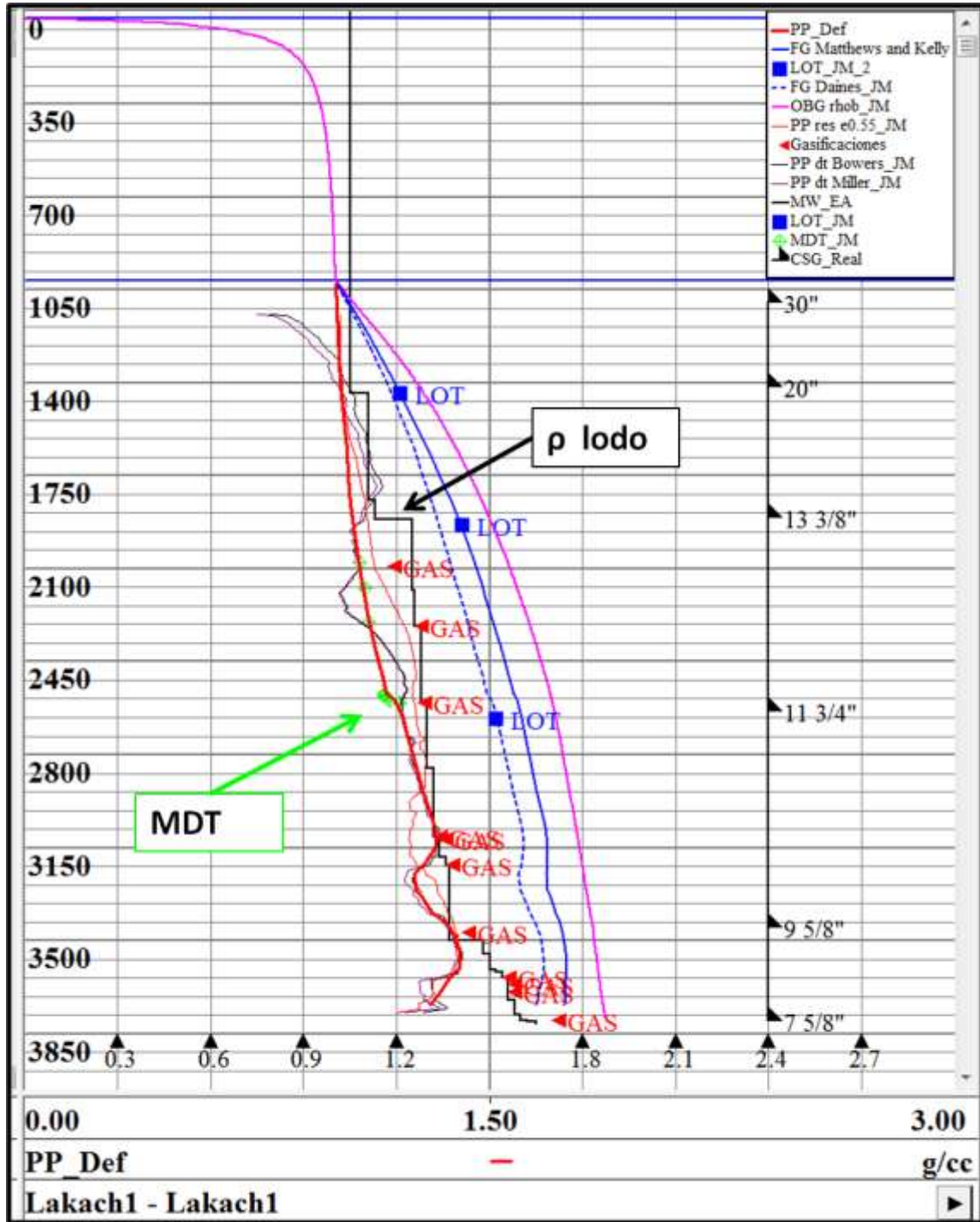


Figura 7.6 – Evaluación de geopresiones del pozo Lakach-1 (Arreola, 2013)

Al tener ya evaluada la presión de poro, se procederá a evaluar la presión de fractura, mediante los modelos de Matthews & Kelly, en el que utiliza el concepto de la relación del esfuerzo efectivo y Daines, cuyo modelo se basa en la relación de Poisson.

En esta parte, las “pruebas de goteo” (LOT) tienen un papel muy importante ya que para aplicar el modelo de Matthews & Kelly es necesario conocer la relación del esfuerzo efectivo ( $k_i$ ), la cual se puede obtener mediante el software con la información obtenida de dichas pruebas. Sin embargo, el valor que se obtuvo en la prueba de goteo a 2630 [m] no se ajusto a la curva de M&K, por lo que se realizó un análisis de la información geológica para conocer qué tipo de litología se perforó, encontrándose un porcentaje importante de arenas por lo que afectaba la estabilidad del agujero.

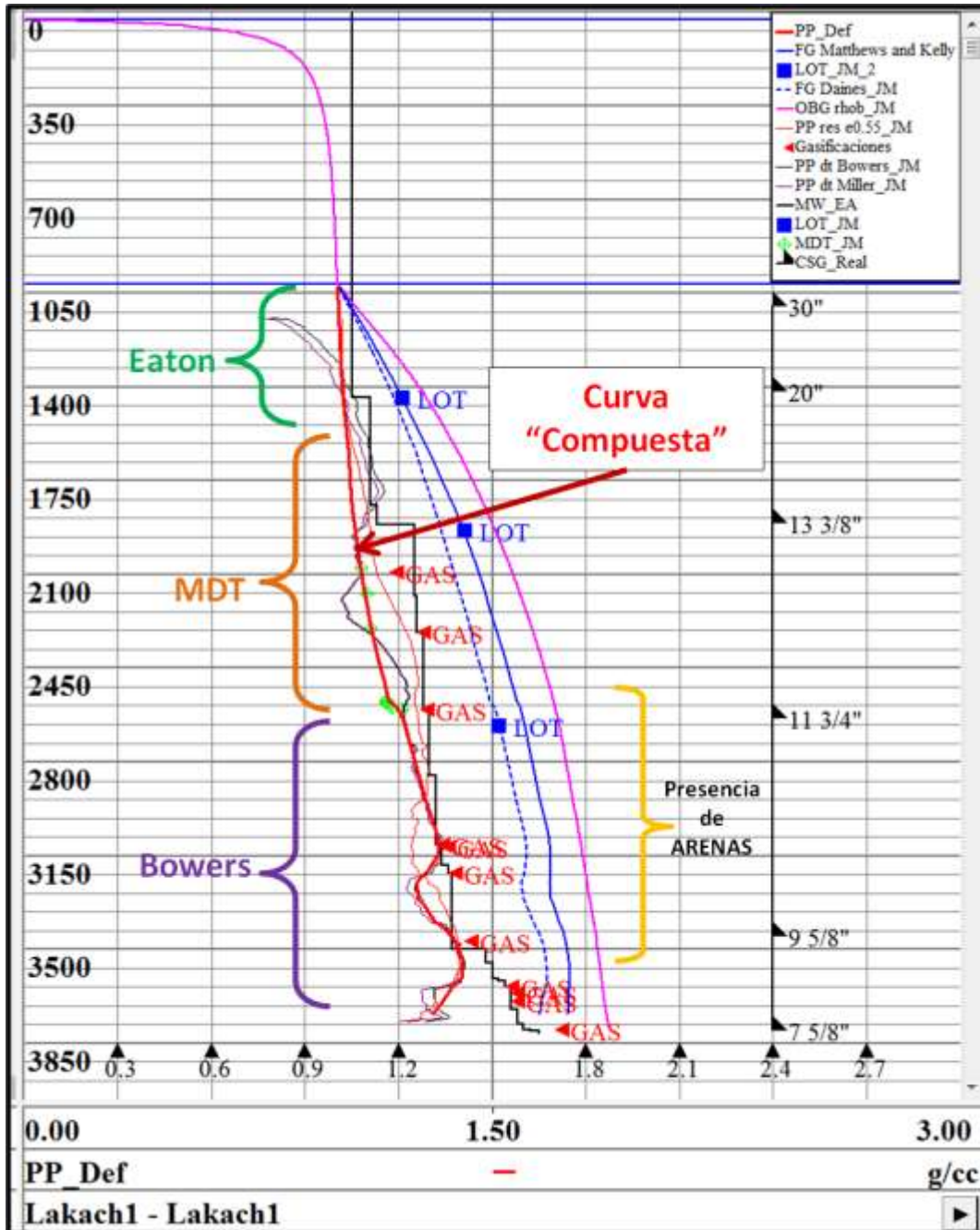


Figura 7.7 – Interpretación de la curva "Compuesta" del pozo Lakach-1 (Arreola, 2013)

Debido a la presencia de arenas, se evaluó la presión de fractura con el modelo de Daines, pero para ello se tuvo que calcular la relación de Poisson, la cual se obtiene mediante los datos del registro sísmico. Como se puede observar en la **Figura 7.7**, la última prueba de goteo se ajusta a este modelo, ya que fue desarrollado para arenas.

De igual manera se obtuvieron las constantes de calibración para los dos modelos para la evaluación de la presión de fractura:

Presión de Fractura	
Matthews & Kelly	Daines
K @1440 = 0.70377	Relación de Poisson
K @1937 = 0.77556	$\nu = 0.38$

Tabla 7.2 – Exponentes de calibración para presión de fractura del campo Lakach obtenidos en el pozo Lakach-1 (Arreola, 2013)

### 3. Pozo Lakach-2DL.

Es el segundo pozo que se perforó en el campo, con la característica de ser un pozo delimitador. Cabe mencionar que este pozo posee un tirante de agua mayor pero una menor profundidad respecto al pozo Lakach-1.

El procedimiento de evaluación de las geopresiones para este pozo es el mismo, recopilando la información mencionada anteriormente. Mediante los reportes de perforación se analizaron los eventos que ocurrieron durante la perforación del pozo Lakach-2DL, sin embargo a pesar de haber presentado en ciertos puntos la presencia de gas, los valores fueron muy bajos por lo que no fueron considerados para la calibración de los modelos de este pozo.

Posteriormente se cargaron al software los registros geofísicos básicos obtenidos durante la perforación del pozo:

- Registro Rayos Gamma
- Registro de Resistividad
- Registro Sísmico
- Registro Densidad

Al igual que en el pozo Lakach-1, para el pozo Lakach-2DL los datos del registro de densidad no se encontraban completos desde el fondo marino hasta una profundidad aproximadamente de 1750 [m], por lo que fue necesario generar un “compuesto” del registro de densidad, el cual se muestra en la **Figura 7.8**, y con ello poder evaluar la Presión de Sobrecarga.

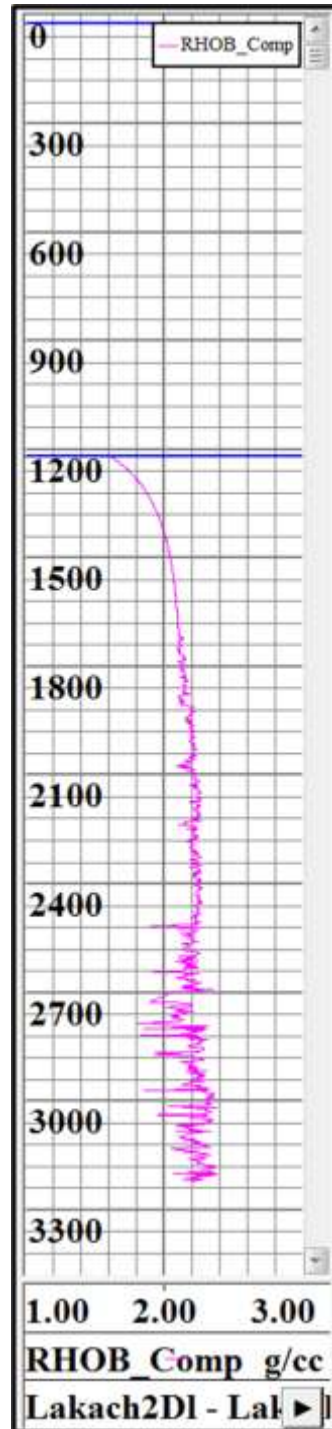


Figura 7.8 – Registro de densidad “Compuesto” del pozo Lakach-2DL (Arreola, 2013)



Al tener los registros geofísicos cargados en el software especializado, el registro de Rayos Gamma es el primero a utilizar, en el que se identifican la línea base de lutitas tal como se muestra en la **Figura 7.9**.

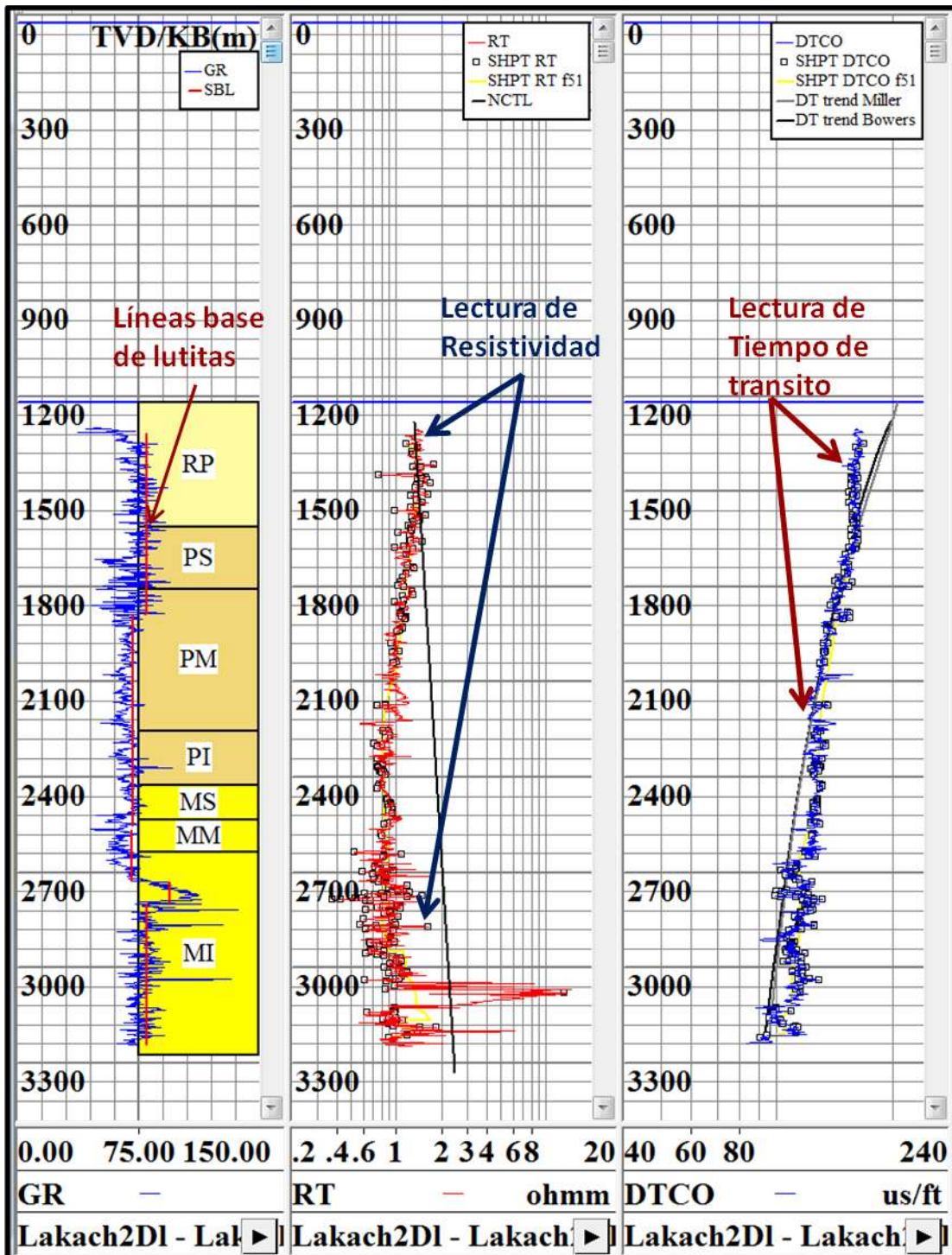


Figura 7.9 – Líneas base de lutita y Puntos de lutita pozo Lakach-2DL (Arreola, 2013)

Para cada valor de lectura del registro de rayos gamma le corresponde un valor tanto para el registro de resistividad como del registro sínico a la misma profundidad. Con dichas lecturas se procederán a unir y con ello formar una curva de los puntos de lutitas. Ver **Figura 7.9**.

Con estos puntos de lutitas seleccionados para el registro de Resistividad y Sínico, se trazará la “Línea de compactación normal”, la cual buscará definir la tendencia normal de compactación, lineal para la resistividad y exponencial para el tiempo de tránsito, y así poder utilizarlos para los métodos de evaluación de geopresiones. En la **Figura 7.10** se puede observar la línea de compactación normal para los registros ya mencionados.

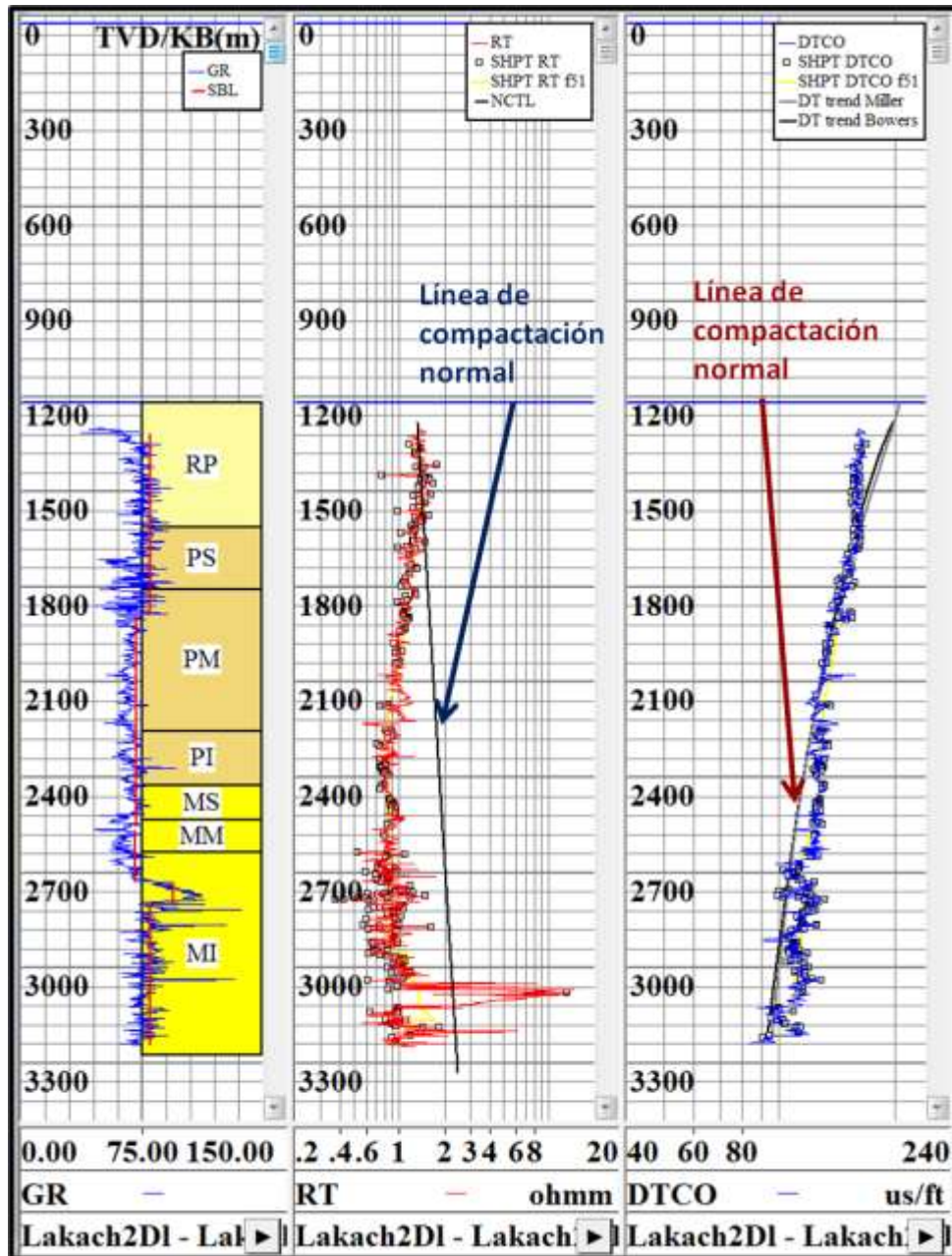


Figura 7.10 – Líneas de compactación normal pozo Lakach-2DL (Arreola, 2013)

Una vez graficada la presión de sobrecarga, se procede a evaluar la Presión de Poro por medio de los Modelos de Eaton, Miller y Bowers, pero se utilizarán los exponentes de calibración del campo Lakach obtenidos durante el ajuste de los modelos en el pozo Lakach-1, tal como se muestra en la **Tabla 7.1**.

Una vez graficados los modelos para la predicción de la presión de poro, se va a realizar la curva “Compuesta”. Como ya se mencionó anteriormente, no hubo manifestaciones de gas durante la perforación de este pozo, por lo que los datos que fueron cargados al software fueron los del fluido de perforación. Además durante la perforación de este pozo, se realizaron mediciones directas de la presión de formación mediante la herramienta XPT desde una profundidad de 3040 [m] hasta 3234 [m], con lo que se realizó el “compuesto” de la curva de presión de poro, como se observa en la **Figura 7.11**.

Analizando las curvas de los modelos:

- Fondo marino a 1940[m] se ajustó mejor el modelo de Eaton.
- 1941 [m] a 3000[m] se ajustaron los modelos de Miller y Bowers.
- 3000 [m] hasta 3250 [m] se utilizaron los datos obtenidos por la prueba de presión.

Con la Presión de poro ya evaluada, a continuación se estimó la presión de fractura con el modelo de Matthews & Kelly, al igual que en el pozo anterior.

Durante la perforación de este pozo, únicamente se realizaron dos pruebas de goteo (LOT). A partir de éstas, se ajustó la curva de fractura y la relación del esfuerzo efectivo para el modelo de Matthews & Kelly. Al igual que en el pozo Lakach-1, con este modelo solo se logro ajustar a una de las pruebas de goteo, mientras que para la segunda prueba realizada a 2695 [m] de profundidad, no fue posible hacer el ajuste al investigar qué tipo de litología se perforó en esa zona, sucedió lo mismo que en el pozo anterior, hubo presencia de arenas, las cuales tienen una menor integridad.

Por lo anterior se procedió a evaluar la presión de fractura con el modelo de Daines, obteniendo la relación de Poisson utilizando los datos del registro sísmico obtenido, Ver el ajuste en la **Figura 7.11**.

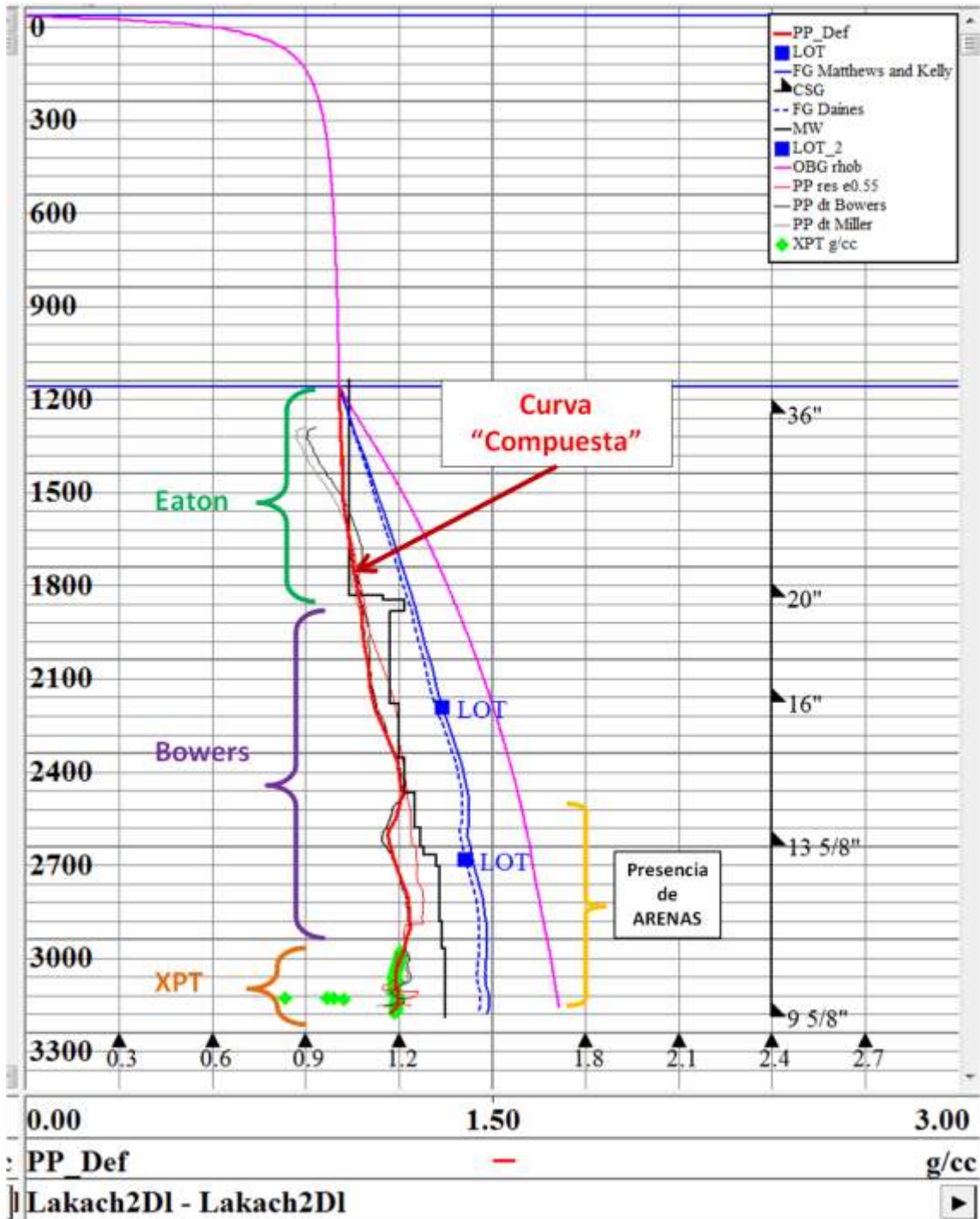


Figura 7.11 – Interpretación de la curva "Compuesta" del pozo Lakach-2D1 (Arreola, 2013)

Para el pozo Lakach-2DL, se obtuvieron otras constantes de calibración para los modelos para la evaluación de la presión de fractura:

Presión de Fractura	
Matthews & Kelly	Daines
$K @2252 = 0.56927$	Relación de Poisson $\nu = 0.34$

Tabla 7.3 – Exponentes de calibración para presión de fractura del campo Lakach en el pozo Lakach-2DL (Arreola, 2013)

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



## CONCLUSIONES.

Conforme han pasado los años se ha complicado la determinación de las geopresiones de los campos petroleros debido a que los yacimientos cada vez son más profundos, o bien el tirante de agua resulta ser mayor, lo cual nos genera una ventana de operación menor, es decir, la diferencia de los gradientes de poro y fractura resulta ser muy pequeña. Esto afecta al diseño del pozo, ya que es donde se establecen los valores de las densidades del fluido de perforación, así como el asentamiento de tuberías de revestimiento.

Dicho lo anterior y al realizar el trabajo presentado, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1.- Es importante tener los conocimientos básicos sobre el origen de las presiones de formación, ya que van a permitir entender cómo fueron desarrollados los modelos para estimar estas presiones, principalmente la presión de poro, la cual es fundamental para el diseño de pozos petroleros.

2.- De igual manera es importante conocer los conceptos que involucran a la presión de fractura así como los referidos a la Geomecánica, que si bien no fueron estudiados a fondo, es necesario valorar su utilidad ya que permiten entender la resistencia mecánica de las formaciones y seleccionar el mejor modelo para predecir su fractura.

3.- Realizar un estudio de geopresiones adecuado permite tomar decisiones a tiempo que eviten que se presenten una gran cantidad de problemas durante la perforación de un pozo: como el derrumbe de la pared del agujero, pegaduras por presión diferencial, mal asentamientos de tuberías de revestimiento, pérdidas de circulación, brotes, entre otras. Esto puede afectar económicamente, ya que se tendría que invertir tiempo y dinero para resolver los problemas mencionados.

4.- Durante la evaluación de las geopresiones en el pozo Lakach-1 se obtuvieron los exponentes de calibración para los modelos de Eaton, Miller y Bowers que estiman la presión de poro, así como los exponentes de calibración para los modelos de Matthews & Kelly y Daines, los cuales predicen la presión de fractura. Esto permitirá contar con valores más precisos para futuros trabajos de perforación de nuevos pozos en este campo.

5.- Se realizó una curva “Compuesta” para la estimación de poro en la que se ajustaron los diferentes métodos utilizados para la evaluación de la presión de poro, calibrándolos con los valores de la densidad del lodo de perforación utilizados, así como con las manifestaciones de gas. Adicionalmente se consideraron las pruebas de presión, las cuales mostraron las lecturas reales de presión.

6.- Los exponentes de calibración de los modelos para estimar la presión de fractura resultaron ser diferentes entre los 2 pozos, esto puede ser debido a que en un campo en aguas profundas se pueden ver afectadas de manera significativa las condiciones de resistencia de la roca por el efecto del largo tirante de agua y la influencia de éste en el esfuerzo de sobrecarga.

7.- Por último, como se mencionó durante el desarrollo de la evaluación de la presión de fractura, fue necesario emplear el modelo de Daines, ya que éste proporciona mejores resultados para formaciones de arenas. Esto se pudo verificar en las zonas donde se perforaron arenas donde el modelo de Matthews & Kelly no se ajustó a la presión obtenida en la prueba de goteo (LOT), sin embargo el modelo de Daines si se ajustó de una manera adecuada.



## RECOMENDACIONES.

Durante la elaboración del trabajo presentado, se necesitaron de fundamentos teóricos, información técnica del campo a estudiar y de una metodología para la determinación de las geopresiones, pero en ciertas ocasiones se presentaron complicaciones por lo que se hacen las siguientes recomendaciones:

- 1.- Existen una gran cantidad de modelos para evaluar las geopresiones, por lo que se recomienda estudiar y aplicar los modelos que más se utilizan en la región en la cual se encuentra el campo, en este caso en el Golfo de México.
- 2.- Es importante tener la mayor cantidad de información posible del campo en el que se desee realizar un estudio de este tipo, dado que el campo Lakach cuenta con sólo dos pozos, aun no se puede generalizar las propiedades petrofísicas y geomecánica del campo.
- 3.- Los registros operativos diarios resultan ser bastante extensos, ya que contienen cada operación que se efectúa, por lo que cuando se realice en análisis sea lo mejor posible y así identificar todos los eventos que se presentaron y que puedan ayudar para la evaluación de las presiones en el pozo.
- 4.- Verificar la información de registros geofísicos obtenidos, ya que en algunos casos no se encuentra completa, tal como sucedió con el registro de Densidad, en el que desde el lecho marino hasta una profundidad aproximada de 1000 metros no se tomaron esas mediciones y se tuvo que realizar un compuesto por medio de dos modelos para estimar la densidad de la roca a partir de los registros de Resistividad y Sónico.

# ANEXOS



**1. Lista de Figuras.**

FIGURA	PÁGINA
1.1 Esfuerzo de Tensión.....	(2)
1.2 Esfuerzo de Compresión.....	(2)
1.3 Esfuerzo de Corte.....	(3)
1.4 Componentes de fuerza.....	(3)
1.5 Tipos de falla de acuerdo a los esfuerzos.....	(5)
1.6 Presión hidrostática.....	(7)
1.7 Presión de Sobrecarga.....	(7)
1.8 Gradientes de formación.....	(10)
1.9 Flujo Osmótico.....	(12)
1.10 Efecto de levantamientos en presiones de fluidos.....	(13)
1.11 Conductor de agua salada en forma cúbica.....	(14)
1.12 Instrumento normal/arreglo básico.....	(15)
1.13 Instrumento lateral/arreglo básico.....	(16)
1.14 Arreglo Normal vs Arreglo Lateral.....	(17)
1.15 Símbolos para la interpretación del registro eléctrico.....	(18)
1.16 Registro actual de Resistividad y Conductividad.....	(19)
1.17 Espectros de emisión de rayos gamma de minerales radioactivos.....	(20)
1.18 Registro actual de Rayos Gamma.....	(21)
1.19 Sonda acústica.....	(22)
1.20 Movimiento de las Ondas Compresionales y Ondas Laterales.....	(23)
1.21 Evaluación de la porosidad en un cubo.....	(23)
1.22 Registro actual Sónico.....	(24)

1.23	Sonda para el registro de Densidad.....	(25)
1.24	Efecto Compton.....	(26)
1.25	Sonda para Registro Neutrón.....	(27)
1.26	Registro actual Densidad-Neutrón.....	(29)
2.1	Tendencia Real vs Tendencia Normal.....	(34)
2.2	Profundidad vs Exponente $dc_{mod}$ .....	(37)
2.3	Componentes, Modular Formation Dynamics Tester.....	(39)
2.4	Herramienta RDT.....	(40)
2.5	Herramienta PressureXpress.....	(42)
3.1	Curva completa tensión-deformación con los valores correspondientes a la resistencia de pico y a la resistencia residual.....	(44)
3.2	Círculo de Mohr-Coulomb.....	(45)
3.3	Presión de Fractura.....	(50)
4.1	Coefficiente de esfuerzo efectivo de Matthews & Kelly.....	(55)
4.2	Prueba de Goteo.....	(59)
4.3	Gráfica de la Prueba de Leak-Off Convencional.....	(60)
4.4	Comportamiento de una prueba “Leak-Off” Extendida.....	(61)
5.1	Localización del campo Lakach.....	(63)
5.2	Localización de los pozos del campo Lakach y pozos de correlación.....	(64)
5.3	Columna Geológica pozo Lakach-1.....	(65)
5.4	Columna Geológica pozo Lakach-2DL.....	(66)
5.5	Correlación de Lakach-1 y Noxal-1.....	(67)
5.6	Correlación de Lakach-2DL, Lakach-1 y Lebay-1.....	(68)
6.1	Diagrama de la metodología aplicada en la predicción de geopresiones.....	(71)
7.1	Reporte operativo diario de perforación del pozo Lakach-1.....	(75)
7.2	Elaboración de “Compuesto” del Registro de Densidad.....	(76)

7.3	“Compuesto” del Registro de densidad y Presión de Sobrecarga pozo Lakach-1.....	(77)
7.4	Líneas base de lutita y Puntos de lutita para resistividad y tiempo de tránsito del pozo Lakach-1.....	(78)
7.5	Líneas de compactación normal pozo Lakach-1.....	(79)
7.6	Evaluación de geopresiones del pozo Lakach-1.....	(81)
7.7	Interpretación de la curva “Compuesta” del pozo Lakach-1.....	(82)
7.8	Registro de densidad “Compuesto” del pozo Lakach-2DL.....	(84)
7.9	Líneas base de lutita y Puntos de lutita pozo Lakach-2DL.....	(85)
7.10	Líneas de compactación normal pozo Lakach-2DL.....	(86)
7.11	Interpretación de la curva “Compuesta” del pozo Lakach-2DL.....	(88)

**2. Lista de Tablas.**

TABLA	PÁGINA
1.1 Clasificación de esfuerzos de E. M. Anderson.....	(4)
1.2 Cálculo de Gradiente de Sobrecarga.....	(9)
1.3 Valores de Tiempo de transito respecto al tipo de roca.....	(24)
1.4 Densidad promedio de algunos tipos de rocas.....	(27)
3.1 Valores típicos de $c$ y $\phi$ para roca sana.....	(46)
3.2 Valores característicos de Relación de Poisson.....	(48)
4.1 Relación de Poisson para diferentes litologías.....	(58)
7.1 Exponentes de calibración para presión de poro del campo Lakach.....	(80)
7.2 Exponentes de calibración para presión de fractura del campo Lakach obtenidos en el pozo Lakach-1.....	(83)
7.3 Exponentes de Calibración para presión de fractura del campo Lakach obtenidos en el pozo Lakach-2DL .....	(89)

# BIBLIOGRAFÍA



**Bibliografía.**

1. Arreola, Erwind. Trabajo de Titulación Ingeniero Petrolero “Caracterización de la Presión de Poro y Fractura del Campo Lakach” Facultad de Ingeniería, 2013.
2. Bjorlykke, Knut. “Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics” Springer-Verlag. Berlin 2010.
3. Bourgoyne, Adanm T. “Applied Drilling Engineering”. SPE. Texas, 1991.
4. Fox, Rob. “Introduction to MDT” Schlumberger, 2004.
5. Germán García. “Probadores dinámicos MDT/XPT aplicables a la región sur”, Schlumberger. Abril, 2012.
6. Glenn Bowers. “Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction” SPE- 27488. June, 1995.
7. González de Vallejo, Luis I. “Ingeniería Geológica”. Pearson Educación. Madrid, 2002.
8. H. Johnson, A. G. Doré, R. W. Gatliff, R. E. Holdsworth, E. R. Lundin and J. D. Ritchie. “The Nature and Origin of Compression in Passive Margins”. Geological Society. Special Publication 306.
9. Jianghui Wu, Carlos Torres-Verdín, Mark A. Proett, and David Belanger. “Inversion of Multi.Phase Petrophysical Properties Using Pumpout Sampling Data Acquired With a Wireline Formation Tester” SPE-77345. October 2002.
10. Jincal Zhang, William Standifird, Chris Lenamond. “Casing Ultradeep, Ultralong Salt Sections in Deep Water: A Case Study for Frailure Diagnosis and Risk Mitigation in Record-Depth Well”. SPE-114273. September, 2008.
11. Knowledge Systems. Drillworks Predict.  
<http://ks.wholewheatcreative.com/uploads/DrillworksPredict2.pdf>
12. Macías, Salvador. “Tesis profesional, Evaluación petrofísica con registros geofísicos de pozo a través de un simulador” Facultad de Ingeniería, UNAM, 2006.
13. Mark D. Zoback. “Reservoir Geomechanics”. Cambridge University Press. First published. USA, 2007.



14. Martell, Bernardo. "Curso Petrofísica y Registros de Pozo" Facultad de Ingeniería, UNAM, 2008.
15. Mouchet, Jean-Paul. "Abnormal Pressures While Drilling". Editions TechnIP. France.
16. PEMEX Exploración y Producción "Manual de Procedimiento para pruebas de goteo". Gerencia de perforación de reparación de pozos. Octubre, 2011. Versión Tercera.
17. PEMEX Exploración y Producción "Guía para la aplicación de la geomecánica en el diseño de la perforación de pozos", 2006.
18. PEMEX Exploración y Producción "Reporte Campo Lakach", 2010.
19. PEMEX Exploración y Producción "Un siglo de la perforación en México", 2000.
20. PEMEX UPMP, "Guía para la predicción de geopresiones", 2006.
21. PEMEX. Proyectos Estratégicos, Lakach.  
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=145#lakach>
22. Ramos, Heberto. Zinat, Conde. Ramirez, Tomas. "Registros geofísicos en México, Tomo I". Primera Edición 2008. Schlumberger Offshores Services.
23. Schlumberger. "Pressure Xpress" August, 2006.
24. Shuling Li, Cary Purdy, Shiguo Wu. "Pore pressure and Fracture Gradient Prediction in Shale Gas Formations: Accounting for Complex Rock Properties and Anisotropies". IADC/SPE- 155540. July, 2012.
25. Vasquez, Andrés R. "Introducción a la geomecánica petrolera". Cuarta Edición, Junio, 2000. Caracas, Venezuela.
26. Wyllie Duncan C. , Mah Christopher W. "Rock Slope Engineering". Spon Press. 4<sup>th</sup> Edition. New York, 2004.
27. Yves Barriol, Bob Bartman, Ramona Cobiell, Káre Harald, James Laidlaw, Yves Manin, Kerr Morrison, Colin Sayers, Martín Terrazas Yakov Voloktin "Las presiones de las operaciones de perforación y producción". Schlumberger, 2005.