

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

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

**VENTANA OPERATIVA PARA EL DISEÑO
DE UN POZO MARINO, OBTENIDA A
PARTIR DE LA COMPARACION DE LOS
METODOS, LINEA BASE DE LUTITAS Y
PARAMETROS ELASTICOS DE LAS
LUTITAS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

GUSTAVO SÀNCHEZ RODRIGUEZ

DIRECTOR: DR. RUBÈN NICOLÀS LÒPEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., 2017





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

“El ingenio se hace con 1% de talento y un 99% de trabajo”

Albert Einstein

“Si no puedes volar, entonces corre.

Si no puedes correr, entonces camina.

Si no puedes caminar, entonces arrastrate.

Pero sea lo que hagas, sigue moviéndote hacia adelante”



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente: **ING. ISRAEL CASTRO HERRERA**
Vocal: **DR. RUBEN NICOLAS LOPEZ**
Secretario: **ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL**
1er. Suplente: **ING. MARIO ROSAS RIVERO**
2do. Suplente: **ING. HECTOR ERICK GALLARDO FERRERA**

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: **SANCHEZ RODRIGUEZ GUSTAVO**, registrado con número de cuenta **304053148** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**; quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación mediante la firma en el oficio FEX-2 en el plazo indicado a continuación.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, Cd. Mx. a 16 de Agosto de 2016.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ


DR. ENRIQUE ALEJANDRO GONZÁLEZ TORRES



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito


DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **SANCHEZ RODRIGUEZ GUSTAVO**, registrado con número de cuenta **304053148** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.


Atentamente.




ING. ISRAEL CASTRO HERRERA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 8/03/2017



DR. RUBEN NICOLAS LOPEZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 08/11/2017



ING. JOSE AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL
FECHA DE ACEPTACIÓN: 8/Feb/2017



ING. MARIO ROSAS RIVERO
FECHA DE ACEPTACIÓN: 02/11/2017



ING. HECTOR ERICK GALLARDO FERRERA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 8/03/2017

FECHA DE EMISIÓN: 24 de Enero de 2017



AGRADECIMIENTOS





ÍNDICE

Pag.

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

I.I	Porosidad.....	1
I.II	Densidad.....	3
I.III	Cálculo del Contenido de Arcilla.....	4
I.III.I	Arcillocidad.....	7
I.III.II	Indicadores de Arcillocidad.....	7
I.III.II.I	Indicador de Arcillocidad Obtenido a Partir del Registro Rayos Gamma.....	7
I.IV	Velocidad Compresional y de Cizalla.....	8
I.IV.I	Velocidad compresional (V_p).....	9
I.IV.II	Velocidad de Corte (V_s).....	10
I.V	Métodos para Obtener la Porosidad y Densidad.....	12
I.V.I	Cálculo de la Porosidad a Partir de la Densidad (ρ).....	12
I.V.II	Cálculo de la Porosidad a Partir del Tiempo de tránsito (Δt_{10g}).....	14
I.V.III	Cálculo de la Densidad a Partir de la Velocidad Compresional.....	16
I.V.IV	Densidad en Profundidades Someras con el Método de Miller.....	16
I.VI	Esfuerzos en la Tierra.....	17
I.VII	Proceso de Compactación.....	21



I.VIII	Esfuerzo de Sobrecarga.....	24
I.VIII.I	Método de la Integral.....	24
I.VIII.II	Método de Amoco.....	26
I.VIII.III	Método de Zamora.....	26
I.IX	Presión de Formación (Poros).....	27
I.IX.I	Cosificación de la Presión de Formación.....	29
I.IX.I.I	Presión de Formación Subnormal.....	30
I.IX.I.II	Presión de Formación Normal.....	30
I.IX.I.III	Presión de Formación Anormal.....	31
I.IX.II	Métodos Para Predecir el Gradiente de Presión de Formación Anormal.....	33
I.IX.II.I	Método de Eaton.....	33
I.IX.II.II	Método de Bowers.....	37
I.IX.II.II.I	Presión de Poros Considerando la Baja Compactación y la Curva Virgen.....	39
I.IX.II.II.II	Presión de Poros Considerando la Baja Compactación y la Curva de Descarga.....	40
I.IX.II.III	Método de la Profundidad Equivalente.....	42
I.X	Presión de Fractura.....	44
I.X.I	Método de Hubbert y Willis.....	46
I.X.II	Método de Matthews and Kelly.....	47
I.X.III	Método de Eaton.....	48
I.XI	Métodos Para Estimar el S_H y S_h	49



I.XI.I	Esfuerzo Horizontal Mínimo (σ_h).....	49
I.XI.I.I	Esfuerzo horizontal Mínimo Debido a una Deformación Elástica Uniaxial.....	50
I.XI.I.II	Esfuerzo Horizontal Mínimo Debido a Deformaciones Elásticas Horizontales.....	52
I.XI.II	Determinación de la Magnitud del Esfuerzo Horizontal Máximo (σ_H).....	53
I.XI.II.I	Esfuerzo Horizontal Máximo Debido a Deformaciones Elásticas Horizontales.....	53
I.XII	Esfuerzos en la Tierra Después de Perforar un Pozo.....	54
I.XII.I	Esfuerzo tangencial (σ_θ).....	55
I.XII.II	Esfuerzo Radial (σ_r).....	57
I.XII.III	Esfuerzo Axial (σ_a)	58

CAPITULO II MÓDULOS ELÁSTICOS

II.I	Teoría de Elasticidad Lineal.....	61
II.I.I	Esfuerzo.....	62
II.I.II	Clases de Fuerzas a las Cuales se Encuentra Sometida la Roca.....	65
II.I.II.I	Fuerzas de Cuerpo.....	65
II.I.II.II	Fuerzas de Superficie.....	66
II.I.II.III	Fuerzas Compresivas y Tensión.....	66



II.I.II.IV	Fuerzas Normales y de Cizalla.....	66
II.I.II.V	Fuerzas Uniformes y no Uniformes.....	66
II.I.III	Tensor de Esfuerzos.....	66
II.I.IV	Esfuerzos Principales.....	69
II.II	Deformación.....	71
II.III	Módulos Elásticos.....	73
II.III.I	Módulo de Young (E).....	74
II.III.II	Relación de Poisson (ν).....	75
II.III.III	Módulo de Corte (G).....	76
II.III.IV	Módulo de Volumétrico (K).....	77
II.III.V	Constante Elástica de Lamè λ	77
III.IV	Caracterización de los Yacimientos de Lutita por Dispersión y Atenuación de las Ondas P y S Considerando la Composición Mineral de la Roca Generadora.....	78
II.IV.I	Éxito Comercial de los Yacimientos No Convencionales (Lutitas).....	79
II.IV.II	Identificación Óptima del yacimiento.....	81

**CAPITULO III SELECCIÓN DE LUTITAS CON BASE A
PARÀMETROS ELÀSTICOS**

III.I	Análisis de la Información Disponible.....	83
III.I.I	Obtención de RHOB Sintético.....	85



III.II	Evaluación del Volumen de Arcilla.....	87
III.III	Cálculo de la porosidad.....	89
III.IV	Cálculo de Gradiente de Sobrecarga.....	90
III.V	Cálculo de la Vs a Partir de la Vp y la Porosidad.....	96
III.VI	Cálculo del Módulo de Young (E).....	97
III.VII	Relación de Poisson (ν).....	98
III.VIII	Procedimiento Para Obtener la Ventana Operativa en Base a los Parámetros Elásticos.....	99

CAPITULO IV METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA LA OBTENCIÓN DE LA VENTANA OPERATIVA

IV.I	Análisis de la Información Disponible.....	115
IV.II	Obtención de la Columna Geológica Probable.....	115
IV.III	Definir los Intervalos de Lutitas Limpias.....	117
IV.IV	Selección de Puntos de Lutita.....	118
IV.V	Unión de Puntos de Lutitas.....	119
IV.VI	Línea de Tendencia de Compactación Normal.....	120
IV.VII	Métodos Para Determinar la Presión de Poro.....	122
IV.VII.I	Método de Eaton Utilizando el Registro de Resistividad.....	122
IV.VII.II	Método de Eaton Utilizando el Registro de Tiempo de Transito.....	124
IV.VII.III	Cálculo de la Presión de Poro con el	



Método de Profundidad Equivalente (Foster y Whalen).....	126
IV.VII.IV Cálculo del Gradiente de Presión de Poro	
con el Método de Glenn Bowers.....	127
V.VIII Selección del Método que Mejor Predice el	
Gradiente de Presión de Poro.....	130
V.IX Cálculo del Gradiente de Fractura.....	133
V.X Ventana Operativa.....	134
CAPITULO V ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS	
V.I Análisis de la Línea Base de Lutitas Elegida.....	135
V.III Análisis de la Ventana Operativa.....	139
CONCLUSIONES.....	144
ANEXOS.....	145
BIBLIOGRAFIA.....	159



INTRODUCCIÓN

Una de las etapas críticas en el desarrollo de campos petroleros, es el diseño correcto de la ventana operacional. Un diseño con alta incertidumbre impedirá alcanzar el objetivo.

La estabilidad del pozo se considera, cuando el diámetro de este, es el mismo que el de la barrena con la cual se está perforando. Por el contrario, la inestabilidad del pozo se refiere a las condiciones que originan fallas por compresión o por tensión en la roca presente en las paredes del pozo. La mayoría de los problemas de inestabilidad ocurren en formaciones con presencia de lutitas, puesto que, sus propiedades varían significativamente de una zona a otra. Las fallas por compresión, se generan debido a efectos químicos como la hidratación de arcillas, que provoca aumento en la presión de formación (poro) y posteriormente derrumbes y ensanchamiento del pozo. Mientras que las fallas por tensión, se producen debido a efectos mecánicos que provocan fracturamiento hidráulico en la formación, debido a que la densidad del lodo de perforación excede la resistencia a la tensión de la roca. En general, la inestabilidad del pozo se relaciona con problemas de atrapamiento de tubería, derrumbes o colapso del pozo, pozos esbeltos, desviación no programada del pozo, entre otros. Si los cambios de los esfuerzos inducidos por las operaciones de perforación o producción no se anticipan, los desafíos y costos que implica el manejo de un área prospectiva pueden exceder de manera significativa las expectativas iniciales de un operador.

La comprensión de los peligros generados por los esfuerzos que se presentan en la tierra es importante para la seguridad y eficacia de la perforación. Es por ello que, en los últimos años se han realizado más investigaciones y como resultado un mejor conocimiento de los mecanismos que originan la falla de la roca. Algunos autores como Hubbert y Willis (1957), desarrollaron un modelo de estabilidad del pozo, en el cual la primera suposición fue un esfuerzo elástico lineal en las paredes del pozo. En, un estudio recientemente realizado en Estados Unidos, se analizó un conjunto de datos mineralógicos, del cual se derivó un método para



obtener las propiedades mecánicas de la roca. Y con ello comprender mejor la mineralogía, especialmente para las formaciones con presencia de lutitas.

La etapa más importante en el diseño de la ventana operativa se encuentra en una buena elección de la línea base de lutitas, ya que de ella dependerán los resultados que se obtengan en los valores de gradientes de presión de formación (poro), fractura y sobrecarga. Tomando en cuenta esta primicia, se pueden obtener diversos modelos de ventana operativa para un solo pozo, ya que el resultado dependerá en gran magnitud del conocimiento que tenga el analista de la zona a perforar y de su experiencia.

En este trabajo, se diseñará la venta operacional de un pozo petrolero vertical ubicado en aguas profundas del Golfo de México, a través de dos métodos como son, el método tradicional y uno propuesto que se obtiene a través del uso de los parámetros elásticos de la roca. La información disponible es relativamente escasa ya que solo se cuenta con una serie de registros geofísicos.

Partiendo de la idea de que los parámetros elásticos de la roca se relacionan con los minerales presentes en la roca y sus correspondientes deformaciones (Farmer 1968). Se propone un método para obtener de la ventana operativa, en el cual a diferencia del método tradicional, no se usara ningún registro de litología. Este método se basa en la obtención de los parámetros elásticos de la roca a partir de los registros geofísicos, tiempo de tránsito y densidad. Con esta información se puede determinar a distintas profundidades los minerales que existen (carbonato, cuarzo y arcilla) y con ello elegir una línea base de lutitas más exacta.

El presente trabajo tiene como primer objetivo verificar que el diseño de la ventana operativa propuesto es válido, a través de la comparación con el resultado que se obtenga del método tradicional. Como segundo objetivo, proporcionar una herramienta que pueda enlazar el conocimiento de una persona sin experiencia práctica, con una persona con mayores conocimientos para elegir la mejor línea base de lutitas posible y por último verificar que existe otra forma de obtener la



INTRODUCCIÓN



línea base de lutitas, en la cual no se utilicen registros como: potencial espontáneo o rayos gamma.



CAPÍTULO I

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

I.1 Porosidad.

La porosidad (\emptyset), es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios (volumen de poros) que pueden almacenar fluidos (Marin & Garcia, 2008):

$$\emptyset = \frac{V_{poros}}{V_{total}} * 100 = \% \quad (1.1)$$

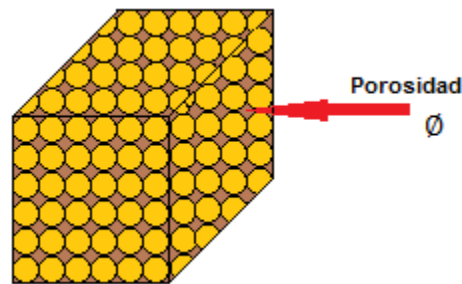


Figura 1.1. Esquematización de la porosidad.

Las rocas pueden representarse tres clases de porosidad: absoluta, efectiva y no efectiva.

1. Porosidad Absoluta \emptyset : Es el volumen del espacio poroso total que posee una roca, sin tener en cuenta si los poros están o no interconectados entre sí. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad hidráulica importante a causa de la falta de intercomunicación entre los poros. Este es el caso de las lutitas que poseen muchos poros, pero no comunicados, algunos basaltos y otras rocas ígneas con poros aislados unos de otros. La porosidad varía en función de los siguientes



factores litológicos: tamaño, empaque, cementación y fracturamiento de los granos principalmente.

2. La Porosidad no Interconectada o no Efectiva: Es aquella que representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos, pero no están comunicados entre sí.
3. La Porosidad Interconectada o Efectiva ϕ_{ef} : Se define como el total de la roca que representa espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí.

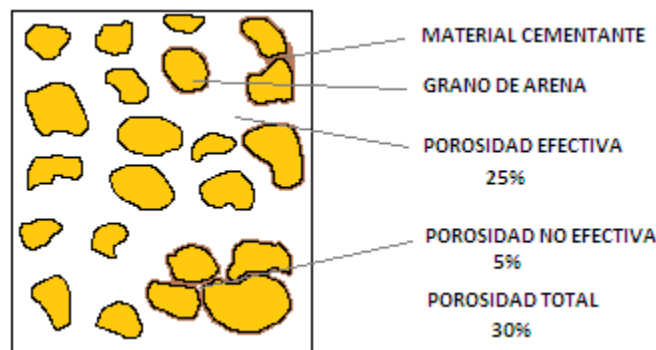


Figura 1.2. Clasificación de la porosidad.

$$\phi_{efe} = \frac{V_T - V_g}{V_T} = \frac{V_p}{V_T} \quad (1.2)$$

Dónde:

V_T = Volumen total de roca.

V_g = Volumen ocupado por los granos (sólido).

V_p = Volumen ocupado por los poros.

La porosidad en las rocas y en los sedimentos se crea, se reduce o se elimina, como consecuencia de la influencia de procesos geológicos que actúan sobre la



estructura de la roca. Según sean los procesos geológicos que han actuado sobre una roca, es posible considerar en esta la existencia de una porosidad primaria y/o secundaria.

1. La Porosidad Primaria (intergranular): Resulta de los vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales, después de que los sedimentos se acumulan y se litifican.
2. La Porosidad Secundaria (de fractura): Es originada por la acción de agentes geológicos tales como el fracturamiento, desecación, recristalización, fallamiento y dolomitización entre otros. Este tipo de porosidad se ve en algunas areniscas y arcillas aparentemente compactas, originadas por fracturas producidas por macromovimientos o micromovimientos tectónicos. En las rocas consolidadas la presencia de dichas fracturas aumenta notablemente la porosidad (Hubbert & Willis, 1957).

En el sistema petrolero, la porosidad está en función de la profundidad. A mayor profundidad menor porosidad y viceversa.

I.II Densidad.

Es la relación entre la unidad del peso y la unidad de volumen de la fase sólida del suelo (Marín & García, 2008).

1. Densidad Total: Es el volumen ocupado por un cierto peso de material incluyendo volumen de líquidos en los espacios porosos entre partículas. La densidad total o bulk está en función de la porosidad (\emptyset), en la figura 1.3, se muestra un sistema roca fluido de 1 cm³ de volumen.

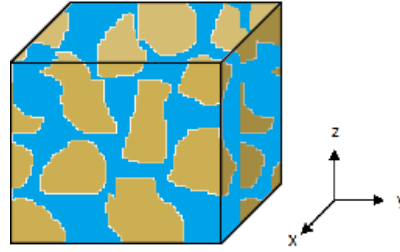


Figura 1.3. Densidad total (Marín & García, 2008).

2. Densidad Efectiva: Es el volumen ocupado por el mismo peso del material menos los espacios vacíos entre las partículas, también conocida como densidad de la roca o matriz. Su forma matemática será:

$$\rho_{efectiva} = \rho_{bulk} - \rho_{agua} \quad (1.3)$$

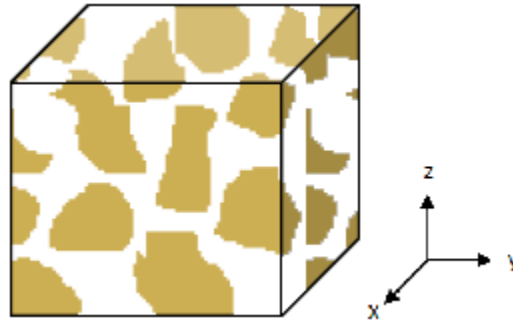


Figura 1.4. Densidad efectiva (Marín & García, 2008).

Por lo tanto, el esfuerzo de la matriz de la roca es causado por el esfuerzo de sobrecarga menos la presión de formación.

I.III Cálculo del Contenido de Arcilla.

Existe una clara distinción entre los términos arcilla y lutita, no así en la evaluación de los registros geofísicos, donde ambos términos se usan indistintamente para denominar la fracción de la roca ocupada por la arcilla o lutita. En términos petroleros se define como arcilla a los silicatos complejos hidratados de aluminio con densidad variable entre 2.2 a 2.7 gr/cc, que constituyen la caolinita, illita,



montmorillonita (Esmectita), clorita y vermiculita, cuyo tamaño de partícula es inferior a $1/256$ mm, de 10 a 1,000 veces menores que los granos de arena. La lutita es la roca que contiene arcilla y algunas variedades de minerales con grano fino, como el óxido de hierro, micrita y materia orgánica (Busquet, 2014).

Debido al tamaño muy pequeño que presentan las partículas de arcilla tienen una muy alta área superficial, por lo que pueden captar de manera muy efectiva grandes cantidades de agua, la cual no fluye y contribuye a la respuesta de los registros geofísicos. Independientemente de la influencia de la arcilla sobre la porosidad y permeabilidad, su importancia radica en sus propiedades eléctricas, las cuales ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de fluidos (Ortega, 2008).

La selección de arcillas para el estudio de sus propiedades depende de dos criterios:

1. Volumen de arcillas contenidas en las rocas.
2. Espesor del estrato mayor a 10 m.

Esto permite depurar las zonas o intervalos de espesores menores, que solo proporcionan datos erróneos al estudio de geopresiones.

Las lutitas o “shales” son principalmente mezclas de arcilla y limo depositados en aguas prácticamente quietas (ambiente de muy baja energía): Pueden tener buena porosidad, pero la permeabilidad puede ser nula. Las lutitas pueden ser roca-generadora y su clasificación es la siguiente:

1. Lutita laminada.

Son finas láminas de lutita, con espesor del orden de 1 cm, separando finas láminas de roca-almacén limpia, sin afectar la permeabilidad horizontal a través del yacimiento, pero disminuyendo la permeabilidad vertical de la zona prácticamente a cero. La arcillosidad en un volumen del yacimiento (fracción de lutita en el volumen considerado) varía de 0 a 100 % al aumentar el espesor de las láminas de lutita en relación al espesor de las láminas de roca-almacén limpias.



2. Lutita dispersa.

La lutita que ocupa el espacio poral de la roca-almacén, disminuyendo drásticamente su porosidad efectiva y su permeabilidad. La arcillocidad varía de 0 a un valor máximo igual al de la porosidad de la roca, cuando la lutita ocupa totalmente el espacio poral.

3. Lutita estructural.

Son granos de lutita que sustituyen a algunos granos en la estructura de la matriz de la roca-almacén, sin afectar la porosidad ni la permeabilidad. La arcillocidad varía de 0 a un valor máximo igual a la fracción de matriz, cuando todos los granos de la roca-almacén son sustituidos por lutita.



Figura 1.5. Distribución de arcillas en arenas o conglomerados, de acuerdo a su ambiente de generación ya sea por reacción con cuarzo u origen detrítico (Ortega, 2008).



I.III.I Arcillocidad.

Se le llama arcillocidad al contenido de lutita en la roca, es una mezcla de limo y arcilla, esta afecta a la roca-almacén de diferentes maneras dependiendo del tipo de lutita (laminada, dispersa o estructural). Generalmente la arcillocidad está asociada a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva en las rocas (Ortega, 2008).

I.III.II Indicadores de Arcillocidad.

Son las expresiones utilizadas para determinar el volumen de lutita (V_{sh}), en la formación. Algunos registros geofísicos pueden ser utilizados para obtener el índice de arcillocidad. Sin embargo, para poder cuantificar con precisión la arcillocidad a partir de un registro geofísico en particular es necesario que las condiciones sean favorables para ese registro en especial (Ortega, 2008).

1. Indicadores de arcillocidad independientes.

Son los obtenidos de un único registro. Los más comúnmente utilizados son:

- a) Indicador de arcillocidad obtenido de la resistividad profunda.
- b) Indicador de arcillocidad obtenido del potencial espontáneo.
- c) Indicador de arcillocidad obtenido de los rayos gamma.
- d) Indicador de arcillocidad obtenido del neutrón.

2. Indicadores de arcillocidad combinados.

- e) Indicador de arcillocidad obtenido de densidad neutrón.
- f) Indicador de arcillocidad obtenido de sónico-densidad.
- g) Indicador de arcillocidad obtenido de neutrón-sónico.

I.III.II.I Indicador de Arcillocidad Obtenido a Partir del Registro Rayos Gamma.

Determinación del volumen de lutitas (V_{sh}) del registro rayos gamma. El volumen de lutitas es relacionado al índice de lutitas (Ortega, 2008).



$$I_{sh} = (\gamma_{log} - \gamma_c) / (\gamma_{sh} - \gamma_c) \quad (1.4)$$

Dónde:

I_{sh} = Índice de arcillocidad, [Ad].

γ_{log} = Lectura de los rayos gamma en la zona de interés, [API].

γ_c = Lectura de rayos gamma en formaciones limpias, [API].

γ_{sh} = Lectura de los rayos gamma en las lutitas, [API].

Es necesario asumir que $V_{sh} = I_{sh}$. Esta suposición, sin embargo, puede incrementar el volumen de arcillas.

Existen correlaciones empíricas que son más confiables. Estas fueron desarrolladas para diferentes eras geológicas y áreas. La correlación más importante fue descubierta por Larinov, Stieber y Clavier (Busquet, 2014).

$$\begin{aligned} \text{a) Larinov rocas viejas} & \quad V_{sh} = 0.33(2^{2I_{sh}} - 1) \\ \text{b) Larinov rocas viejas del terciario} & \quad V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{sh}} - 1) \\ \text{c) Stieber} & \quad V_{sh} = I_{sh} / (3 - 2I_{sh}) \\ \text{d) Clavier} & \quad V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2]^{1/2} \end{aligned} \quad (1.5)$$

I.IV Velocidad Compresional y de Cizalla.

Los registros geofísicos llamados acústicos, sónicos o de velocidades sísmicas, están basados en ciertas propiedades físicas de la materia. Esto es, si dentro de una masa de cualquier material elástico, un agente físico desplaza momentáneamente una de sus moléculas o partículas, a una cierta distancia de su posición de equilibrio, la partícula tenderá a regresar a su posición original en cuanto cese la acción del agente perturbador, esta partícula a su vez transmite su movimiento a sus vecinas ocasionando un movimiento vibratorio u oscilatorio, que



se llama, onda elástica, onda acústica u onda sónica. Entonces se dice que la onda se propaga (Trejo, 2009).

En términos generales, se puede decir que los movimientos vibratorios de estas partículas obedecen a las leyes de un movimiento armónico simple y que, por lo tanto, el desplazamiento de la partícula con respecto al tiempo se puede presentar por medio de una curva senoide. Así, al producirse los disturbios elásticos en un cuerpo, se generan en éste, diversos tipos de ondas. Sin embargo, para fines de explicación sobre los registros sónicos se consideran principalmente dos tipos particulares de movimientos, estas son: ondas de compresión y ondas de cizallamiento; estas a su vez pertenecen a dos tipos de ondas generales, longitudinales (V_p) y las transversales (V_s).

I.IV.I Velocidad Compresional (V_p).

Las ondas de compresión, se les denominan ondas longitudinales, ondas de presión primarias u ondas P. Son aquellas que se propagan en sentido paralelo a la dirección de desplazamiento de la partícula. Es decir, lo hacen del mismo modo que el movimiento de las partículas de un material cuando se sujeta a un esfuerzo de compresión. Los sólidos y los gases, en ese orden pueden soportar la compresión, en consecuencia, las ondas de compresión también se pueden propagar a través de estos. Mientras más denso sea el medio, mayor será en este la velocidad de compresión, en el fluido de control la velocidad de compresión es por lo general menor que en la formación. La figura 1.6 muestra la propagación de este tipo de velocidad en un medio. Se observa un disturbio mecánico que es transmitido por el movimiento de partículas en la misma dirección de propagación de la onda (Trejo, 2009).

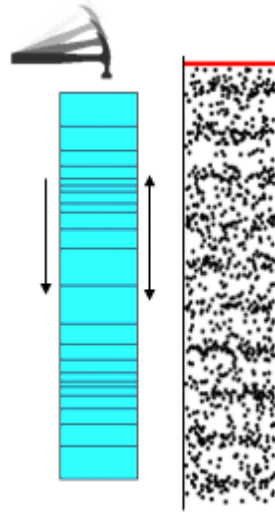


Figura 1.6. Esquematización de la velocidad compresional (Trejo, 2009).

Existen varias correlaciones publicadas en la literatura para determinar la velocidad compresional, a partir de las propiedades de la roca. A continuación, se presenta la correlación de Ebert-Phillips (1989):

$$V_p = 5.77 - 6.94\phi - 1.73\sqrt{C} + 0.446(P_e - 1.0e^{-16.7P_e}) \quad (1.6)$$

Donde:

V_p = Velocidad compresional, [km/s].

ϕ = Porosidad, [Ad].

C = Volumen fraccional de lutitas, [Ad].

P_e = Esfuerzo efectivo, [Kbars].

I.IV.II Velocidad de Corte (V_s).

Las ondas de cizallamiento, denominadas ondas transversales u ondas S, son aquellas que se propagan en sentido perpendicular a la dirección del desplazamiento de la partícula. Este desplazamiento relativo de las partículas,



guarda similitud con el que se produce en los sólidos cuando está sujeto a un esfuerzo cortante. En consecuencia, para que las ondas de cizallamiento se puedan propagar, es necesario que el medio de propagación tenga rigidez, es decir, cierta resistencia al esfuerzo cortante; líquidos y gases no presentan esta característica. Por lo tanto, las ondas de cizallamiento solo se pueden propagar en sólidos. Ambos tipos de ondas, las de cizallamiento y las de compresión se propagan en la misma dirección (Trejo, 2009).

La figura 1.7 muestra la propagación de este tipo de velocidad en un medio. Se observa que las partículas en movimiento transmiten los disturbios a través de su grado de adherencia mecánica con las partículas vecinas. Para transmitir este movimiento, cada partícula debe tener una fuerza de atracción con sus vecinas.

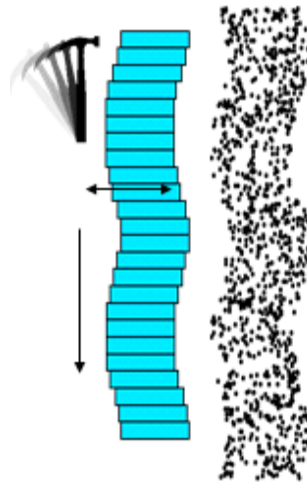


Figura 1.7. Esquematización de la velocidad de corte (Trejo, 2009).

$$V_s = 3.70 - 4.94\phi - 1.57\sqrt{C} + 0.361(P_e - 1.0e^{-16.7P_e}) \quad (1.7)$$

Donde:

V_s = Velocidad de corte, [km/s].

ϕ = Porosidad, [Ad].



C = Volumen fraccional de lutitas, [Ad].

P_e = Esfuerzo efectivo, [Kbars].

Las rocas sedimentarias pueden ser identificadas de acuerdo a las mediciones de las velocidades compresionales y de corte, ya que, existe un patrón típico de respuesta para este tipo de rocas (Tabla 1.1).

Tabla 1.1. Velocidades acústicas para varios materiales (Brown, 2003).					
Porosity		V_p (ft/s)	V_p (km/s)	V_s (ft/s)	V_s (km/s)
Anhydrite		20,000	6.1	11,400	3.48
Calcite		20,100	6.12		
Cement (cured)		12,000	3.66		
Dolomite		23,000	7	12,700	3.87
Granite		19,700	6	11,200	3.41
Gypsum		19,000	5.8		
Limestone		21,000	6.4	11,100	3.38
Quartz		18,900	5.76	12,000	3.66
Salt		15,000	4.57	8,000	2.44
Steel		20,000	6.1	9,500	2.9
Water-saturated porous rocks in situ					
	Porosity				
Dolomites	5-20%	20,000-15,000	6.1-4.57	11,000-7,500 9,500-7,000	3.35- 2.29
Limestones	5-20%	18,500-13,000	5.64-3.96	9,500-6,000	2.9-2.13
Sandstones	5-20%	16,500-11,500	5.03-3.51	4,000-1,700	2.9-1.83
Sands	20-25%	11,500-9,000	3.51-2.74		1.22- 0.52
unconsolidated Shales		7,000-17,000	2.13-5.18		
Liquids					
Water (pure)		4,800			
Water (100,00 Mg/l of NaCl)		5,200			
Water (200,00 mg/l of NaCl)		5,500			
Drilling mud		5,700-3600			

I.V Métodos para Obtener la Porosidad y Densidad.

I.V.I Cálculo de la Porosidad a Partir de la Densidad (ρ).

La densidad (ρ_b) de una formación limpia puede obtenerse, como la suma de las densidades de cada elemento, ponderada por su volumen en la formación. Como



formación limpia puede referirse, aquella formación con un porcentaje mínimo de arcilla, (Sanchez, 2008):

$$\rho_{blog} = \emptyset * \rho_{bmf} + V_{ma} * \rho_{bma} \quad (1.8)$$

Dónde:

ρ_{blog} = Es la densidad de la formación, en [gr/cc].

\emptyset = Es la porosidad de la formación, [Ad].

ρ_{bmf} = Es la densidad del fluido filtrado en la roca, [1.074 gr/cc].

V_{ma} = Es la fracción de la roca ocupada por la matriz limpia.

ρ_{bma} = Es la densidad de la matriz limpia, [2.65gr/cc \leq ρ_{bma} \leq 2.87gr/cc].

En la ecuación la suma de la porosidad y el volumen de la matriz constituyen el total de la roca; por lo que se debe cumplir que:

$$V_{ma} + \emptyset = 1 \quad (1.9)$$

Combinando la ecuación 1.8 y 1.9 se determinará la porosidad aparente de densidad \emptyset_{Da} para la formación, como:

$$\emptyset_{Da} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{blog}}{\rho_{ma} - \rho_{bmf}} \quad (1.10)$$

En el caso de formaciones arcillosas, la ecuación 1.8 puede ser modificada de la siguiente manera.

Para obtener la porosidad efectiva, debe realizarse la corrección por el efecto que provoca la arcilla (Coconi, 2016).



$$\phi_{Da} = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{blog}}{\rho_{ma} - \rho_{bmf}} \right) - V_{sh} \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{bmf}} \right) \quad (1.11)$$

Dónde los parámetros son los mismos significados con la siguiente adición.

ρ_{ma} = Densidad en la matriz de la roca [gr/cc].

ρ_{blog} = Densidad obtenida del registro geofísico [gr/cc].

ρ_{bmf} = Densidad del fluido 1.074 [gr/cc].

V_{sh} = Valor de la fracción de la roca ocupada por lutita.

ρ_{sh} = Densidad de la lutita [gr/cc].

Tabla 1.2. Densidades de la Matriz de las Litologías más Comunes (Sanchez, 2008).			
Matriz	ρ_m (gr/cc)	Fluido	ρ_m (gr/cc)
Arenisca	2.648	Agua	1.0
Caliza	2.710	Agua Salada	1.1
Dolomía	2.876	Petróleo	0.60-0.90
Anhidrita	2.977	Gas	0.01-0.35
Arcillas	2.20-2.85		

I.V.II Cálculo de la Porosidad a Partir del Tiempo de Transito (Δt_{log}).

El registro sísmico mide el tiempo de transito (μs) que tarda una onda acústica compresional en viajar a través de un pie de formación, por un camino paralelo a la pared del pozo.

La velocidad del sísmico en formaciones sedimentarias depende principalmente del material que constituye la matriz de la roca (arenisca, lutita, etc) y de la distribución de la porosidad.

Una de las ecuaciones utilizadas para determinar la relación entre la porosidad y el tiempo de transito, es la ecuación de tiempo promedio de Wyllie. Luego de números experimentos en formaciones limpias y consolidadas con pequeños



poros distribuidos de manera uniforme, Wyllie propuso la siguiente ecuación (Sanchez, 2008):

$$\Delta t_{log} = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_{ma} \quad (1.12)$$

Esta ecuación también puede ser escrita de la siguiente forma y restando el efecto de la arcilla para obtener la porosidad efectiva (Coconi, 2016):

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} * \frac{100}{\Delta t_{sh}} - V_{sh} \left(\frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \quad (1.13)$$

Dónde:

Δt_{log} = Tiempo de transito de la onda leído del registro, ($\mu s/ft$).

Δt_{ma} = Tiempo de transito de la onda en la matriz de la roca, ($\mu s/ft$).

Δt_f = Tiempo de transito de la onda en el espacio poroso, generalmente 189, ($\mu s/ft$).

V_{sh} = Valor de la fracción de la roca ocupada por lutita.

Δt_{sh} = Tiempo de transito de la onda en las lutitas, ($\mu s/ft$).

Tabla 1.3. Velocidades Sónicas y Tiempo de Transito del Intervalo para Matrices Diferentes. Estas Constantes se Usan en la Fórmula de Porosidad Sónica (Sanchez, 2008).

	$V_{ma} (ft/s)$	$\Delta t_{ma} (\mu s/ft)$	$\Delta t_{ma} \left(\frac{\mu s}{ft} \right)$ Usadas comúnmente
Areniscas	18.000 a 19.500	55.5 a 51.00	55.5 a 51.0
Calizas	21.000 a 23.000	47.6 a 43.5	47.6
Dolomías	23.000 a 26.000	43.5 a 38.5	43.5
Anhidrita	20.000	50.0	50.0



Sal	15.000	66.7	67.0
Tuberías(acero)	17.500	57.0	57.0
Arcilla		80-130	

El tiempo de tránsito Δt_{log} de una formación aumenta debido a la presencia de hidrocarburos (es decir el efecto del hidrocarburo). Si el efecto del hidrocarburo no se corrige, la porosidad derivada del sónico será demasiado alta.

I.V.III Cálculo de la Densidad a Partir de la Velocidad Compresional.

Cuando no se cuenta con registros de densidad, la correlación de Gardner puede utilizarse para sintetizar la densidad volumétrica (Busquet, 2014).

$$\rho = 0.23 * Vp^{0.25} \quad (1.14)$$

Dónde:

ρ = Densidad Volumétrica, [gr/cc].

Vp = Velocidad Compresional, [ft/s].

I.V.IV Densidad en Profundidades Someras con el Método de Miller.

Miller propuso un método para sintetizar la densidad volumétrica obtenida de los registros geofísicos. Miller analizó la relación porosidad vs profundidad, que tenían los sedimentos en aguas profundas y estableció una correlación para calcular la porosidad en zonas someras y con esta la densidad de la roca (Busquet, 2014).

$$\phi = \phi_a + [\phi_b * e^{(-k*D)^{1/n}}] \quad (1.15)$$

Dónde:

ϕ = Porosidad, [Ad].

ϕ_a = Porosidad a grandes profundidades, [Ad].



ϕ_b = Parámetro de ajuste, igual a porosidad en el fondo del mar menos ϕ_a , [A].

k = Parámetro de ajuste (0.0035 para aguas profundas en el Golfo de México).

D = Profundidad, [pie].

n = Parámetro de ajuste (1.09 para aguas profundas del Golfo de México).

Obteniendo la predicción de la porosidad en la zona somera, con la correlación de Hobart se calcula la densidad volumétrica (ρ_b).

$$\rho_b = \phi * \rho_{fl} + (1 - \phi) * \rho_{ma} \quad (1.16)$$

Donde:

ρ_b = Densidad volumétrica del sedimento, [gr/cc].

ρ_{fl} = Densidad del agua contenida en los poros, 1.074 [gr/cc].

ϕ = Porosidad obtenida con la ecuación de Miller, [Ad].

ρ_{ma} = Densidad de la matriz 2.68, [gr/cc]

Este método es más confiable para porosidades que se encuentran entre 305 - 610 m por debajo del mudline, pero puede ser usado para mayores profundidades si no hay datos disponibles.

I.VI Esfuerzos en la Tierra.

La tierra es un lugar sometido a esfuerzos, por ello las formaciones en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos in situ y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical (σ_v), horizontal máximo (σ_H) y horizontal mínimo (σ_h), los cuales son perpendiculares entre sí. Pueden variar en su origen, magnitud y dirección. Algunos componentes de los esfuerzos de una formación pueden medirse directamente y otros pueden derivarse de algunas correlaciones. Los esfuerzos verticales son originados



fundamentalmente por el peso de los estratos de sobrecarga. En algunos casos, no se adquieren registros geofísicos de formaciones someras, por lo que a veces se utiliza una extrapolación exponencial de esfuerzos verticales para realizar un modelo del estado de esfuerzos (Acevedo, 2009).

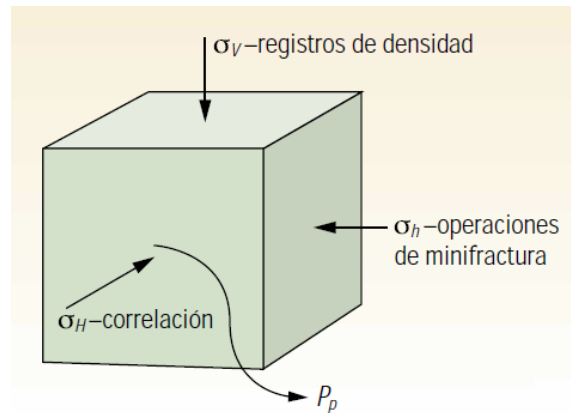


Figura 1.8. Estados de esfuerzos (Busquet, 2014).

La ciencia de la geomecánica intenta comprender estos esfuerzos presentes en el subsuelo, ya sea que se encuentren en una cuenca de subsidencia simple o en la intersección de las placas tectónicas en colisión. Un modelo básico podría ser suficiente en el primer caso, pero los marcos tectónicos complejos y otras situaciones dificultosas que se plantean en la exploración y el desarrollo de campos petroleros exigen herramientas y modelos geomecánicos cada vez más sofisticados (Cook, 2008).

Las placas tectónicas colisionan, elevando a las formaciones para formar cadenas montañosas, y también crean las condiciones para la acumulación de hidrocarburos. La rápida acumulación de sedimentos en lugares como el Golfo de México genera cambios de presión que pueden dar lugar a flujos de agua somera y zonas sobrepresionadas más profundas; situaciones realmente peligrosas para las operaciones de perforación.

Si se modifica el esfuerzo que está actuando sobre una roca, esta se deforma, alterando su volumen, geometría y trayecto del flujo de fluido presente en su



interior. Son múltiples los factores que pueden impactar el régimen de los esfuerzos a los que está sometida una formación, incluyendo el tipo de roca, los ambientes depositacionales, la tectónica regional, los episodios de erosión o levantamiento, las perturbaciones sísmicas locales, etc.

Los esfuerzos insitu, habiendo alcanzado un estado de equilibrio a lo largo del tiempo geológico, son alterados por procesos de perforación, producción e inyección, a veces en perjuicio de las actividades de explotación de yacimientos. La perforación extrae material de una formación, lo que modifica los esfuerzos presentes en los pozos adyacentes. De esta forma la perforación en condiciones de sobrebalance o bajobalance, respectivamente, aumenta o reduce la presión de poro de la formación. Las formaciones poco consolidadas pueden derrumbarse en el interior del pozo, debido a los esfuerzos compresivos producidos en la pared del pozo (ovalización por ruptura de la pared del pozo). Los esfuerzos presentes en la tierra también inciden en otros aspectos como el inicio y la propagación de las fracturas ya que el aumento de la presión de un pozo puede alterar los esfuerzos locales al punto de triturar la roca, esto puede ser bueno si se trata de una fractura hidráulica planificada o, mala si se genera pérdida de fluido durante la perforación. La producción reduce la presión de poro, lo que puede producir reducción de la permeabilidad o compactación de la formación. Estos efectos de agotamiento podrían no ser reversibles aun cuando la presión de poro aumente como resultado de la inyección de agua o de gas.

Los cambios en los esfuerzos debido a la perforación, pueden dificultarla o facilitarla, según sean las condiciones locales. Por ello si no se anticipan dichos cambios en los esfuerzos, los desafíos y los costos que implica el manejo de un área prospectiva pueden exceder de manera significativa las expectativas iniciales de un operador. Esto se traduce en una pérdida para la industria de billones de dólares por año. El tiempo perdido por problemas de inestabilidad y la pérdida de herramientas en el pozo se traducen en costos de perforación más elevados y demoras en la producción. La falta de comprensión de las condiciones geomecánicas puede generar terminaciones no óptimas y estimulaciones



infructuosas. Por lo tanto, es importante la comprensión de los peligros generados por los esfuerzos que se presentan en la tierra para la seguridad y eficacia de la perforación.

A veces las condiciones de los esfuerzos indican que un pozo debería ser estable pero la experiencia de campo demuestra lo contrario. Por ejemplo, si la inestabilidad se debe a la presencia de arcillas expansibles, sensibles, como la esmectita, debería utilizarse un fluido de perforación compatible con este tipo de formación. Con frecuencia, la inestabilidad del pozo está relacionada con planos de debilidad, tales como planos de estratificación o pequeñas fracturas pre-existentes de solo centímetros, por lo que se recomienda la utilización de un fluido de perforación con baja pérdida de fluido, con aditivos obturadores de fisuras. En algunos campos del Golfo de México, la ventana operativa, es tan estrecha que la resistencia del gel del fluido de perforación debe ser reducida para evitar fracturamiento de una formación.

Por ello se incrementa la necesidad de disponer de una imagen coherente de los esfuerzos presentes en el subsuelo. Lamentablemente, los datos obtenidos dentro de un área geográfica, a vez son escasos y en ocasiones pueden parecer contradictorios. Por otra parte, las condiciones de los esfuerzos presentes en un pozo pueden diferir considerablemente de las condiciones existentes en los pozos vecinos. Los especialistas deben poder ajustar el modelo de esfuerzos para que se adapte a una localización específica y con ayuda de las mediciones en tiempo real se obtiene información clave para mitigar los riesgos de la perforación.

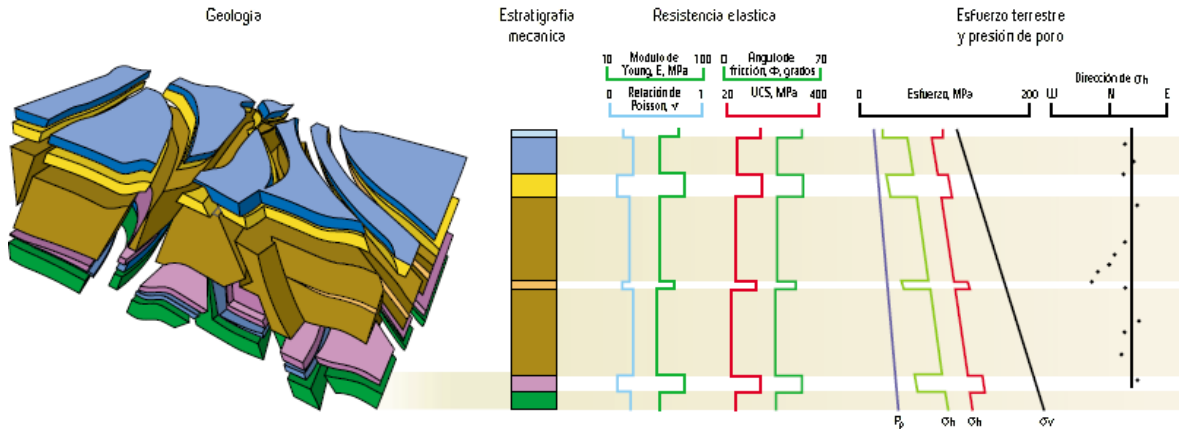


Figura 1.9. Conceptualización de un modelo mecánico en el subsuelo (Cook, 2008).

I.VII Proceso de Compactación.

El proceso normal de sedimentación involucra la depositación de capas o estratos de partículas de diferentes rocas. A medida que estas capas continúan depositándose se incrementa la presión de sobrecarga y las capas inferiores de sedimentos son forzadas hacia abajo compactándose para permitir mayor depositación en la superficie. La presión de sobrecarga en este caso se define como la suma de presión de la matriz rocosa y la presión de los fluidos de la formación. A medida que se incrementa el esfuerzo de sobrecarga, se incrementa la compactación de la roca; lo poros se reducen y como consecuencia hay un desalojo incompleto de agua en las rocas compactadas (Busquet, 2014).

Para comprender el efecto que provoca la presión de sobrecarga sobre la compactación de la roca, se realizó el siguiente análisis (Terzagui & Peck, 1948). Como se muestra en la figura 1.10, se simuló la compactación de arcillas saturadas con agua, mediante un tubo cilíndrico con platos de metal perforados y separados entre sí por resortes y agua. El esfuerzo vertical o de sobrecarga (S) se simula a través de un pistón, los resortes representan la comunicación entre las partículas de arcillas, que a su vez están representados por los platos perforados. El tubo tiene una válvula de drene y un manómetro.

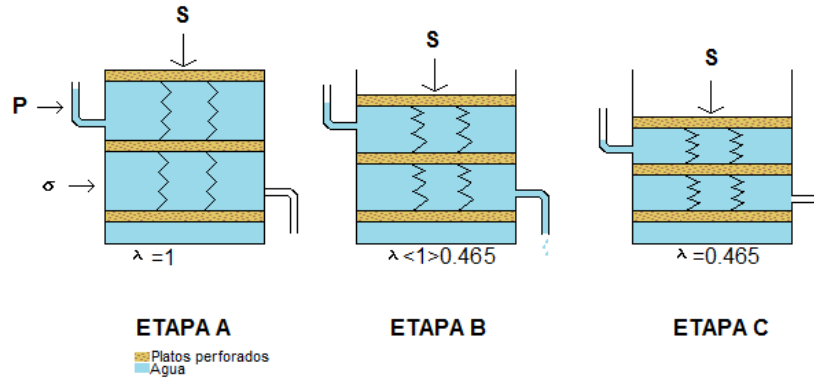


Figura 1.10. Relación de esfuerzo de sobrecarga, confinado y matricial (Terzagui & Peck, 1948).

En la etapa A de la figura 1.10, se aplica una presión (S), sobre el plato superior, que equivaldría a incrementar la presión de sobrecarga. Se observa que la altura de los resortes permanece sin cambio, debido a que la válvula de drenaje está cerrada, por lo cual no permite que el agua escape. Como el agua es casi incompresible, la carga es soportada totalmente por la misma agua, incrementando la presión del fluido, es decir, aumenta la presión de formación o de poro (P_p). La relación entre la presión de poro y la sobrecarga, está definida por:

$$\lambda = \frac{P_p}{S} \quad (1.17)$$

Como se muestra en la figura 1.10, en las condiciones de la etapa A, “ λ ” tiene un valor de uno; por lo tanto, el sistema está sobrepresionado. Cuando el agua se permite escapar (abriendo la válvula), los platos se desplazan ligeramente hacia abajo lo cual representa la compactación del sistema, y los resortes soportarán parte del esfuerzo aplicado. Conforme más agua se deje escapar del sistema, el agua residual y el resorte estarán en total equilibrio. En la etapa C, se muestra que la carga aplicada es soportada casi totalmente por el esfuerzo generado en los resortes y la presión en el agua. El valor de “ λ ” es aproximadamente 0.465 psi/ft ò 0.009 MPa/m (Terzagui & Peck, 1948).



Hubbert y Rubey (1959), demostraron que el esfuerzo vertical (σ_v) o de sobrecarga es soportado por la presión del fluido (P_p) y por el esfuerzo vertical efectivo (σ_v') ejercido por las partículas de arcilla en la matriz rocosa; de esta manera, se estableció una ecuación de equilibrio ampliamente aceptada y representada por la ecuación 1.18.

$$\sigma_v = P_p + \sigma_v' \quad (1.18)$$

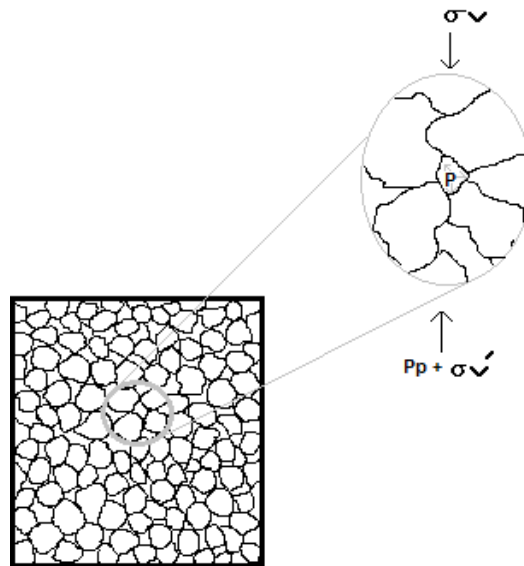


Figura 1.11. Representación gráfica de la ecuación de equilibrio (Hubbert & Rubey, 1959).

El esfuerzo vertical efectivo (σ_v') ejercido por la matriz, depende únicamente del grado de compactación de las arcillas, es decir, si aumenta la sobrecarga, la roca se compacta, los poros se reducen y el esfuerzo matricial incrementa. Por lo tanto, la matriz de la roca absorbe el aumento del esfuerzo vertical lo que se traduce en el incremento de la resistencia de la roca por el aumento del contacto grano a grano de las partículas individuales de esta. En otras palabras, el esfuerzo vertical efectivo, se incrementa continuamente con la compactación, siempre y cuando los fluidos tiendan a escapar de la matriz porosa.



I.VIII Esfuerzo de Sobrecarga.

La obtención del esfuerzo de sobrecarga es de vital importancia para la estimación del gradiente de presión de poro y de fractura. El esfuerzo de sobrecarga dado a cualquier profundidad está en función de la densidad de los sedimentos superiores. La problemática para calcular la densidad de los sedimentos, es que es confiable hasta que estos han sido penetrados y registrados. Esto conduce a la siguiente paradoja “en general, para el adecuado diseño de un pozo, es necesario primero perforarlo”. Dado que esto es una imposibilidad física, el diseño de pozos exploratorios dependerá de estimaciones de sobrecarga basada en métodos indirectos o empíricos (Busquet, 2014).

La presión de sobrecarga es la presión impuesta por las rocas y los fluidos contenidos arriba del punto de interés. Por lo que se calculara a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos.

VIII.I Método de la Integral.

Si la presión está definida como la fuerza por unidad de área, el esfuerzo será considerado por convención de mecánica de rocas como (Trejo, 2009):

$$\sigma_{OB} = \frac{\vec{F}_{roca+fluido}}{A_t} \quad (1.19)$$

Si se define a la densidad como:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1.20)$$

De la ecuación 1.20, se tiene.

$$m = \rho * V \quad (1.21)$$

Si la fuerza está definida como:

$$\vec{F} = m\vec{g} \quad (1.22)$$



Sustituyendo la ecuación 1.21 en la ecuación 1.22, se obtiene:

$$\vec{F} = V * \rho * \vec{g} \quad (1.23)$$

Es conocido también que el volumen está definido como:

$$V = A_T * L \quad (1.24)$$

Sustituyendo la ecuación 1.24 en la ecuación 1.23, y con este resultado sustituirlo en la ecuación 1.19, obtendremos la siguiente ecuación:

$$\sigma_{OB} = \frac{(\rho * v * \vec{g})}{A_t} = \frac{\rho * A_t * L * \vec{g}}{A_t} = \rho * L * \vec{g} \quad (1.25)$$

$$\sigma_{OB} = \rho * L * \vec{g} \quad (1.26)$$

La ecuación 1.26, es el esfuerzo de sobrecarga en función de la densidad total del sistema roca fluido y la profundidad de interés L.

Dado este efecto, el espacio poroso se reduce con la profundidad por el efecto de sobrecarga, así la presión normal se mantiene, solo si se tiene un camino de suficiente permeabilidad para que el agua escape rápidamente.

Tomando como base la ecuación 1.26, el esfuerzo de sobrecarga se puede calcular con la siguiente expresión matemática.

$$S_{OB} = \int_0^D \rho_T * g * dD \quad (1.27)$$

Dónde:

S_{OB} = Sobrecarga [MPa]

g = Es la constante universal de gravedad, [m/s²].

ρ_T = Es la densidad volumétrica o total, [kg/m³].

D = Profundidad, [m].



VIII.II Método de Amoco.

En la ausencia de registros geofísicos de densidad, frecuentemente se usa la ecuación de Amoco (Traugott, 1977), para calcular la densidad de los sedimentos (Trejo, 2009).

$$\rho_{(D)} = 16.3 + \left[\frac{D}{3125} \right]^{0.6} \quad (1.28)$$

Dónde:

$\rho_{(D)}$ = Es la densidad volumétrica promedio, [lb/gal].

D = Es la profundidad, [pie].

VIII.III Método de Zamora.

Para determinar el gradiente de sobrecarga, el método integra matemáticamente la densidad volumétrica de la formación, desde la superficie hasta la profundidad de interés (D_s), usando la siguiente ecuación (Trejo, 2009).

$$\frac{\sigma_{ob}}{D_s} = \frac{8.345}{D_s} \int \beta(u) du \quad (1.29)$$

Dónde:

$\beta(u)$ = Densidad volumétrica definida por la exponencial $\beta(u) = (C_1 + C_2 A)u^x$

A = Es la variable de sobrecarga que varía de 0 a 14.

Sustituyendo la ecuación e integrando, se obtiene la siguiente expresión matemática.

$$\frac{\sigma_{ob}}{D_s} = \frac{1}{D_s} \left[(C_3 + C_4 A) D_s^{\frac{x}{s}+1} \right] \quad (1.30)$$

En donde los valores de las constantes C y X se muestran en la tabla 1.4.

**Tabla 1.4 Valores de las constantes C_1 a C_4 y x [6].**

C_1	1.034
C_2	0.03
C_3	8.03
C_4	0.232
x	0.075

Puesto que los valores más grandes de A corresponden a formaciones más viejas, es posible relacionar intervalos de la variable de sobrecarga con intervalos de edad geológica, como se muestra en la siguiente tabla 1.5.

Tabla 1.5 Variable de Sobrecarga por edad geológica [6].

Holoceno-Plioceno	$0 \leq A \leq 5$
Mioceno-Oligoceno	$5 \leq A \leq 9$
Eoceno-Paleoceno	$9 \leq A \leq 10$
Cretáceo-Triásico	$10 \leq A \leq 11$
Pérmico	$11 \leq A \leq 14$

I.IX Presión de Formación (Poro).

Es la presión, a la cual se encuentran confinados los fluidos dentro del espacio poroso, está en función de los fluidos de formación y de las cargas que este soportando.

Para entender el mecanismo de generación de la presión de formación o de poro, se deben considerar los eventos geológicos del área de estudio.



La figura 1.12, muestra un ejemplo, de generación de presión de poro para un ambiente deposicional deltaico, donde los sedimentos fueron depositados de manera lenta. En un inicio el material detrítico, era acarreado por el río como partículas en suspensión, hacia el mar. Las partículas en suspensión que precipitaron y depositaron, formaron a profundidades someras un sedimento poco compacto, no consolidado, con porosidad y permeabilidad alta; el agua de mar al estar mezclada con estos sedimentos, genera una presión hidrostática. Al incrementar la depositación de los sedimentos, el peso de las partículas sólidas es soportada por el contacto grano a grano, de tal manera que no afecte la presión hidrostática, por lo que, dicha presión, estará en función de la densidad del fluido contenido en los poros. Como la depositación sigue incrementando, los sedimentos previamente formados, se van enterrando cada vez más, provocando que el contacto grano a grano incremente, de tal manera, que la roca se compacte y la porosidad disminuya. Al incrementar la compactación, el diámetro de poro disminuye, provocando que el agua confinada en los poros sea expulsada hacia otras zonas a través del medio poroso permeable. A esto se le conoce como equilibrio hidráulico. Como el fluido en el espacio poral sigue comunicado con el agua de mar, se mantiene el equilibrio hidrostático y como consecuencia existirá una presión hidrostática teórica en los poros (Trejo, 2009).

A la presión de formación, generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es, ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán $\text{kg/cm}^2/\text{m}$ o $\text{lb/in}^2/\text{ft}$ (psi/ft).

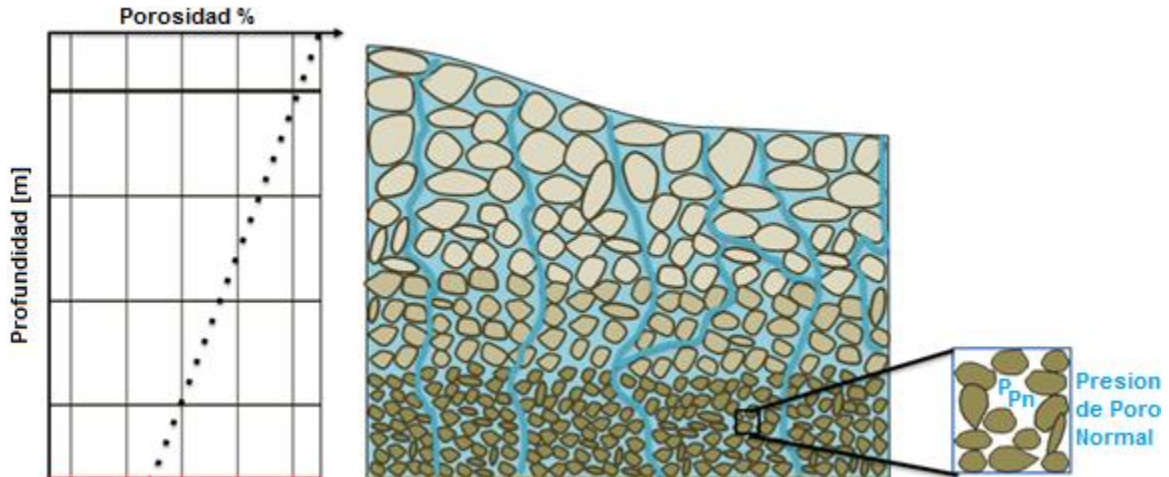


Figura 1.12. Equilibrio hidráulico durante la sedimentación y compactación de los granos (Trejo, 2009).

I.IX.I Clasificación de la Presión de Formación.

El tipo de presiones de formación que se encuentran en un pozo pueden ser subnormales (bajas), normales y anormales (altas) (Busquet, 2014).

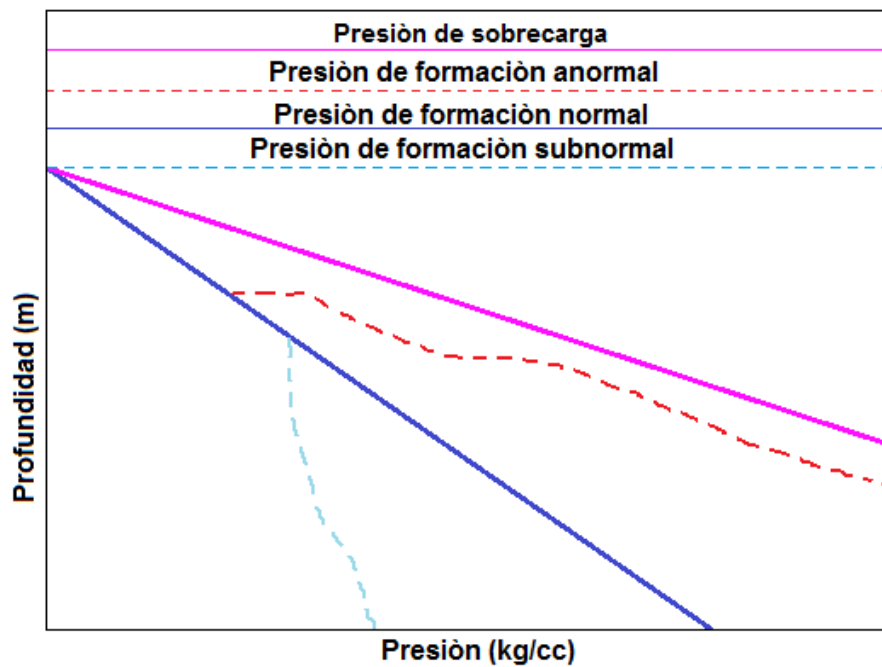


Figura 1.13. Perfil de las clasificaciones de las presiones de poro (Busquet, 2014).



I.IX.I.I Presión de Formación Subnormal.

La presión de formación subnormal, es menor que la presión normal, la cual se define como la presión hidrostática que ejerce una columna de agua dulce a la profundidad de interés. Generalmente esta presión se encuentra en zonas donde la formación posee un alto esfuerzo matricial y alta porosidad (Trejo, 2009).

Los pozos con presiones subnormales, pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen pueden ser, factores geológicos, técnicos o yacimientos depresionados por su explotación.

I.IX.I.II Presión de Formación Normal.

Es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de NaCl, cuya densidad es de $1.074 \text{ gr/cm}^3 = 0.465 \text{ psi/ft}$. La tabla 1.6, muestra gradientes de presión normal para diferentes áreas que han tenido una actividad de perforación considerable (Trejo, 2009).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. Las densidades de lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 gr/cc.

Tabla 1.6 Gradientes de presión de formación normal en diferentes regiones del mundo (Trejo, 2009).

Región	Gradiente de Presión (psi/ft)	Densidad de Agua Equivalente (gr/cm^3)
Oeste de Texas	0.433	1.000
Costa del Golfo de México	0.465	1.074
Mar del Norte	0.452	1.044
Oeste de África	0.442	1.021
California	0.439	1.014



Una técnica de identificación de la presión de poro normal, se realiza mediante el análisis de las propiedades de la lutita medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad y porosidad) así como la velocidad acústica y el esfuerzo efectivo de la roca. Cuando estas propiedades se grafican con respecto a la profundidad, y la presión de poro normal está presente, los perfiles de estas propiedades mostraran las tendencias de la figura 1.14.

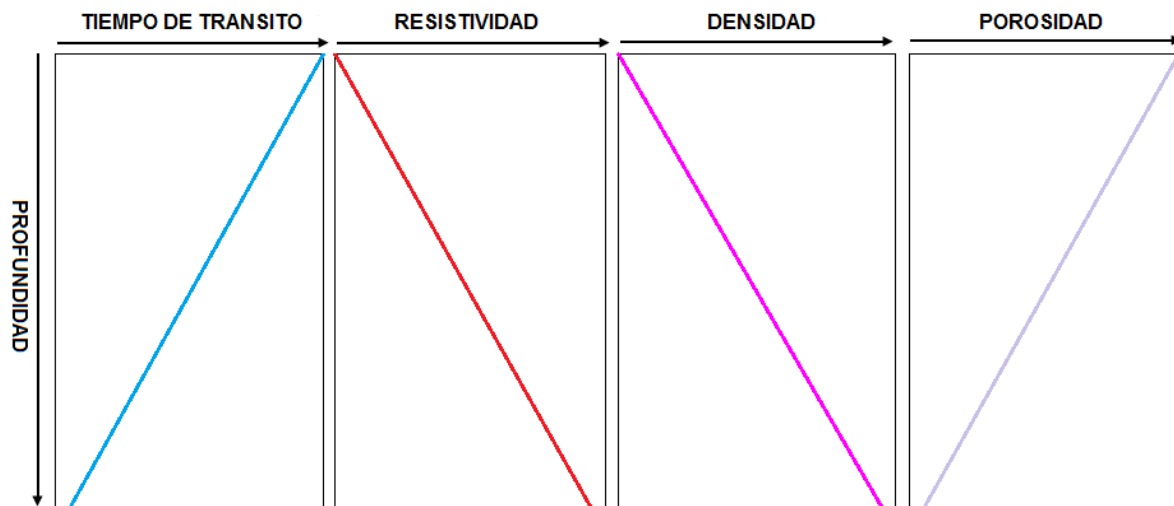


Figura 1.14. Tendencia de los perfiles de las propiedades de la roca en las zonas de presión de poro normal (Busquet, 2014).

I.IX.I.III Presión de Formación Anormal.

El termino presión de formación anormal se usa para describir las presiones de formación que son mayores que la normal (Trejo, 2009).

Las zonas de presión anormal no tienen la libertad de mantener la presión comunicada en el medio poroso. Si lo hicieran, la alta presión se dispararía rápidamente y se convertiría en normal. Por lo tanto, el mecanismo que genera la acumulación de presión debería de presentarse antes que la presión anormal se genere y mantenga (figura 1.15.).

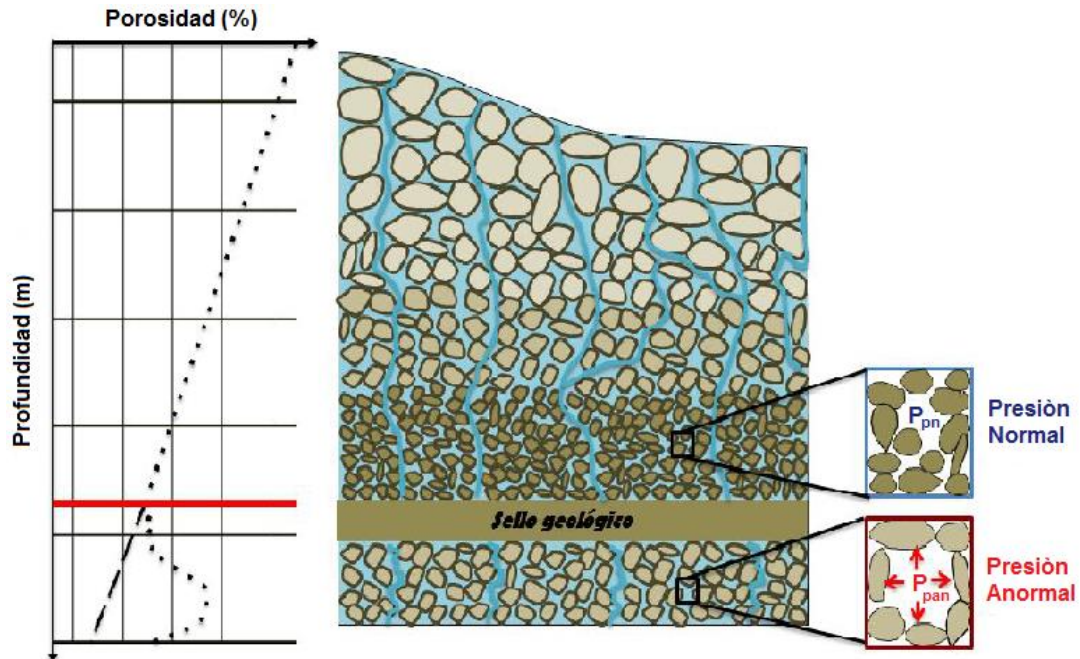


Figura 1.15. Perfil de las clasificaciones de las presiones de poro (Trejo, 2009).

La habilidad para la generación de presiones superiores a la presión normal depende de la roca, de las propiedades del fluido, y de su rango de cambio en comparación con las condiciones normales de la cuenca. El exceso de presión puede ser generado por baja compactación y mecanismos de expansión del fluido.

a) Generación por baja (desequilibrio) compactación.

El incremento en el esfuerzo vertical (sobrecarga) durante la sedimentación produce un desalojo incompleto de agua, ocasionando que parte del peso de las formaciones suprayacentes sea soportado por los fluidos contenidos en el espacio poral, con lo cual se genera una presión de poro mayor. A este mecanismo se le llama "Desequilibrio de compactación o subcompactación" y la manifestación física sobre la roca, es una presión de poro excesiva acompañada de una alta porosidad en relación con una roca a la misma profundidad con presión normal y totalmente compactada (Busquet, 2014).



La presión anormal ocasionada por el desequilibrio de compactación ocurre a la profundidad donde la permeabilidad es tan pequeña que no permite un desalojo completo de agua contenida en los poros (profundidad de retención de fluidos, (PRF). El inicio de la sobrepresión es controlado por el índice de sedimentación y por la evolución de la permeabilidad y porosidad de los sedimentos durante el sepultamiento (Huffman & Bowers, 2002). Asumiendo un mismo índice de sedimentación, la PRF es más somera en rocas sedimentarias de bajas permeabilidades y/o mayormente compresibles, y es más profunda en rocas más permeables y/o menos compresibles (como las arenas). De manera inversa, para la misma formación, la PRF es somera para altos índices de sedimentación y es profunda en índices de sedimentación bajos.

b) La expansión de fluido dentro del espacio poroso limitado.

La presión anormal se crea por la expansión de los fluidos en las rocas de baja permeabilidad, en donde el volumen de los fluidos intersticiales incrementa con el mínimo cambio en la porosidad y en un rango que no permite la disipación efectiva del fluido (Huffman & Bowers, 2002). Adicionalmente, la expansión de fluidos y de la roca ocurre debido al incremento de temperatura con respecto a la profundidad. La magnitud de la presión anormal está controlada por el rango de cambio de volumen y por las propiedades de la roca sedimentaria donde ocurre el cambio.

I.IX.II Métodos Para Predecir el Gradiente de Formación anormal.

I.IX.II.I Método de Eaton.

En investigaciones realizadas por Mouchet y Mitchell (1989), concluyeron que en cuencas sedimentarias donde, la subcompactación es la más común de las causas de sobrepresión, las ecuaciones de Eaton (1969), para predecir la presión de poro en aguas profundas son las más ampliamente utilizadas.



Etón (1969), presento Las siguientes ecuaciones, para predecir el gradiente de presión de poro en lutitas usando registros geofísicos.

a) Para la Resistividad.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \frac{P_{Pn}}{D} \right] \left[\frac{R_0}{R_n} \right]^{1.2} \quad (1.31)$$

Dónde:

$\frac{P}{D}$ = Gradiente de presión de formación, [psi/ft] o [gr/cc].

$\frac{S}{D}$ = Gradiente de presión de sobrecarga, [psi/ft] o [gr/cc].

$\frac{P_{Pn}}{D}$ = Gradiente de presión poro normal, [psi/ft] o [gr/cc].

R_0 = Resistividad de la lutita, de la lectura del registro, [ohm-m].

R_n = Resistividad de la lutita, de la línea de tendencia de compactación normal, [ohm-m].

n: Exponente de Eatón que generalmente es 3 o 1.2 pero depende de la cuenca en estudio.

b) Registro de Conductividad.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \frac{P_{Pn}}{D} \right] \left[\frac{C_n}{C_0} \right]^{1.2} \quad (1.32)$$

Dónde:

C_n = Conductividad de la lutita, de la línea de tendencia normal de compactación, [miliohms/m].

C_0 = Conductividad de la lutita, de la lectura del registro, [miliohms/m].

c) Registro Sónico.



$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right] \left[\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right]^3 \quad (1.33)$$

Dónde:

Δt_n = Tiempo de transito de la lutita, de la línea de tendencia normal de compactación, [$\mu s/ft$].

Δt_o = Tiempo de transito de la lutita, de la lectura del registro, [$\mu s/ft$].

Nota importante.

Es importante mencionar que cuando se calcula la presión de poro con el tiempo de tránsito, no se considera la tendencia normal de compactación lineal. Esto se puede demostrar de la siguiente manera.

De acuerdo con la teoría de Eatón (1969), el esfuerzo vertical efectivo puede calcularse con la ecuación.

$$\sigma_V' = \sigma_{norm} \left(\frac{V^3}{V_{norm}} \right) \quad (1.34)$$

Dónde:

σ_V' = Esfuerzo vertical efectivo (matricial), [psi o Mpa].

V = Es la velocidad medida, [ft/s].

σ_{norm} = Esfuerzo efectivo, valor bajo condiciones de P_{pn} , [psi o Mpa].

V_{norm} = Velocidad efectiva, valor bajo condiciones de P_{pn} , [ft/s o m/s].

Esta ecuación implica que la presión de poro normal y anormal ambas siguen una curva virgen de la forma.

$$v = C \sigma_V'^{1/3} \quad (1.35)$$



La línea de velocidad con tendencia normal, en un gráfico semilog V_{norm} vs profundidad, es una línea recta. Sin embargo, la ecuación 1.34, V y V_{norm} ambas deberían satisfacer la ecuación 1.35. Por lo tanto, para ser consistente, V_{norm} debería ser calculada con la ecuación 1.35 usando los valores de σ_{norm} , determinado de la presión de poro normal y la presión de sobrecarga. Si se hace lo anterior, la línea de tendencia normal no sería una línea recta (Neal et al., 1985).

La figura 1.16a, compara la tendencia normal (línea recta) de compactación utilizada por Hottmann & Johnson (1965), y la solución analítica mencionada anteriormente. La constante C de la ecuación 1.35, se obtuvo de un gráfico σ_{norm} vs V_{norm} (Figura 1.7c). En la figura 1.16b, se muestra las presiones de poro anormal calculada considerando la compactación lineal y no lineal. Se observa que la línea recta sobre estima la V_{norm} , lo que daría un esfuerzo efectivo menor y por lo tanto sobrestimaría la presión de poro. En cambio, la tendencia no lineal de la solución de Eaton (Ecu. 1.34) bajo estima V_{norm} , dando un esfuerzo efectivo mayor y como consecuencia bajo estimaría la presión de poro (Neal et al., 1985).

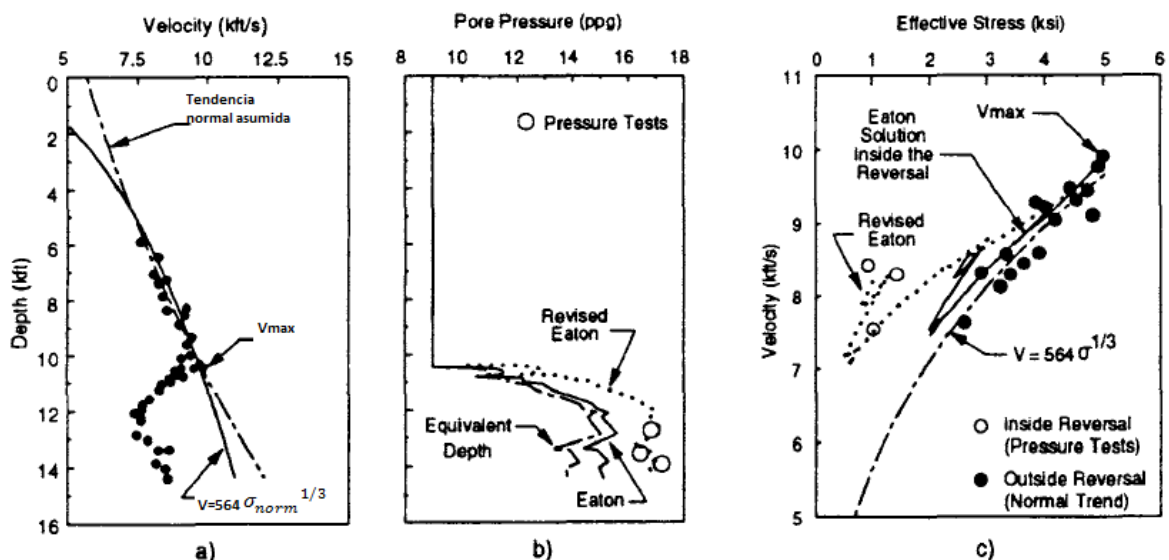


Figura 1.16. Perfil típico de las zonas de presión anormal por expansión del fluido (Neal et al., 1985).



En la práctica ambos métodos son útiles, la ecuación 1.34 trabaja mejor en zonas de presión de poro alta generada por la baja compactación, y Hottmann & Johnson (1965), ajustaría bien en zonas altamente geopresionadas por la expansión del fluido. Dado que Etón (1969), es el modelo ampliamente usado, Etón (1975) modifico su modelo, cambiando el exponente 3 por el exponente 5 (Neal et al., 1985), quedando su ecuación:

$$\sigma = \sigma_{norm} \left(\frac{V^5}{V_{norm}} \right) \quad (1.36)$$

Las limitaciones de este método son: en los cambios de litología es difícil de definir las tendencias de compactación normal apropiadas, la compactación de la roca resulta ser un efecto combinado del esfuerzo vertical y los esfuerzos horizontales (solo se ha tomado en cuenta la compactación debido al esfuerzo vertical) por lo tanto, la presión de poro resultante de la expansión del fluido no se considera en este método.

I.IX.II.II Método de Bowers.

Este método fue desarrollado por Bowers (1994), el cual se basa en la velocidad sónica de la formación, tomando en cuenta que la presión de poro anormal es generada por un desequilibrio en la compactación y por los mecanismos de expansión del fluido. El método se basa en una aproximación del esfuerzo vertical efectivo calculado por medio de la velocidad; a este resultado se le resta al esfuerzo de sobrecarga para obtener la presión de poro.

Dependiendo de cuál haya sido la causa de la generación de la presión anormal se utiliza la ecuación de una curva virgen o de una curva de descarga “unloading”. Las presiones anormales generadas por desequilibrio en la compactación, dependen solamente de la compresibilidad relativa de la matriz de la roca y del fluido, las cuales normalmente ocurren a profundidades someras y en formaciones



suaves. Para el caso de las presiones anormales generadas por la expansión del fluido, sucede cuando incrementa la temperatura en la formación y uno de los motivos es con el aumento de profundidad. Esto suele pasar en formaciones duras.

La curva virgen, es aquella que considera las presiones normales, así como las presiones anormales causadas por el desequilibrio de compactación. La curva de descarga considera los mecanismos de expansión de los fluidos que originaron que la presión de poro se incremente más rápido que el esfuerzo vertical, teniendo a la vez como resultado el decremento del esfuerzo efectivo que produce velocidades inversas (figura 1.17.).

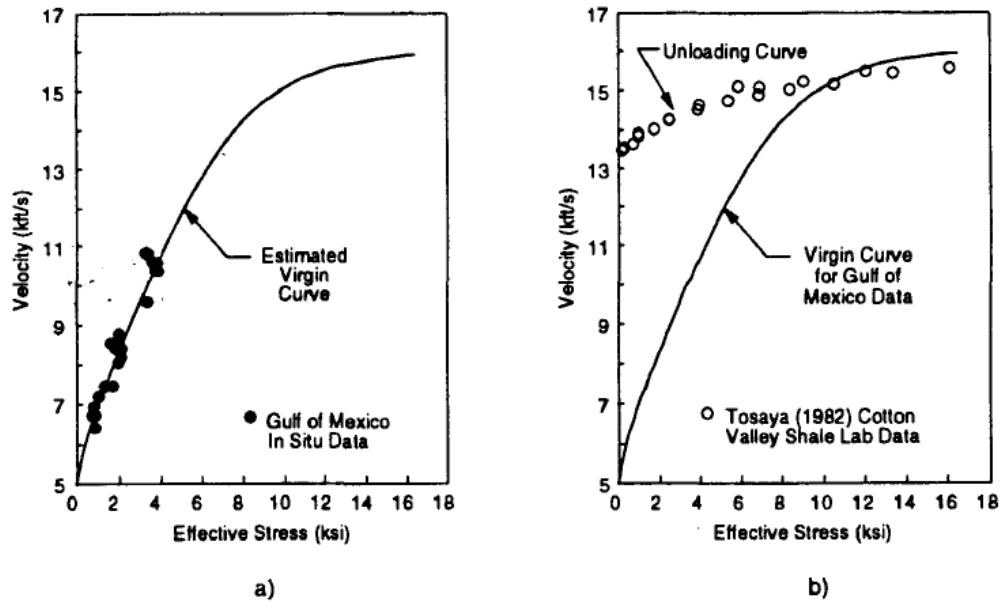


Figura 1.17. Comportamiento de la compactación de lutitas: a) Curva virgen y b) Curva de descarga (Bowers, 1994).

Por lo tanto, los esfuerzos efectivos fuera de la zona de velocidades inversas se calculan con la ecuación virgen y aquellos que corresponden a la zona de velocidades inversas se calculan con la ecuación de la curva de descarga. En la figura 1.18, se puede observar que al utilizar la ecuación de la curva de descarga la estimación de la presión de poro es mayor que la ecuación de la curva virgen.

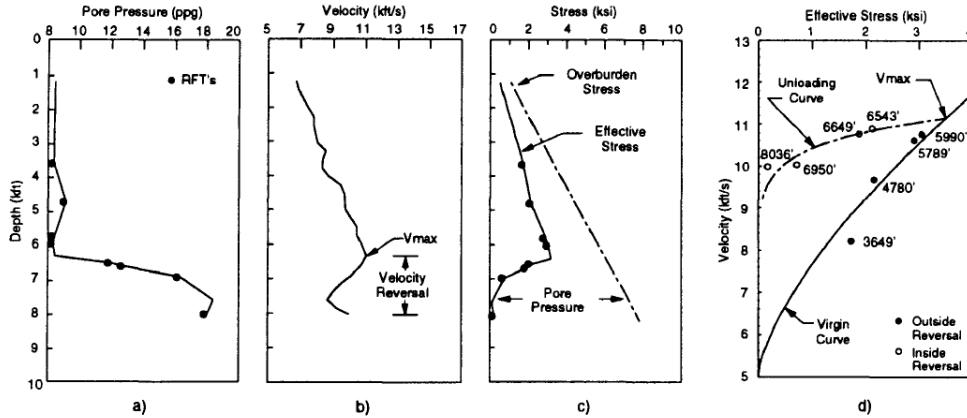


Figura 1.18. Esfuerzo dentro y fuera de la inversión de la velocidad (Bowers, 1994).

I.IX.II.II.I Presión de Poro Considerando la Baja Compactación y la Curva Virgen.

La curva virgen para lutitas que se muestra en la figura 1.17a, se representa por medio de la ecuación 1.37:

$$v = 5000 + A\sigma^B \tag{1.37}$$

Dónde:

V= Velocidad [ft/s].

σ = Esfuerzo efectivo [psi].

A y B= parámetros calibrados con datos de correlación de velocidad vs esfuerzo efectivo.

Obtenida la curva virgen (velocidad normal), se puede calcular la presión de poro alta, generada por la baja compactación.

1. Se obtiene el tiempo de transito normal con el inverso de la velocidad normal o curva virgen.



2. Teniendo el tiempo de tránsito normal y el observado por la herramienta con la ecuación de Etón (1.33) se calcula la presión de poro.

I.IX.II.II.II Presión de Poro Considerando la Baja Compactación y la Curva de Descarga.

La curva de descarga se define por la siguiente relación empírica.

$$v = 5000 + A \left[\sigma_{max} \left(\frac{\sigma}{\sigma_{max}} \right)^{\frac{1}{U}} \right]^B \quad (1.38)$$

Dónde:

$$\sigma_{max} = \left(\frac{v_{max} - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (1.39)$$

σ_{max} , es el esfuerzo efectivo máximo (psi) y v_{max} es la velocidad máxima [ft/s] antes de iniciar la descarga, estos valores se toman en el inicio de la inversión de la velocidad (comienzo de la descarga).

En la ausencia de cambio de litología se considera que la v_{max} es usualmente igual a la velocidad al comienzo de la velocidad de inversión.

La figura 1.19 muestra un tercer parámetro, U, el cual mide que tan plástico es un sedimento. Si $U=1$, implica una deformación no permanente, porque la curva de descarga se reduce a la curva virgen. Si $U=\infty$, corresponde a una deformación completamente irreversible. En la práctica, el rango de U típicamente se encuentra entre 3 y 8. En la figura 1.20 se muestra que σ_{vc} es el esfuerzo en el cual la velocidad actual (v) intercepta con la curva virgen.

Resolviendo para U:

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_{max}} \right) = \left(\frac{\sigma_{vc}}{\sigma_{max}} \right)^U \quad (1.40)$$



$$\sigma_{vc} = \left(\frac{v-5000}{A} \right)^{1/B} \quad (1.41)$$

Dónde:

σ_{vc} = Esfuerzo efectivo en la curva virgen considerando la profundidad equivalente, [psi] o [Mpa].

v = Velocidades acústicas por debajo de la velocidad máxima observada, [ft/s] o [m/s].

La ecuación 1.41, servirá para conocer el esfuerzo efectivo en las profundidades donde la velocidad acústica observada no sigue la tendencia normal de compactación (velocidad normal). Este esfuerzo efectivo equivalente se introduce en la ecuación 1.42, para determinar el esfuerzo matricial de la roca a determinada profundidad.

El esfuerzo vertical efectivo o matricial considerando la plasticidad del sedimento a la profundidad de interés será calculado con:

$$\sigma = \sigma_{max} \left(\frac{\sigma_{vc}}{v_{max}} \right)^U \quad (1.42)$$

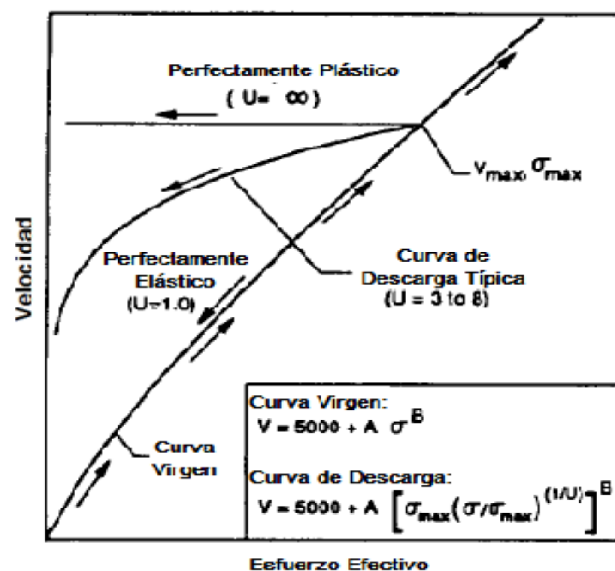


Figura 1.19. Parámetro de carga "U" (Bowers, 1994).



Una vez determinado el esfuerzo matricial, utilizando la ecuación 1.18 y el gradiente de sobrecarga, la presión de poro puede ser calculada.

Este procedimiento toma en cuenta, el mecanismo de generación de alta presión por expansión de fluido.

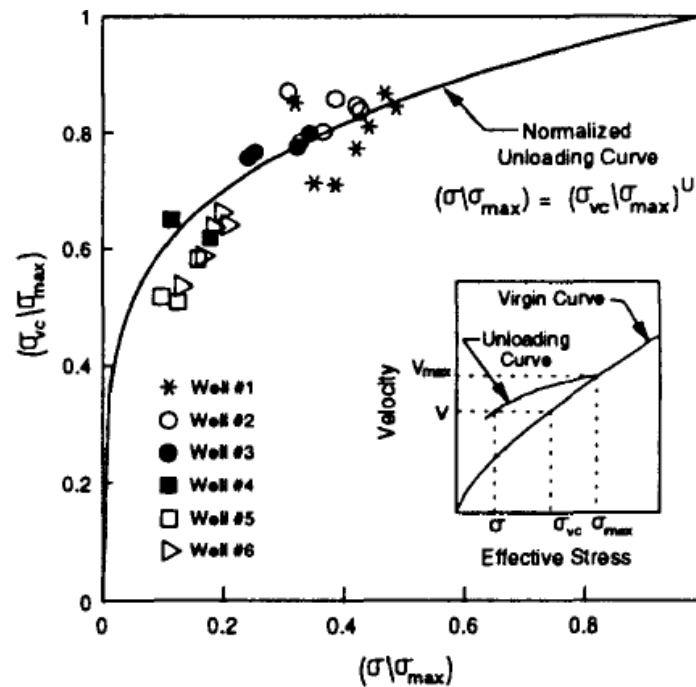


Figura 1.20. Curva de descarga normalizada (Bowers, 1994).

I.IX.II.III Método de la Profundidad Equivalente.

Este método está basado en el principio que establece que, en formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo (σ_v'). El método se explica a continuación (Busquet, 2014).

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul figura 1.21.).



2. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde figura 1.21.).

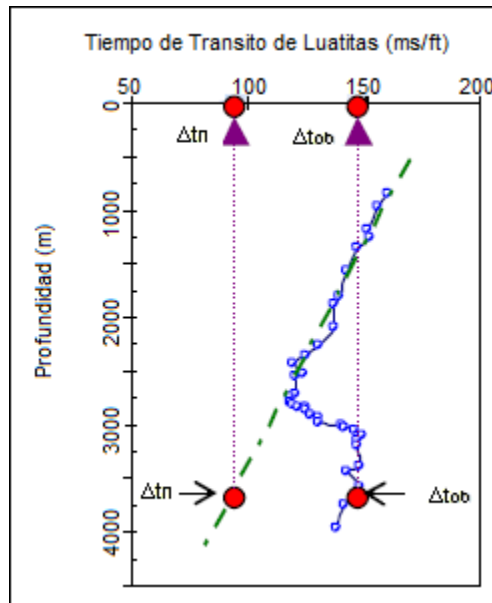


Figura 1.21. Tendencia real vs tendencia normal (Busquet, 2014).

3. A la profundidad de interés D , leer el valor extrapolado Δt_n y observados Δt_{ob} posteriormente, de la lectura observada trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente D_n .
4. Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

$$\sigma_D = \sigma_{Dn} = S_{Dn} - P_{PDn} \quad (1.43)$$

Dónde:

$$P_{PDn} = \frac{\rho_{FF} * D_n}{10} \quad (1.44)$$



Dónde ρ_{FF} es la densidad el fluido de la formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.03 gr/cc, cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación de pozos de correlación.

5. Finalmente se calcula la presión de poro a la profundidad de interés.

$$P_{pD} = S_D - \sigma_D \quad (1.45)$$

I.X Presión de Fractura.

La presión de fractura, se define como la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la roca (esfuerzo matricial mínimo) es decir es la presión, a la cual se presenta una falla mecánica de una formación, originándose una pérdida de circulación. Estas presiones se pueden originar por trabajar con lodos de alta densidad, cambios bruscos de presión, como el efecto de pistón o mantener una presión arriba de la presión máxima permisible. La resistencia de la formación a ser fracturada depende de la cohesión y solidez de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que esté sometida (Trejo, 2009).

Las formaciones superficiales solo presentan la resistencia presentada por la cohesión de la roca, debido a esto, y la experiencia confirma que las fracturas creadas en las formaciones someras pueden ser horizontales.

Sin embargo, a medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Esto es una razón que confirma que la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales. Se ha observado que la roca generalmente se rompe a presiones menores que la presión teórica de sobrecarga.



Se requiere conocer el gradiente de presión de fractura, para determinar la forma en la que se ha de controlar el pozo, ya sea durante la perforación o durante la terminación.

El gradiente de fractura sirve para:

1. Determinar el programa de densidades de los fluidos de perforación y control.
2. Determinar la profundidad de asentamientos de las TR's.
3. Realizar el diseño de las tuberías de revestimiento.
4. Establecer los valores de densidad diferencial del fluido de perforación por viajes (presiones de suaveo y surgencia).
5. Determinar las velocidades de introducción o extracción de tuberías al pozo.
6. Planear la cementación de las tuberías de revestimiento.
7. Planear las operaciones de terminación y mantenimiento del pozo.
8. Cálculos de control de brotes.
9. Operaciones de lavado de pescados y manejo de pescantes.

Valores comparativos.

1. Los valores de presión de fractura mayores a la presión de sobrecarga llevan a generar fracturas verticales.
2. Los valores de presión de fractura menores a la presión de sobrecarga llevan a generar fracturas horizontales.
3. Generalmente la roca se rompe a presiones menores a la presión de sobrecarga.

Un gran número de ecuaciones teóricas o desarrolladas en un campo han sido usadas para la aproximación de la presión de fractura. Algunas de estas son adecuadas para cierta área, mientras que otras requieren una retrospectiva



basada en registros eléctricos tomados después de que se ha perforado el pozo. Existe una variedad de métodos, a continuación, solo se presentan algunos.

I.X.I Método de Hubbert y Willis.

Hubbert y Willis (1957), revisaron las variables involucradas en la iniciación de la fractura en una formación. Se dedujo que la presión de fractura está en función del esfuerzo vertical, de la presión de formación y de la relación existente entre los esfuerzos horizontal y vertical.

Basándose en un diagrama de fuerzas en la definición del esfuerzo vertical, se deduce que la presión de fractura, es de igual magnitud y de sentido contrario a la sumatoria de la presión de poro y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$\sigma_v = \sigma_v' + P_p \quad (1.46)$$

De acuerdo a lo anterior, para que una fractura se genere verticalmente, la presión deberá vencer la presión de poro y el esfuerzo mínimo efectivo; es decir:

$$P_f = P_p + \sigma_{min}' \quad (1.47)$$

Hubbert y Willis (1957) concluyeron que, en las regiones de fallas normales, el esfuerzo horizontal efectivo es el esfuerzo mínimo.

$$P_f = P_p + \sigma_h' \quad (1.48)$$

También concluyeron que el esfuerzo mínimo efectivo en sedimentos someros es aproximadamente una tercera parte del esfuerzo vertical efectivo. Así la presión de fractura para esta situación es:



$$P_f = P_p + \frac{\sigma_v'}{3} \quad (1.49)$$

Dónde:

$$\sigma_v' = \sigma_v - P_p \quad (1.50)$$

Por lo tanto:

$$P_f = P_p + \frac{(\sigma_v - P_p)}{3} \quad (1.51)$$

Y

$$P_f = \left(\frac{(\sigma_v - 2P_p)}{3} \right) \quad (1.52)$$

La desventaja de esta ecuación es que fue propuesta para un gradiente de esfuerzo vertical de aproximadamente 1.0 [psi/ft] (0.021 [MPa/m]) en forma constante y, por lo tanto, en donde existan presiones de poro normal se tendrá como resultado un gradiente de fractura constante, lo cual nunca sucede. Es conveniente mencionar que esta correlación ha sido usada con gradientes de esfuerzo vertical variables y en general se ha comprobado que este método proporciona gradientes de fractura menores a los reales.

I.X.II Método de Matthews and Kelly.

Matthews and Kelly (1967), publicaron la siguiente ecuación para obtener la presión de fractura, la cual difiere con el modelo de Hubbert y Willis (1957), debido a la introducción de una variable k_i , que es el coeficiente matricial de la roca:

$$P_f = P_p + k_i \sigma_v' \quad (1.53)$$

Si $\sigma_v' = \sigma_v - P_p$ y lo sustituimos en la ecuación anterior se tiene:



$$P_f = P_p + k_i(\sigma_v - P_p) \quad (1.54)$$

Para obtener un gradiente, se divide la ecuación anterior por la profundidad:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{P_p}{D} + \frac{k_i(\sigma_v - P_p)}{D} \quad (1.55)$$

Dónde:

$$k_i = 0.0683e^{(0.272 \ln D_i)} .$$

P_f, P_p, σ_v : [psi].

D: [ft].

k_i : [Adimensional]. Este coeficiente es a la profundidad en la cual el valor de σ_v' es el esfuerzo matricial normal.

Como principal desventaja de este método, se encuentra la suposición de un gradiente de esfuerzo vertical igual a 1 [psi/ft].

I.X.III Método de Eatón.

Asumiendo que las formaciones en el subsuelo son elásticas, Eatón (1969), relaciono esfuerzos horizontal efectivo, σ_h' y el esfuerzo vertical efectivo σ_v' , a través de la relación de Poisson:

$$\sigma_h' = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v' \quad (1.56)$$

Sustituyendo el esfuerzo horizontal en la ecuación $P_f = P_p + \sigma_h'$,

$$P_f = P_p + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v' \quad (1.57)$$

Basándose en la ecuación $\sigma_v' = \sigma_v - P_p$, se obtiene:



$$P_f = P_p + \left(\frac{v}{1-v}\right) (\sigma_v - P_p) \quad (1.58)$$

La relación de Poisson (v) puede determinarse por medio de velocidades de onda compresional y de cizallamiento, por los módulos de elasticidad o por pruebas de laboratorio. Este método es uno de los más utilizados a nivel mundial para predecir gradientes de presión de fractura tanto en pozos terrestres como en marinos.

$$v = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \quad (1.59)$$

La utilización de este método para predecir el gradiente de presión de fractura, es de los más utilizados en la industria del petróleo tanto en pozos marinos como en terrestres.

I.XI Métodos Para Estimar el S_H y S_h .

El conocimiento del esfuerzo mínimo principal (S_h) no solo es un paso crítico en la determinación de todos los esfuerzos presentes en las formaciones, también proporciona importante información para analizar la estabilidad de los pozos a perforar. Durante la perforación, la densidad del lodo debería estar por debajo del S_h , para prevenir pérdidas de circulación y fracturamiento hidráulico, pero por arriba de la presión de poro para evitar influjo de algún fluido invasor y por arriba de la presión de colapso para evitar fallas por esfuerzo de corte y las paredes del pozo se derrumben quedando el pozo ovalado (Acevedo, 2009).

I.XI.I Esfuerzo Horizontal Mínimo (σ_h).

Para determinar la magnitud de este parámetro, inicialmente se requiere la información de: pruebas de goteo (LOT) o pruebas de fracturamiento hidráulico (microfrac y minifrac). Asimismo, cuando se presenta una pérdida de circulación en el pozo, se puede estimar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, al



conocer la densidad del lodo requerida para controlar este evento. Si no se cuenta con estas mediciones directas, se hace uso de métodos indirectos para la obtención del esfuerzo horizontal mínimo (Acevedo, 2009).

I.XI.1.1 Esfuerzo horizontal Mínimo Debido a una Deformación Elástica Uniaxial.

La resistencia a la compresión uniaxial (C_0) es una propiedad mecánica de falla de las rocas y numéricamente nos indica la dureza y la fuerza máxima que soportan las rocas antes de su fractura. La resistencia a la compresión uniaxial es inversamente proporcional a la porosidad, ya que cuando un esfuerzo de sobrecarga aumenta, la roca se vuelve más compacta y resistente a la fractura.

La compresión uniaxial (C_0) puede determinarse mediante correlaciones establecida para algunas formaciones en específico y pruebas de laboratorio.

En una región geológica, relativamente relajada, tal como una cuenca sedimentaria deltaica, los esfuerzos horizontales efectivos σ_h y σ_H tienden a ser aproximadamente igual y menores al esfuerzo vertical efectivo, σ_v . Si los sedimentos se comportan elásticamente, la deformación horizontal, ε_h puede expresarse usando la Ley de Hooke (DeBree & Walters, 19889).

$$\varepsilon_h = \frac{\sigma_h}{E} - \nu \frac{\sigma_H}{E} - \nu \frac{\sigma_v}{E} \quad (1.60)$$

Dónde:

E= Módulo de Young.

ν = Relación de Poisson.

Para las rocas que solo se comprimen por el peso de los sedimentos superiores, es decir uniaxialmente, la deformación horizontal, ε_h , es cero y si se toma en cuenta



que los esfuerzos horizontales efectivos son aproximadamente iguales ($\sigma_H' = \sigma_h'$), la ecuación anterior resulta:

$$0 = \frac{\sigma_h'}{E} - \nu \frac{\sigma_H'}{E} - \nu \frac{\sigma_v'}{E} \quad (1.61)$$

Despejando σ_h' :

$$\nu \frac{\sigma_v'}{E} = \frac{\sigma_h'}{E} (1 - \nu) \quad (1.62)$$

$$\sigma_h' = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v' \quad (1.63)$$

Como los esfuerzos horizontales efectivos son iguales, entonces:

$$\sigma_h' = \sigma_H' = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v' \quad (1.64)$$

Expresando la ecuación anterior en esfuerzos totales, se tiene:

$$\sigma_h - P_P = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - P_P) \quad \text{ò} \quad \sigma_H - P_P = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - P_P)$$

$$\sigma_h = \sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - P_P) + P_P \quad (1.65)$$

$$\sigma_h = \sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v + P_P \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)$$

Para finalizar, las suposiciones que se hicieron para obtener las ecuaciones anteriores son:

1. Método elástico lineal.
2. Medio homogéneo e isotrópico, es decir las propiedades mecánicas en todas las direcciones son iguales.



3. Deformación uniaxial. No existe deformación lateral. Los esfuerzos horizontales son iguales.
4. Los esfuerzos actuantes son esfuerzos principales.

I.XI.1.1 Esfuerzo Horizontal Mínimo Debido a Deformaciones Elásticas Horizontales.

Las regiones tectónicamente activas, se asocian a áreas con presencia de fallas, domos salinos, etc. Estos hechos geológicos provocan que el área no este relajada y que los esfuerzos horizontales efectivos σ_h y σ_H sean diferentes y que produzcan deformaciones horizontales (DeBree & Walters, 1989).

Por lo tanto, el esfuerzo horizontal mínimo total para este tipo de regiones es:

$$\begin{aligned}\sigma_h - P_p &= \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) (\sigma_v - P_p) + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \nu \varepsilon_H \\ \sigma_h &= \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \nu \varepsilon_H\end{aligned}\quad (1.66)$$

Dónde E es el módulo de Young, ε_h es la deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo, ε_H es la deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo, ν es la Relación de Poisson y P_p es la presión de poro.

Las suposiciones que se hicieron para obtener la ecuación anterior es:

1. Medio elástico lineal.
2. Medio homogéneo e isotrópico.
3. Existen deformaciones laterales.
4. Los esfuerzos horizontales son diferentes.



I.XI.II Determinación de la Magnitud del Esfuerzo Horizontal Máximo (σ_H).

El esfuerzo horizontal máximo es el tercer esfuerzo in situ que es necesario conocer, ya que sirve como dato de entrada para un análisis de estabilidad del agujero. Varios métodos indirectos se han desarrollado para estimar la magnitud del esfuerzo horizontal máximo. Sin embargo, solo las mediciones en un fracturamiento hidráulico proporcionan mediciones directas del esfuerzo horizontal máximo (DeBree & Walters, 1989).

I.XI.II.I Esfuerzo Horizontal Máximo Debido a Deformaciones Elásticas Horizontales.

Las regiones tectónicamente activas, se asocian con áreas con presencia de fallas, domos salinos, etc. Estos hechos geológicos provocan que el área no este relajada y que los esfuerzos horizontales efectivos σ_h y σ_H sean diferentes y que produzcan deformaciones horizontales (DeBree & Walters, 1989).

Por lo tanto, el esfuerzo horizontal máximo total para este tipo de regiones es:

$$\begin{aligned}\sigma_H - P_P &= \left(\frac{v}{1-v}\right)(\sigma_v - P_P) + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{E}{1-v^2} v \varepsilon_h \\ \sigma_H &= \left(\frac{v}{1-v}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2v}{1-v}\right)P_P + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{E}{1-v^2} v \varepsilon_h\end{aligned}\quad (1.67)$$

Dónde:

E= Módulo de Young, [psi].

ε_h = Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo, [Ad].

ε_H = Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo [Ad].

v= Relación de Poisson, [Ad].

P_p =Presión de poro, [psi].

σ_v = Esfuerzo vertical, [psi].



I.XII Esfuerzos en la Tierra Después de Perforar un Pozo.

Cuando un pozo se perfora, los esfuerzos en la vecindad del agujero se redistribuyen, y el soporte que originalmente ofrecían las rocas ya perforadas se reemplaza por la presión hidrostática ejercida por el lodo de perforación (P_w).

Los esfuerzos redistribuidos son el esfuerzo tangencial (σ_θ), el cual actúa circunstanacialmente alrededor de la pared del agujero, el esfuerzo radia (σ_r), y el esfuerzo axial (σ_z), el cual actúa paralelamente al eje del agujero (Trejo, 2009). En pozos desviados se genera un esfuerzo cortante adicional ($\tau_{\theta z}$), como se muestra en la figura 1.22.

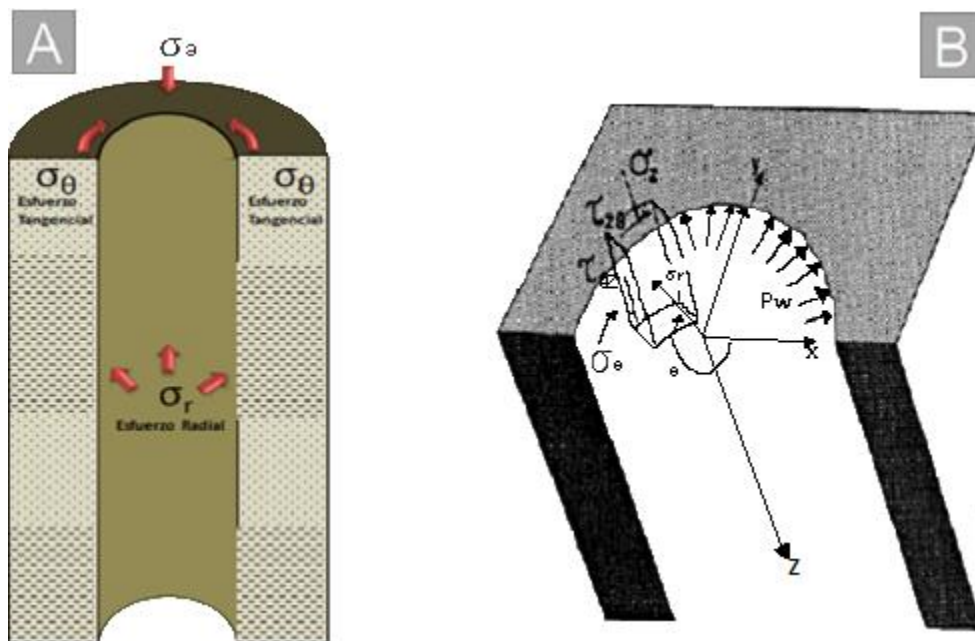


Figura 1.22. Distribución de los esfuerzos por la remoción de la roca (Trejo, 2009).

La figura 1.23, muestra como los esfuerzos ($\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$) varían con la distancia, los esfuerzos en la pared del agujero disminuyen rápidamente hasta que la distancia radial se convierte en esfuerzos in situ, esto tiene sentido porque lejos del pozo perforado, el estado de esfuerzos de la roca no se ha perturbado. Por lo tanto σ_r



converge a σ_h , σ_θ converge a σ_H y σ_z converge a σ_v , siempre y cuando $\theta = 0$ (DeBree & Walters, 1989).

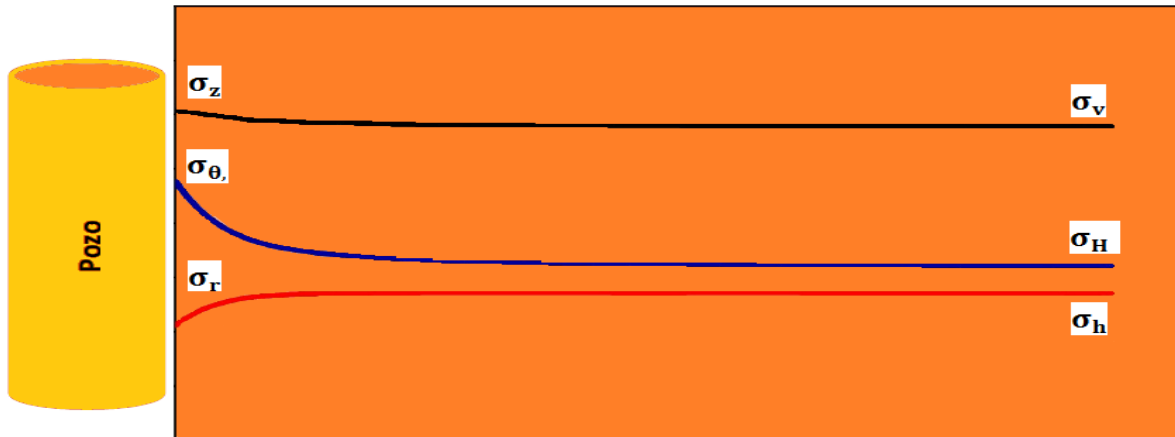


Figura 1.23. Variación de los esfuerzos en la vecindad del pozo en función de la distancia (DeBree & Walters, 1989).

I.XII.1 Esfuerzo tangencial (σ_θ).

Cuando se perfora un pozo y removemos la roca que soporta uno de sus lados, el esfuerzo que ahora faltaba es reemplazado por un esfuerzo de gancho (Trejo, 2009). Otra forma de verlo es que el campo de esfuerzos ahora debe trabajar a su manera alrededor del agujero como se muestra en la figura 1.24.

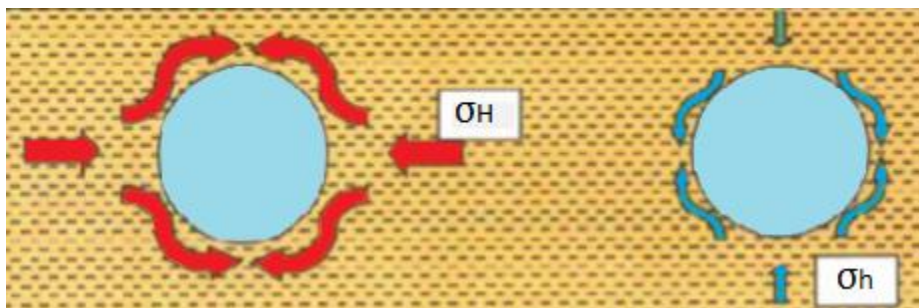


Figura 1.24. Esfuerzos tangenciales redistribuidos (Trejo, 2009).

Si el pozo es vertical y no existen fuerzas tectónicas las fuerzas horizontales (σ_h y σ_H) son iguales y el esfuerzo tangencial será uniforme en toda la superficie



alrededor el agujero (Fig. 1.25A). Debido a que alguna fuerza tectónica existe, en algún lugar esta fuerza será mayor en una dirección que en la otra en cualquier régimen de esfuerzo. El esfuerzo horizontal mayor (σ_H) debe trabajar en el agujero como un esfuerzo tangencial. Lo mismo también ocurre para el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h). Este produce un esfuerzo tangencial que es mayor a los 90° y a los 270° a partir de la dirección del esfuerzo mayor (Fig. 1.25B).

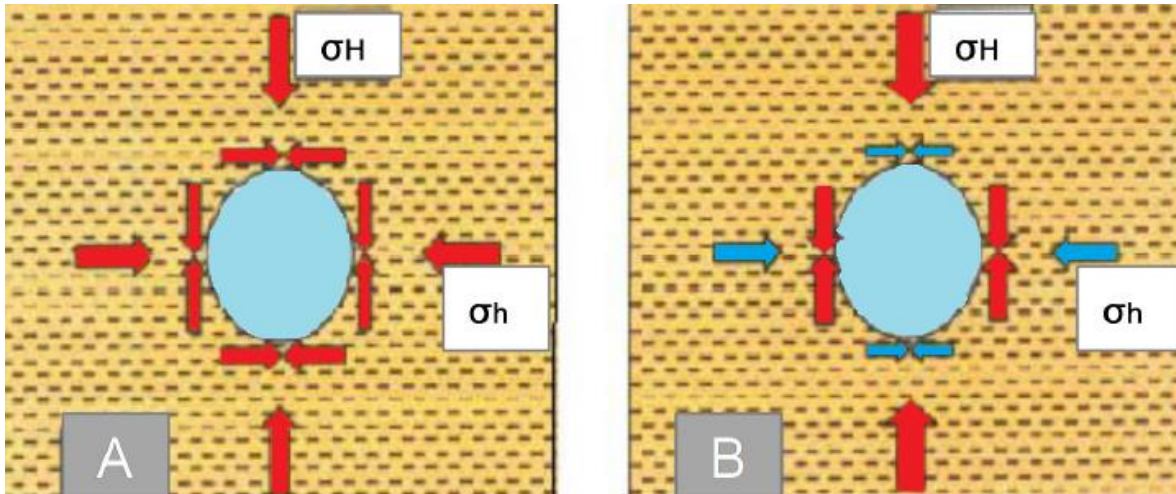


Figura 1.25. Anisotropía del esfuerzo tangencial alrededor del pozo (Trejo, 2009).

Considerando un Angulo $\theta = 90^\circ$ (Angulo entre el punto de la circunferencia del agujero y la dirección del esfuerzo horizontal máximo), el esfuerzo tangencial puede ser calculado mediante la siguiente expresión.

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - P_w \quad (1.68)$$

Dónde:

σ_θ = Esfuerzo tangencial, [psi].

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo, [psi]

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo, [psi].

P_w = Presión de lodo, [psi].



I.XII.II Esfuerzo Radial (σ_r).

La presión debida a la columna de lodo de perforación, provee un esfuerzo radial contra la pared del agujero, esta presión radial reduce los esfuerzos compresivos tangenciales. El origen de los esfuerzos tangenciales, se da porque el esfuerzo horizontal es cero ya que el material rocoso fue removido durante la perforación y tuvo que ser reemplazado de la alguna forma (Trejo, 2009). El lodo en el pozo reemplaza algo de este esfuerzo y el resto es tomado por el esfuerzo tangencial. A medida que el lodo reemplaza más cantidad de esfuerzo horizontal se tiene menos magnitud de esfuerzo tangencial (Fig. 1.26).

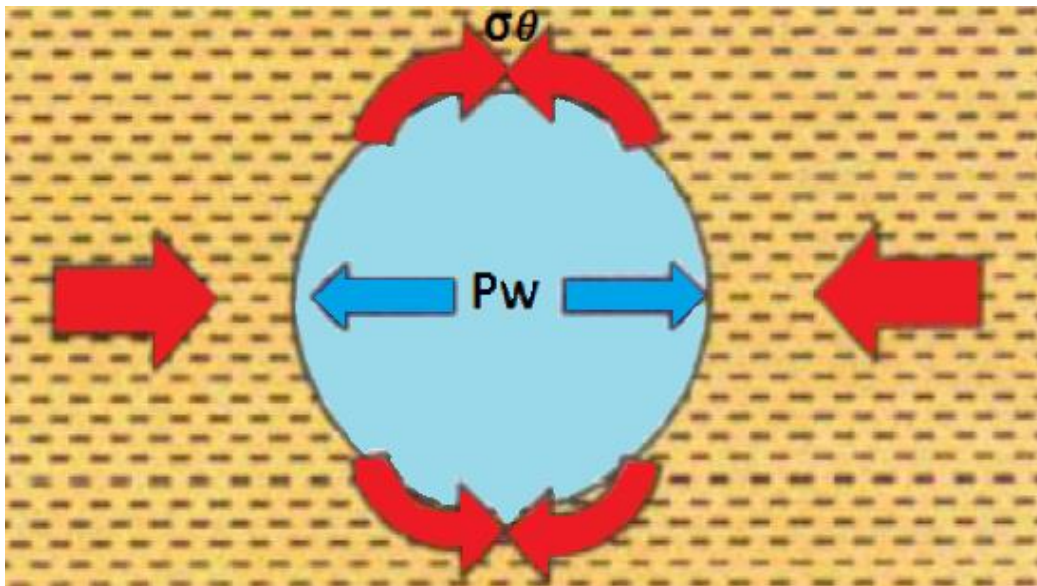


Figura 1.26. Esfuerzo de reemplazo radial y tangencial (Trejo, 2009).

Es posible incrementar el peso de lodo a un valor que reduzca el esfuerzo tangencial a cero. Si se incrementa demasiado el peso del lodo, el esfuerzo tangencial se convierte en tensión y la roca fallara por tensión (Fig. 1.27).

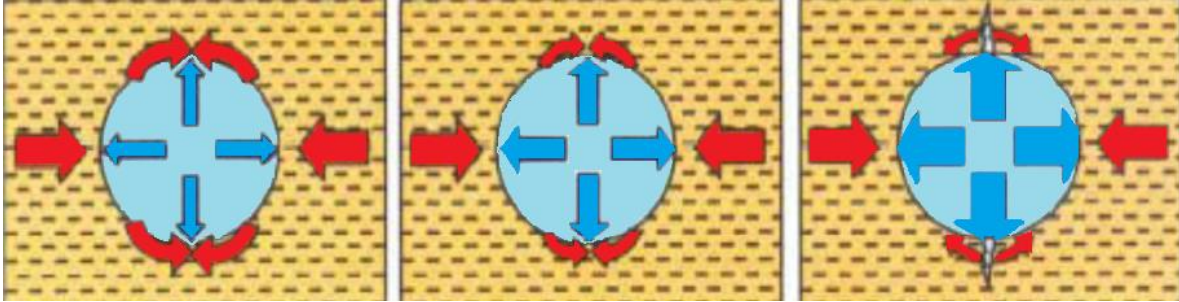


Figura 1.27. Transformación del esfuerzo compresivo o esfuerzo de tensión (Trejo, 2009).

El esfuerzo radial puede ser calculado con la ecuación 1.69, suponiendo que la inclinación del pozo es nula, que el acimut es igual a cero, los esfuerzos horizontales son anisotrópicos ($\sigma_H \neq \sigma_h$), $\theta = 90^\circ$ y $R=r$.

$$\sigma_r = P_w \quad (1.69)$$

Dónde:

σ_r = Esfuerzo radial, [psi].

P_w = Presión del lodo, [psi].

I.XII.III Esfuerzo Axial (σ_a).

El esfuerzo axial, es el resultado de la suma de las componentes en la dirección axial de los esfuerzos verticales y horizontales (Trejo, 2009). En un pozo vertical, este esfuerzo será igual al esfuerzo vertical (σ_v). En un pozo horizontal, será la suma de las componentes del esfuerzo vertical a lo largo del eje del pozo.

El esfuerzo axial puede ser calculado mediante la ecuación 1.70, suponiendo que la inclinación del pozo es nula, que el acimut es igual a cero, los esfuerzos horizontales son anisotrópicos ($\sigma_H \neq \sigma_h$), $\theta = 90^\circ$ y $R=r$.



$$\sigma_a = \sigma_v - \nu[2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta] \quad (1.70)$$

Dónde:

σ_a = Esfuerzo axial, [psi].

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo, [psi].

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo. [psi].

R = Radio de investigación, [In].

r = Radio del pozo, [In].

La figura 1.28, ilustra cómo actúan los tres esfuerzos efectivos, sobre la pared del pozo. El esfuerzo radial (σ_r) es la presión ejercida por el fluido de perforación. El esfuerzo axial (σ_a) es igual al esfuerzo de sobrecarga para un pozo vertical. Alrededor de la circunferencia del pozo está actuando el esfuerzo tangencial (σ_θ). Los tres esfuerzos dependen fuertemente de la presión del lodo.

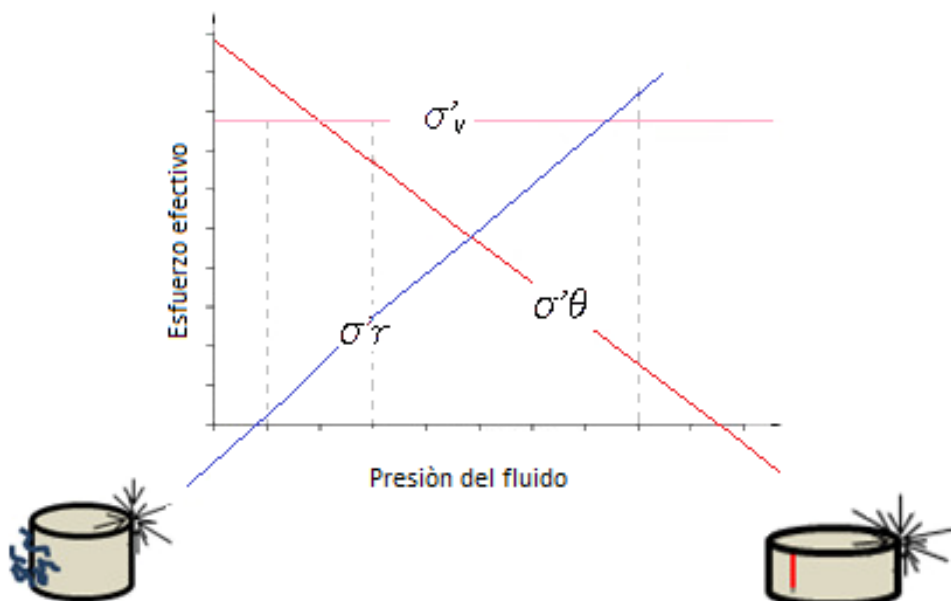


Figura 1.28. Esfuerzos en el agujero con la variación del peso del fluido (Trejo, 2009).



El esfuerzo vertical no es influenciado por el peso del lodo y permanece constante. El esfuerzo radial es igual a la presión del pozo y tiene una pendiente unitaria en el diagrama. El esfuerzo tangencial decrece cuando incrementa la presión del pozo.

A baja presión del pozo, el esfuerzo tangencial es alto. Si hay una considerable diferencia entre el esfuerzo radial y tangencial, surgirá un esfuerzo de corte. Este esfuerzo de corte origina la presión de colapso. Cuando la presión del pozo es muy alta, el esfuerzo tangencial se convertirá en tensión. Ya que las rocas son débiles a la tensión, las paredes del pozo se fracturarán a altas presiones del fluido de perforación, se producen condiciones altas de esfuerzos y la pared del pozo fallara.



CAPÍTULO II

MÓDULOS ELÁSTICOS

La mayoría de los materiales tienen la habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas externas. Esta habilidad es llamada elasticidad (García, 2006).

En general, los materiales según la respuesta mecánica que tengan ante cargas o fuerzas externas aplicadas sobre ellos, se pueden clasificar de la siguiente manera:

1. Materiales elásticos: Son aquellos que tienen la capacidad de recuperar su forma y dimensiones iniciales cuando cesa el esfuerzo que había causado su deformación.
2. Materiales frágiles: Son aquellos que se fracturan al aplicar una fuerza externa sobre ellos.
3. Materiales plásticos: Son aquellos que al aplicarle una fuerza externa no recuperan su estado inicial.

II.1 Teoría de Elasticidad Lineal.

Debido a la necesidad de describir el comportamiento de las rocas bajo un campo de esfuerzos, se desarrolló la teoría de elasticidad lineal como una primera aproximación de este fenómeno (Trejo, 2009).

Si un cuerpo que se deforma al ser sometido a un cierto sistema de fuerzas, se le retiran dichas fuerzas que actúan sobre el cuerpo, y este recupera totalmente su forma inicial, se dice que es un cuerpo perfectamente elástico. Si un cuerpo cumple con esta condición, se afirma que este tiene un comportamiento elástico lineal, cuando en una prueba de tensión o de compresión simple, su deformación unitaria longitudinal es linealmente proporcional al esfuerzo, esto sucede cuando el cuerpo es sometido a pequeñas deformaciones, de tal manera que también los desplazamientos y deformaciones son lineales.



En general, un sólido lineal sometido a grandes desplazamientos no cumplirá esta condición.

La teoría de la elasticidad para materiales sólidos no es capaz de describir completamente el comportamiento de tales materiales, por ello, la teoría de la elasticidad ha creado un concepto que explica dichos comportamientos de una forma que se acerca más a la realidad con la poro-elasticidad.

Por lo tanto, la teoría de la elasticidad lineal solo es aplicable a:

1. Sólidos elásticos lineales: Los esfuerzos y deformaciones estén relacionados linealmente.
2. Deformaciones pequeñas: Las deformaciones y desplazamientos pueden estar relacionados linealmente.

La teoría de la elasticidad se basa en dos conceptos básicos: esfuerzo y deformación.

II.1.1 Esfuerzo.

Se conoce como esfuerzo a la fuerza que se aplica por unidad de área. Si se considera la situación de un peso apoyado sobre la cima de un pilar (ver la figura 2.1). Debido al peso, una fuerza se encuentra actuando sobre el pilar, mientras que el pilar reacciona con una fuerza equivalente, pero en dirección opuesta. De ahí que la fuerza actuando sobre la cima del pilar debe estar actuando a través de cualquier sección de cruce del pilar (García, 2006).

El área de la sección transversal en i es A . Si la fuerza actuando a través de la sección transversal es denotada F , entonces el esfuerzo (σ) sobre la sección transversal es definida como:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (2.1)$$

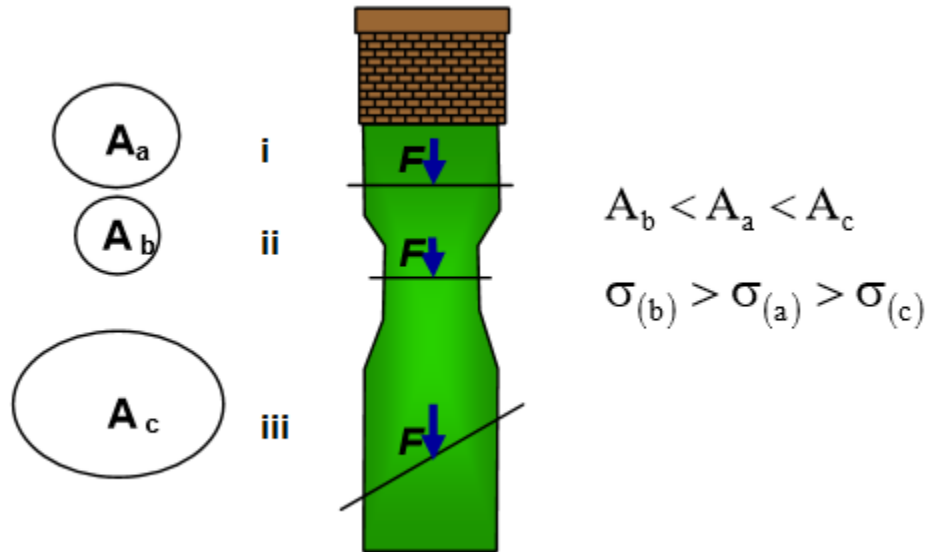


Figura 2.1. Definición de esfuerzo aplicado en un pilar (García, 2006).

El esfuerzo frecuentemente es medido en, bar, atmósferas, psi o dinas/cm².

En mecánica de rocas, por convención de los signos: los esfuerzos compresivos son positivos. La razón es porque los esfuerzos que se tratan en mecánica de rocas son casi exclusivamente compresivos.

La ecuación 2.1 muestra que el esfuerzo es definido por una fuerza y una sección transversal (superficie) a través de la cual, una fuerza se encuentra actuando. Considerando la sección transversal ii, la fuerza actuando a través de esta sección transversal es igual a la fuerza actuando a través de la sección transversal en i (omitiendo el peso del pilar). El área A_b de la sección transversal en ii es aparentemente más pequeña que A_a . De aquí que el esfuerzo en ii es más grande que el esfuerzo en i, por lo tanto, el esfuerzo depende de la posición dentro de la muestra sujeta a esfuerzos. De igual forma, dividiendo la sección transversal de i en un número infinito de subsecciones ΔA , a través de la cual una parte infinitamente pequeña ΔF del total de la fuerza F está actuando (Figura 2.2). La fuerza ΔF puede variar desde una subsección a otra. Considerar una subsección i



la cual contiene un punto P. El esfuerzo en el punto P es definido como un valor límite de $\Delta F_i / \Delta A_i$ tiende a cero:

$$\sigma = \lim_{\Delta A_i \rightarrow 0} \frac{\Delta F_i}{\Delta A_i} \quad (2.2)$$

La ecuación 2.2 define el esfuerzo local en un punto i dentro de la sección transversal, mientras que la ecuación 2.1 describe el esfuerzo promedio en la sección transversal. Cuando se habla sobre el estado de esfuerzos en un punto, implícitamente significa esfuerzos locales.

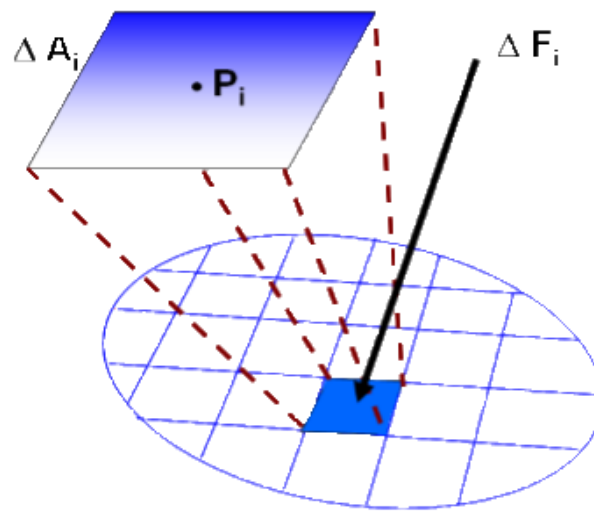


Figura 2.2 Esquematización del esfuerzo local (García, 2006).

La orientación de la sección transversal, es también importante. Si se considera la fuerza F en la sección iii de la figura 2.1. Entonces podemos descomponer a la fuerza F en una componente F_n que es normal a la sección transversal y una componente F_p que es paralela a dicha sección (figura 2.3).

$$\sigma_n = \frac{F_n}{A_c} \quad (2.3)$$

El valor (σ_n) es llamado, esfuerzo normal.



$$\tau = \frac{F_n}{A_c} \quad (2.4)$$

El valor τ es llamado, esfuerzo de corte. Así, existen dos tipos de esfuerzos que pueden actuar sobre la superficie, y la magnitud de cada una depende de la orientación de la superficie.

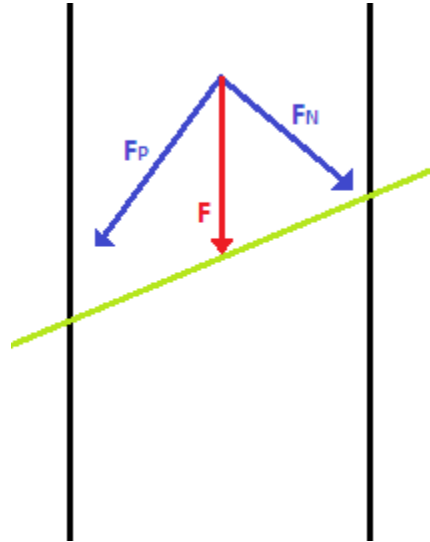


Figura 2.3 Esquemática de la descomposición de una fuerza (García, 2006).

II.1.11 Clases de Fuerzas a las Cuales se Encuentra Sometida la Roca.

II.1.11.1 Fuerzas de Cuerpo.

Son fuerzas que actúan en cada parte de cuerpo, y dependen de la cantidad de masa de roca (ejemplo, fuerza de gravedad de un elemento en una formación debido al peso del cuerpo). Estas fuerzas generalmente elevan los gradientes de esfuerzos, donde el esfuerzo total se incrementa con el aumento de la profundidad (Osorio, 2003).



II.I.II.II Fuerzas de Superficie.

Son fuerzas, que actúan entre partes adyacentes de un sistema rocoso. Una fuerza de superficie no es completamente paralela o perpendicular al plano de superficie por lo tanto, la fuerza debe ser expresada como la suma de dos componentes: fuerza normal y fuerza de cizalla (Osorio, 2003).

II.I.II.III Fuerzas Compresionales y de Tensión.

Las fuerzas compresivas, existen cuando se aplican fuerzas a través de un plano, donde las partículas de ambos lados del plano, tienden a estar más juntas o más cercanas. Y las fuerzas de tensión son fuerzas a través de un plano donde las partículas de ambos lados del plano, tienden a separarse (Osorio, 2003).

II.I.II.IV Fuerzas Normales y de Cizalla.

Una fuerza normal existe cuando la fuerza es perpendicular al plano, contrario a las fuerzas de cizalla donde la fuerza es paralela al plano (Osorio, 2003).

II.I.II.V Fuerzas Uniformes y no Uniformes.

Cuando se tiene una fuerza uniforme o isotrópica, la intensidad de la fuerza en un punto dado, es la misma en todas las direcciones. En las fuerzas no uniformes o anisotrópicas la intensidad de la fuerza en un punto determinado depende de la orientación del plano (Fajaer, Holt, Horsrud, Raaen & Risnes, 1998).

II.I.III Tensor de Esfuerzos.

Los tensores se emplean para describir cómo se comportan los esfuerzos ante las transformaciones, de igual forma como un vector describe una translación desde un punto a otro en el espacio. En geomecánica para dar una descripción completa del estado de esfuerzos en un punto P dentro de una muestra, es necesario



identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales (Fajaer et al., 1998).

Los esfuerzos relacionados a una superficie normal al eje X se denotan como $\sigma_x, \tau_{xy}, \tau_{xz}$ representando el esfuerzo normal y el esfuerzo de cizalla relacionado a una fuerza en la dirección Y, similarmente el esfuerzo de cizalla relacionado a una fuerza en la dirección Z. Similarmente, los esfuerzos relacionados a la superficie normal al eje Y son denotados $\tau_{yx}, \sigma_y, \tau_{yz}$, así como los esfuerzos relacionados al eje Z, son denotados $\tau_{zx}, \tau_{zy}, \sigma_z$. De este modo se tienen nueve componentes de esfuerzo relacionados al punto P.

Agrupando los tres vectores en un arreglo matricial se obtiene el tensor de esfuerzos en un punto P:

$$T = \begin{matrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{matrix} \quad \text{Tensor de esfuerzos en el punto P.} \quad (2.5)$$

El tensor esfuerzo en un punto, queda definido por nueve componentes de esfuerzos independientes, 3 normales y 6 tangenciales. Si se considera el equilibrio del cubo de la figura 2.4, debe cumplirse que:

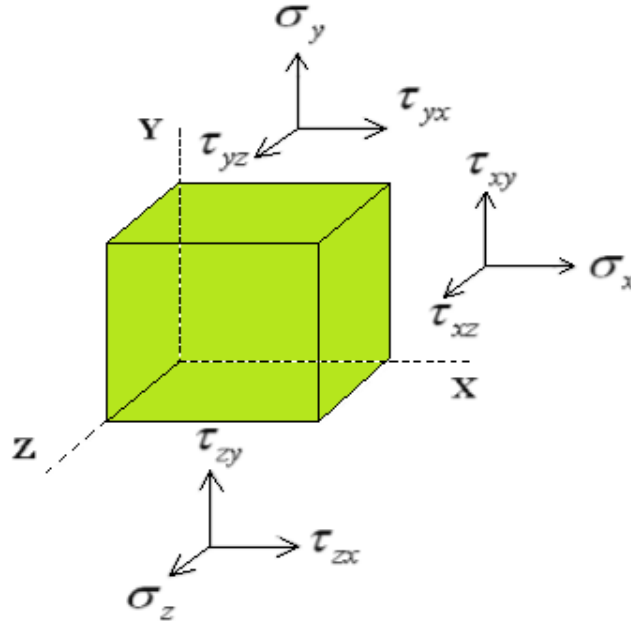


Figura 2.4. Tensiones en tres dimensiones (Fajaer et al., 1998).

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} \quad \tau_{xz} = \tau_{zx} \quad \tau_{yz} = \tau_{zy} \quad (2.6)$$

Por lo que únicamente son necesarias seis componentes de esfuerzo para conocer el estado de esfuerzos en un punto:

$$T = \begin{matrix} \overline{\sigma_x} & \overline{\tau_{xy}} & \overline{\tau_{xz}} \\ \tau_{yz} & \overline{\sigma_y} & \overline{\tau_{yz}} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \overline{\sigma_z} \end{matrix} \quad (2.7)$$

Si existe presión de fluidos (u), el tensor queda modificado únicamente en sus componentes normales, ya que la presión hidrostática no actúa sobre las componentes tangenciales; por lo tanto, el tensor esfuerzo se define como:

$$T = \begin{matrix} \sigma_x - u & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y - u & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z - u \end{matrix} \quad (2.8)$$



II.I.IV Esfuerzos Principales.

Para las orientaciones especiales de los sistemas coordenados, el tensor esfuerzo tiene una forma particularmente simple, la cual corresponde a los esfuerzos principales (Fajaer et al., 1998).

$$T = \begin{matrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{matrix} \quad (2.9)$$

Se puede demostrar, que, en un punto analizado, de acuerdo con la teoría de esfuerzos, existen tres planos ortogonales en los cuales no existen esfuerzos cortantes. En estos planos actúan exclusivamente esfuerzos normales (aunque en algunos casos particulares uno o varios pueden ser también nulos) (ver la figura 2.5).

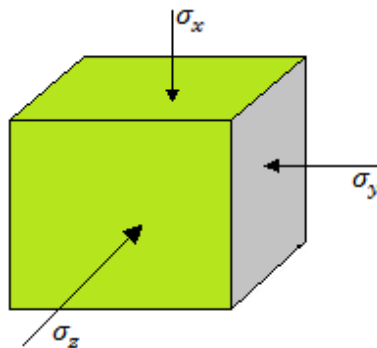


Figura 2.5. Esfuerzos principales.

A los planos así definidos se les llama planos principales, y a los esfuerzos que actúan en estos planos se les define como esfuerzos principales.

Con base a lo anterior, se sabe que en cualquier estado de esfuerzo tridimensional deben existir tres esfuerzos principales que son ortogonales entre sí. Así que siempre se debería cumplir que:



$$\sigma_x \geq \sigma_y \geq \sigma_z \quad (2.10)$$

Dònde:

σ_x = Esfuerzo principal mayor.

σ_y = Esfuerzo principal intermedio.

σ_z = Esfuerzo principal menor.

En el caso dònde estos esfuerzos no sean todos diferentes, se puede tener que:

$$\sigma_x = \sigma_y \geq \sigma_z \quad (2.11)$$

ò

$$\sigma_x \geq \sigma_y = \sigma_z \quad (2.12)$$

Cuando estas condiciones particulares se cumplen, se puede hacer un análisis plano que represente el estado tridimensional en forma exacta.

La representación gráfica del tensor de esfuerzos en dos dimensiones será:

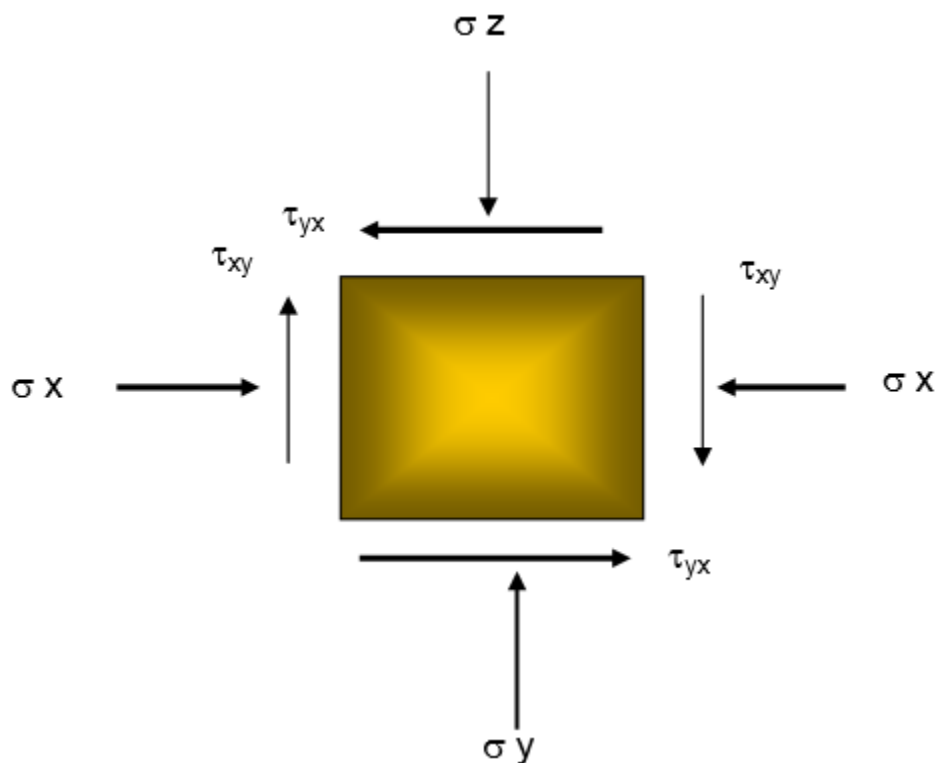




Figura 2.6. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones (Fajaer et al., 1998).

También se puede presentar el caso donde:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z \quad (2.13)$$

Este caso se tiene, por ejemplo, al medir la presión en un fluido. La presión hidrostática se considera como un escalar debido a que no depende de la dirección en que se mida (en todas las direcciones se obtiene el mismo valor). El esfuerzo se considera como un vector, ya que toma diferentes valores si se calcula en diferentes presiones.

De igual forma al tensor esfuerzo, si existe una contrapresión por presencia de fluidos (u), los componentes normales serán afectados, por lo tanto, se representaría de la siguiente forma:

$$T = \begin{matrix} \sigma_x - u & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y - u & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z - u \end{matrix} \quad (2.14)$$

II.II Deformación.

La deformación de un sistema rocoso se da por un cambio de posición, orientación, forma y volumen con relación a una condición inicial y a un sistema de referencia.

La deformación (ε), indica la variación de la longitud o el espacio entre dos partículas, en dos estados mecánicos distintos, y se puede expresar como la relación entre la variación de longitud inicial entre las partículas (Busquet, 2014).



Si la posición relativa de las partículas dentro de la muestra es cambiada y por tal motivo la nueva posición no puede ser obtenida simplemente por una translación y/o rotación de la muestra rígida, dicha muestra llega a ser deformada. La figura 2.7 muestra un ejemplo de un cuerpo deformado. Los desplazamientos relacionados a las posiciones O y P no son iguales. La cantidad definida como:

$$\varepsilon = \frac{L-L'}{L} = \frac{\Delta L}{L} \quad (2.15)$$

Es llamada la elongación correspondiente al punto O en la dirección OP. Para cumplir con la convención de signos para esfuerzos, requerimos que la elongación sea positiva para una contracción. Las deformaciones resultantes de esfuerzos de tensión y compresión se definen como: deformaciones longitudinales ε_L y ε_T . El otro tipo de deformación que puede ocurrir puede ser expresado por el cambio del ángulo (φ) entre dos direcciones inicialmente ortogonales (figura 2.7). La cantidad:

$$T = \frac{1}{2} \tan \varphi \quad (2.16)$$

T = Deformación de corte correspondiente al punto O y la dirección OP.

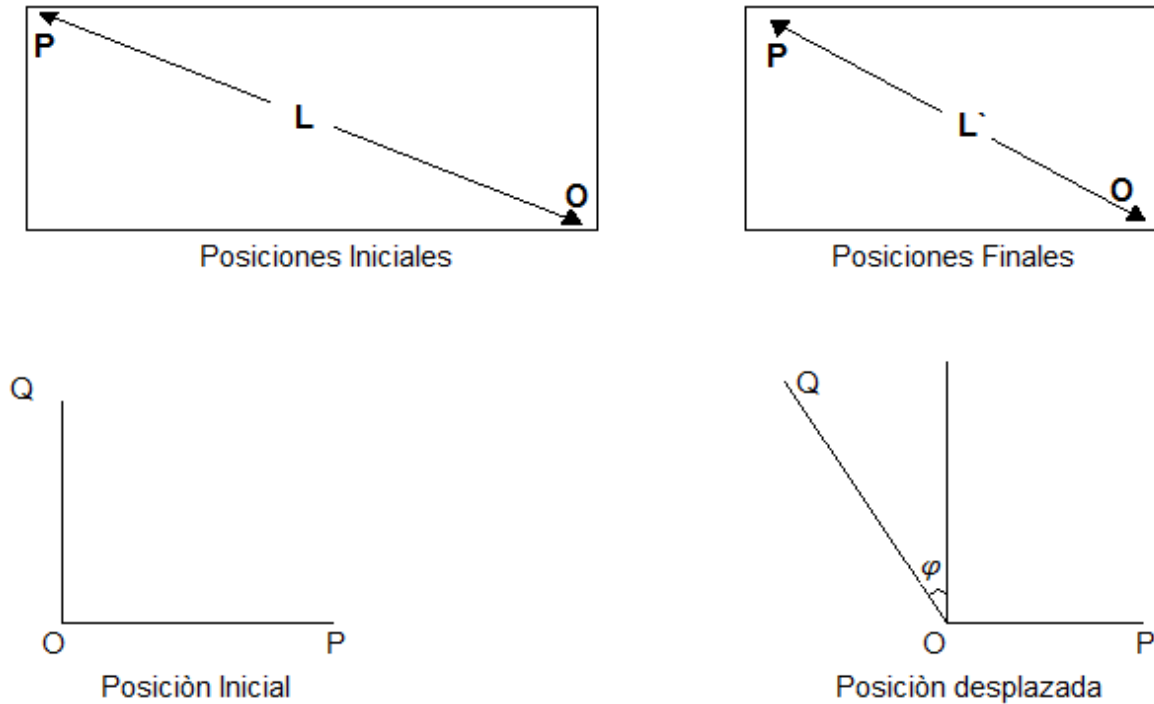


Figura 2.7. Deformación de corte (Osorio, 2003).

II.III Módulos Elásticos.

Como se mencionó anteriormente la teoría de la elasticidad lineal trata de situaciones donde existen relaciones lineales entre los esfuerzos aplicados y las deformaciones resultantes. Mientras en la mayoría de las rocas se describe un comportamiento no lineal cuando se está expuesto a grandes esfuerzos, sus comportamientos podrían ser descritos normalmente por relaciones lineales debido a cambios suficientemente pequeños en el esfuerzo.

Las propiedades elásticas o módulos elásticos de las rocas pueden determinarse en forma estática y dinámica. Las propiedades elásticas estáticas son medidas directamente en pruebas de laboratorio, mientras que los módulos elásticos dinámicos se derivan de la medición de las velocidades de ondas elásticas primarias y secundarias del material (V_P y V_S). Estos datos, junto con una medición de la densidad total, permiten además de la identificación de los minerales de las matrices y los fluidos de los poros, el cálculo in situ de las propiedades mecánicas de la roca alrededor del agujero (Santa María & Siem, 2006).



Cuando la respuesta mecánica del material rocoso es independiente de la orientación de la aplicación de esfuerzo se conoce como materiales isotrópicos. A diferencia de estos, la respuesta elástica de los materiales anisotrópicos es dependiente de la orientación del material para una configuración dada.

Dentro de las propiedades elásticas se encuentran el módulo de Young, relación de Poisson, módulo de rigidez y módulo de bulk.

II.III.I Módulo de Young (E).

Conocido también como módulo de elasticidad. Es una medida de la dureza de la roca y se refiere a la constante de proporcionalidad entre el esfuerzo normal en la roca y la deformación relativa correspondiente a ella (Roegiers, 2008).

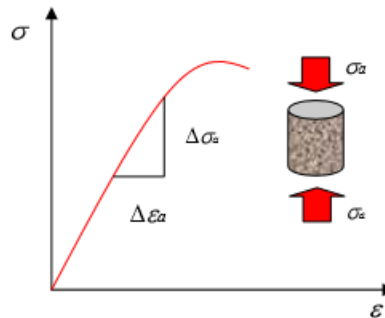


Figura 2.8. Modulo de Young (Roegiers, 2008).

La ley de Hooke no es válida una vez superado el límite de elasticidad del material debido al esfuerzo aplicado en él.

$$E = \frac{\rho_b V_S^2 (3V_P^2 - 4V_S^2)}{V_P^2 - V_S^2} \quad (2.17)$$

Dónde:

E= Modulo de Young. [GPa].

ρ_b = Densidad Volumétrica, [Kg/m³]



V_p = Velocidad de la onda compresional, [m/s].

V_s = Velocidad de la onda de corte, [m/s].

Tabla 2.1. Valores característicos del módulo de Young para diferentes rocas y materiales (Darwin, 2007).

Material	E (GPa)
Arena no consolidada	0.001-0.1
Arenisca	0.1-30
Arcilla	0.06-0.15
Lutita	0.4-70
Caliza de alta porosidad	0.5-5
Caliza de baja porosidad	5-30
Basalto	50-100
Granito	5-85

II.III.II Relación de Poisson (ν).

Es una medida de la extensión lateral relativa a la contracción longitudinal de un material sólido bajo condiciones de carga axial (Santa María & Siem, 2006):

$$\nu = \frac{V_p^2 - V_s^2}{2(V_p^2 + V_s^2)} \quad (2.18)$$

Dónde:

ν = Relación de Poisson, [Ad].

V_p = Velocidad de la onda compresional, [m/s].

V_s = Velocidad de la onda de corte, [m/s].

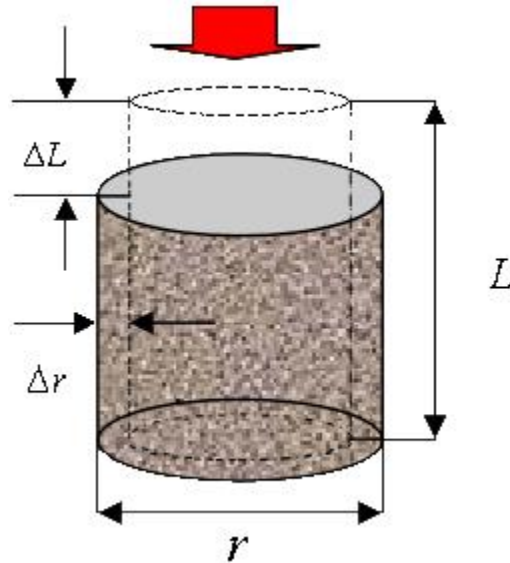


Figura 2.9. Relación de Poisson (Santa Maria & Siem, 2006).

Tabla 2.2. Relación de Poisson asociado a diferentes tipos de material (Darwin, 2007).

Tipo de Material	Relación de Poisson (Adimensional)
Arcilla	0.3-0.45
Arena	0.30-0.40
Roca	0.15-0.25

II.III.III Módulo de Corte (G).

También es conocido como módulo de rigidez o módulo cizallante y representa la medida de la resistencia de la roca a una deformación de corte y se define como (Santa Maria & Siem, 2006):

$$G = \rho V_s^2 \quad (2.19)$$

Dónde:

G= Modulo de corte, [GPa].



ρ_b = Densidad volumétrica, [Kg/m³]

V_s = Velocidad de la onda de corte, [m/s].

II.III.IV Módulo de Volumétrico (K).

Es la relación del esfuerzo hidrostático con respecto a la deformación volumétrica, es decir es la medición de la resistencia del material a una compresión hidrostática. El inverso de K es conocido como la compresibilidad volumétrica (Santa Maria & Siem, 2006).

$$K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (2.20)$$

Dónde:

K = Modulo volumétrico, [GPa].

ρ_b = Densidad volumétrica, [Kg/m³]

V_p = Velocidad de la onda compresional, [m/s].

V_s = Velocidad de la onda de corte, [m/s].

II.III.V Constante Elástica de Lamè λ .

Es equivalente al módulo de Young bajo condiciones de carga triaxial y está definida por la relación entre el esfuerzo medido bajo condiciones de carga triaxial y la deformación volumétrica, y se calcula de la siguiente forma (Santa María & Siem, 2006):

$$\lambda = \rho (V_p^2 - 2V_s^2) \quad (2.21)$$

Dónde:



λ = Constante elástica de Lamé, [GPa].

ρ_b = Densidad volumétrica, [Kg/m³]

V_p = Velocidad de la onda compresional, [m/s].

V_s = Velocidad de la onda de corte, [m/s].

II.IV Caracterización de los Yacimientos de Lutita por Dispersión y Atenuación de las Ondas P y S Considerando la Composición Mineral de la Roca Generadora.

Un proyecto de inversión en yacimientos no convencionales, se convierte en un éxito, cuando la formación produce hidrocarburos a tasas comerciales. En los últimos años, muchos esfuerzos se han enfocado en el desarrollo de metodologías para asociar datos mineralógicos - saturación de fluidos, mediante el análisis de las respuestas sísmicas de las rocas. Para ello en las etapas de explotación y desarrollo, se utilizan registros geofísicos apoyados de la teoría de la propagación de ondas. Sin embargo desarrollar soluciones analíticas y construir técnicas de laboratorio a partir de las propiedades elásticas de la roca, resulta complejo cuando se calcula el porcentaje de volumen de hidrocarburos in-situ proveniente de lutitas. Las mediciones del volumen y tipo de kerogeno son información crítica para encontrar acumulaciones de lutitas productivas.

Por otra parte, varios geocientíficos han subrayado la importancia de estimar parámetros clave como el contenido orgánico total, índice de fragilidad, la madurez y la mineralogía de las rocas generadoras, para caracterizar adecuadamente los yacimientos no convencionales (Valdiviezo y Nicolás, 2014).

Sin embargo, existen técnicas experimentales y teóricas de modelación, como el método Self-consistent, aplicado a la caracterización de medios heterogéneos integrando el análisis de las ondas P y S. Cuando no existen mediciones directas de campo como, la velocidad sísmica y contenido mineralógico, se puede obtener la composición mineral a partir de diagramas ternarios basados en arcilla, cuarzo y



carbonato de la roca generadora. Este modelo se validó con velocidades sísmicas medidas en muestras de roca sedimentaria (Valdiviezo y Nicolás, 2014).

II.V Éxito Comercial de los Yacimientos No Convencionales (Lutitas).

En un estudio recientemente realizado, en el cual se analizó una base de datos de laboratorio, los cuales principalmente eran datos mineralógicos de lutitas, los resultados arrojados revelaron que, al correlacionar estadísticamente los registros geofísicos, mediciones mineralógicas, entre otros, se derivó un método para obtener las propiedades mecánicas de la roca. Comprender la mineralogía especialmente para las formaciones lutíticas, ya que es esencial para optimizar tiempos y tratamientos en perforación, terminación y estimulaciones de pozos (Schlumberger, 2016).

Como parte de la historia de la producción de metano a partir de las lutitas, se tiene como ejemplo a Estados Unidos con más de 180 años de producción. Cabe mencionar que las tecnologías claves de este éxito están puestas en la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.

La respuesta simple de cómo duplicar este éxito sería tratar a todas las lutitas como lo ha hecho E.U.A., es decir si esa tecnología funciona, debería ser tecnología de elección para todas las lutitas. Tal vez este entendimiento es simplificar excesivamente la complejidad de los yacimientos de lutitas.

Los desafíos que representa la clasificación mineralógica, son la clave para una buena perforación de los pozos. Sin embargo, las lutitas que son rocas sedimentarias de grano fino con alto contenido de materia orgánica, son típicamente un conjunto mineralógico complejo y heterogéneo. Además de buscar los intervalos óptimos y una buena terminación, los operadores necesitan una clasificación basada en la mineralogía para comprender mejor las condiciones de deposición de las rocas y correlacionar los yacimientos a través de diferentes campos y cuencas.



El esquema de clasificación de las litofacies para las lutitas se define por un diagrama ternario, con los tres ápices que representan los componentes de arcilla, carbonato, cuarzo feldespato y mica (QFM) (Schlumberger, 2016).

De la figura 2.10, se le proporciona el término “dominado”, cuando hay más del 80% de un componente en particular. Cuando el componente primario es del 50% al 80% de la composición se describe como silicio ($50\% < \text{peso seco QFM} < 80\%$). Arcilloso ($50\% < \text{peso seco} < 80\%$) o carbonato ($50\% < \text{peso seco} < 80\%$). El término “rico” indica un componente secundario que representa del 20% al 50% de la composición total (Schlumberger, 2016).

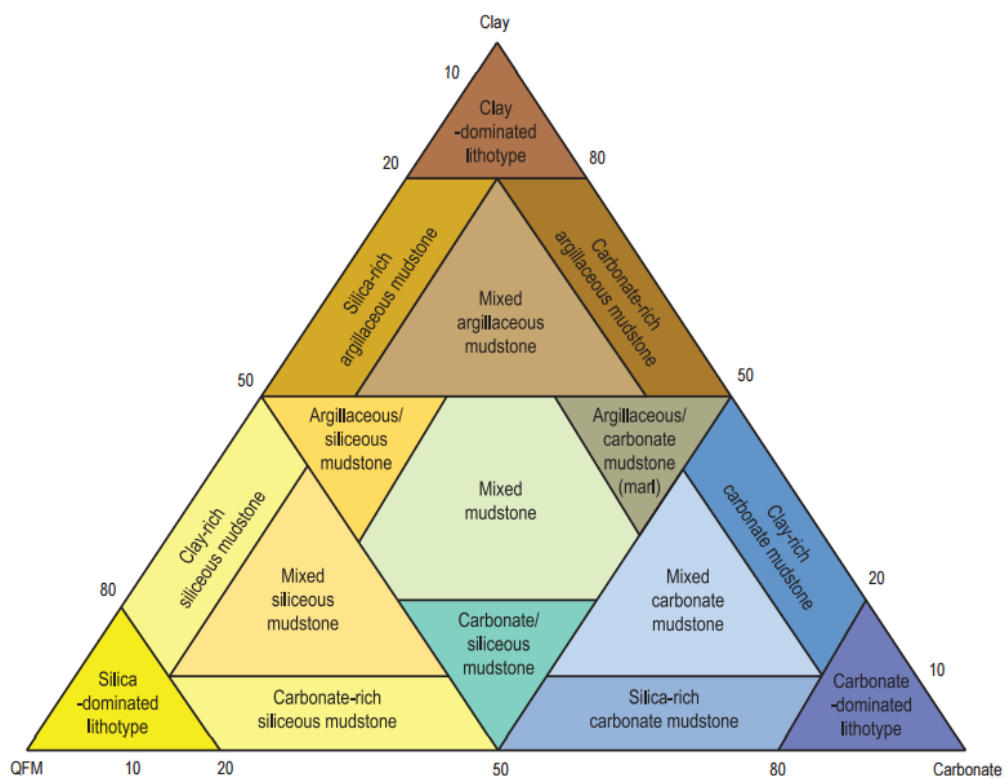


Figura 2.10. Diagrama ternario de la composición mineral (arcillas, Carbonatos y cuarzo) (Schlumberger, 2016).



II.IV.II Identificación Óptima del yacimiento.

Las facies de lutita se identifican fácilmente y automáticamente mediante el uso del diagrama ternario (Figura 2.10). La clasificación se basa en las relaciones mineralógicas dentro de un diagrama ternario personalizado para litologías con contenido orgánico.

El diagrama se genera con parámetros descriptivos como el contenido de carbón orgánico (TOC), pirita, y la presencia de arcillas (Schlumberger, 2016).

El diagrama proporciona una descripción coherente del contenido de materia orgánica y los insumos necesarios para tomar decisiones efectivas para seleccionar los puntos donde se harán los pozos, adaptar los diseños de terminación. Los parámetros que indican la calidad del trabajo tales como: la porosidad, parámetros orgánicos, fracturamiento y esfuerzos.

La mineralogía exacta para la clasificación en este diagrama ternario proviene de registros de espectroscopia de alta definición de Litho Scanner para carbonatos, arcillas, QFM y TOC en combinación con otros registros geofísicos de porosidad y resistividad (Schlumberger, 2016).



CAPÍTULO III

SELECCIÓN DE LUTITAS CON BASE A PARAMETROS ELÁSTICOS

La inestabilidad del pozo se refiere a las condiciones que originan fallas por compresión o tensión en la roca presente en las paredes del pozo. Casi todos los problemas de inestabilidad ocurren en formaciones rocosas débiles, y predominantemente en lutitas. Dónde las arcillas, debido a efectos químicos, cuando se está perforando pueden ser hidratadas, provocando un aumento en la presión poro, que posteriormente puede provocar derrumbes y ensanchamiento del pozo. De aquí la importancia del conocimiento que se debe tener del alto riesgo que generan las formaciones de lutitas en la estabilidad del pozo. Este conocimiento previo envuelve tanto investigación química, como mecánica o combinación de ambas.

Cuando un pozo es perforado, la roca de los alrededores del agujero debe soportar la carga, que la roca removida soportaba previamente. En consecuencia, el agujero produce un incremento en los esfuerzos alrededor del pozo (una concentración de esfuerzos). De esta forma si la roca no es lo suficientemente fuerte, el pozo fallara (fracturamiento). En general, la inestabilidad del pozo se relaciona con problemas de atrapamiento de tubería, derrumbes o colapso del pozo, pozos esbeltos, desviación no programada del pozo, entre otros.

Para evitar que la roca falle. Primero se selecciona un lodo de perforación que minimice el debilitamiento de la roca alrededor del pozo, segundo, se incrementa la presión del pozo, aumentando el peso del lodo, de manera que la presión en el pozo soporte algo de la carga impuesta sobre la pared del pozo por los esfuerzos in situ. Teniendo entonces en el pozo una presión que soporte la carga, por lo tanto, los esfuerzos sobre la formación en la pared del agujero son reducidos y se evita la falla compresiva. Sin embargo, el excesivo aumento del peso del lodo puede resultar en la apertura de la formación por una fractura que posteriormente causara perdidas de circulación de lodo de perforación. Por lo tanto, se necesita



un balance entre el peso del lodo para prevenir un colapso del pozo y el fracturamiento (ventana operativa).

El correcto diseño de la ventana operacional puede reducir la incertidumbre en los resultados esperados del gradiente de presión de poro y de fractura, pero nunca dicha incertidumbre será cero. Ya que paradójicamente la única forma de corroborar que los resultados son correctos, es perforando.

La problemática existente en el diseño de la ventana operativa, es que su base radica en la elección de una línea base de lutitas. Debido a esto, se puede decir que pueden existir varias líneas bases de lutitas y con ello resultados diferentes, por ello la elección de la línea base dependerá de los conocimientos y experiencia que tenga el analista.

El presente trabajo tiene como primer objetivo proporcionar una herramienta que ayude a seleccionar con mayor eficacia la línea base de lutitas, proponiendo un método, el cual a base de la obtención de los parámetros elásticos se realiza un análisis mineralógico de la roca, a través del uso de los triángulos ternarios utilizados en Estados Unidos para yacimientos de lutitas gasíferas.

El segundo objetivo es verificar que se puede obtener la línea base de lutitas sin la necesidad de registros geofísicos como, rayos gamma o potencial espontaneo. Par lo cual, en este método solo se utilizarán los registros de densidad y tiempo de tránsito.

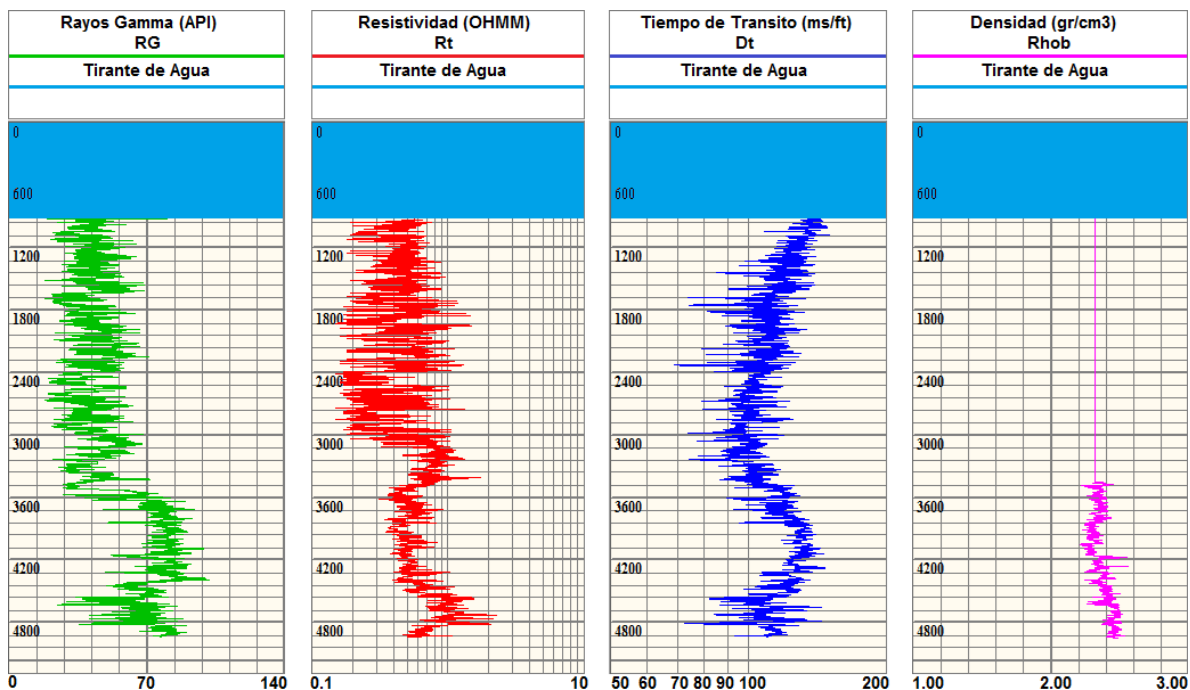
Por ultimo este método pretende acortar el lazo existente entre la experiencia del analista y la juventud de un principiante.

III.I Análisis de la Información Disponible.

Se tiene información de un pozo de tipo exploratorio, vertical, de aguas profundas con un tirante de agua de 920 m. Se tienen datos de registros geofísicos como: Rayos Gamma (GR), Resistividad(Rt), Tiempo de Transito (Dt), Densidad (RHOB). Se observa que la información disponible es escasa. (Ver figura 3.1).



A lo largo de la metodología presentada se hará uso de esta información y de las correlaciones necesarias para modelar el área regional, de tal forma, que el grado de confiabilidad del diseño sea bueno.



3.1. Registros geofísicos disponibles.

Analizando la figura 3.1, se observa que cuando la resistividad aumenta, el tiempo de transito disminuye, esta tendencia se observa más o menos hasta la profundidad de 3500 m, lo que significa que existe una tendencia normal de compactación, donde por consiguiente existirá una presión de poro normal. De acuerdo a la Teoría de Terzagui (1948), la tendencia normal de compactación se ve alterada en las zonas de presión anormal, y en la figura 3.1 se observa un cambio en la tendencia de los perfiles después de la profundidad de 3500, por lo que, es probable que a esta profundidad sea donde inicie la zona de presión de poro anormal. De igual forma se observa que el registro de densidad (Rhob) no está completo, ya que posiblemente hubo afectaciones por efecto de agujero,



herramienta mal calibrada, etc. Para el objetivo de este trabajo se requiere que todos los registros estén completos.

III.1.1 Obtención de RHOB Sintético.

De la figura 3.1 se observa, que solo se tienen valores de densidad medidos por la herramienta de 3,445 m a 4945 m. Por ello se completará el perfil mediante la utilización de la ecuación de Gardner, a este perfil obtenido se le llamará densidad sintética. Para poder utilizar la ecuación de Gardner (1.14) es necesario obtener la velocidad compresional (V_p), la cual se obtiene con el inverso del perfil Dt y haciendo las conversiones necesarias de unidades como se muestra en la figura 3.2.

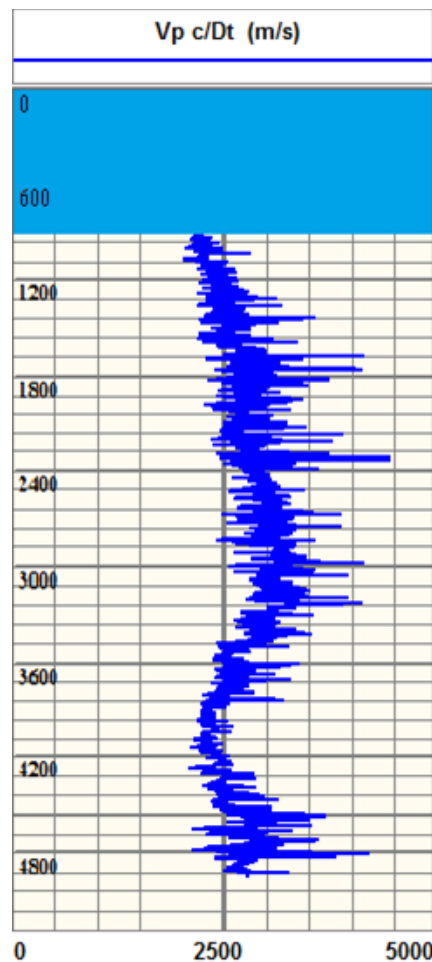


Figura 3.2. Perfil V_p a partir de los datos de Dt.



Una vez que obtenida la V_p , se realizan los cálculos necesarios utilizando la ecuación de Gardner y el resultado se observa en la figura 3.3a. Como se puede ver no existe un acoplamiento aceptable entre los valores medidos por la herramienta y los obtenidos con la ecuación de Gardner. Con la finalidad de mejorar el acoplamiento se procede a variar los parámetros A y B de la ecuación de Gardner en 1, 2 y 3% como se muestra en la tabla 3.1. Y los resultados se muestran en la figura 3.3.

Tabla 3.1. Variación de los parámetros A y B de la ecuación de Gardner.				
Parámetros Publicados		Variación	A	B
A	0.23	1%	0.2323	0.2525
B	0.25	2%	0.2346	0.255
		3%	0.2369	0.2575

Analizando los resultados, se observa que los parámetros que mejor ajustan son los variados al 2%. Por lo tanto, estos serán los valores a utilizar en cálculos posteriores.

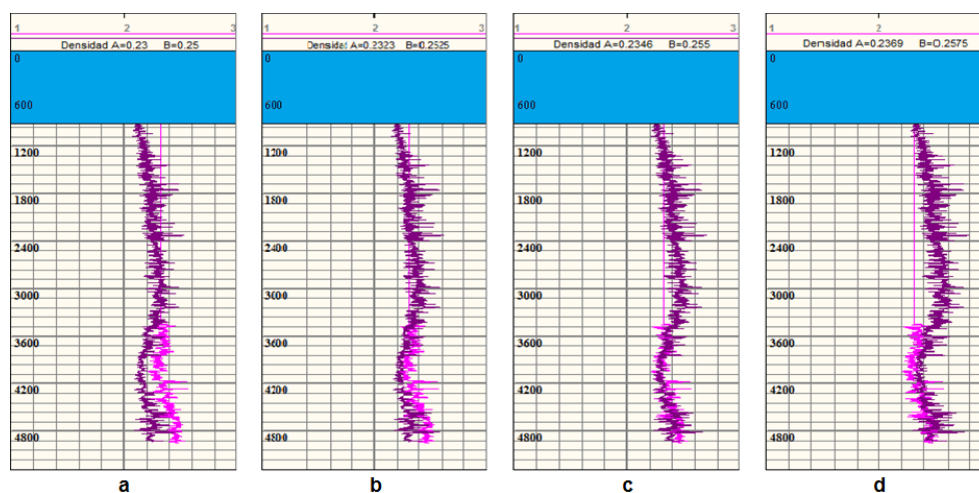


Figura 3.3. Variación de los parámetros de la ecuación de Gardner.



III.II Evaluación del Volumen de Arcilla.

Cabe mencionar que el contenido de arcilla se calculará para fines prácticos de la obtención de la porosidad, dado que existen diversos métodos y correlaciones, la mejor forma de obtener la porosidad efectiva es restando el efecto de la arcilla.

El contenido de arcilla se va a obtener a partir de los datos del registro de rayos gamma, previamente obteniendo en índice de arcillocidad con la ecuación 1.4.

El perfil de rayos gamma depende tanto de la radioactividad como de la densidad de los minerales que componen a la formación adyacente al pozo. Asumir una misma línea base de arena y lutitas a lo largo de todo el pozo, cuando la densidad varía debido a los efectos de la carga litostática, acarreará resultados erróneos en la lectura del registro de rayos gamma, que es necesario considerar en este análisis.

La corrección del volumen de lutita se efectuó por intervalos de profundidad y para cada uno de ellos se definió su línea base de arenas (valores mínimos) y su línea base de lutitas (valores máximos). Ver tabla 3.2.

Tabla 3.2. Valores utilizados para la corrección del volumen de lutitas.

Intervalo (m)	Arenas (API)	Arcillas (API)
920-2986.25	17.984	82
2986.25-3508	22.522	72.2
3508-4395	27.583	102.267
4395-4945	24.7	91.215

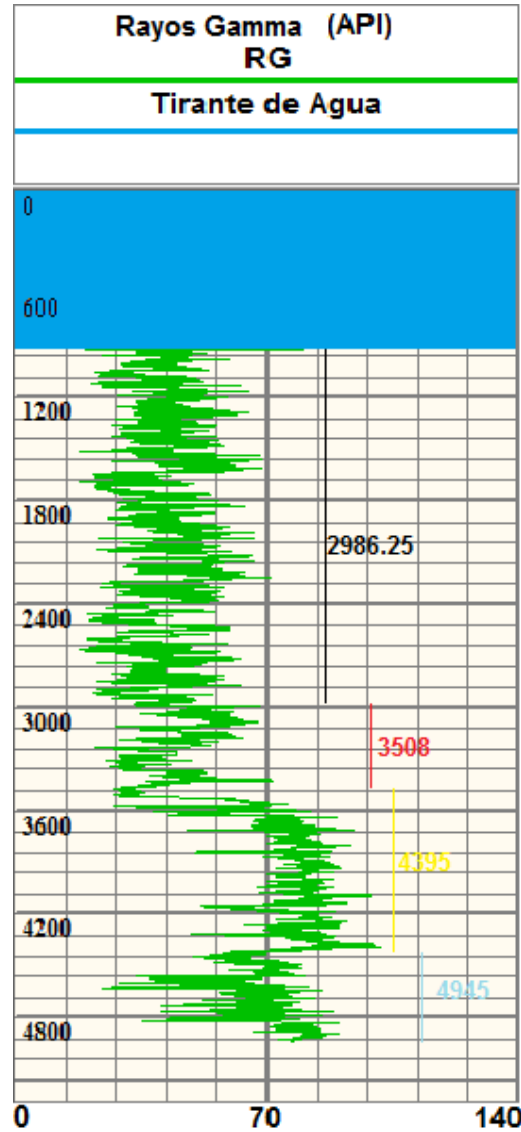


Figura 3.4. División del registro rayos gamma.

Una vez obtenidos los valores del índice de arcillosidad, lo siguiente es obtener el volumen de arcillas con la ecuación 1.5. Larinov rocas del terciario, arrojando el resultado de la figura 3.5

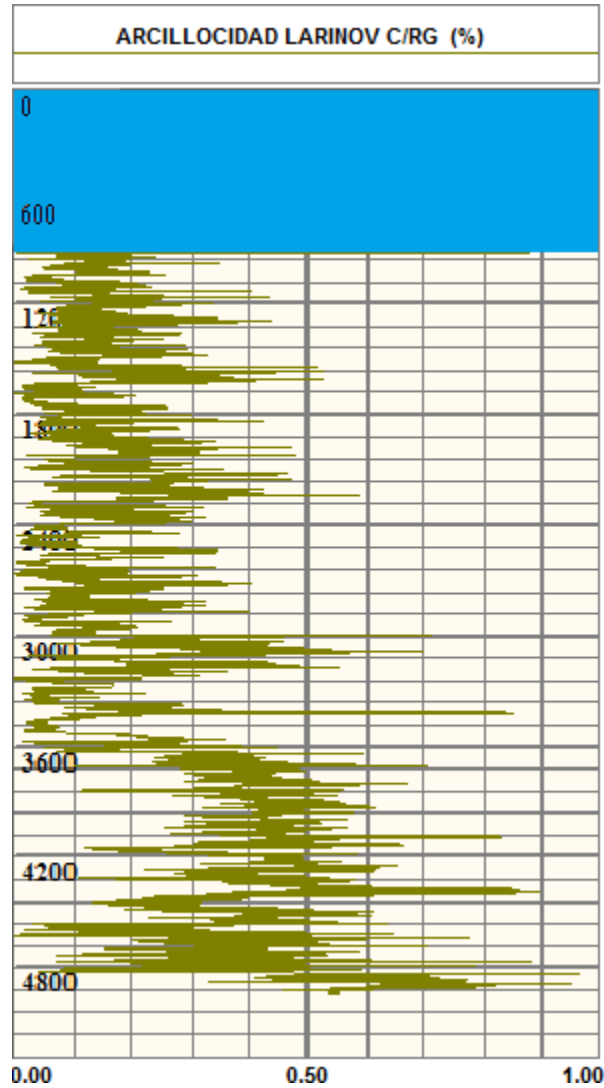


Figura 3.5. Volumen de arcillas.

III.III Cálculo de la porosidad.

Una vez que se obtuvo el perfil del volumen de arcilla, se evaluara la porosidad efectiva presente en la columna (ecuación 1.11), a partir de la densidad de las formaciones limpias. Se consideró para la matriz de la arenisca limpia un valor de densidad equivalente a 2.65 (gr/cc), para el agua presente en la roca 1.074 (gr/cc). Cabe mencionar que el parámetro de la densidad de las lutitas, de igual forma se tomó por intervalos, por lo tanto, también fue variando (Ver figura 3.6)

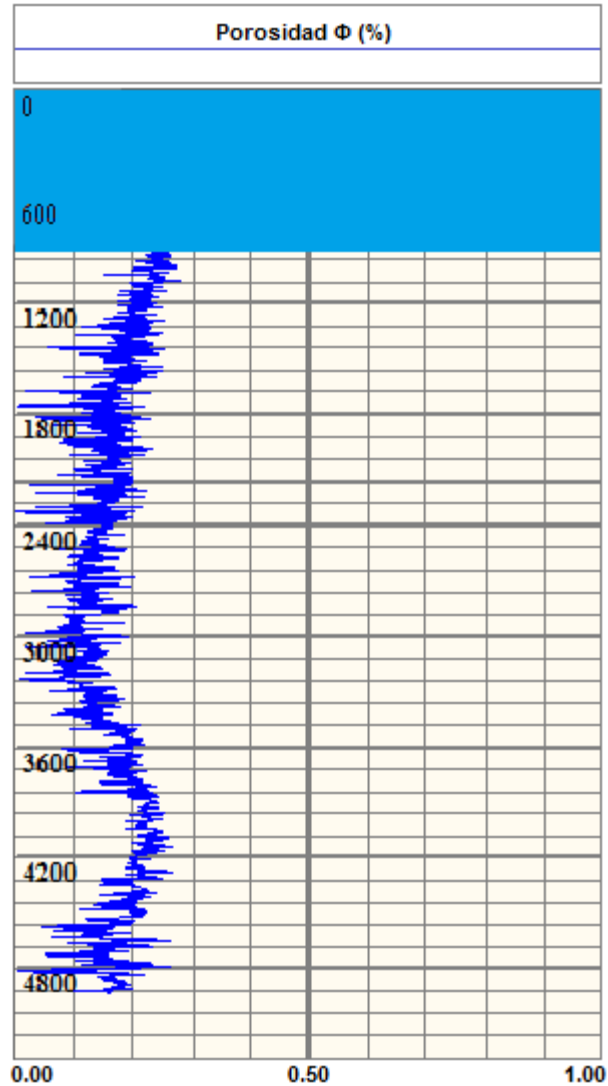


Figura 3.6. Perfil de porosidad a partir de la densidad y el volumen de arcilla.

III.IV Cálculo de Gradiente de Sobrecarga.

La estimación del gradiente de sobrecarga es fundamental ya que, como límite máximo permisible, de este resultado dependerán los gradientes de presión de poro y de fractura. Y de esta forma conocer los límites en los valores densidad de lodo de perforación antes de provocar algún daño al pozo.

1. Generar tres columnas con datos de profundidad en (metros y pies) y la columna tercera con los datos de la densidad que se obtuvo con la correlación de Gardner (gr/cc), como se observa en la figura 3.7.



	1	2	3
	TVD m	TVD ft	Densidad
1	915	3001.9686	1.074
2	920	3018.3728	2.2762939
3	920.25	3019.19301	2.2762939
4	920.5	3020.01322	2.2762939
5	920.75	3020.83343	2.2762939
6	921	3021.65364	2.2762939
7	921.25	3022.47385	2.2762939
8	921.5	3023.29406	2.2762939
9	921.75	3024.11427	2.2762939
10	922	3024.93448	2.2762939
11	922.25	3025.75469	2.2762939

Figura 3.7. Datos originales de profundidad (m y ft) y densidad de Gardner (gr/cc)

- Se obtiene la densidad volumétrica promedio (columna 4), sumando la densidad de Gardner (3,1) más la densidad de Gardner (3,2), esto dividido entre dos. El primer valor (columna 4) queda igual a la densidad de Gardner (3,1). Ver figura 3.8.

	1	2	3	4
	TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P
1	915	3001.9686	1.074	1.074
2	920	3018.3728	2.2762939	$= (3,1 + 3,2) / 2$
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939

Figura 3.8. Densidad volumétrica promedio.



3. Hacer un cambio de unidades en la densidad volumétrica promedio de gr/cc a Kg/m³, esto se logra multiplicando la densidad volumétrica promedio por el factor de conversión (1000). Ver figura 3.9.

$$1 \frac{gr}{cc} = \frac{1Kg}{1000gr} * \frac{100cc}{1m^3} = 1000 kg/m^3$$

	1	2	3	4	5
	TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P	Den Kg/m ³
1	915	3001.9686	1.074	1.074	= 4,1 *1000
2	920	3018.3728	2.2762939	1.67514695	1675.14695
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939	2276.2939
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939	2276.2939
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939	2276.2939
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939	2276.2939
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939	2276.2939
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939	2276.2939
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939	2276.2939
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939	2276.2939
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939	2276.2939

Figura 3.9. Densidad volumétrica promedio (Kg/m³).

4. Calcular la presión de sobrecarga en Pascales (columna 6), ejercida por la densidad volumétrica promedio (columna 4) para cada intervalo de profundidad. Esto se hace multiplicando, la gravedad (9.81 m/s²), por la densidad volumétrica (Kg/m³), por el intervalo de profundidad. Ver figura 3.10.



	1	2	3	4	5	6
	TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P	Den Kg/m3	P ob Pa
1	915	3001.9686	1.074	1.074	1074	52679.7
2	920	3018.3728	2.2762939	1.67514695	1675.14695	=9.81* 5,2 *(1,2 - 1,1)
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079

Figura 3.10. Presión de sobrecarga (Pa).

- Calcular la Presión de Sobrecarga (Pa) acumulada (columna 7), tal y como se muestra en la figura 3.11.

	1	2	3	4	5	6	7
	TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P	Den Kg/m3	P ob Pa	P ob acu Pa
1	915	3001.9686	1.074	1.074	1074	52679.7	9640385.1
2	920	3018.3728	2.2762939	1.67514695	1675.14695	82165.9579	= 7,1 + 6,2
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9728133.67
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9733716.28
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9739298.89
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9744881.5
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9750464.11
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9756046.72
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9761629.33
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9767211.94
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9772794.56

Figura 3.11. Presión de sobrecarga (Pa) acumulada.

- Realizar un cambio de unidades a la presión de sobrecarga que se encuentra en la columna 6, de Pascal a Kilo Pascal, cuyo resultado se muestra en la columna 8. Esto se hará multiplicando la columna 6 por el siguiente factor de conversión (0.001). Ver figura 3.12.



	1	2	3	4	5	6	7	8
	TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P	Den Kg/m3	P ob Pa	P ob acu Pa	P ob x inter KPa
1	915	3001.9686	1.074	1.074	1074	52679.7	9640385.1	= 6,1 *0.001
2	920	3018.3728	2.2762939	1.67514695	1675.14695	82165.9579	9722551.06	82.16595792
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9728133.67	5.582610792
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9733716.28	5.582610792
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9739298.89	5.582610792
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9744881.5	5.582610792
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9750464.11	5.582610792
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9756046.72	5.582610792
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9761629.33	5.582610792
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9767211.94	5.582610792
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9772794.56	5.582610792

Figura 3.12. Presión de Sobrecarga (KPa).

7. Se calculara la Presión de Sobrecarga acumulada (columna 9), tal y como se muestra en la figura 3.13.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P	Den Kg/m3	P ob Pa	P ob acu Pa	P ob x inter KPa	
1	915	3001.9686	1.074	1.074	1074	52679.7	9640385.1	52.6797	9640.3851
2	920	3018.3728	2.2762939	1.67514695	1675.14695	82165.9579	9722551.06	82.16595792	= 9,1 + 8,2
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9728133.67	5.582610792	9728.133669
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9733716.28	5.582610792	9733.716279
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9739298.89	5.582610792	9739.29889
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9744881.5	5.582610792	9744.881501
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9750464.11	5.582610792	9750.464112
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9756046.72	5.582610792	9756.046723
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9761629.33	5.582610792	9761.629333
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9767211.94	5.582610792	9767.211944
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9772794.56	5.582610792	9772.794555

Figura 3.13. Presión de Sobrecarga acumulada (KPa).

8. Ahora se hará el cálculo del gradiente de presión de sobrecarga (KPa/m) (columna 10), esto se hace dividiendo la presión de sobrecarga acumulada en KPa (columna 9) entre la profundidad en metros (figura 3.14).



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P	Den Kg/m3	P ob Pa	P ob acu Pa	P ob x inter KPa	P ob acum KPa	Gradiente ob KPa/m	
1	915	3001.9686	1.074	1.074	1074	52679.7	9640385.1	52.6797	9640.3851	=9,1 / 1,1
2	920	3018.3728	2.2762939	1.67514695	1675.14695	82165.9579	9722551.06	82.16595792	9722.551058	10.56799028
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9728133.67	5.582610792	9728.133669	10.57118573
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9733716.28	5.582610792	9733.716279	10.57437945
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9739298.89	5.582610792	9739.29889	10.57757143
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9744881.5	5.582610792	9744.881501	10.58076167
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9750464.11	5.582610792	9750.464112	10.58395019
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9756046.72	5.582610792	9756.046723	10.58713698
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9761629.33	5.582610792	9761.629333	10.59032203
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9767211.94	5.582610792	9767.211944	10.59350536
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9772794.56	5.582610792	9772.794555	10.59668697

Figura 3.14. Calculo del Gradiente de Sobrecarga en KPa/m.

9. Por último para obtener el gradiente de presión de sobrecarga (columna 11), se multiplica el gradiente de presión de sobrecarga en KPa/m (columna 10) por el siguiente factor de conversión (0.101936799). Ver figura 3.15.

$$1 Pa = 1 \frac{KgN}{m^2}$$

$$1N = 1 \frac{m}{s^2}$$

$$1 \frac{KPa}{m} = 1000 \frac{Kgm}{m^3 s^2} = \frac{100gr}{1Kg} * \frac{1m^3}{100cm^3} * \frac{1s^2}{9.81m} = 0.101936799 gr/cc$$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
TVD m	TVD ft	Densidad	Den Vol P	Den Kg/m3	P ob Pa	P ob acu Pa	P ob x inter KPa	P ob acum KPa	Gradiente ob KPa/m	Gradiente ob gr/cc	
1	915	3001.9686	1.074	1.074	1074	52679.7	9640385.1	52.6797	9640.3851	10.53594	=9,1*0.10193679
2	920	3018.3728	2.2762939	1.67514695	1675.14695	82165.9579	9722551.06	82.16595792	9722.551058	10.56799028	1.077267101
3	920.25	3019.19301	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9728133.67	5.582610792	9728.133669	10.57118573	1.077592835
4	920.5	3020.01322	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9733716.28	5.582610792	9733.716279	10.57437945	1.077918392
5	920.75	3020.83343	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9739298.89	5.582610792	9739.29889	10.57757143	1.078243772
6	921	3021.65364	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9744881.5	5.582610792	9744.881501	10.58076167	1.078568976
7	921.25	3022.47385	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9750464.11	5.582610792	9750.464112	10.58395019	1.078894003
8	921.5	3023.29406	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9756046.72	5.582610792	9756.046723	10.58713698	1.079218854
9	921.75	3024.11427	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9761629.33	5.582610792	9761.629333	10.59032203	1.079543528
10	922	3024.93448	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9767211.94	5.582610792	9767.211944	10.59350536	1.079868027
11	922.25	3025.75469	2.2762939	2.2762939	2276.2939	5582.61079	9772794.56	5.582610792	9772.794555	10.59668697	1.080192349

Figura 3.15. Calculo del Gradiente de sobrecarga (gr/cc).

Los resultados se observan en la figura 3.16. Recordando que el mayor gradiente de presión presente en un pozo será igual al gradiente de presión de sobrecarga.

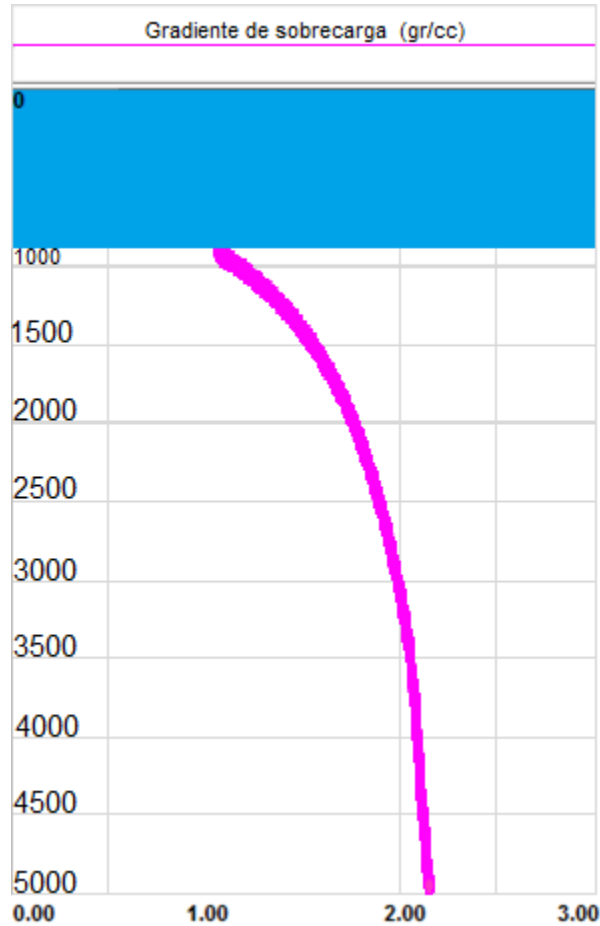


Figura 3.16. Presión de sobrecarga (gr/cc).

III.V Cálculo de la Vs a Partir de la Vp y la Porosidad.

Habiendo calculado la velocidad compresional (V_p) y la porosidad (Φ) en las secciones III.I.I y III.III respectivamente. Se procede hacer el cálculo de la velocidad de corte (V_s), utilizando la ecuación 1.7, recordando que este tipo de ondas son las que se propagan en sentido perpendicular a la dirección del desplazamiento de la partícula y al disturbio de presión. La figura 3.17 muestra los perfiles de V_p y V_s . Observado los resultados obtenidos y relacionándolos con valores reportados en la literatura (tabla 1.1), se observan las litologías descritas en la tabla 3.3.

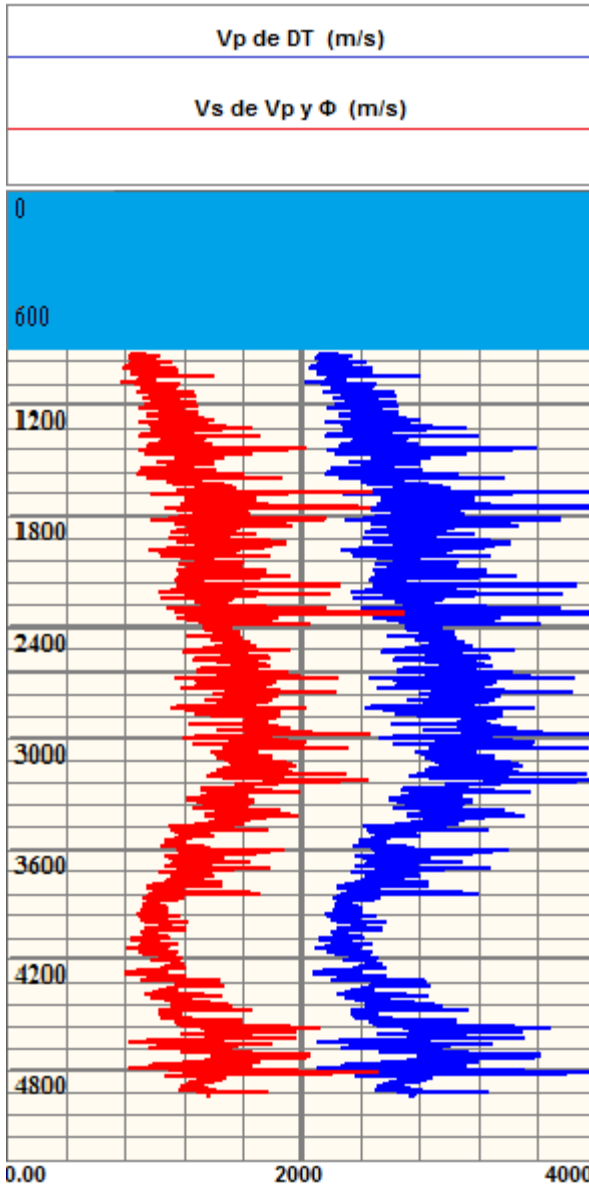


Figura 3.17. Velocidad Compresional y de Corte.

Tabla 3.3. Litología presente en la formación de acuerdo a los valores de Vp y Vs.

Km/s	Litología	Profundidad m
2.75-4.2	Areniscas y Lutitas	1000-3600
2.13-2.8	Lutitas	3600-4919

III.VI Cálculo del Módulo de Young (E).

La figura 3.18, muestra el perfil del módulo de Young (E), obtenido con la ecuación 2.17 para el pozo en estudio. Analizando los resultados y relacionándolos con datos de literatura (tabla 2.1), se observan intercalaciones hasta casi los 3500 m de lutitas y areniscas como se muestran los valores en la tabla 3.4.

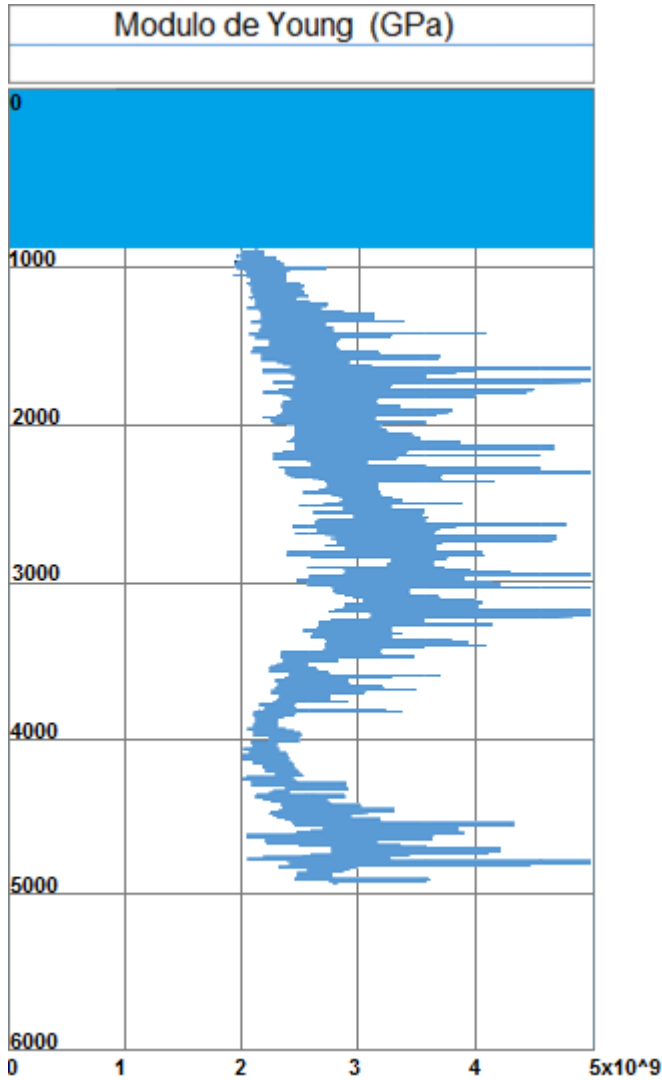


Figura 3.18. Módulo de Young.

Tabla 3.4 Litología obtenida con el Módulo de Young.	
E [GPa]	Litología
0.1-30	Areniscas
0.4-70	Lutita

III.VII Relación de Poisson (ν).

La figura 3.19, muestra el perfil de la Relación de Poisson, obtenida con la ecuación 2.18 a partir de los datos de los perfiles de V_p y V_s , analizando el perfil se observan valores que oscilan entre 0.30-0.45 los cuales se clasifican como rocas poco consolidadas y con los datos presentes en la literatura (tabla 2.2), se concluye que la litología obtenida a partir de este perfil coincide con la obtenida anteriormente. (Ver tabla 3.5).

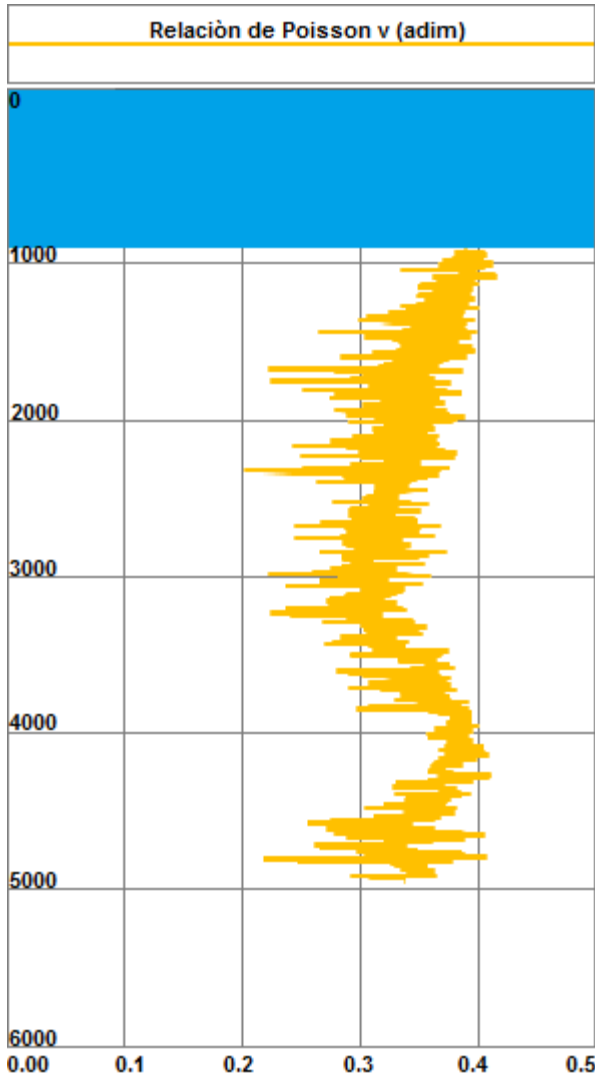


Tabla 3.5. Litología obtenida con la Relación de Poisson.

V [Ad]	Litología
0.35	Areniscas
0.30-0.40	Lutita

Figura 3.19. Perfil de la Relación de Poisson.

III.VIII Procedimiento Para Obtener la Ventana Operativa en Base a los Parámetros Elásticos.

Utilizando los parámetros elásticos de la roca como: Modulo de corte (μ), constante elástica de Lamé (λ) y el registro de densidad (Rho_b), se procede a realizar la metodología presentada en la sección II.IV:

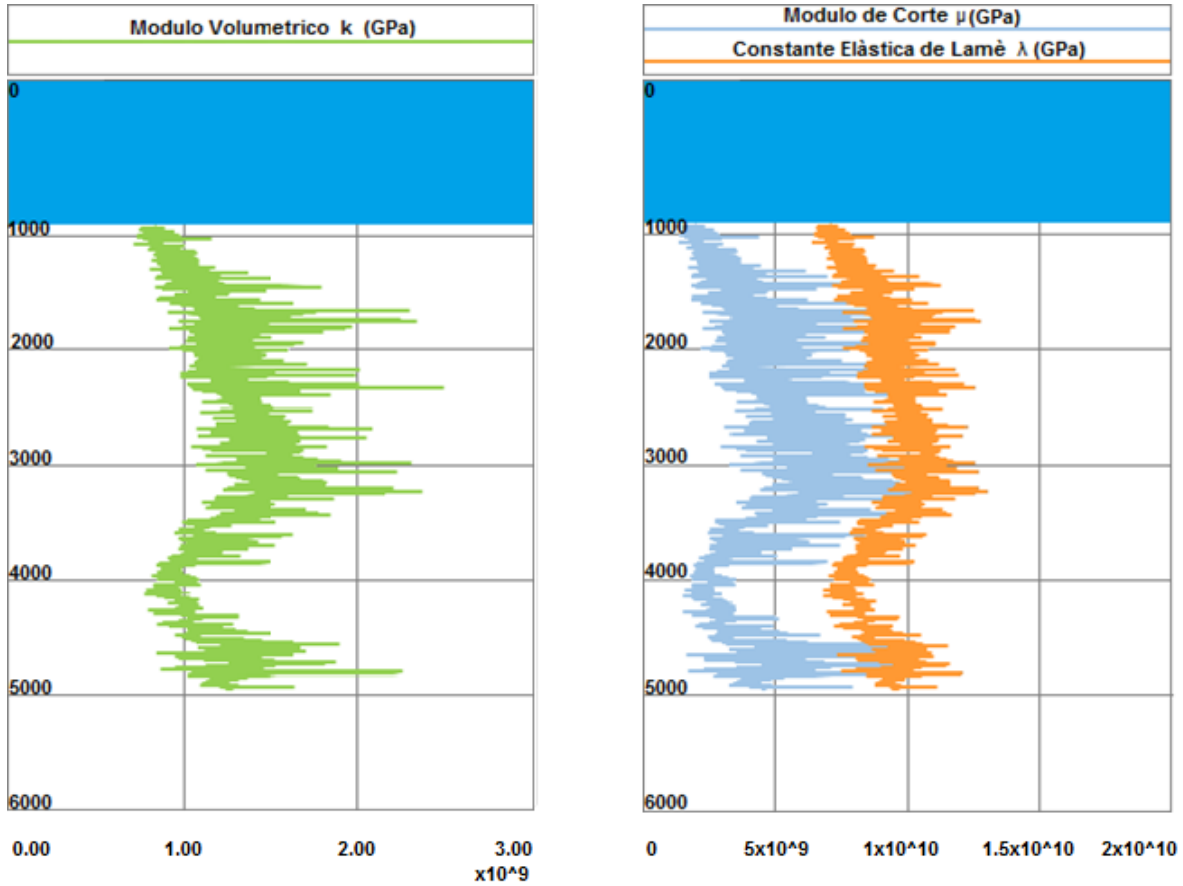


Figura 3.20. Módulo volumétrico (k), Módulo de corte (μ) y Constante elástica de Lamé (λ).

1. Realizar el producto de los valores del perfil del módulo de corte (μ) y el perfil de Densidad (R_{hob}).
2. Realizar el producto de los valores del perfil de la constante elástica de Lamé (λ) y el perfil de Densidad (R_{hob}).
3. Realizar un esquema grafico λR_{hob} ($GPa \cdot (gr/cc)$) VS μR_{hob} ($GPa \cdot (gr/cc)$), como se muestra en la figura 3.21.

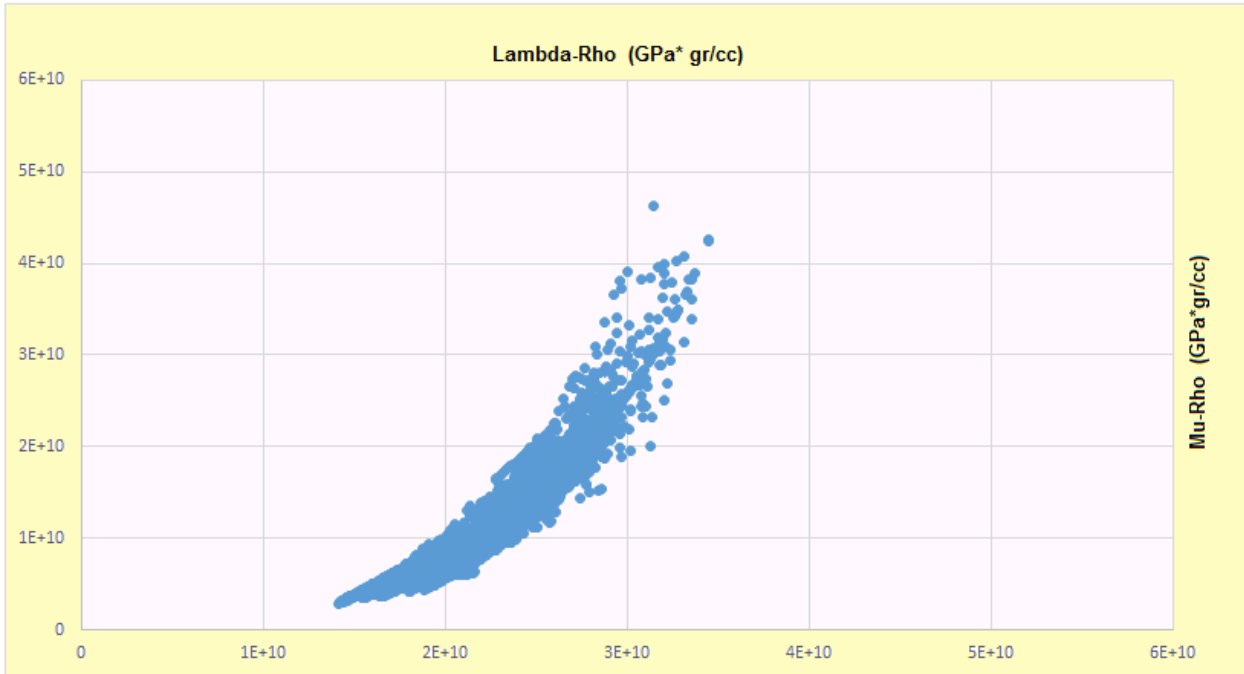


Figura 3.21. Esquematzación λRho VS μRho $\left[\frac{GPa*gr}{cc} \right]$.

Una vez encontrados estos valores los cuales con lo visto en la sección II.IV, corresponderán o todos los minerales presentes en nuestra columna a perforar del pozo en estudio.

- Lo siguiente es superponer los valores obtenidos de λRho VS μRho en el diagrama ternario visto en la sección II.IV. (Ver figura 4.18)

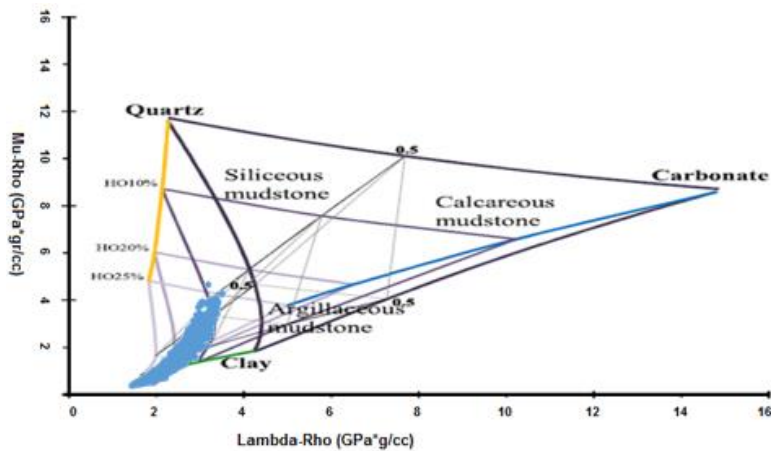


Figura 3.22. Clasificación de los minerales de acuerdo al diagrama Ternario.



De la figura 3.22 se puede observar que un 70% de todos los valores corresponden a valores de arcilla con distinta cantidad de contenido orgánico (10, 20 o 25%).

De igual forma se observa que en la parte superior del perfil, se tienen valores de entre 10-25% de cuarzo lo cual según nuestro diagrama correspondería a rocas ricas en sílice. En cuanto a carbonatos se observan valores de 10-30% de carbonatos.

En la figura 3.23 se pueden observar los datos presentados en la figura 3.22, en un diagrama 3D, que contiene además de los valores de λR_{hob} y μR_{hob} , a la profundidad, de este modo será más fácil identificar los valores que contengan arcilla.

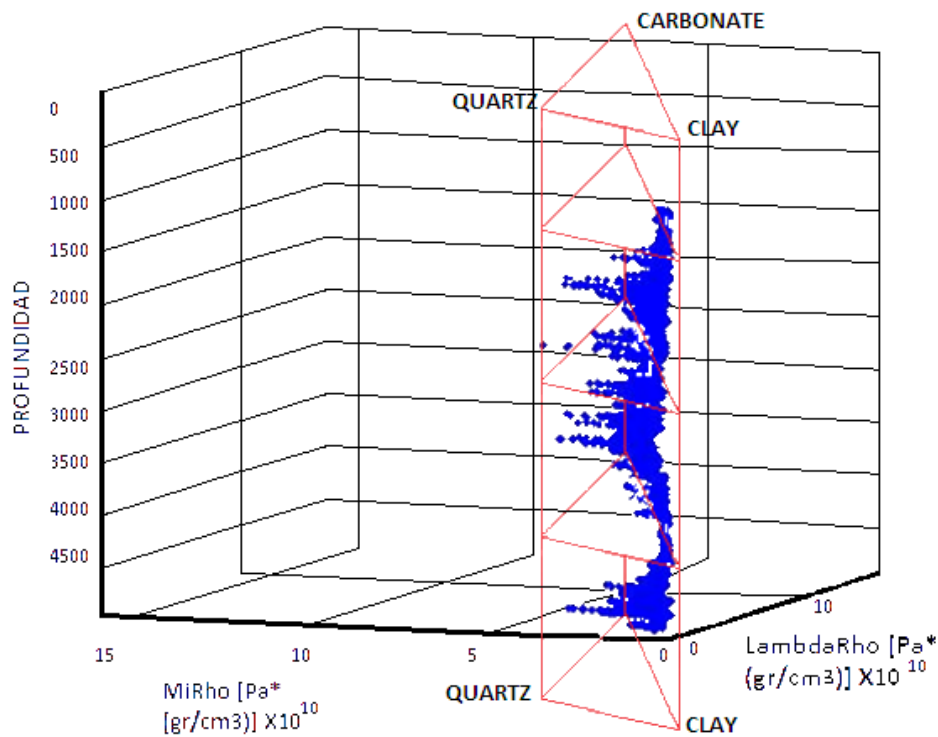


Figura 3.23. Diagrama 3D de la clasificación de los datos obtenidos de λR_{hob} VS μR_{hob} .



La figura 3.23, se divide en tres conjuntos de datos los cuales serán llamados zona de presión normal (amarilla), zona de transición (verde) y zona de presión anormal (morada) como se muestra en la figura 3.24.

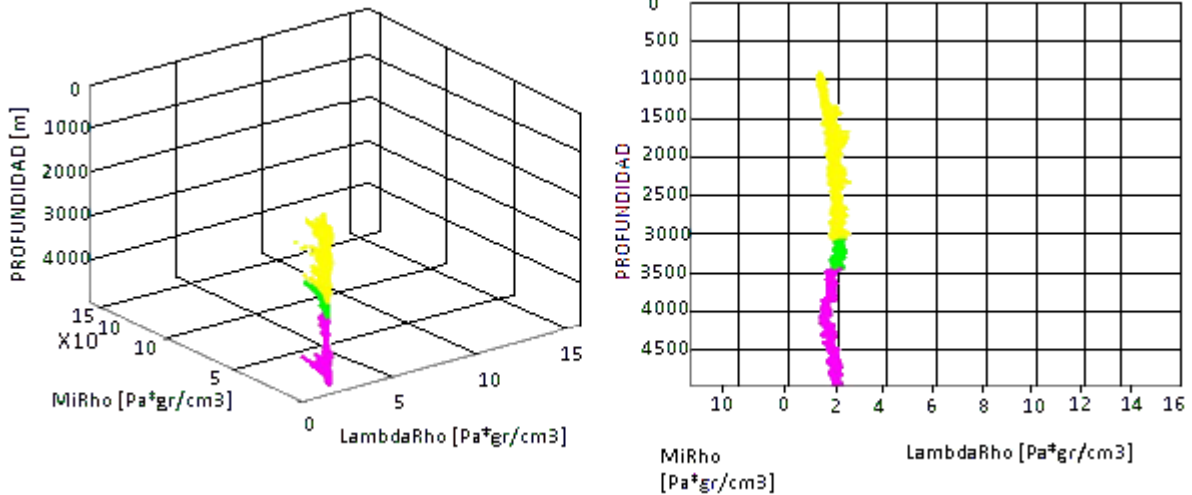


Figura 3.24. Esquemización de las zonas de presión normal (amarilla), zona de transición (verde) y zona de presión anormal (morada).

5. Interpretación de la Mineralogía.

Para obtener una mayor certeza en la elección de los puntos de lutita, se utilizó la información disponible (registros geofísicos) y con la ayuda de una plataforma informática, obteniendo el siguiente resultado. (Ver figura 3.25).

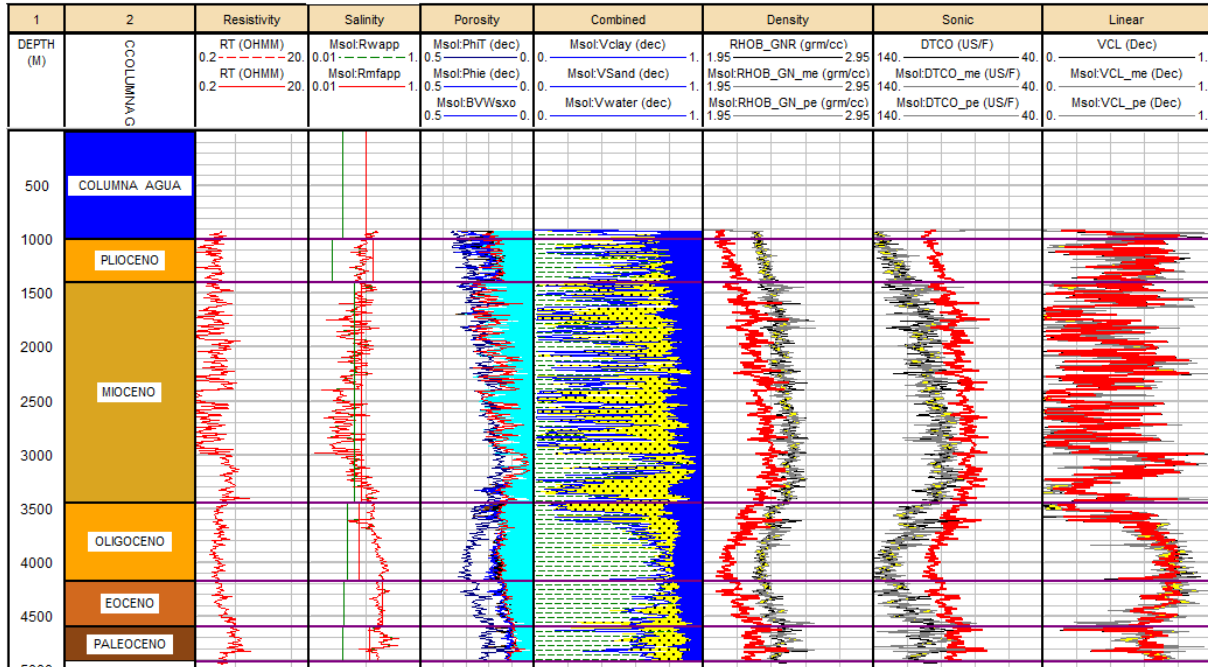


Figura 3.25. Análisis mineralógico.

Con ayuda de la figura 3.25 se realiza un análisis mineralógico, para lo cual se utilizará la información disponible en la columna 6 (combined), la cual se dividió en 5 periodos para un mejor estudio, como se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 División de intervalos para el análisis mineralógico.	
Periodo	Profundidad (m)
Plioceno	980-1380
Mioceno	1380-3450
Oligoceno	3450-4160
Eoceno	4160-4580
Paleoceno	4580-4945

En el primer intervalo que comprende de 980-1380 m y utilizando el diagrama ternario roca + aceite para tener más referencia de los minerales, se realizó la interpretación en el nivel de 25% y 20% de contenido orgánico.



En el nivel de 20%, se observan pocos puntos de los cuales se idéntica la siguiente litología 62-74% de arcilla, 15-19% de arena y 10-12% de agua.

En el nivel de 25%, se observan las litologías 75% de arcilla, 11-15% de arena y 12 de agua.

En otro análisis se observan pocos puntos de arcilla en color azul por lo tanto en este intervalo la elección de los puntos de lutita (amarillo) es buena (ver figura 3.26).

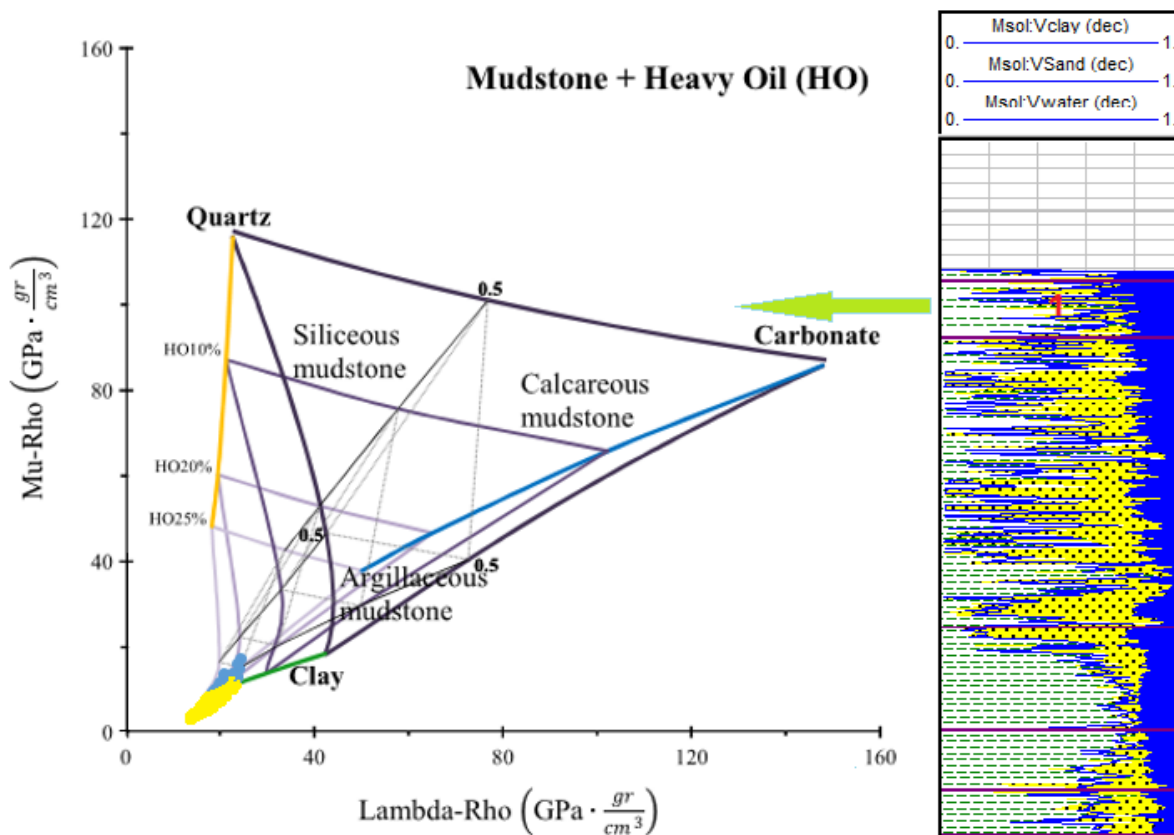


Figura 3.26. Análisis mineralógico intervalo 1.

En el segundo intervalo que comprende de 1380-3450 m y utilizando el diagrama ternario roca + aceite para tener más referencia de los minerales, se realizó la interpretación en el nivel de 10%, 20% y 25% de contenido orgánico.



En el nivel de 10%, se observan pocos puntos de los cuales se idéntica la siguiente litología 12 % de arcilla, 64% de arena y 24% de agua.

En el nivel de 20%, se observan que se encuentra del 50-60% del total de los puntos de los cuales se idéntica la siguiente litología 0.46% de arcilla, 0.44% de arena y 9-10% de agua.

En el nivel de 25%, se observan las litologías 75% de arcilla, 21-22% de arena y 2-5% de agua (ver figura 3.27).

En otro análisis se observa que se eligieron muchos puntos que no corresponden a los valores de lutita (amarillo).

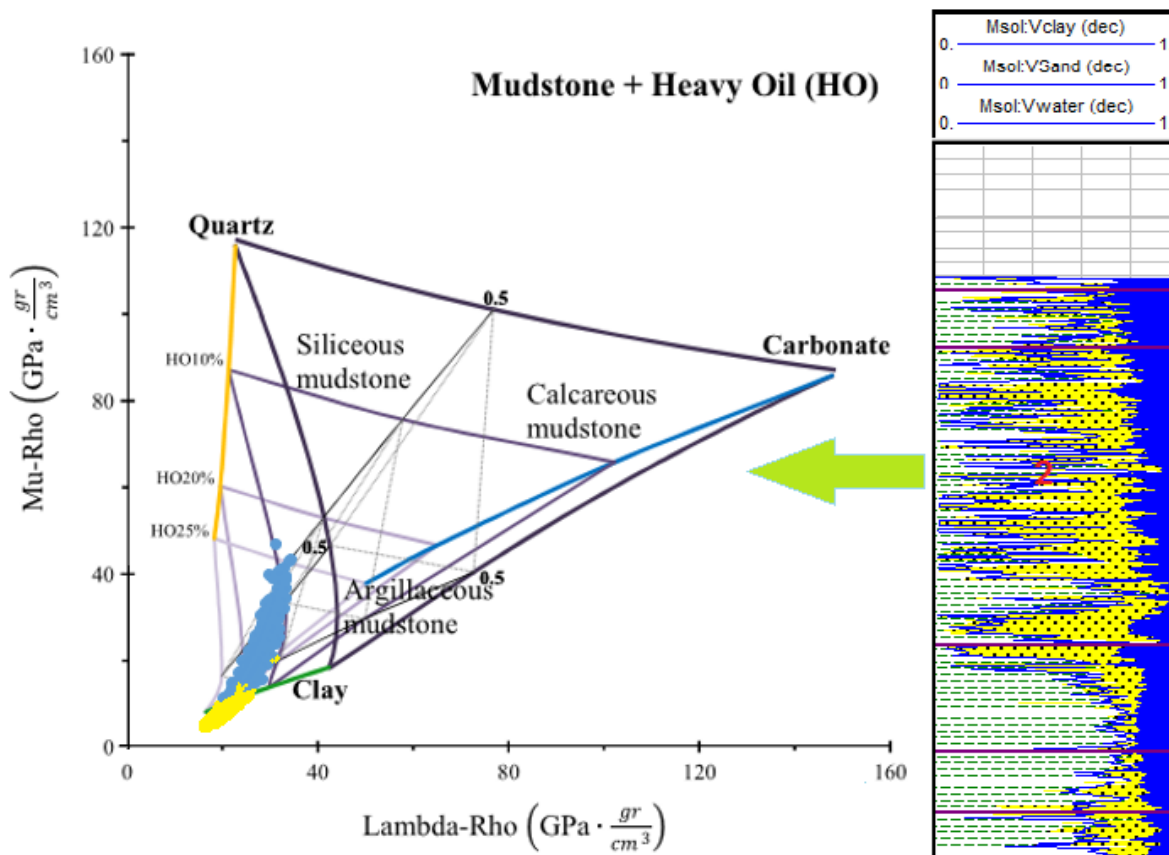


Figura 3.27. Análisis mineralógico intervalo 2.



En el tercer intervalo que comprende de 3450-4160 m y utilizando el diagrama ternario roca + aceite para tener más referencia de los minerales, se realizó la interpretación en el nivel de 20 y 25% de contenido orgánico.

En el nivel de 20%, se observan de un 5-8% del total de puntos y se idéntica la siguiente litología 73% de arcilla, 17% de arena y 15% de agua.

En el nivel de 25%, se observan las litologías 60-82% de arcilla, 0-2% de arena y 18% de agua.

En otro análisis se observan puntos que se eligieron como lutitas (amarillo) equivocadamente y de manera recíproca se observan valores lo cuales no se tomaron en cuenta (ver figura 3.28).

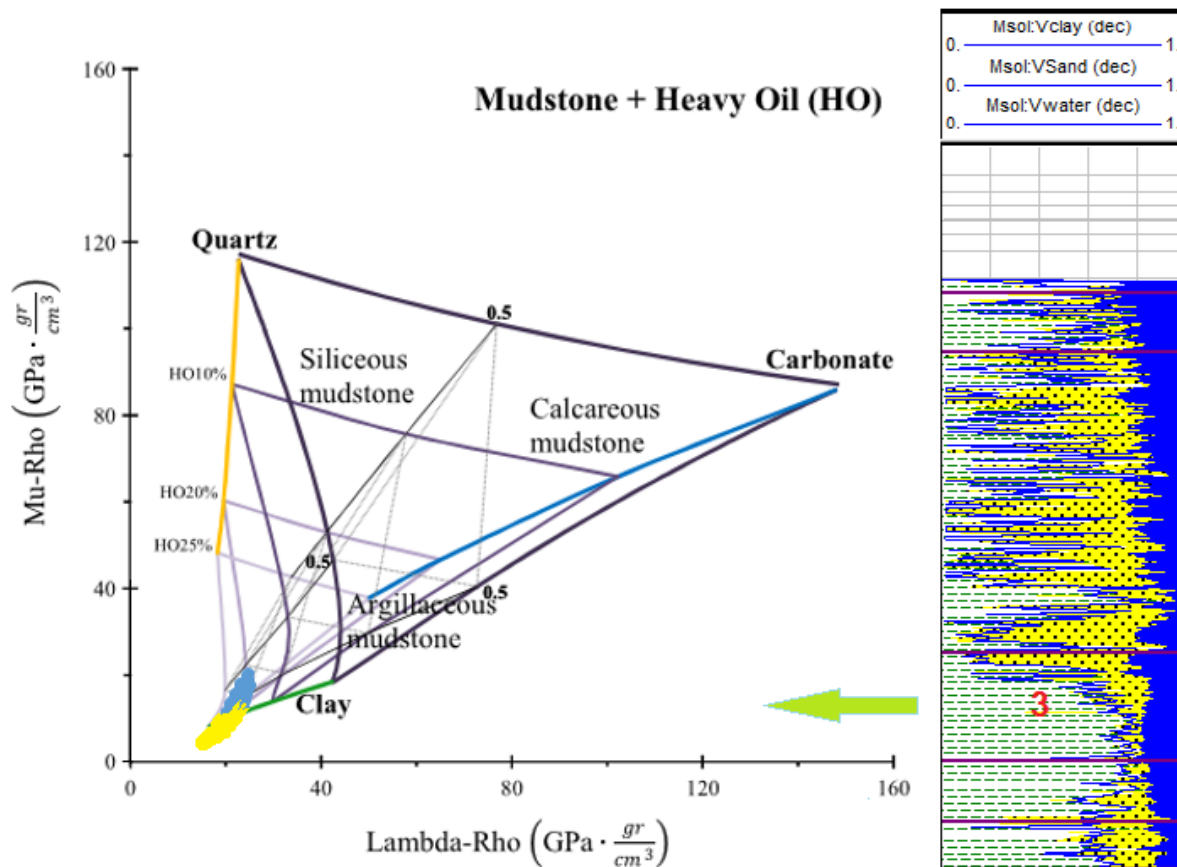


Figura 3.28. Análisis mineralógico intervalo 3.



En el cuarto intervalo que comprende de 4160-4580 m y utilizando el diagrama ternario roca + aceite para tener más referencia de los minerales, se realizó la interpretación en el nivel de 20 y 25% de contenido orgánico.

En el nivel de 20%, se observan de un 20-29% del total de puntos y se idéntica la siguiente litología 38-42% de arcilla, 44-47% de arena y 11-17% de agua.

En el nivel de 25%, se observan las litologías 68% de arcilla, 19% de arena y 13% de agua.

En otro análisis se observan puntos que se eligieron como lutitas (amarillo) equivocadamente y de manera recíproca se observan valores lo cuales no se tomaron en cuenta (ver figura 3.29).

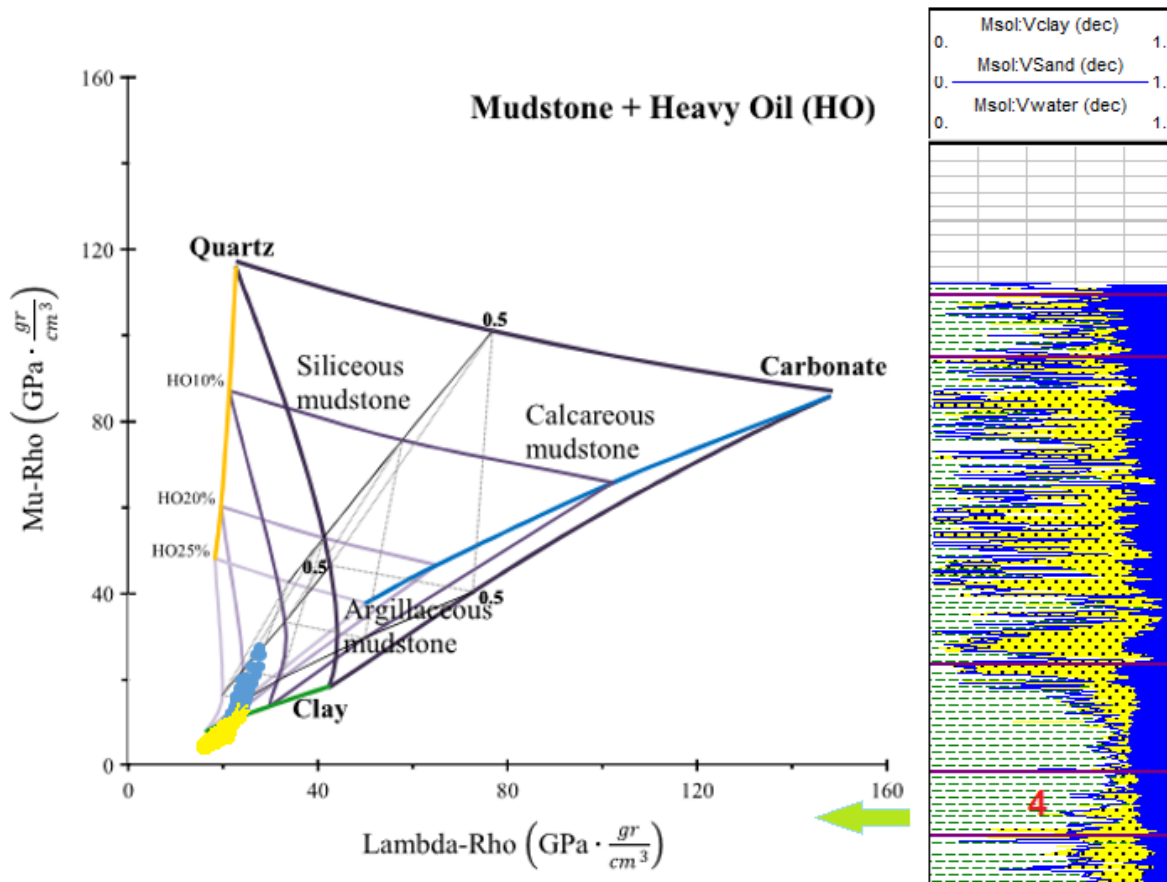


Figura 3.29. Análisis mineralógico intervalo 4.



En el quinto intervalo que comprende de 4580-4945 m y utilizando el diagrama ternario roca + aceite para tener más referencia de los minerales, se realizó la interpretación en el nivel de 20 y 25% de contenido orgánico.

En el nivel de 20%, se observan de un 30-38% del total de puntos y se idéntica la siguiente litología 49% de arcilla, 43% de arena y 8% de agua.

En el nivel de 25%, se observan las litologías 69% de arcilla, 18% de arena y 13% de agua.

En otro análisis se observan muchos puntos que se eligieron como lutitas (amarillo) equivocadamente (ver figura 3.30).

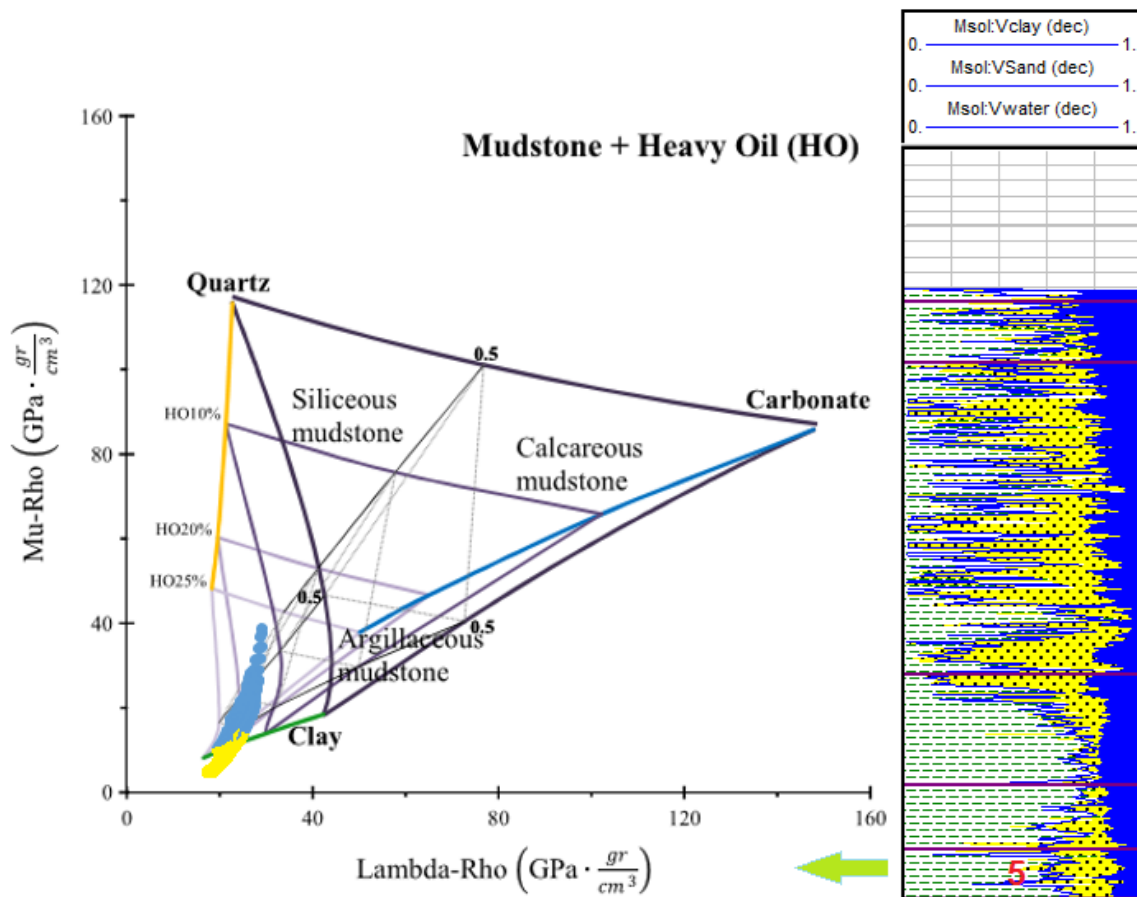


Figura 3.30. Análisis mineralógico intervalo 5.



- Elegir la línea base de lutitas (puntos amarillos) en base al diagrama mostrado en la figura 3.23 y el análisis mineralógico. Ver figura 3.31

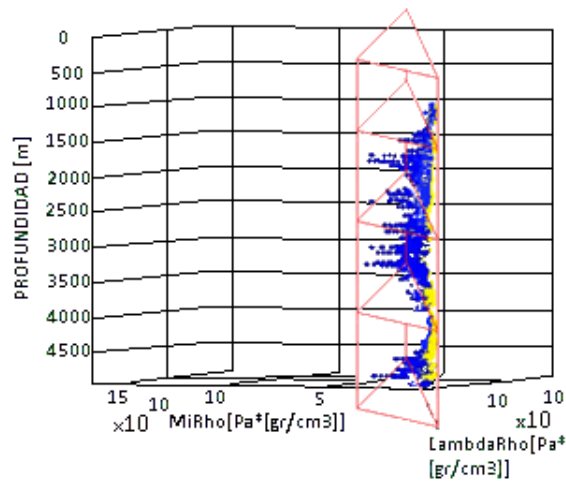


Figura 3.31. Elección de la línea base de lutitas.

En la figura 3.31 se observan en color amarillo los valores elegidos según el porcentaje de arcilla, que resulta del análisis mineralógico. En este caso dichos valores corresponden a los que se utilizarán como línea base de lutitas.

- Filtrar los puntos de lutita seleccionados al perfil Dt.

De los puntos de lutita elegidos en la figura 3.31, determinar a qué profundidad corresponde cada uno de ellos, posteriormente, recurrir al perfil Dt y relacionar a cada valor de profundidad, con un valor de Dt, de esta manera se tendrán seleccionados cada punto de lutita en el perfil Dt. Por lo tanto, con este procedimiento queda discreteado el perfil Dt, en base a las lutitas seleccionadas.

- Determinar la línea de tendencia de compactación normal.

Como se demostró en la sección I.IX.II.I, en el inciso C, la tendencia de compactación normal (LTCN) en un gráfico semilogarítmico, tiempo de tránsito vs profundidad, no sigue un comportamiento lineal. Por lo tanto, tratar de forma lineal a la LTCN disminuirá al esfuerzo efectivo y sobreestimaré la presión de poro.



Utilizando la información de la velocidad normal obtenida en la sección III.II.I, pero solo para los valores discretizados en el paso anterior y calculando el esfuerzo matricial (restando al perfil de densidad el valor de 1.074 (gr/cc)). Se realiza un gráfico, esfuerzo efectivo (matricial) normal VS velocidad normal observada, donde se obtuvo la constante C, la cual se utilizó para predecir la tendencia normal de la velocidad acústica en la formación (ver figura 3.32).

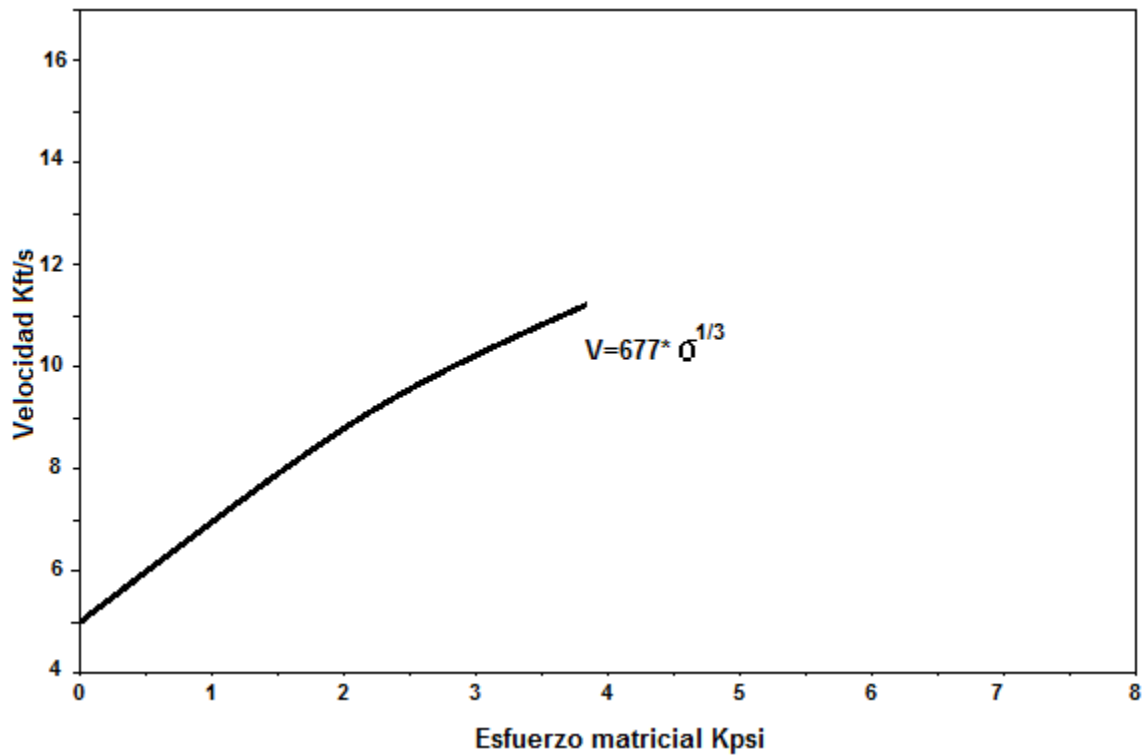


Figura 3.32. Cálculo de la constante para obtener LTNC.

Una vez calculada la velocidad normal y recordando que su inverso es el tiempo de tránsito, se procede a graficar la LTCN en el perfil de tiempo de tránsito. Ver figura 3.33.

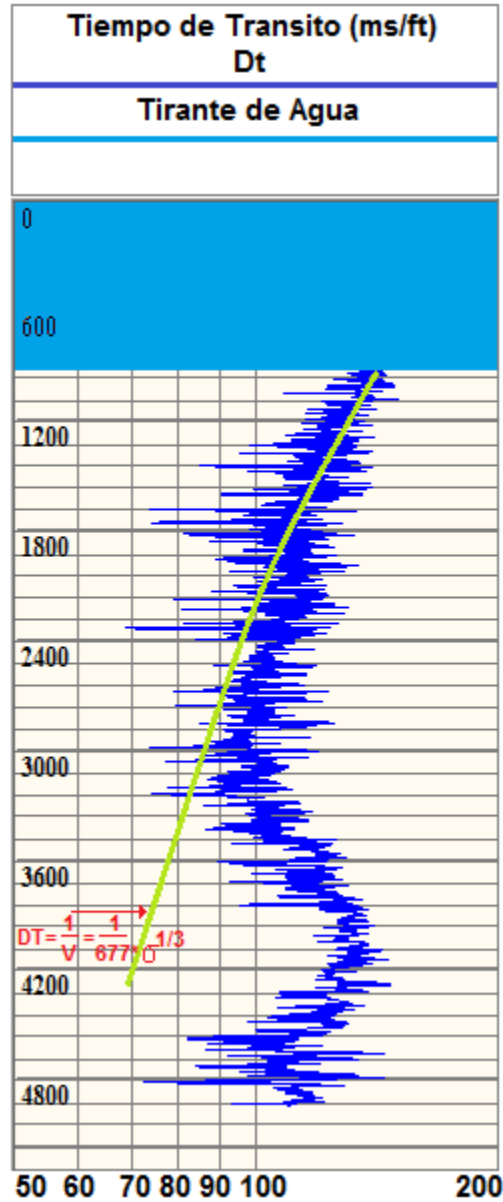


Figura 3.33 Línea de tendencia de compactación normal

- Utilizando los tiempos de transito normal y observado de la figura 3.33. Determinar la presión de poro con el método de Eatón.

De la ecuación 1.33 donde:

$\frac{S}{D}$ = Corresponde a los datos de la presión de sobrecarga obtenida en la sección III.IV.



Δt_n = Son los valores de tiempo de tránsito que se encuentran en la curva (color verde) de la figura 3.32.

Δt_o = Valores de tiempo de tránsito observados en el perfil Dt.

Es importante mencionar que la ecuación 1.33 calcula la presión de poro anormal en zonas donde la alta presión es generada por la baja compactación, por lo tanto, como se explicó en la sección I.IX.I.II inciso C, para considerar el mecanismo de la alta presión generada por la expansión de fluidos, el exponente 3 de dicha ecuación, debe ser modificado a 5 cuyos resultados se observan en la figura 3.34.

10. Determinar la presión de fractura.

La presión de fractura, se puede obtener por diferentes métodos ya que se tiene información suficiente. Para no perder la esencia del propósito de este trabajo, se utilizará la ecuación 1.58, la cual involucra entre a la variable de la relación de Poisson. Ver figura 3.34.

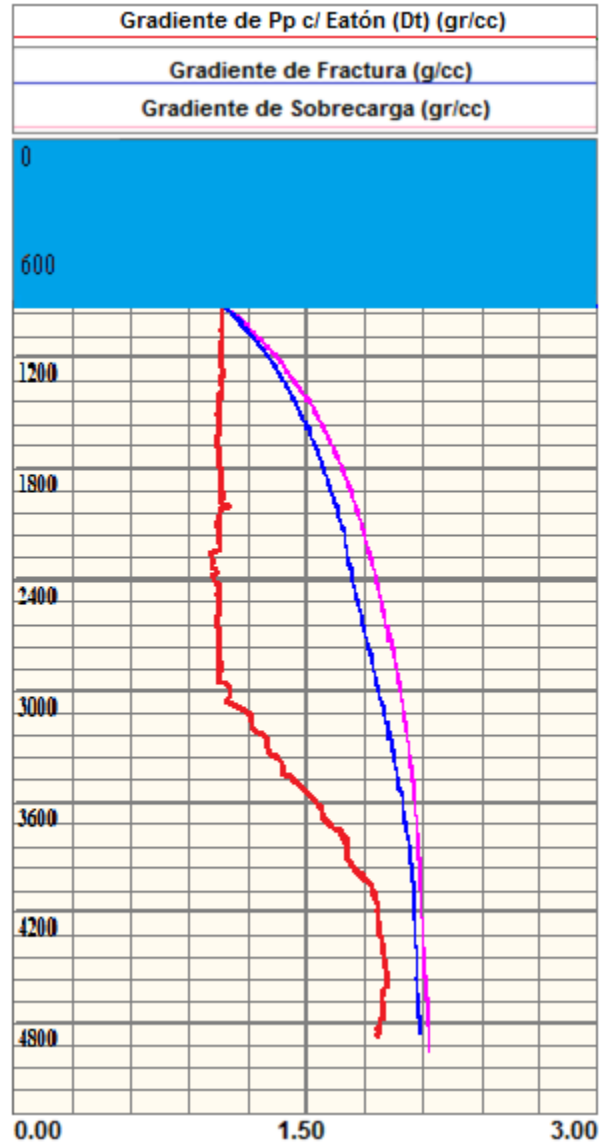


Figura 3.34. Ventana Operativa obtenida de parámetros elásticos.

En la figura 3.34, se muestra los gradientes de presión de poro, fractura y sobrecarga, obtenidos a partir de los parámetros elásticos de las rocas, mediante la clasificación mineralógica existente en la litología a perforar.

Se observa que en realidad la presión de poro anormal comienza a la profundidad de 2950 m, lo que difiere al análisis realizado a primera vista de los registros geofísicos.



CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA LA OBTENCIÓN DE LA VENTANA OPERATIVA

Problemas de flujo y descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento y derrumbes de formación suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo. Estos problemas son causados generalmente por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar.

La metodología tradicional usada en este capítulo para diseñar la ventana operacional de un pozo, será basada en el uso de plataformas informáticas para establecer un criterio en la elección de la línea base de lutitas, que como ya se mencionó, es la base principal para elaborar un buen diseño.

IV.I Análisis de la Información Disponible.

La información con la que se cuenta es la misma que la vista en el capítulo anterior, de lo cual se observa que es muy escasa ya que solo se tienen un grupo de registros geofísicos como: Rayos Gamma (GR), Resistividad (Rt), Tiempo de Tránsito (Dt), Densidad (RHOB). Se trata de un pozo marino, perforado en aguas profundas, con un tirante de agua de 920 m.

IV.II Obtención de la Columna Geológica Probable.

Con el fin de poder hacer una primera aproximación de las litofacies a perforar, se compararon los perfiles de los registros geofísicos del pozo con un atlas de respuesta de registros geofísicos (Soloviov y Sereda, 1988), el cual muestra los patrones de respuesta típica a ciertas litologías. También se compararon las respuestas de velocidad compresional y de cizalla (ver sección III.V), con el patrón



de respuesta de velocidades característico de ciertas litologías publicados en la literatura y se identificaron las litofacies mostradas en la tabla 4.1

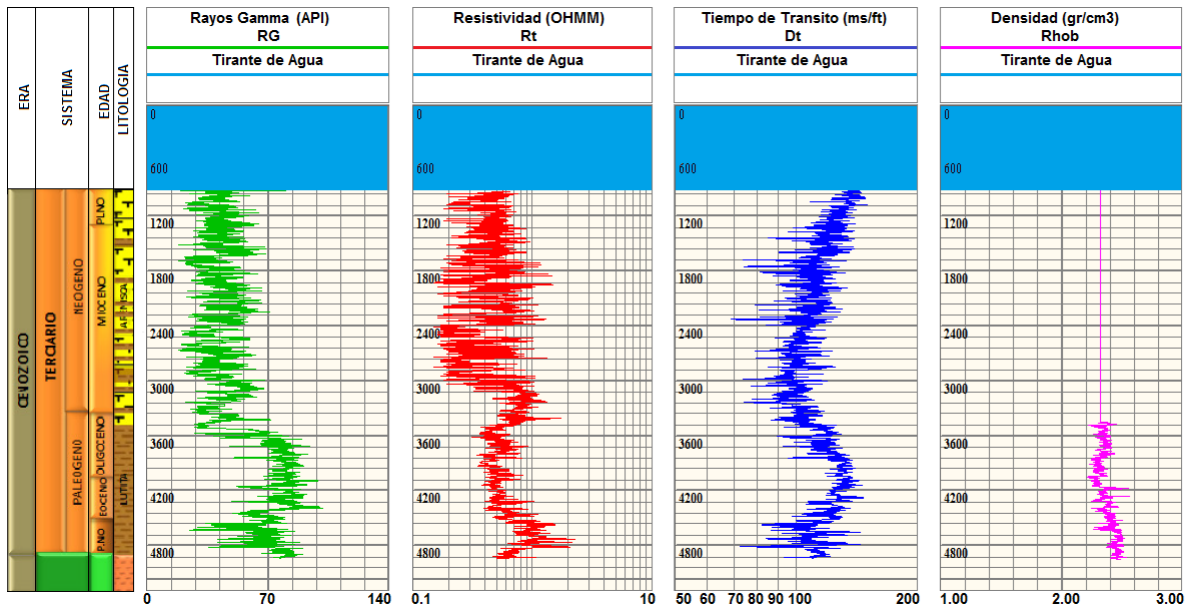


Figura 4.1. Columna geológica probable.

Tabla 4.1. Columna Geológica y Litológica.	
Plioceno	920-1400 m
Mioceno	1400-3450 m
Oligoceno	3450-4180 m
Eoceno	4180-4600 m
Paleoceno	4600-4919 m
Litología	
Arenisca-Lutita	920-3600 m
Lutita	3600-4919 m



IV.III Definir los Intervalos de Lutitas Limpias.

Todos los métodos para evaluar la presión de poro o formación emplean los valores de resistividad o tiempo de tránsito en las lutitas para poder definir la tendencia normal de compactación. Para realizar esta metodología el primer paso y fundamental del proceso es seleccionar los intervalos de lutitas limpias, como se indica a continuación.

A partir de un registro de litología como es el de rayos gamma, trazar una línea base de lutitas limpias. En el presente trabajo en primera instancia se seleccionaron los valores mayores 45 API, para poder tomar en cuenta el mayor número de datos posibles. Al trazar esta línea siempre hay que considerar los valores máximos del registro de resistividad y los valores mínimos del registro tiempo de tránsito. Ver figura 4.2.

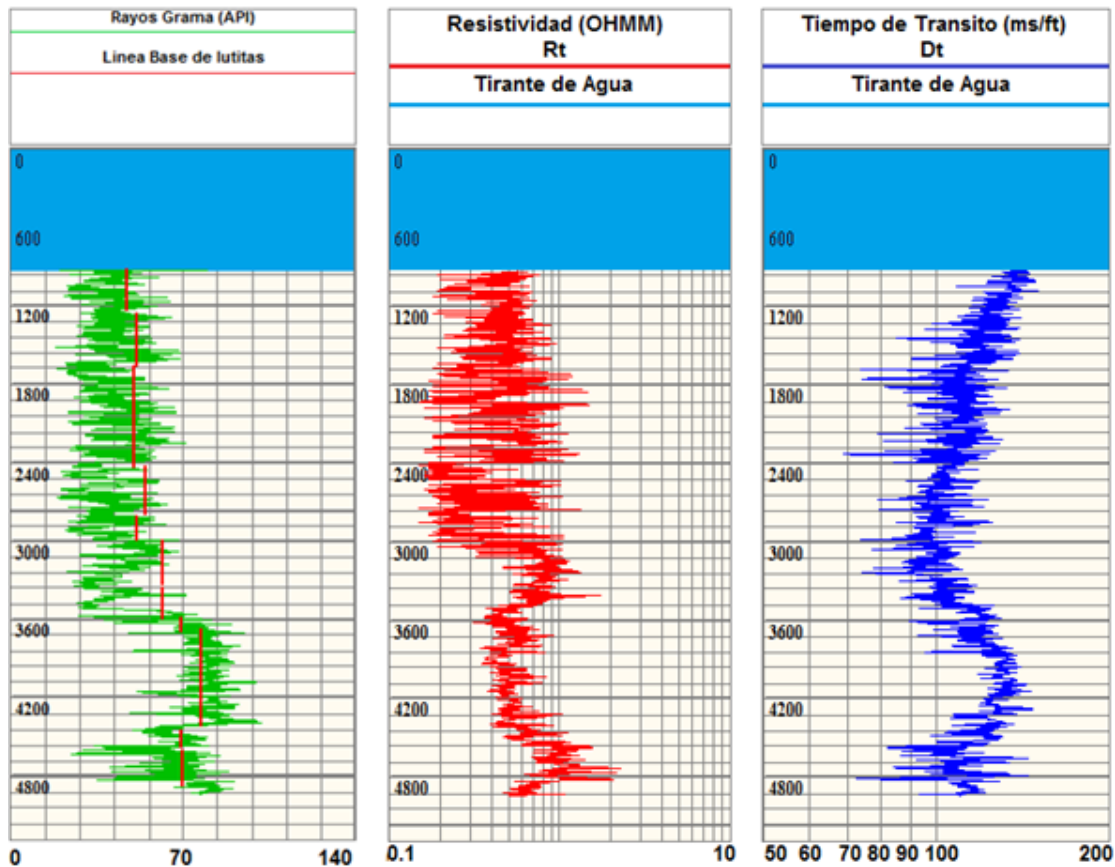


Figura 4.2. Línea base de lutitas.



IV.IV Selección de Puntos de Lutita.

Posteriormente en cada lectura del registro de rayos gamma igual o mayor a la línea base de lutitas, marcar dicha lectura en los registros de resistividad y tiempo de tránsito, a la profundidad correspondiente, en otras palabras, hacer un filtrado de los valores iguales o mayores de la línea base lutitas a dichos registros (Rt y Dt). De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutita en los registros a utilizar para el análisis de la tendencia normal de compactación.

Es importante hacer mención que la selección de la línea base de lutitas dependerá del analista que lo realice y su vasta experiencia al realizar dichos procesos del diseño de la venta operativa. Ver figura 4.3.

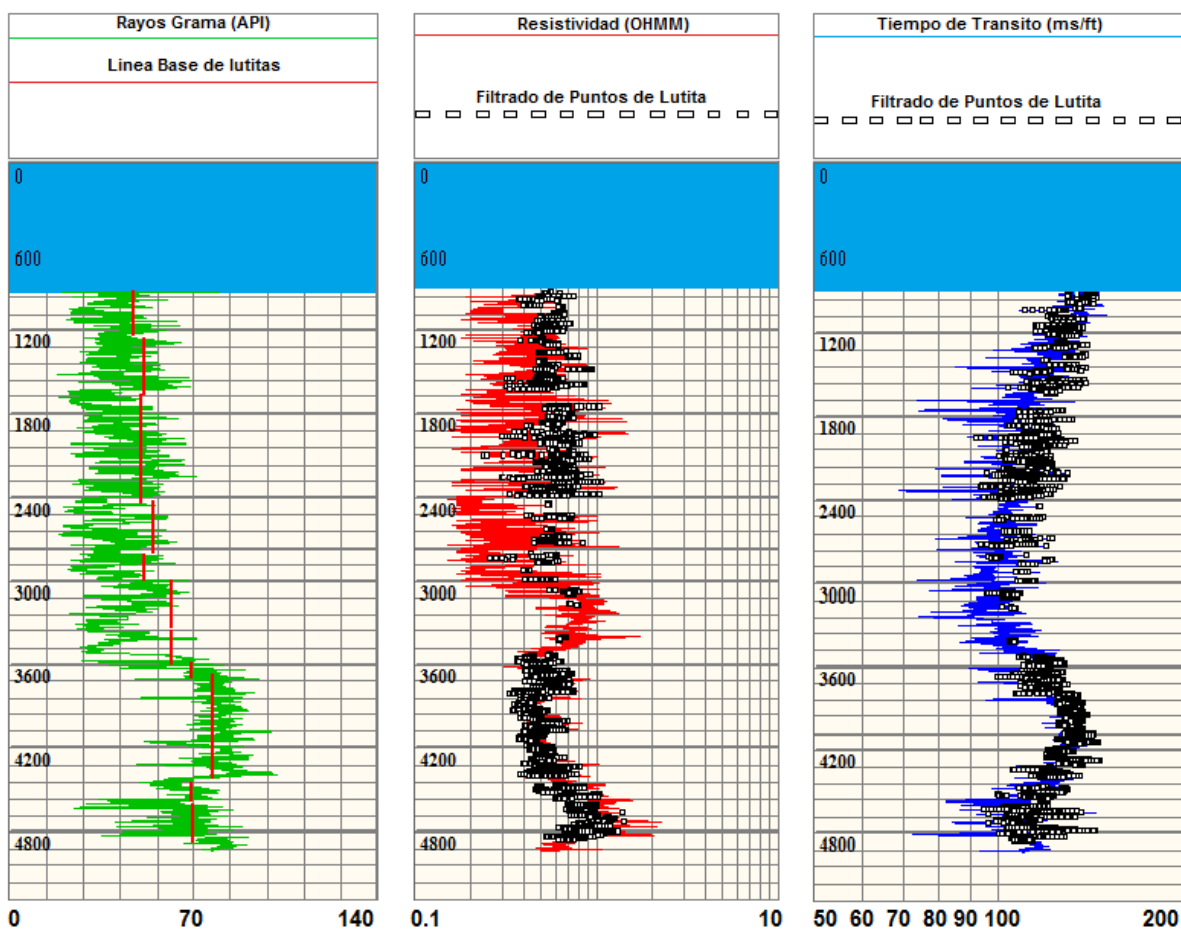


Figura 4.3 Intervalos filtrados del Gr a Rt y Dt.

IV.V Unión de Puntos de Lutitas.



Usando los puntos de lutitas filtrados a los registros (Rt y Dt), lo que procede es unir estos, como muestra la figura 4.4.

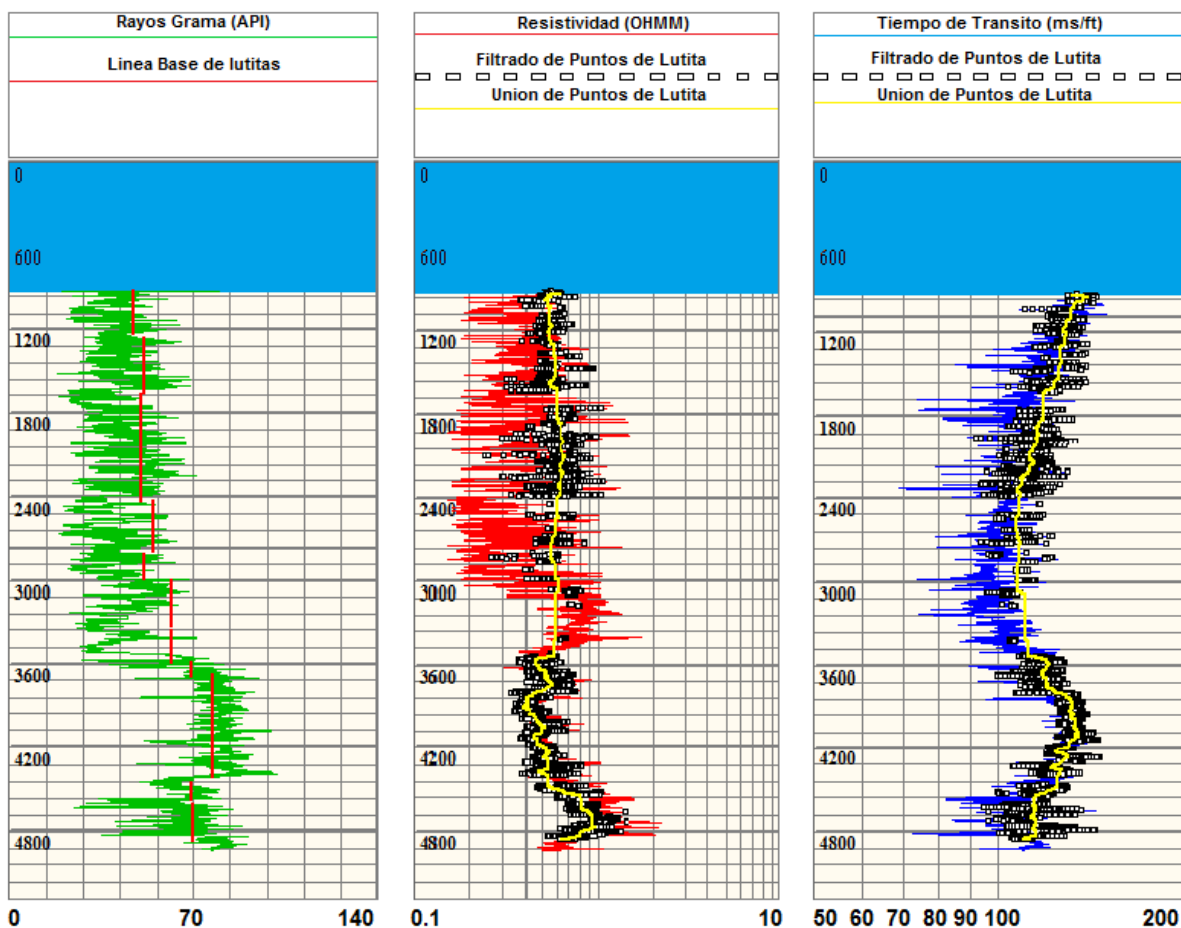


Figura 4.4. Unión de puntos de lutitas en los registros Rt y Dt.

Analizando las curvas creadas con la unión de los puntos de lutitas se observa que, cuando los valores de resistividad aumentan, los valores de tiempo de transito disminuyen, esta tendencia se observa hasta ± 3500 m, por lo tanto, hasta esta profundidad se le llamara, tendencia normal de compactación (gradiente de presión de poro normal). De acuerdo a la Teoría de Terzagui (1948), la tendencia normal de compactación se ve alterada en las zonas de presión anormal, y en la figura 4.4 se observa un cambio en la tendencia de los perfiles a partir de ± 3500



m, por lo que es muy probable que a partir de esta profundidad empiece la zona de presión anormal.

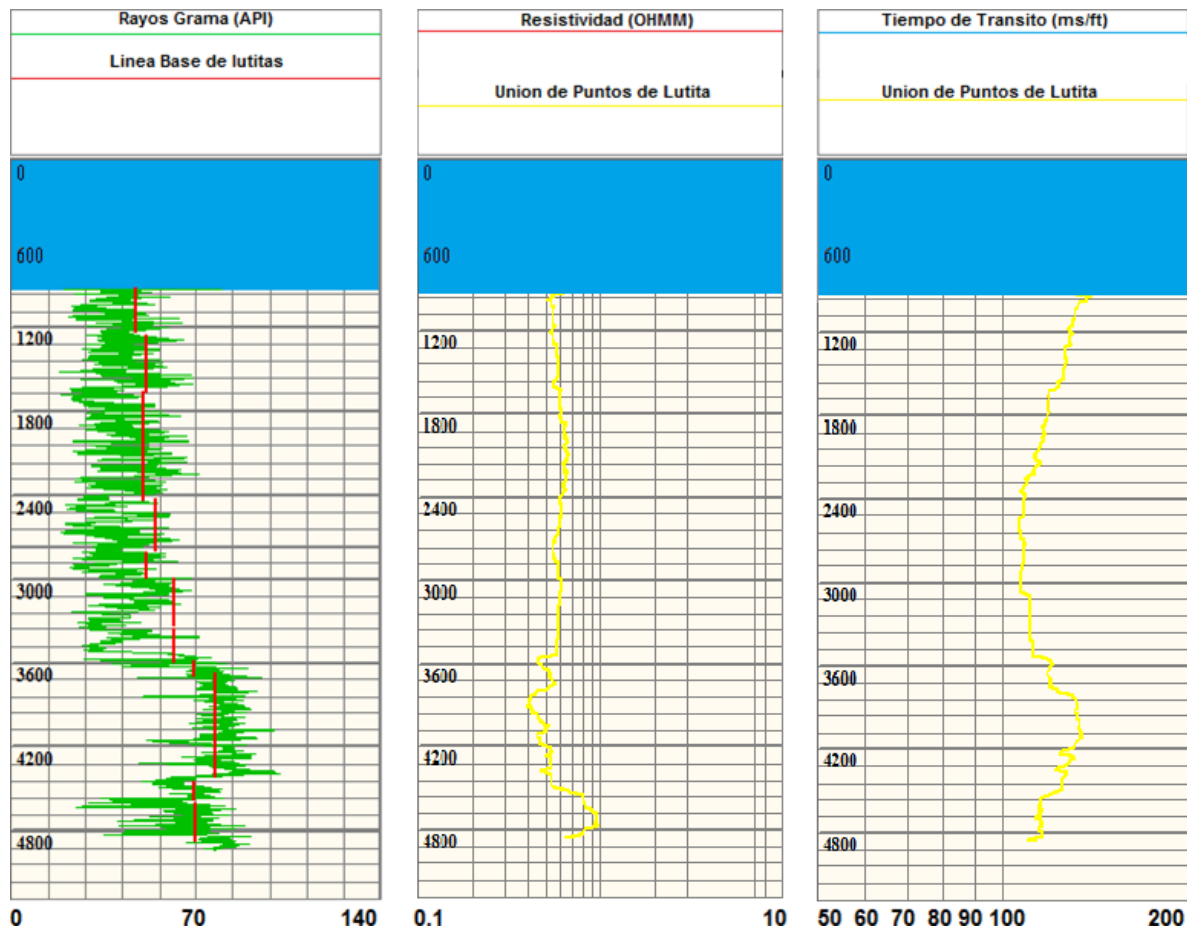


Figura 4.5. Curvas de la unión de puntos de lutitas (amarilla) de los Perfiles Rt y Dt filtrados.

IV.VI Línea de Tendencia de Compactación Normal.

Tomando en cuenta a la curva que se generó con la unión de puntos de lutitas en los registros (Rt y Dt), se creará una línea recta que pase por una mayoría de puntos de lutitas con el fin de que esta será tomada en cuenta como la línea de compactación normal (figura 4.6). Para el registro Dt se generaron dos líneas de compactación normal (ver figura 4.7) una recta (método de Eatón) y otra curva



(método de Bowers), la curva a utilizar para la predicción del gradiente de presión de poro depender del método a utilizar.

Nota: Todos los cálculos se realizaron mediante algunas plataformas informáticas.

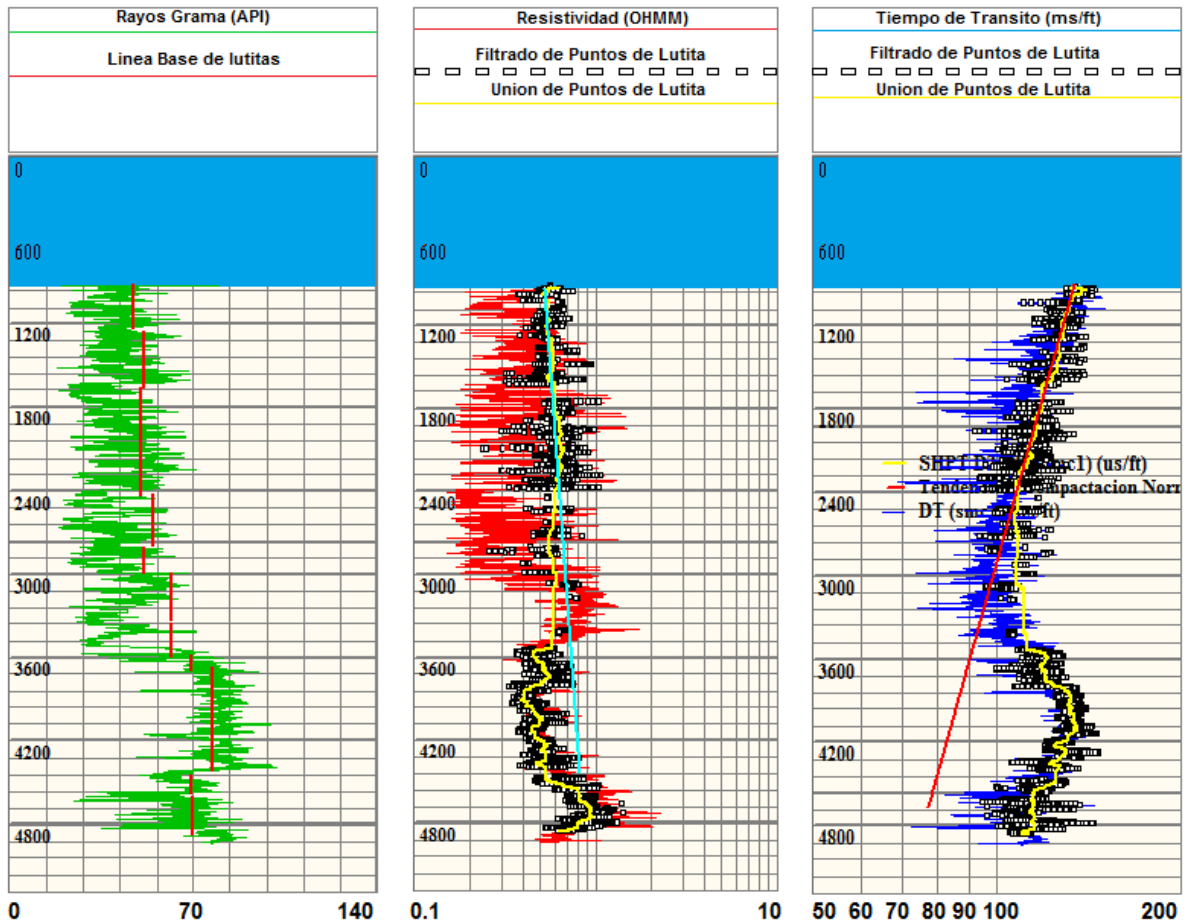


Figura 4.6. Línea de compactación normal para Rt y Dt.

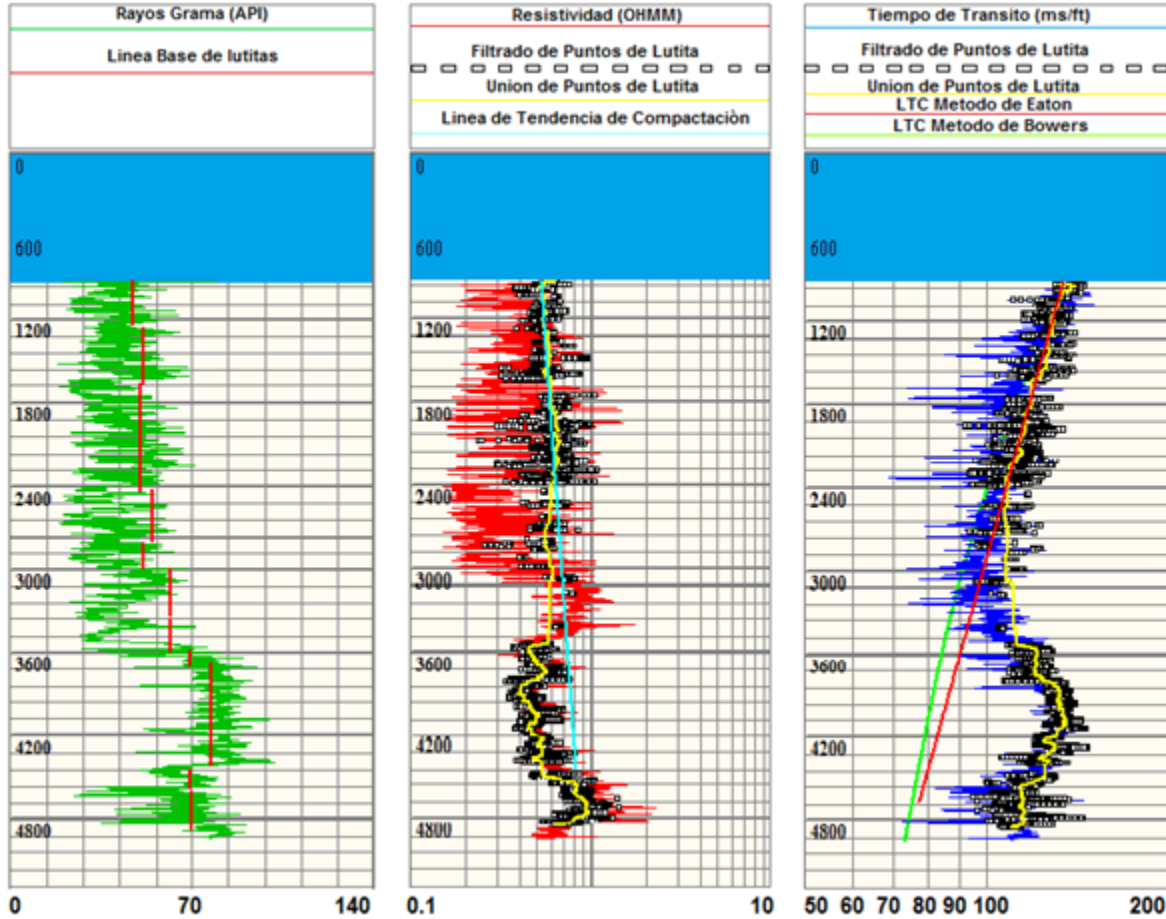


Figura 4.7. Línea de compactación normal.

IV.VII Métodos Para Determinar la Presión de Poro.

Los métodos a utilizar para la predicción del gradiente de presión de poro (formación) son: Eaton (Resistividad y Tiempo de Transito), profundidad equivalente y Bowers.

IV.VII.I Método de Eaton Utilizando el Registro de Resistividad.

Con el fin de contar con todas las variables a utilizar para obtener la presión de poro normal en la expresión 1.18, se obtuvo el esfuerzo matricial restando al perfil de densidad compuesta el valor de 1.074 gr/cc (densidad del fluido de formación), teniendo en cuenta que $\sigma_v = \sigma_{ob}$ que ya se obtuvo en capítulo IV.IV. Utilizando la



expresión 1.31 para obtener la presión de poro anormal (P_{pn}) en gr/cc, lo que procede es, leer los valores de resistividad de la tendencia normal de compactación (R_n) y el valor que original (observado R_o) del registro a la misma profundidad ambos. (Ver Figura 4.8)

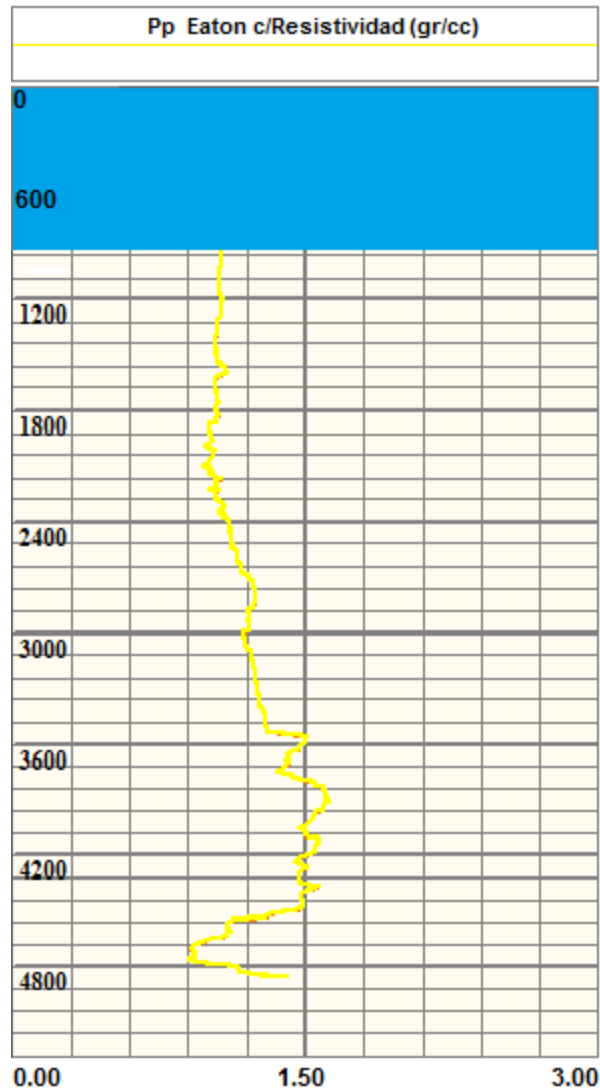


Figura 4.8. Gradiente de presión de poro obtenido con el perfil Rt.

Comentarios del método.



No se recomienda calcular la presión de poro solamente tomando en cuenta la resistividad como parámetro, ya que, la respuesta de resistividad observada es afectada por diversos factores por ello se recomienda evitar datos de resistividad arriba de 1000 m ya que estos valores generalmente contienen agua con menor salinidad, obteniendo como resultado valores de resistividad altos. Tomar en cuenta cambios drásticos en las propiedades de las lutitas. Las lutitas del Mioceno y el Oligoceno en el área del Golfo de México, tienen propiedades eléctricas diferentes, las cuales causan una marcada desviación con respecto a la línea de tendencia normal de compactación.

IV.VII.II Método de Eaton Utilizando el Registro de Tiempo de Tránsito.

La expresión 1.33 muestra las variables y constantes de entrada que se necesitan para calcular la presión de formación cuando se tiene el registro sísmico. El proceso a realizar es el mismo que el realizado en la sección anterior, pero utilizando los datos del registro de tiempo de tránsito en la línea de tendencia de compactación normal (Δt_n), y el registrado por la herramienta (Δt_o).

Es importante mencionar que esta expresión (1.33) calcula la presión de poro anormal solo en zonas donde la alta presión es generada por la baja compactación, por tal motivo como ya se explicó en la sección IV.I, inciso C, para considerar el mecanismo de generación de alta presión por expansión del fluido, el exponente 3 de la ecuación debe ser modificado por 5. Ver figura 4.9.

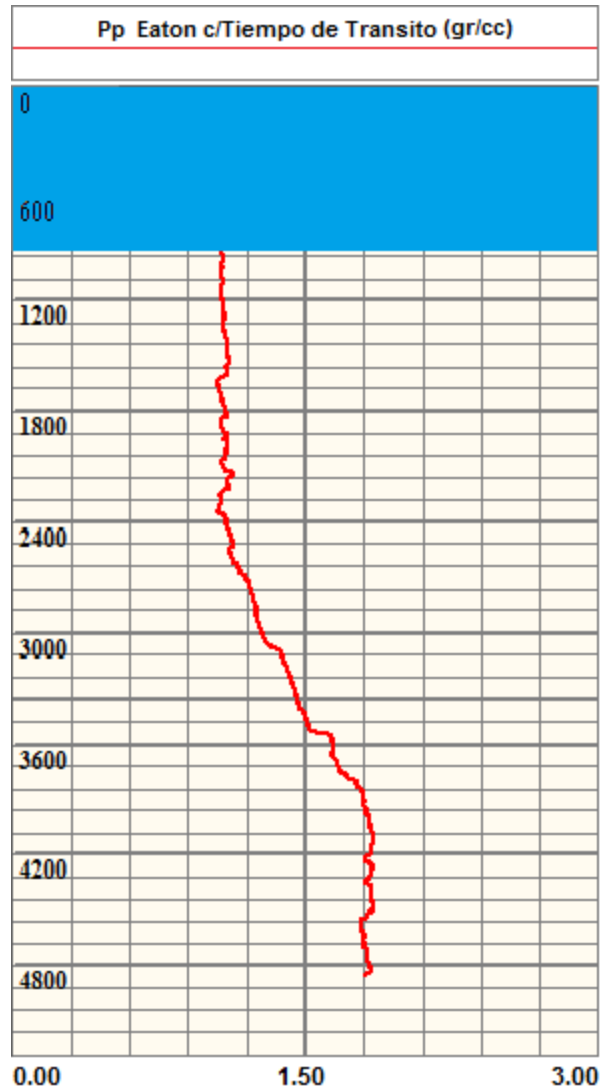


Figura 4.9. Gradiente de presión de poro obtenido con el perfil Dt.

Comentarios del método.

Es muy difícil definir la tendencia de compactación normal apropiada en los cambios de litología, al igual que la mayoría de los métodos no toma en cuenta la alta presión generada por la expansión de fluidos, por ello primero hay que determinar el mecanismo que genera la sobrepresión.



IV.VII.III Cálculo de la Presión de Poro con el Método de Profundidad Equivalente (Foster y Whalen).

Utilizando el proceso mencionado en la sección I.IX.II.III, se calculó el gradiente de presión de poro, donde se utiliza ρ_{ff} que es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal (1.074 gr/cc), y usando la ecuación 1.44 se obtiene la presión de poro a la profundidad de interés. Ver figura 4.10.

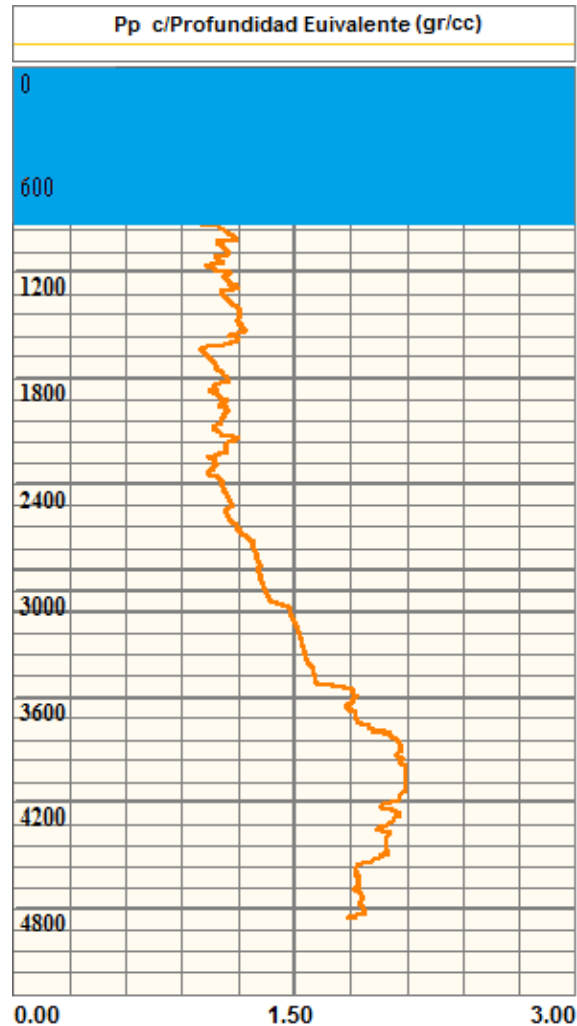


Figura 4.10. Presión de poro con el método de profundidad equivalente.

Comentarios del método.



Este método trabaja bien con la alta presión generada por la baja compactación. No toma en cuenta la expansión de los fluidos y toma el esfuerzo vertical efectivo como constante.

IV.VII.IV Cálculo del Gradiente de Presión de Poro con el Método de Glenn Bowers.

Glenn Bowers, utilizó la teoría para estudiar el comportamiento de compactación de las lutitas a través de la relación esfuerzo efectivo y la velocidad. Durante su estudio determinó que la velocidad del sonido en lutitas sistemáticamente dependía del mecanismo que genera la sobrepresión. El método de Bowers toma en cuenta los mecanismos de alta presión por baja compactación y expansión del fluido.

Este método utiliza el tiempo de tránsito observado y la velocidad sónica que fue obtenida con el inverso del tiempo de tránsito observado.

1. Utilizando la ecuación 1.37 se generaron las velocidades normales, donde los datos de entrada son, σ =esfuerzo efectivo (psi). Se generaron diversas curvas de velocidades normales, modificando los parámetros A y B para saber que curva para conocer que curva acoplaba mejor con la velocidad observada. De este modo los parámetros de ajuste A, B que mejor acoplaron fueron los corregidos en un 5% más sobre los valores publicados (A=4.67954, B=0.85764).
2. Como ya se identificó la velocidad normal y teniendo en cuenta que el tiempo de tránsito es el inverso de la velocidad, se obtendrá el tiempo de tránsito normal. De este modo ya se cuenta con el tiempo de tránsito normal y observado (ver figura 4.11).

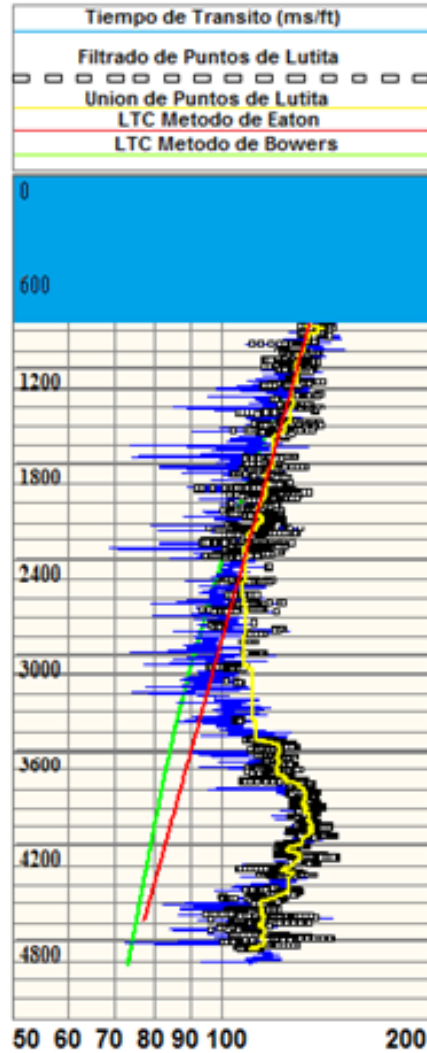


Figura 4.11. Perfiles de tiempo de tránsito normal (línea verde) y observado (registro).

3. Teniendo todo lo necesario para utilizar la ecuación 1.33, se obtiene el gradiente de presión de poro considerando el mecanismo de generación de alta presión por baja compactación.
4. Posteriormente para encontrar la presión de poro considerando ahora la expansión de fluidos se utilizó la ecuación 1.39 con la cual se calculó el esfuerzo matricial máximo (σ_{max}). La velocidad acústica máxima (V_{max}) antes de la inversión se da a la profundidad de 2993 m.



5. Utilizando el concepto de esfuerzo matricial equivalente (ecuación 1.38), se calcula el esfuerzo matricial a determinada profundidad por debajo de la velocidad acústica máxima.
6. Posteriormente se calculó el esfuerzo matricial de la roca considerando la plasticidad del sedimento (ecu 1.39).
7. Para finalizar, utilizando el concepto de la sobrecarga y la ecuación 1.18 se calculó el gradiente de presión de poro cuyo resultado se muestra en la figura 4.12.

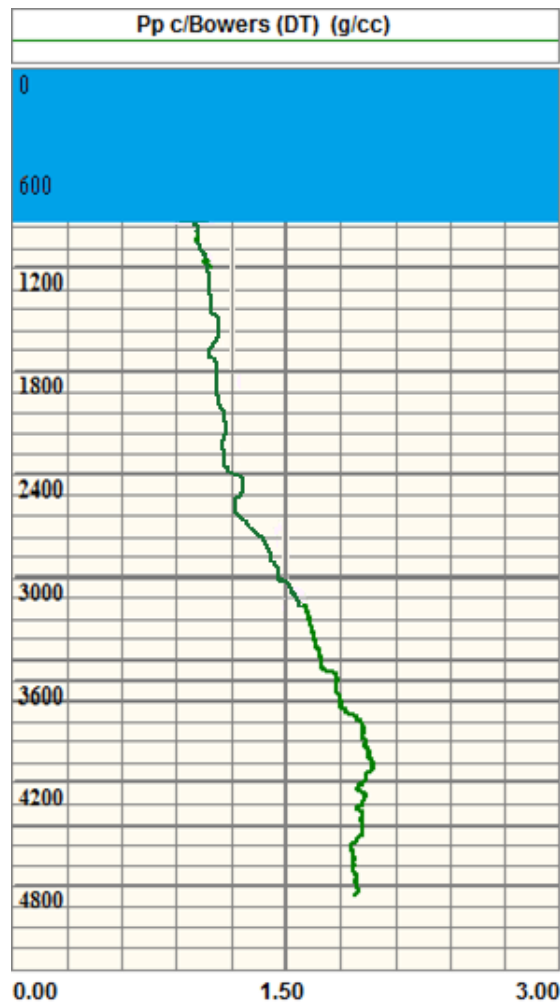


Figura 4.12. Gradiente de presión de poro utilizando el método de Bowers.



Comentarios del método.

La tendencia normal de compactación resulta más fácil de aplicar y más exacta con este método y tomando en cuenta que de los métodos utilizados, este es el que toma en cuenta los dos mecanismos mencionados que generan sobrepresión (baja compactación y expansión de fluido).

IV.VIII Selección del Método que Mejor Predice el Gradiente de Presión de Poro.

En conjunción de los métodos utilizados para la predicción del gradiente de presión de poro la figura 4.13 muestra los perfiles de los modelos calculados. Se observa en los perfiles que, de 920 a 2800 m, el gradiente de presión de poro normal es similar en todos los métodos. En profundidades mayores a 2800 m para los modelos que calculan el gradiente de presión de poro anormal por baja compactación convergen a una tendencia menor (Eatón) o mayor (Profundidad Equivalente) a la tendencia generada con el método de Bowers que toma en cuenta, tanto la generación de alta presión por baja compactación, como la generación de alta presión debido a la expansión de los fluidos.

En el método de profundidad equivalente se observan resultados muy elevados en comparación con los demás quizá debido a que el esfuerzo efectivo lo toma como un esfuerzo constante (ver figura 4.13).

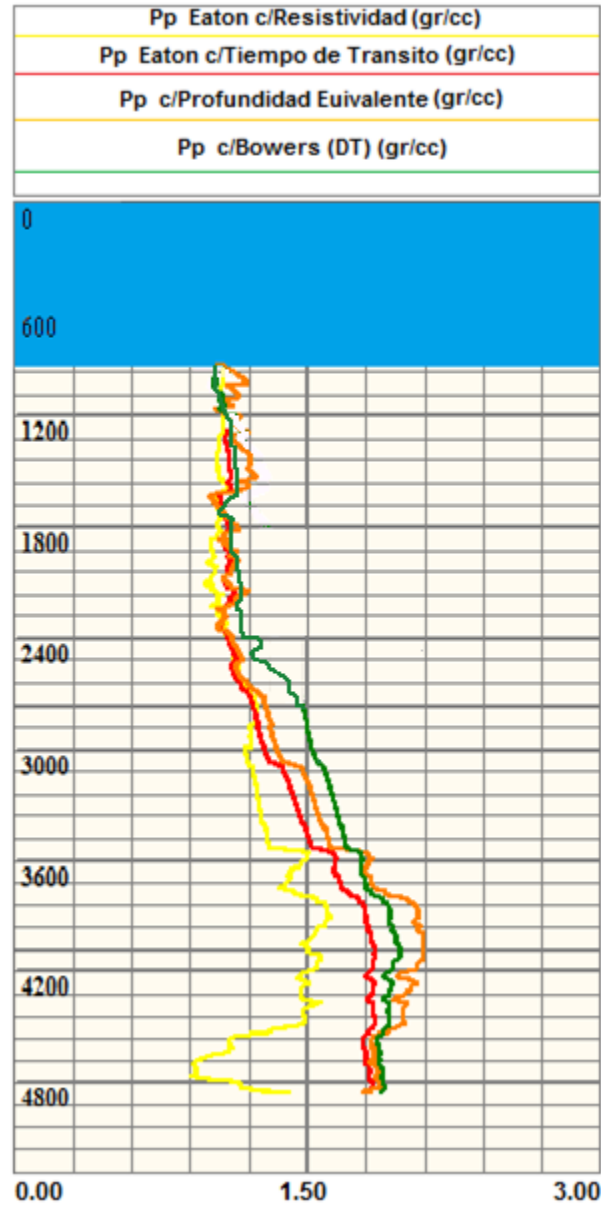


Figura 4.13. Perfiles del gradiente de presión de poro.

Con el afán de elegir el método que mejor predice la presión de poro, fue necesario relacionar los resultados obtenidos con la teoría que se presentó en el capítulo I.IX.II.II, donde se muestra en un gráfico, el perfil característico de la generación de alta presión por baja compactación y por expansión de fluidos.



Se utilizó la teoría de Bowers para generar el perfil de la figura 4.14, donde se observa que existe la descarga del esfuerzo matricial a partir de 2993 m de profundidad (círculos). La certidumbre de la evidencia es buena, ya que, el documento técnico de Glenn Boers (1994), demuestra la existencia de descarga en el área de estudio (Golfo de México) con valores de velocidad acústica y esfuerzo matricial máximo, similares a los valores obtenidos en el gráfico del diseño del pozo (figura 4.14). Por consiguiente, el modelo seleccionado fue el método de Bowers en consideración como gradiente de presión de poro.

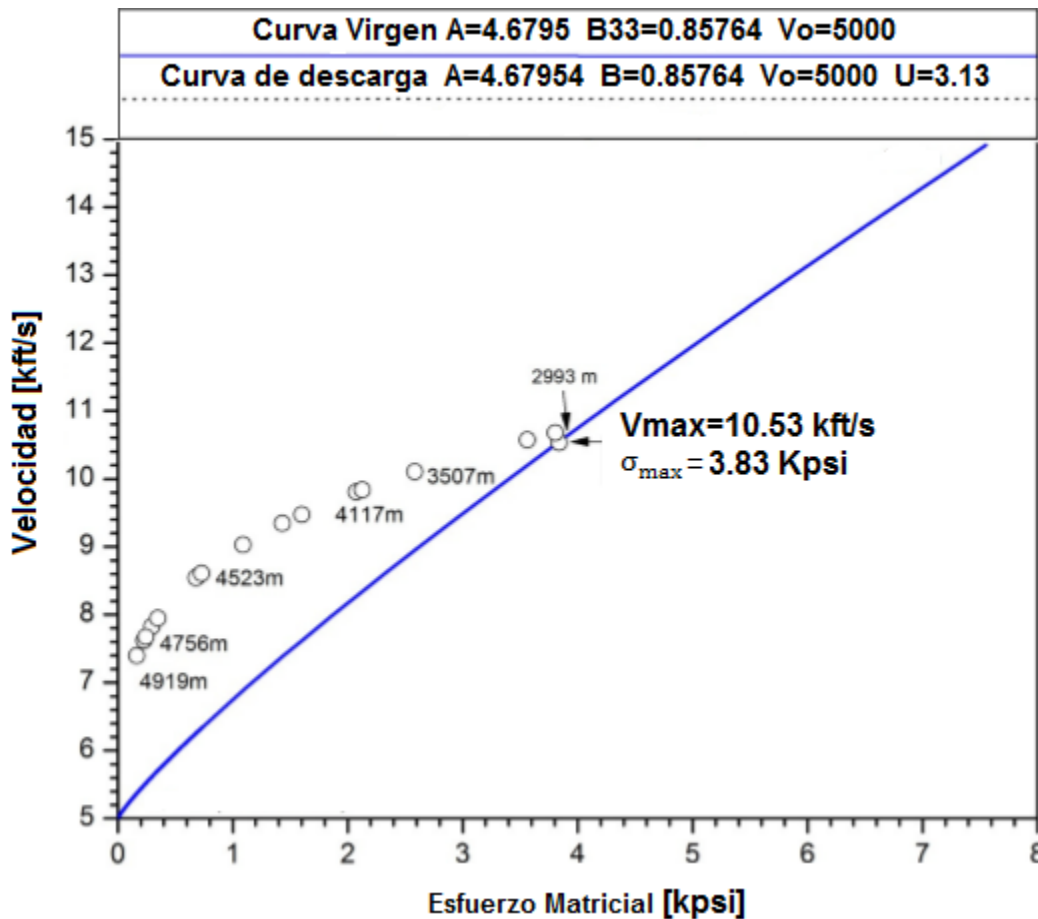


Figura 4.14. Perfil esfuerzo efectivo vs velocidad.



IV.IX Cálculo del Gradiente de Fractura.

Utilizando la información obtenida en la sección III.VIII, de la relación de Poisson y con ayuda de la ecuación 1.58, el gradiente de presión de fractura fue determinado como se muestra en la figura 4.15.

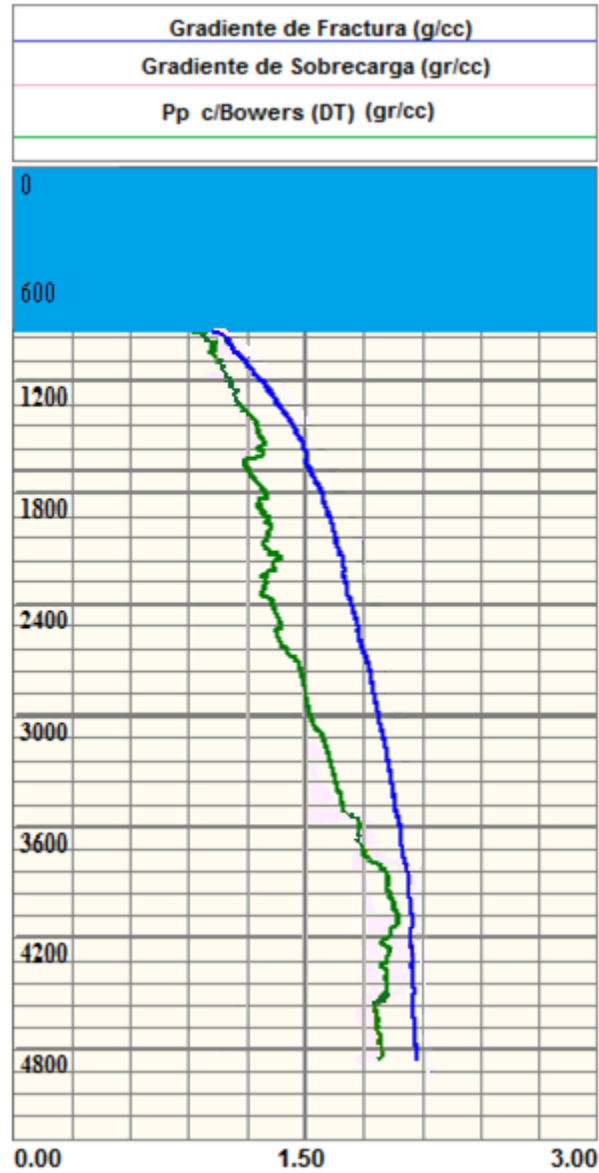


Figura 4.15. Esquematzación del gradiente de fractura (línea azul).



IV.X Ventana Operativa.

Una vez que se cuenta con todas las componentes de la venta operativa y como se mencionó al inicio de este capítulo, todo el procedimiento se realizó con ayuda de una plataforma informática, se procede a realizar la esquematización de esta, mencionando que los parámetros anteriormente mencionados como la presión de poro y de fractura cuentan con el margen de seguridad por efecto de brote de 0.05 gr/cc y por efecto de pisoneo de 0.03 gr/cc. (Ver figura 4.16).

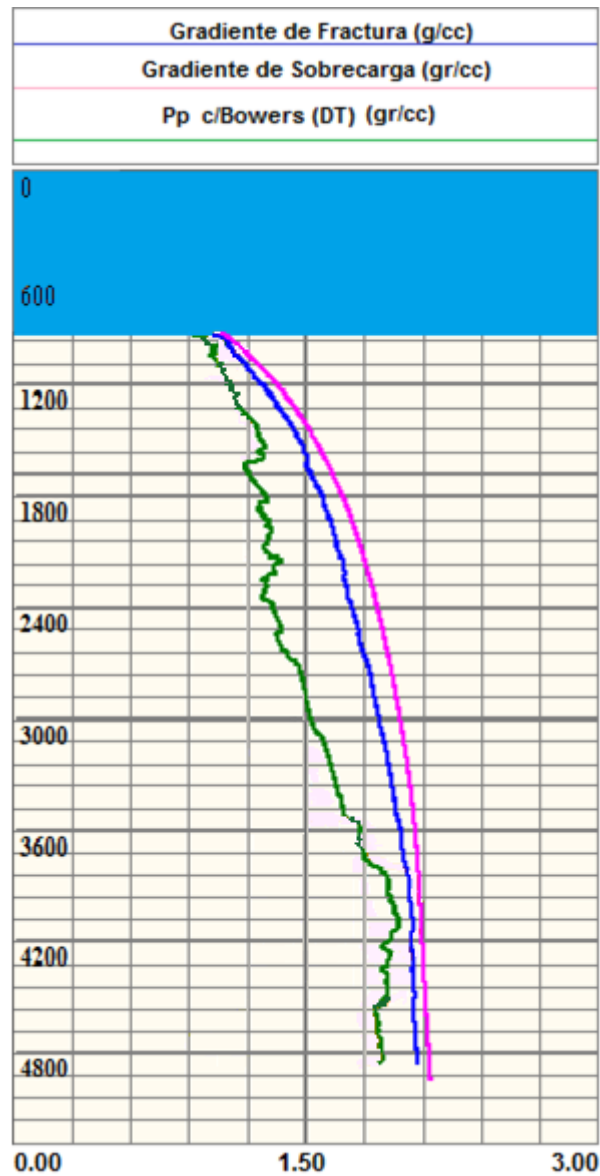


Figura 4.16. Ventana operativa para un pozo marino del golfo de México.



CAPITULO V

ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS.

El objetivo de este capítulo es realizar un análisis, mediante la comparación de los métodos utilizados en el diseño de la ventana operativa de un pozo marino. El análisis se realizará mediante el uso del método tradicional, ya que es un método que está comprobado, por lo cual, como se mencionó el capítulo III, la información es relativamente escasa y no se cuenta con parámetros o pruebas de laboratorio para realizar una calibración con los resultados obtenidos de los gradientes de presión de poro y fractura.

V.1 Análisis de la Línea Base de Lutitas Elegida.

En la figura 5.21, se graficaron todos los valores que corresponden a los minerales presentes en la columna a perforar (datos en color azul), lo que procede, es relacionar estos datos con los valores de la línea base de lutitas obtenida con el método tradicional de la siguiente forma:

1. De la línea base de lutitas (método tradicional), encontrar para cada punto el valor de la profundidad.
2. Conocida la profundidad, en la base de datos utilizada para generar la figura 5.1, seleccionar los datos que corresponden a cada valor en la gráfica λR_{hob} VS μR_{hob} (datos en color amarillo).

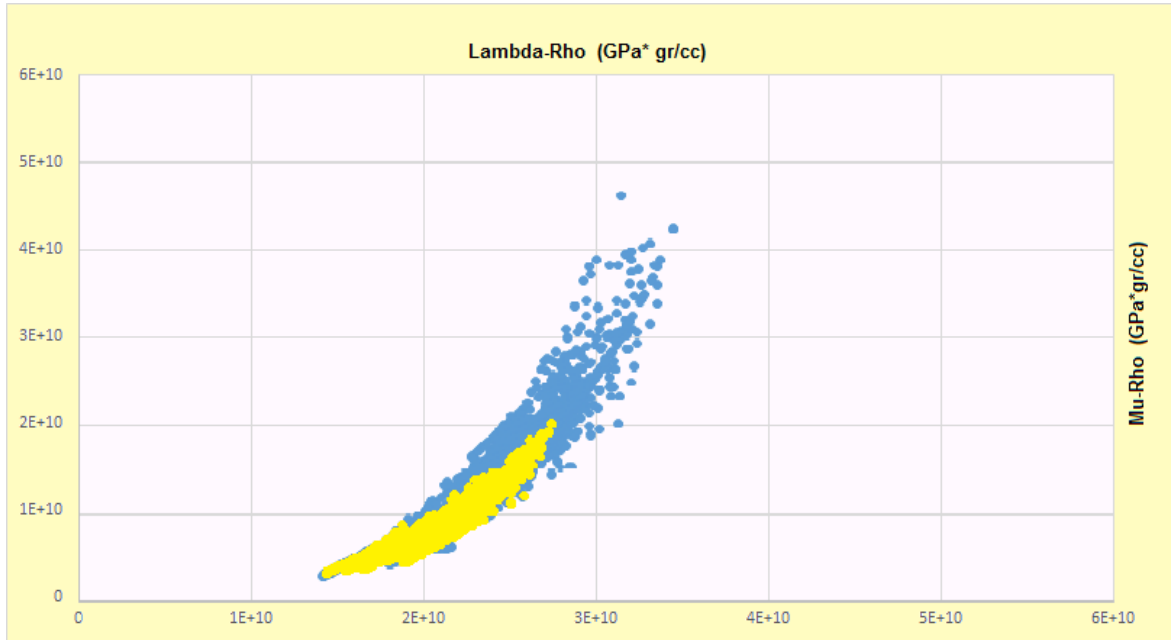


Figura 5.1. Valores de la línea base de lutitas (amarillo) elegida con el método tradicional.

3. Graficar dichos puntos en el diagrama ternario visto en la figura 2.10. (Ver figura 5.2).

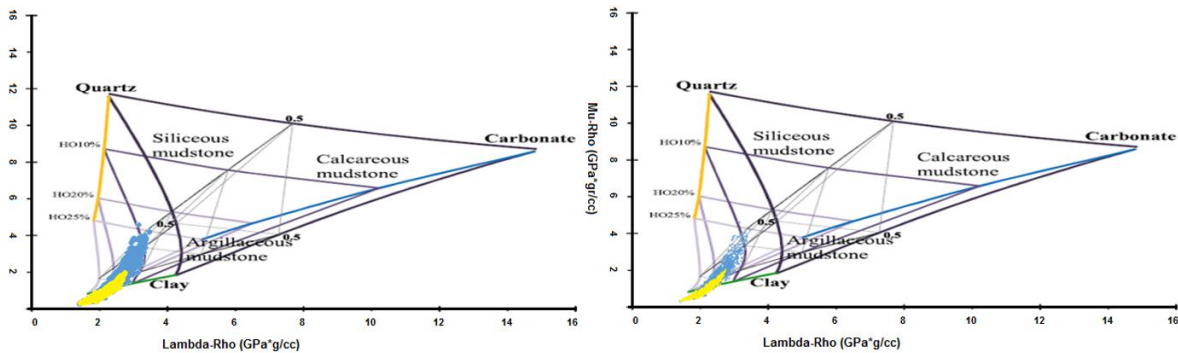


Figura 5.2. Clasificación de los minerales presentes en la línea base de lutitas (método tradicional).



En la figura 5.2, se observan los puntos de lutita elegidos con el método tradicional y de la cual se puede decir que de los puntos elegidos solo un 10% de los valores no corresponde a valores de arcilla, así como también se observan los puntos que corresponden a arcillas y no fueron elegidos, por lo tanto, tomando en cuenta la metodología del uso de los triángulos ternarios se concluye que la elección de los puntos de lutitas con el método tradicional es buena.

En la figura 5.3, se hace una comparación entre las lutitas elegidas en base a parámetros elásticos y el método tradicional.

La figura 5.3A muestra los valores de lutitas elegidas utilizando los parámetros elásticos de los cuales comparando los resultados con los de la figura 5.3B (lutitas en base al método tradicional), se muestra una línea más pronunciada en comparación con 5.3B. De la figura 5.3B se observan en general más puntos elegidos en comparación con 5.3A, de igual forma a la profundidad comprendida entre 3300-3600 se observa que no se eligieron puntos de lutita (Ver figura 5.4).

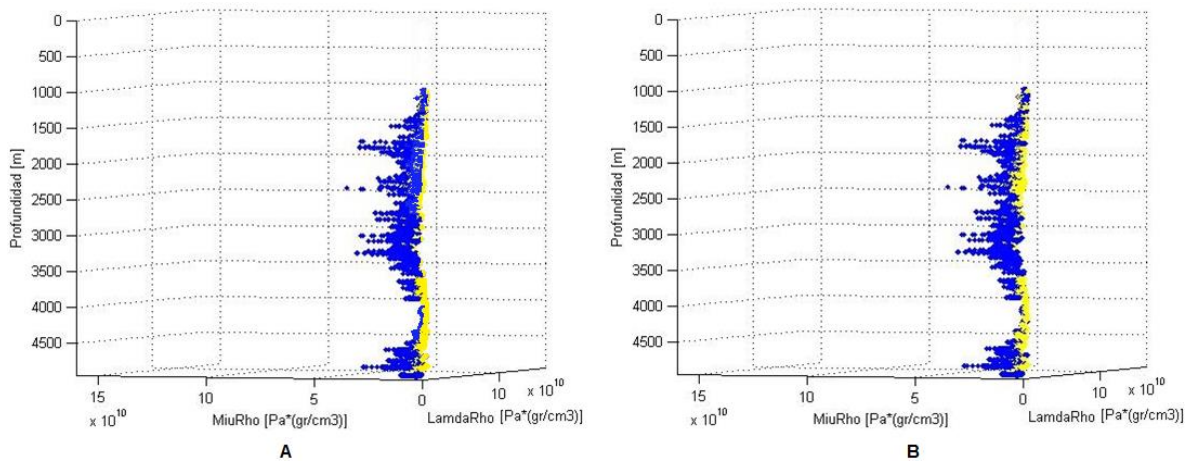


Figura 5.3. Esquematización de lutitas elegidas en los métodos.

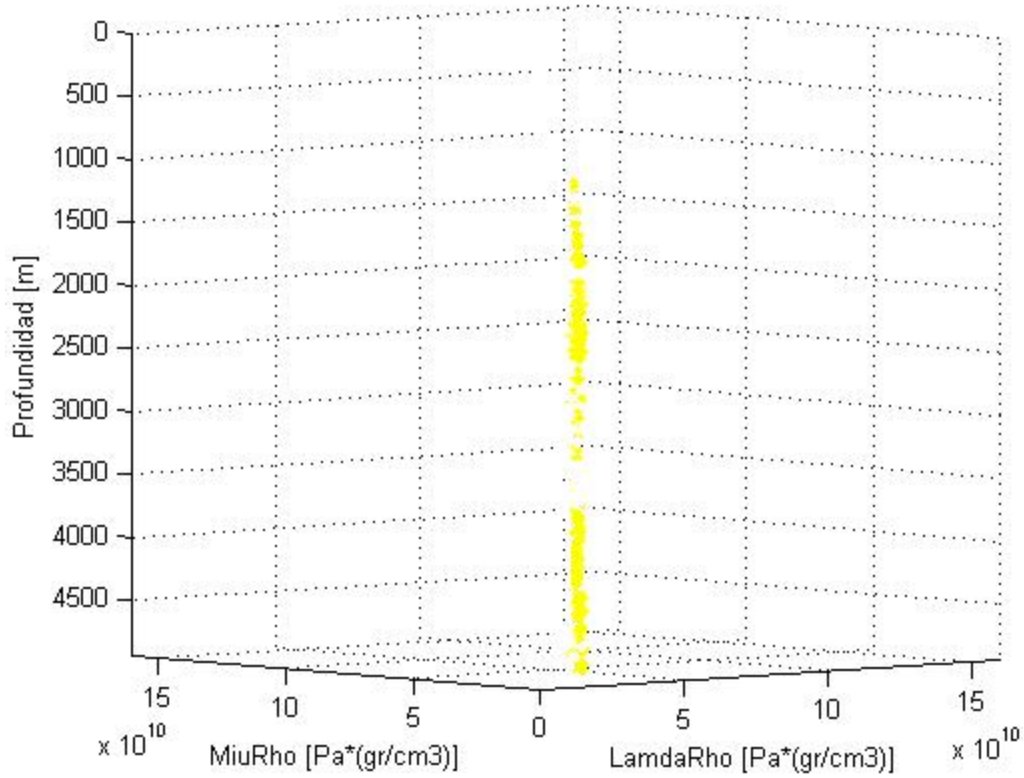


Figura 5.4. Puntos de lutita (método tradicional).

En cuanto al análisis mineralógico, se observa que los puntos elegidos como línea base de lutitas en el método tradicional tienen una certeza de 80% ya que en diversos intervalos se eligieron valores los cuales no corresponden a lutitas, con ayuda del triángulo ternario resulta ser más viable la localización de dichos puntos.

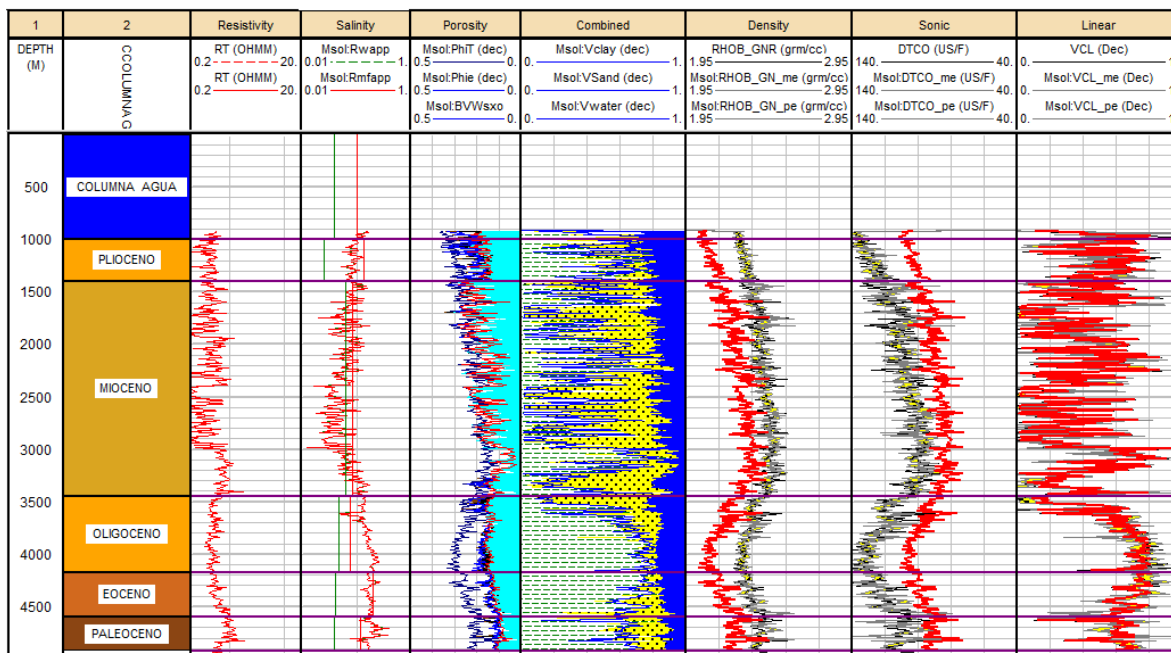


Figura 5.5. Análisis mineralógico.

V.II Análisis de la Ventana Operativa.

Recordando que se obtuvo por dos métodos la venta operativa, en los cuales el gradiente de presión de fractura y sobrecarga son los mismos en ambos métodos por lo tanto el análisis se basara en el exclusivamente en el gradiente de presión de poro.

La figura 5.6, muestra la presión de poro obtenida por los dos métodos recordando que en el capítulo IV se demostró que el método de Bowers es el que mejor predice dicha presión. Ver figura 5.7.

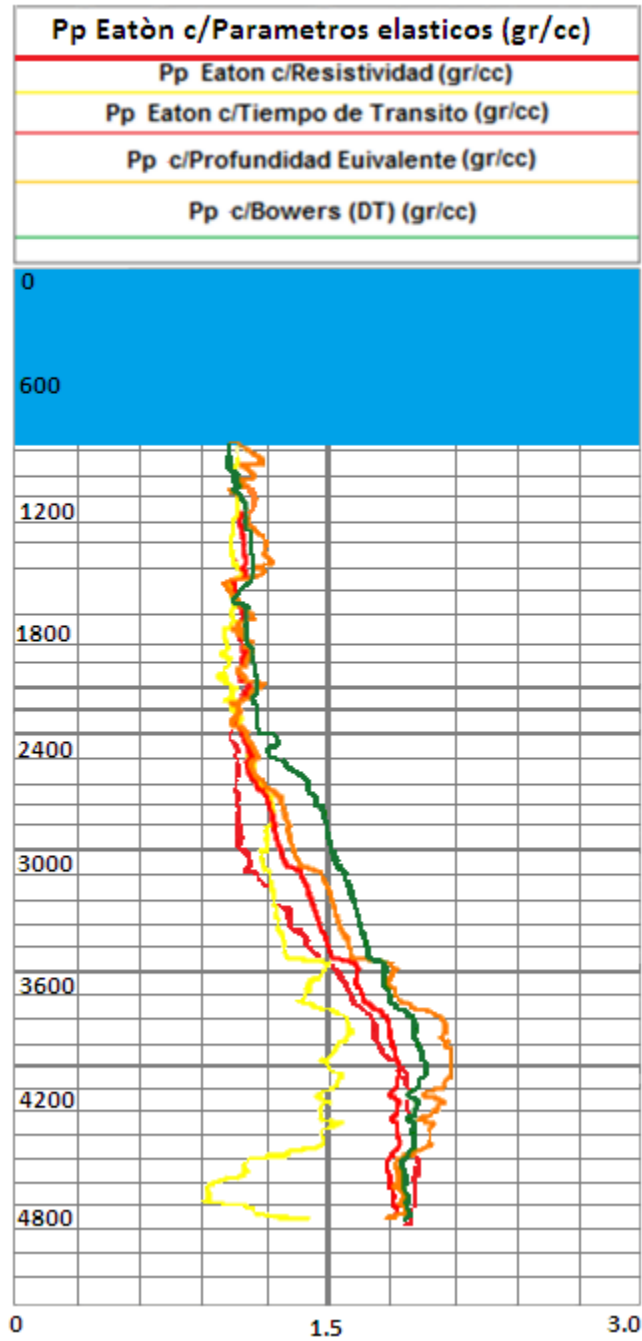


Figura 5.6. Gradiente de presión de poro con los métodos tradicional y parámetros elásticos de la roca.

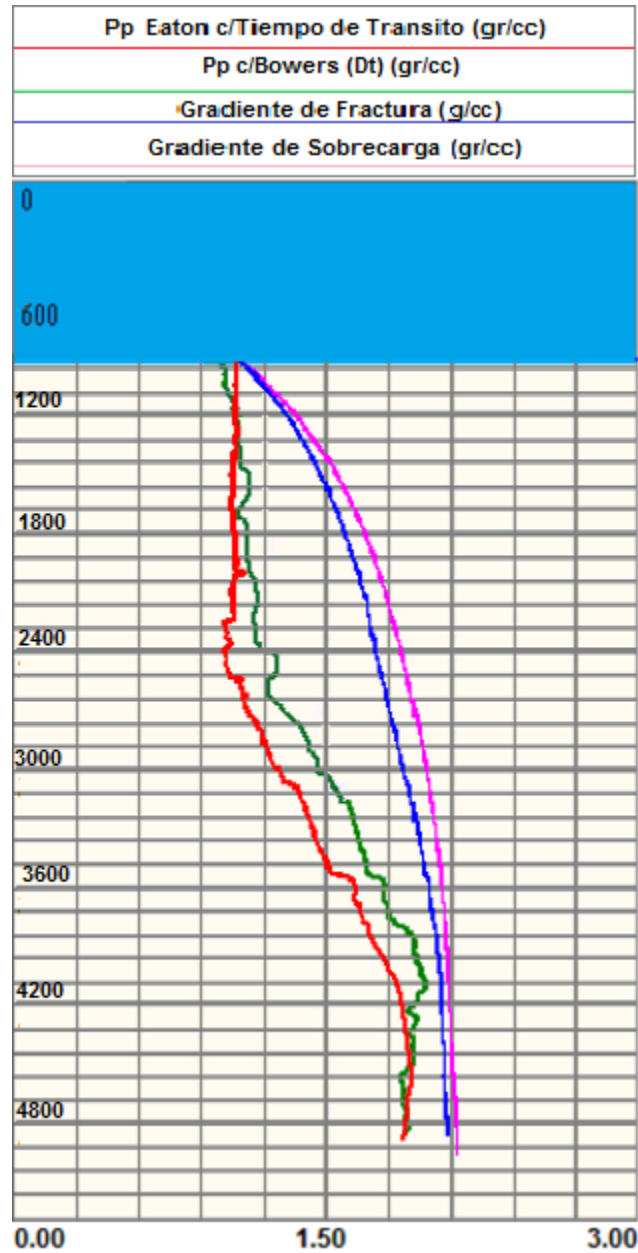


Figura 5.7. Comparación del gradiente de presión de poro obtenido con parámetros elásticos (curva roja) y el método tradicional obtenido del método de Bowers (curva verde).

Como se ve en la figura 4.6, no existe una convergencia total, esto quizá se debe a que la elección de los puntos de lutitas a través de los parámetros elásticos es más específica y es difícil elegir valores que no corresponden a cuerpos arcillosos.



De otra forma quizá se debe a la elección de la línea base de lutitas en el método tradicional, ya que cada analista puede elegir una línea base de lutitas diferente y con ello elegir valores que no corresponden a lutitas, para este caso como se menciono no se eligieron valores de 3300-3600m.

Haciendo un análisis más exhaustivo, se determinó que las curva que mejor acopla a la obtenida por medio de los parámetros elásticos, es la curva que se obtuvo con el método (tradicional) de Eaton usando el Dt. Ver figura 5.8.

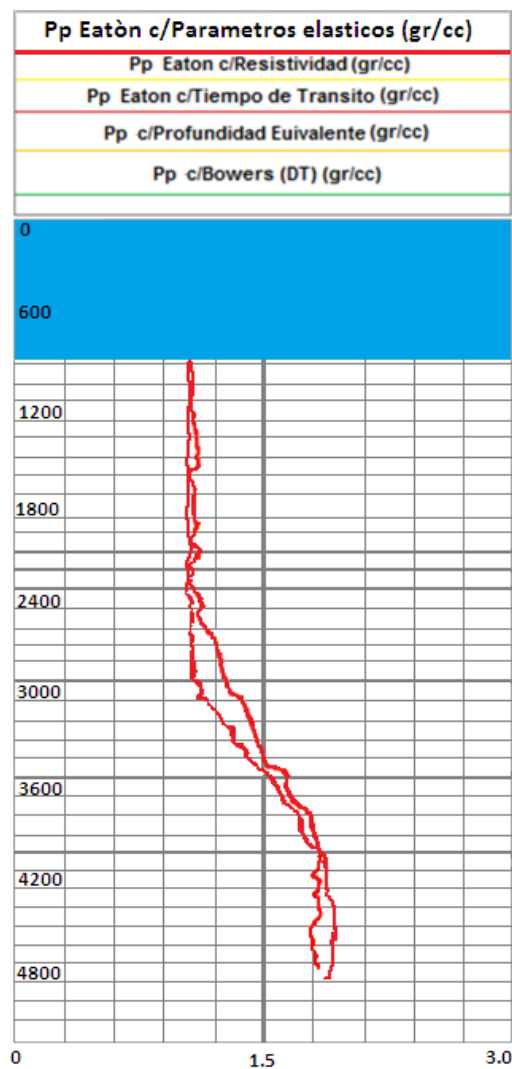


Figura 5.8. Comparación del gradiente de presión de poro obtenido con parámetros elásticos y el método tradicional de Eaton (Dt).



De la figura 5.8, se observa una convergencia del 92% entre las curvas, la obtenida con los parámetros elásticos presenta una mejor tendencia ya que se observa una curva más pronunciada, sin tantas variaciones que la que se obtiene por el método de Eatón (Dt), debido a lo ya mencionado, de una elección buena de la línea base de lutitas en comparación con la elegida a través del método tradicional.

Cabe mencionar que ambos métodos se obtuvieron con el método de Eatón usando el perfil Dt, quizá por ello el acoplamiento.

Por lo tanto, el método para obtener la venta operativa a través de los parámetros elásticos funciona es un método con mayor certidumbre para este pozo, por lo que el método propuesto es válido en un 70%, ya que para que la certeza sea total, lo único que faltaría, serían como: núcleos cortados en pozos vecinos, pruebas de fracturamiento, validar la estratigrafía mediante la perforación, calibrar las correlaciones que sinteticen a los registros geofísicos para obtener parámetros de calibración locales que modelen el área.



CONCLUSIONES.

1. Aunque los registros geofísicos se obtienen después de perforar las zonas potencialmente peligrosas, sirven para hacer una correlación en la zona o para tomar decisiones para obtener el control del pozo lo más rápido posible.
2. Un punto clave en los métodos utilizados para estimar la ventana operativa, es el conocimiento que se tenga sobre los mecanismos que generan la sobrepresión. Cada método es considerado en dos secciones, el primero encerrara la teoría básica detrás del método; la segunda, proporcionara la práctica, recopilación y análisis de datos. Por ello este trabajo, proporciona una herramienta más para acortar ese enorme lazo existente entre la experiencia de un especialista y la juventud de un principiante.
3. Todos los métodos de predicción de sobrepresiones están sujetos a intervenciones imprevistas de factores externos, pero los resultados dependen del cuidado e interpretación correcta de los datos recopilados.
4. Es necesario determinar el mecanismo que esta generando la sobrepresión, para no bajo estimar o bore estimar la presión de poro.
5. Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean los valores de tiempo de tránsito o resistividad en las lutitas para definir la tendencia de compactación normal.
6. El método usado a través de los parámetros elásticos en la práctica resultaría ser el mejor ya que de esta forma se elegiría una línea base de lutitas más exacta y con ello un diseño de la ventana operativa óptimo.



-
7. Debido a la falta de información de estudios para calibrar las curvas no se cuenta con una certeza total de que los resultados obtenidos son los adecuados.



ANEXOS

I **Determinación de la Litología.**

La determinación de un perfil litológico puede ser de dos formas, cualitativa y cuantitativa. Las mediciones que pueden obtenerse dentro del pozo, pueden agruparse en cuatro grandes categorías (Sánchez, 2008):

1. Registros durante la perforación.
2. Muestras de canal y análisis de núcleos.
3. Pruebas de producción.
4. Registros de cable.

Siendo estos últimos los más importantes para este estudio, cabe mencionar que solo se citaran los usados en este proyecto.

II **Proceso de Invasión en la Formación.**

Para poder explicar cómo se produce este fenómeno, se tiene que entender cuál es la función de los lodos de perforación y como se utilizan en el momento de realizar una perforación. Cuando se realiza la perforación de un pozo, se debe de procurar que, la presión de lodo sea mayor que la de la roca que se está perforando, con el propósito de conducir el recorte de la roca a la superficie; sin embargo, en algunas situaciones como el cambio de litología de una roca compactada con un roca fracturada o porosa se presentan perdida de circulación de lodo, lo cual complica la perforación (Sánchez, 2008).

Por lo que respecta a la variación de la presión, al presentar una presión mayor en el lodo se produce invasión hacia la roca, situación que implica que la roca es permeable.

El proceso de invasión provoca, filtraciones y adherencia de lodo a las paredes del pozo. A medida que la barrena penetra la roca, existe una adherencia de las partículas del lodo a las paredes de la roca la cual dura pocos segundos. Este



fenómeno se vuelve más veloz si los tamaños de las partículas de lodo llenan en su totalidad los poros de la roca provocando así, que el enjarre se forme indefinidamente a medida que se va dando un decremento en las filtraciones a la formación. Sin embargo, el efecto que tiene el paso de la barrena, así como el flujo de lodo que circula en el agujero junto con los detritos que se van recortando, provoca que esto no ocurra por efecto de la erosión del enjarre; y una vez que dicho fenómeno para y alcanza un equilibrio, se dice que ha llegado a un equilibrio dinámico entre la formación del enjarre y la erosión del mismo.

En un proceso de filtración (Castro, 2012), el efecto alcanza un valor máximo. A medida que transcurre el tiempo, el filtrado va disminuyendo ya que el espesor de enjarre va aumentando y evita la entrada del filtrado. Si se toma en cuenta el factor eléctrico de la formación, el comportamiento de la filtración dentro del sistema roca fluidos es diferente dependiendo del fluido que existe en la formación. Los líquidos que se vayan filtrando a través de este enjarre se irán introduciendo en la formación y empujarán los fluidos hacia la roca. Se dice entonces que una zona invadida se torna adyacente a las paredes del pozo.

De la pared del pozo hacia el interior de la formación, se pueden distinguir varias zonas. En primer lugar, existe la resistividad del lodo de perforación que se esté usando (R_m) y dependerá del tipo del tipo de lodo que se esté utilizando: base agua o base aceite. Posteriormente, está la resistividad del enjarre (R_{mc}) en inmediatez, la resistividad de la zona lavada (R_{x0}).

La siguiente zona que existe, es la zona de transición. En ocasiones se puede notar la presencia de un anillo de baja resistividad a cierta distancia de la pared del pozo dentro de la formación (R_i) que correspondería al confinamiento de agua intersticial desplazada por el filtrado del lodo. Finalmente, existe la zona no invadida o virgen que comienza donde acaba la zona de transición y se caracteriza porque en esta zona ya no existe presencia de filtrado y solo están los fluidos originales de la formación. La resistividad de esta zona es la resistividad verdadera de la formación (R_t). Un esquema de las zonas se muestra la figura 1.1.

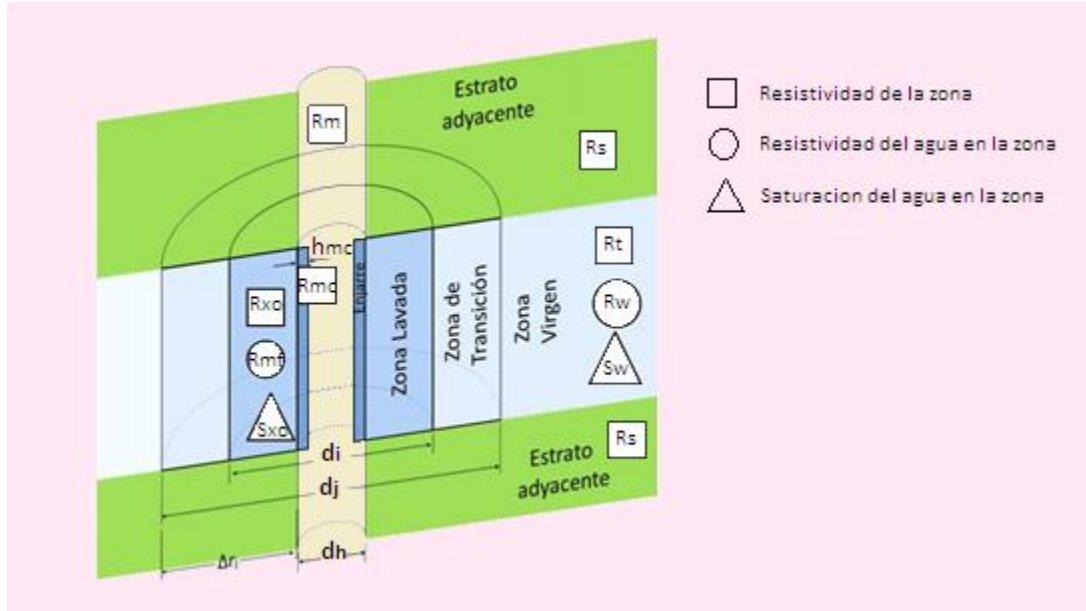


Figura 1.1. Representación esquemática del proceso de invasión a la formación de un pozo (Castro, 2012).

III Rayos Gamma.

Principio Físico.

El registro de rayos gamma, registra la radioactividad natural de las formaciones, la herramienta mide impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos (Marin & Garcia, 2008). Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales como Potasio (K) y Uranio (U). Este registro es presentado en unidades API (American Petroleum Institute).

En formaciones sedimentarias, que se caracterizan porque sus estratos se han formado por el traslado de material a la superficie, formando una capa encima de la otra, refleja el contenido de lutita, esto se debe a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas por el contenido de potasio radiactivo y por su capacidad de intercambio catiónico que hace que absorban uranio y torio. En formaciones limpias (volumen bajo de lutitas), generalmente tienen un nivel bajo de radioactividad a menos que contengan contaminantes



radioactivos como cenizas volcánicas, residuos de granito o que las aguas de formación contengan sales disueltas.

Los rayos gama que pasan por la roca son desacelerados y absorbidos a una velocidad que depende de la densidad de la formación. Las formaciones menos densas exhiben más radiactividad que las formaciones más densas, a pesar de que podrían contener la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen.

El registro debe ser corregido para los efectos de agujero, específicamente en el tamaño del agujero y la densidad del lodo. Mientras más material exista en el lodo (lodos pesados), más rayos gamma son absorbidos antes de llegar al detector, que esto llevara a obtener una lectura más baja de la esperada.

Al igual que la curva de SP, la curva de GR tiene su escala definida de manera tal que ambas curvas indican zonas permeables cuando están próximas del extremo inferior de la pista, y ambas indican lutitas o “shales” cuando están próximas al extremo superior de la pista (con el encabezado a la izquierda del observador).

Equipo.

La sonda de GR contiene un detector para medir la radiación gamma. En la actualidad generalmente se emplean contadores de centelleo para esta medición.

Debido a su eficacia, los contadores de centelleo solo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud, por lo tanto, se obtiene una buena caracterización de la formación.

Calibración.

La principal calibración estándar para las herramientas GR se realiza, en las instalaciones de pruebas API en Houston. Se emplea una calibración de campo estándar para normalizar cada herramienta (Acevedo, 2009).

Aplicaciones de GR.

1. Definición y correlación de estratos.



2. Indicador del contenido de lutitas.
3. Evaluar minerales radioactivos.
4. Evaluar capas de carbón.
5. Correlación de pozos.
6. Posicionamiento de los cañones perforadores.
7. Detección de trazadores radioactivos.

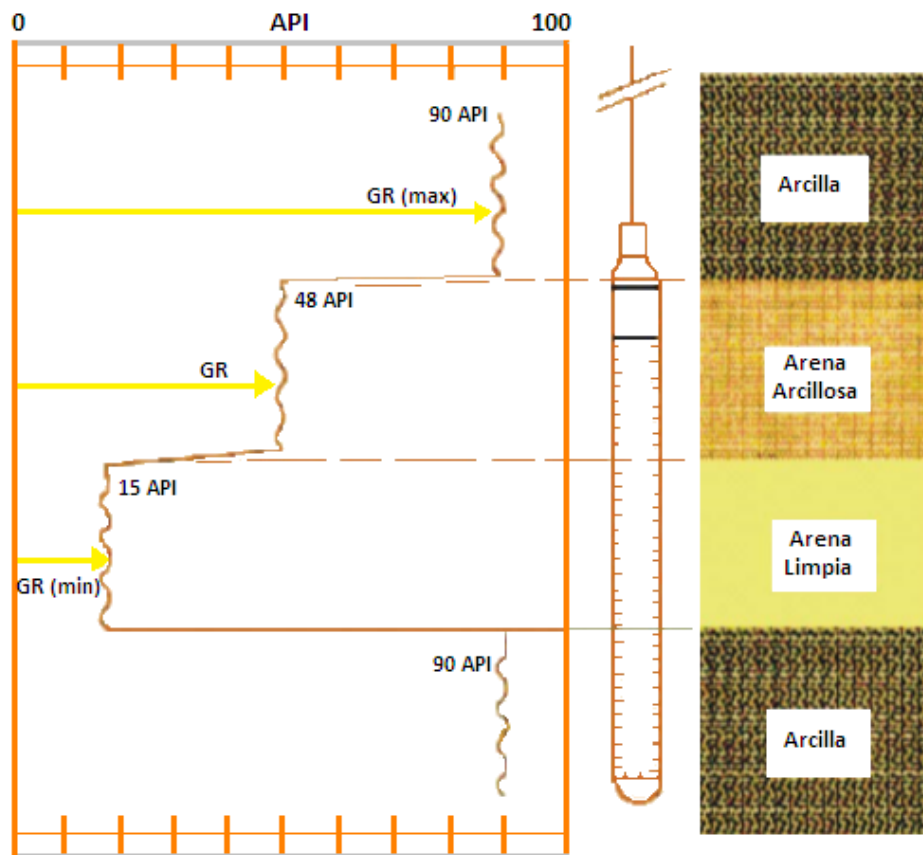


Figura 1.2. Registro de Rayos Gamma (Castro, 2012).

IV Registro de Resistividad.

La resistividad, es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una propiedad intrínseca del material, su unidad es ohmios-metro.



Los hidrocarburos son aislantes, su presencia en la formación hace que disminuya la conductividad y por consiguiente aumente la resistividad en el perfil. El agua de formación es conductiva debido a la disociación de sales en solución y se nota su presencia en una disminución de la resistividad del perfil.

Debido a que las arcillas contienen agua ligada, son buenas conductoras eléctricas y contribuyen a la conductividad de la formación. Entonces a mayor arcillocidad, aumenta la conductividad y esto genera una disminución en la resistividad de la formación.

Principio Físico.

Los dispositivos utilizados para calcular la resistividad de una roca, se basan en la ley de Ohm y de la relación de proporcionalidad que existe entre la resistencia r y la resistividad R de una muestra (Castro, 2012).

$$R = k * \frac{l}{A} \quad (1.1)$$

Dónde:

R = Resistividad [$\Omega * m$].

k = Constante de proporcionalidad.

l = Longitud [m].

A = Área [m^2].

En los perfiles convencionales de resistividad, se envían corrientes a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos. Esto permite calcular la resistividad.

Los dispositivos que miden la resistividad de la formación tienen la capacidad de medir tanto la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) como la resistividad de la zona virgen (R_t). Por consiguiente, en el perfil de resistividad por lo general aparecen dos curvas con lecturas diferentes, ya que son zonas diferentes en la formación.



Una condición necesaria para la corrida de la herramienta es que se debe correr en lodos base agua, ya que son lodos conductivos y permiten el paso de la corriente eléctrica.

Dispositivo Normal.

En este montaje la corriente se aplica entre los electrodos A y B; la diferencia de potencial se mide entre un electrodo en la superficie (N), y uno en el pozo (M).

El potencial en el electrodo situado en una superficie, N, causado por A y B, lo mismo que el efecto de B sobre M, se puede ignorar debido a la larga distancia de los electrodos de corriente en comparación con la distancia A-M.

Aplicaciones del registro de resistividad.

1. Detección rápida de hidrocarburos.
2. Determinación de la saturación de agua.
3. Determinación del diámetro de invasión.
4. Determinación de la resistividad del agua.
5. Determinación del espesor de capas.
6. Correlación con otros registros/otros pozos.

Rango de Resistividades.

La lectura de los registros de resistividad en lutitas o “shales” están normalmente en el rango de 1 a 20 Ω *m. La lectura de resistividad en las rocas-almacén es generalmente bastante alta, por lo que el efecto de la arcillocidad en el yacimiento será el de reducir las lecturas de los registros. Por otra parte, la lectura de los registros de resistividad en rocas limpias saturadas con agua salada es bastante baja, por lo que en estos casos no habrá un efecto notable en los registros por presencia de arcillocidad en el yacimiento.

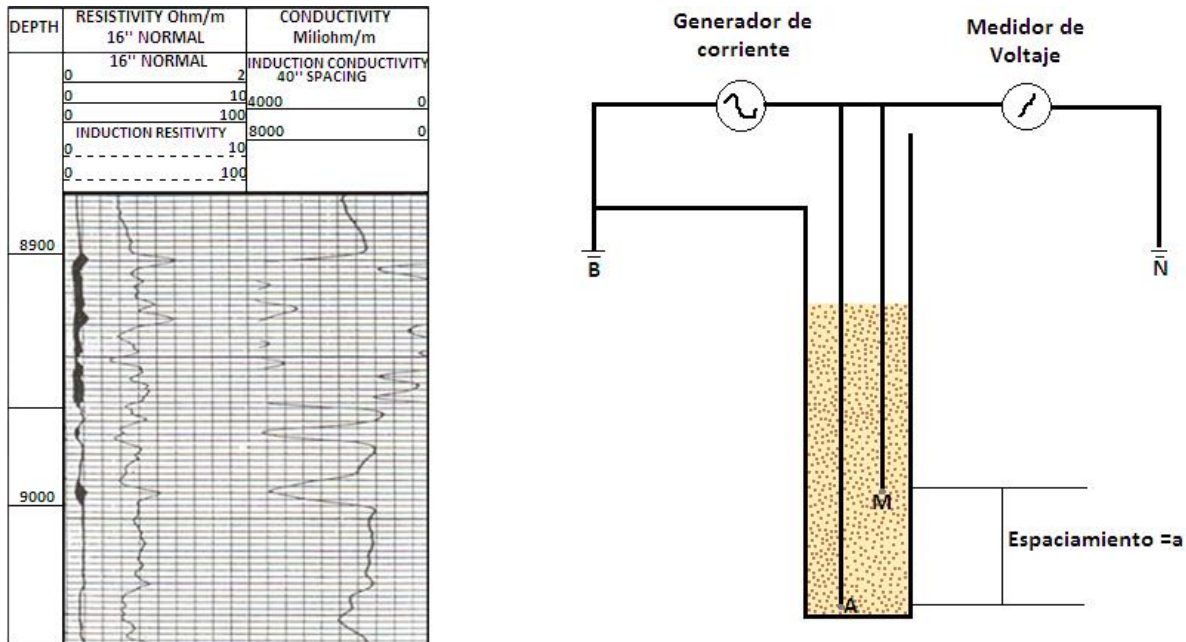


Figura 1.3. Esquemización de la herramienta y perfil del registro de Resistividad (Ayala & García, 2008).

V Registro de Densidad.

Es un registro radiactivo y de los denominados registros de pared. Funciona igual en pozos llenos de lodo base aceite, base agua de cualquier salinidad, lodos aireados o pozos vacíos (Sánchez, 2008).

El registro de densidad es usado con otros registros para determinar litología y tipo de fluido y con la velocidad del registro sísmico en interpretación de datos sísmicos. Mejoras recientes en el registro han introducido el factor fotoeléctrico P_e para conocer la litología. Las herramientas de densidad tienen diferentes nombres como densidad compensada, densidad espectral, densidad de formación, densidad de litología. La herramienta consta de una fuente de rayos gama y dos detectores.

Principio Físico.

Utiliza una fuente química de radiaciones gama y dos detectores gama generalmente ubicados entre 0.15 m y 0.40 m de la fuente, para determinar la



densidad de la formación y el factor fotoeléctrico. Los rayos gama viajan en línea recta hasta que son moderados, desviados o absorbidos por la formación. El material del que está constituida la roca tiene cierta densidad electrónica. Mientras los rayos gama viajan desde la fuente radiactiva al detector se produce el efecto Compton, en dicho efecto los rayos son dispersados por el núcleo de la formación de donde se obtienen los rayos gama de Compton que es una radiación secundaria producida en los átomos de la formación y que se originan porque la formación cede energía a los átomos dejándolos excitados. Estos últimos rayos son detectados como una medida de la densidad de la formación.

La densidad total de la formación es función de la densidad del material que constituye la matriz de la roca, de su porosidad y de su densidad de los fluidos. Por lo tanto, la intensidad de los rayos gama es inversamente proporcional a la densidad de la formación.

El detector cercano a la fuente se ocupa de compensar los efectos de espesor de enjarre y rugosidad del agujero. Por lo tanto, la presentación del registro incluye la curva ρ_b y la curva $\Delta\rho_b$ que es la cantidad necesaria de corrección vía el detector corto para obtener ρ_b .

En formaciones de un solo mineral P_e puede servir como indicador de litología y cuando existen más minerales ρ_b y P_e pueden estar combinados con información sísmica y de neutrón para la determinación de, la porosidad y la litología.

El efecto del gas en este registro proporciona, altos valores de densidad por lo tanto altos valores de porosidad, para poder distinguir esta situación es necesario que se corran simultáneamente los registros de neutrón y sísmico ya que el registro de neutrón cuando hay presencia de gas nos da baja porosidad, los dos registros deben estar calibrados a la misma matriz.

La información obtenida del registro de densidad y neutrón, puede ser utilizada para determinar lutitas.

Aplicaciones.



1. Determina la porosidad primaria.
2. Identifica litología.
3. Identifica la presencia de lutitas y determina su volumen.
4. Identifica la presencia de gas.

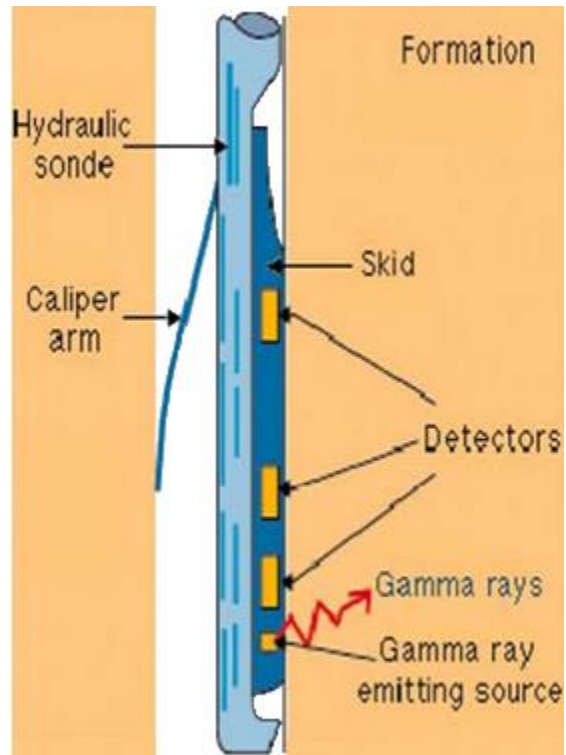


Figura 1.4. Representación esquemática de la herramienta del registro de Densidad (Castro, 2012).

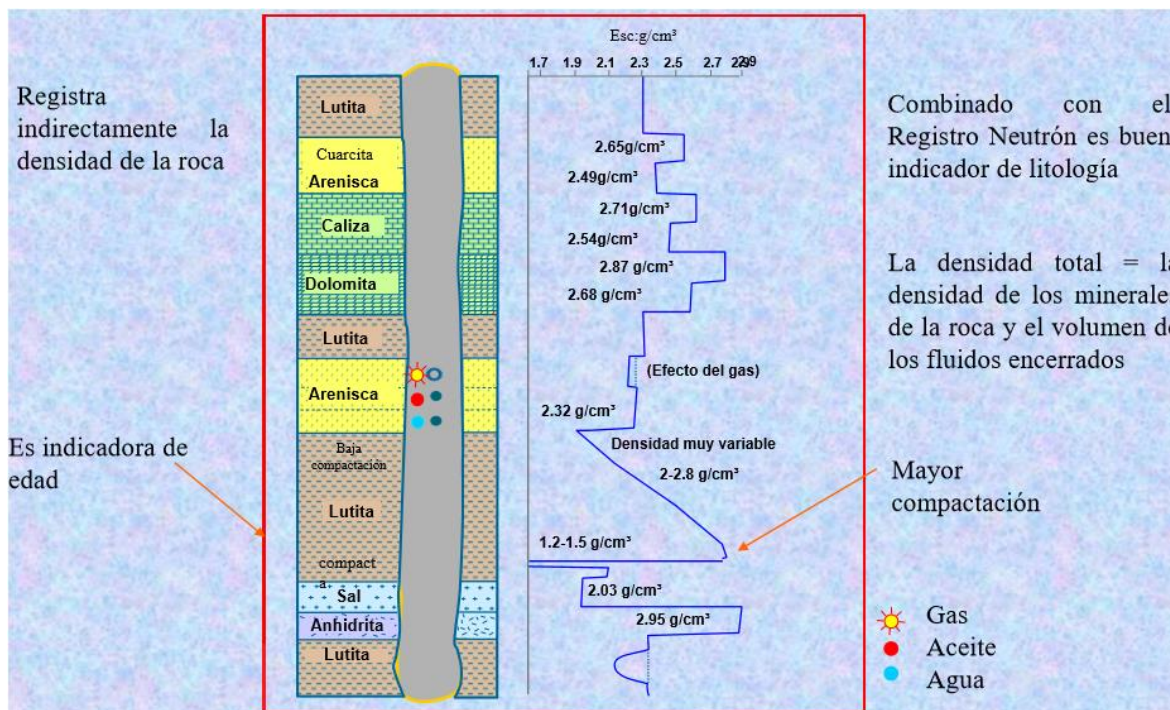


Figura 1.5. Esquematización de la respuesta obtenida de un registro de densidad (Coconi, 2016).

VI Registro Sísmico.

La energía acústica se propaga a través de la materia en forma de ondas, de las cuales las más comúnmente conocidas son las ondas compresionales (ondas P) y de corte o cizalla (ondas S). La lentitud acústica es el tiempo requerido por una onda acústica para viajar una distancia específica a través del material, la distancia más común entre transmisor y receptor es de 2 pies. El tiempo total en que este pulso tarda en viajar a través de la roca depende de la saturación de fluidos en el espacio poroso y la cantidad de matriz. El tiempo de tránsito del intervalo Δt , medido en microsegundos por pie, es el recíproco de la velocidad (medida en pies por segundo) de una onda sonora (P o S). En los registros sísmicos, la pared y la rugosidad del agujero, así como las capas de la formación y las fracturas pueden representar discontinuidades acústicas significativas (Riider, 2008).



Equipo

Esta herramienta está equipada con un solo receptor y un transmisor. En este sistema, un pulso es iniciado en el transmisor y será recibido por el receptor en cual está situado una distancia, L del transmisor. El tiempo medido (Δt_{log}), es el tiempo desde que se inicia el pulso, hasta que arribe la primera energía acústica al receptor.

Normalmente el tiempo de transito sónico decrece en las arcillas al aumentar la profundidad o en las arenas cuando hay migración de fluido.

Aplicaciones del registro sónico.

1. Cuantitativamente es utilizado para evaluar la porosidad.
2. Determina velocidades internas y puede ser calibrado con secciones sísmicas.
3. Idéntica litología, roca generadora, compactación normal, sobrepresión y en algunas extensiones la fractura de la formación.

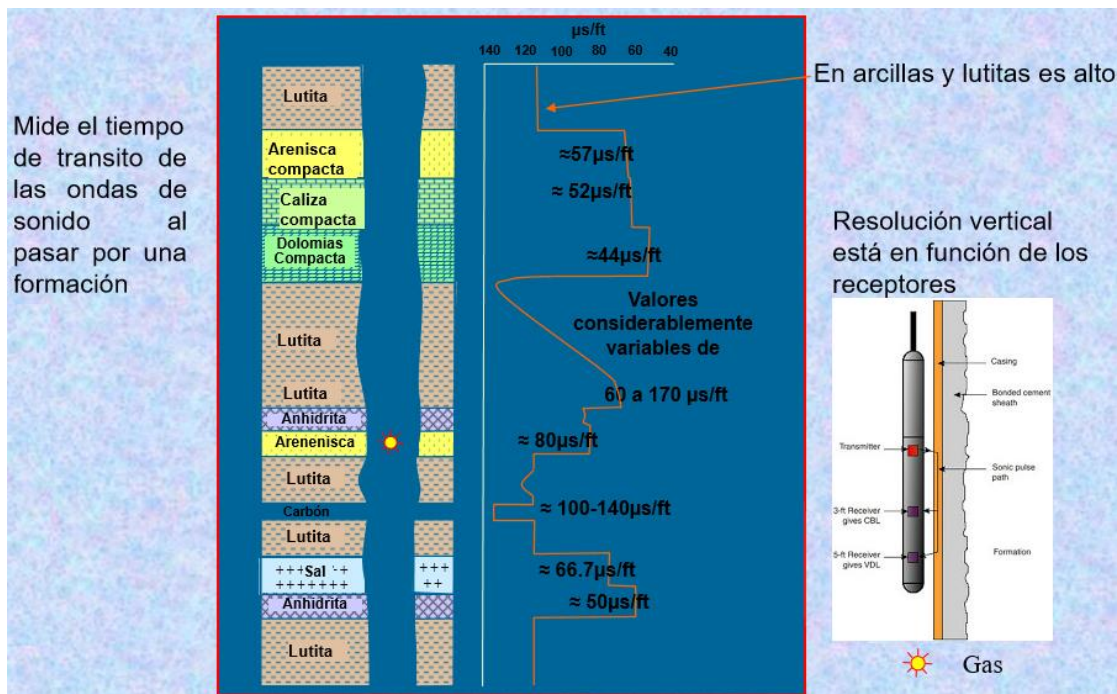


Figura 1.6. Herramienta para obtener el registro sónico (Coconi, 2016).



Tabla 1.1 Tiempo de Transito para ondas compresionales y de cizallamiento (Maya, 2003).

	Ondas Compresionales	Ondas de Cizallamiento
Dolomía	44 (μ /ft)	76 (μ /ft)
Arenisca	53 (μ /ft)	86 (μ /ft)
Agua	190 (μ /ft)	350 (μ /ft)



BIBLIOGRAFIA

- [1] Alba Enith Rodriguez.: “Estudios de Control de Pozos Durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva”. Tesis, UIS, 2008.
- [2] Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo. “Presiones de Formación”. Pemex, 2010.
- [3] J. Miguel Busquet Dominguez.: “Diseño de Pozos Aplicando el Modelo Geomecánico Integral”. Tesis, IPN, 2014.
- [4] Terzagui Karl and Peck R.B.: “Soil Mechanics in Enguneering Practice”, John Wile Sons, New York, 1948.
- [5] Hubbert M. King and Rubey, W.W.: “Role of fluid Pressure in Mechanics of Everthrust Faulting, Part I”, GSA, 1959.
- [6] Trejo M. C: “Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur”, Tesis, Unam, 2009.
- [7] Alan Huffman and Glenn Bowers: ”Pressure Regimenes in Sedimentary Basins and Their Prediction”, AAPG Memoir 76, 2002.
- [8] Ben A. Eaton: “The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs”, SPE 5544, October 1975.
- [9] Neal J. Adams and Tommie C.: ”Drilling Engineerind a Complete Well Planning Approach”. PenWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1985.
- [10] Glenn L. Bowers: “Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction” SPE 27488, February 1994.
- [11] Mouchet J.P., A Mitchell.: “Abnormal Pressures While Drilling Elf Aquitaine Manuals Techniques” 1989.
- [12] Hubbert M. and Willis D. G.: “Mechanics of Hydraulic Fracturing”, AIME (1957) 210, pag. 153-166.
- [13] Matthews W. R. and Kelly J.: “How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient”, Oil Journal, February 1967.
- [14] Eaton Ben A.: “Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations”, SPE 2163, October 1969.
- [15] Marin C, Garcia C.: “Diseño del Registro Sonico Sintetico Mediante el Uso de Redes Neutrones, Aplicación Campo Colorado”, UIS, 2008.



- [16] Sánchez Santiago: "Registros Geofísicos en México". Schlumberger, 2008.
- [17] Castro Duran L. Margarita.: "Aplicación de Filtrado en Registro Geofísico de Pozo". Tesis, UNAM, 2012.
- [18] Ayala C., García C.: "Diseño del Registro Sintético Mediante el Uso de Redes Neuronales, Aplicación Campo Colorado". Tesis, UIS, 2008.
- [19] Coconi Enrique.: "Registros Geofísicos". IMP, 2016.
- [20] Rider Malcom.: "The Geological Interpretation of Well Logs". Second edition. Gulf publishing company. Houston-London, Paris, Zurich, Tokyo, 2008.
- [21] González F. y Rodríguez K.: "Determinación de los Parámetros Mecánicos de la Roca a partir de Registros Ultrasonicos de Laboratorio, Registros de Pozo y Compresibilidad de la Roca en la Arenas no Consolidadas de los Miembros Jobo y Morichal, Formación Oficina en el Núcleo del Pozo JOA-452 del Campo Jobo Área 02". Tesis. UO, Venezuela, 2006.
- [22] Maya D.: "Principios/Aplicaciones de la Interpretación de los Registros", Schlumberger, 2003.
- [23] Brown Tim.: "Observación del Cambio de las Rocas: Modelado Mecánico del Subsuelo", Schlumberger, 2003.
- [24] Del Mar Ortega A.: "Estimación de Porosidad y Volumen de arcilla en Formaciones Rocosas". Tesis. UA, Venezuela, 2008.
- [25] Cook John.: "Las Rocas Importan: Realidades de la Geomecánica", Schlumberger, 2008.
- [26] Acevedo Oguer.: "Determinación de la Magnitud de los Esfuerzos In Situ", Tesis. Unam, 2009.
- [27] DeBree P. and Walters J.V.: "Micro/Minifrac Test Procedures and Interpretation for In Situ Stress Determination", Int J. Rock Mech. Min. Sci & Geomech. Abstr. Vol. 26, 1989.
- [28] Garcia M. Angelica.: "Determinación de la Orientación y Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal a Partir del Modelamiento de Breakouts en la Zona del Piedemonte Llanero Colombiano". Tesis. UIS, 2006.
- [29] Osorio, Gildardo.: "Aspectos Geomecánicos de la Estabilidad de Pozos", Memorias, ICP, 2003.
- [30] Fajaer E, Holt M R, Horsrud P, Raaen I & Risnes R.: "Wellbore Images, Earth Stress and Rock Mechanics, Application to Wellbore Stability", GSA, 1998.



- [31] Santa Maria Jorge y Siem Criseida.: “Estimación de la Ventana Operacional de Presion de Lodo a Partir de Registros de Pozo Para las Formaciones del Campo Socororo, Edo. Anzoategui”. Tesis, UCV, 2006
- [32] Roegiers.: “Rocks Mechanics for Enginners and Geologist“, University Oklahoma, 2008.
- [33] Darwin V. Ellis: “Well Logging for Earth Scientists“. Springer, 2007.
- [34] sCore Lithofacies Classification Reveals Barnett Shale Reservoir Quality, www.slb.com/~media/Files/evaluation/case_studies/lithoscanner_score_barnnet_hale_cs.pdf.
- [35] Ben A. Eaton: “The Equation for Geopressure Prediction form Well Logs”, SPE 5544, October 1975.
- [36] Soloviov E.M. y Sereda N.G.: “Perforación de pozos de petróleo y de gas natural”. Mir Mocú, marzo 1988.