



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE RECURSOS NATURALES -  
PERFORACION

CARACTERIZACIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO DEL CAMPO  
NAVEGANTE PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN  
EXPLORATORIA

TESIS  
QUE OPTA PARA EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
VICTOR MANUEL CORTES MEJÍA

TUTOR PRINCIPAL:  
M. en I. ALFONSO MORA RÍOS - PEMEX  
M. en I. MARIO GERARDO GARCIA HERRERA - IMP

MÉXICO, D. F. SEPTIEMBRE 2016

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: M. en I. García Herrera Mario Gerardo

Secretario: M. en C. Escobedo Zenil David

Vocal: M. en I. Mora Rios Alfonso.

1 er. Suplente: M. en I. Villegas Javier Maria Isabel

2 do. Suplente: M. en I. Morales Salazar Juan Pedro

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, Ciudad de México.

**TUTOR DE TESIS:**

M. en I. Alfonso Mora Rios

---

**FIRMA**

## Agradecimientos.

Gracias a mi madre por sus enseñanzas, amor e infinito apoyo, sin ti esto no sería realidad. Gracias Ma!

A mi abuela por permitirme compartir este proyecto contigo. Gracias Viky.

A mi hermano por su ejemplo de lucha ante la vida.

A Pemex Exploración y Producción por brindarme la oportunidad de continuar preparándome profesionalmente.

A la Universidad Nacional Autónoma de México mi alma mater, te doy las gracias por segunda ocasión, me has dado la oportunidad de alcanzar mis metas y desarrollo profesional.

Al Ing. Fernando Aguilera Naveja por el apoyo recibido de su parte y por sus enseñanzas las cuales me han sido de mucha utilidad para mejorar profesionalmente.

Gracias al M. en I. Alfonso Mora Rios si no hubiera sido por usted no hubiera podido lograr muchas de las cosas que he obtenido a lo largo de mi carrera. Gracias por apoyarme y brindarme enseñanzas pues me han permitido crecer como persona.

Gracias al M. en I. Mario Gerardo Garcia Herrera por su conocimiento, tiempo y dedicación para guiarme en este proyecto.

Gracias Paty Butrón por tu enseñanza de vida.

Gracias Francisco Solís por tu gran apoyo.

Gracias María Isabel por tus consejos y amistad.

Alberto, Kika, Lulucita, Miryam, Suemy, Diana y Victor por su valiosa amistad.

Gracias Gonzalo Alemán, Yezica Medina y Franco Pulido por su valiosa colaboración en este proyecto. Su amistad y conocimiento son invaluable.

Gracias a mis tíos Violeta, Perla y Epigmenio por su cariño y apoyo.

Gracias a cada uno de mis sinodales por el tiempo y apoyo brindado en la revisión de esta tesis.

A cada uno de ustedes de corazón le doy las gracias por formar parte tan importante en este proyecto...



## Resumen.

El pozo Navegante 1 ubicado en los bloques Alóctono y Autóctono del Alto de Jalpa, tuvo como objetivo explorar el Mesozoico Autóctono a 7,444 m. Por su complejidad geológica y antecedentes de diseño; este pozo representa retos tecnológicos cambiando el paradigma para diseños no convencionales. La disciplina geomecánica aportó la comprensión del mapa de riesgo que definió el modelo estructural, la arquitectura mecánica del pozo y la ventana operativa para la planeación de la densidad del fluido de control y asentamiento de tuberías de revestimiento.

El análisis del modelo geomecánico aplicado al pozo Navegante 1 tuvo como objetivo principal la predicción de la presión de poro en terciario aplicando el método de Eaton y para el mesozoico por medio del método Atashbari, generando la ventana operacional para calibrar los puntos naturales de una nueva propuesta de asentamiento de las tuberías de revestimiento, las densidades del fluido de control, la estabilidad mecánica del agujero tanto en agujero vertical como desviado y el entendimiento de las variaciones en la columna geológica, calibrada con los fenómenos físicos–geológicos de los pozos de correlación.

El modelo geomecánico presenta incertidumbre por la complejidad geológica presente en el bloque Alóctono y Autóctono, la columna geológica real y un modelo estructural complejo, permitió establecer el modelo único para representar el área.

En la ejecución, con base en el modelo geomecánico se obtuvo una ventana operativa consistente en la perforación, calibrada en tiempo real con los eventos operativos durante la perforación, los contactos litológicos, la toma de registros geofísicos de cada etapa, la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimientos, pruebas de integridad a la formación (FIT) y pruebas de goteo (LOT). Para el caso presente, el régimen de presiones estimado en los bloques alóctono y autóctono se calibró con las densidades del fluido de control utilizadas durante la perforación.



<b>Capítulo III: Fundamentos para el Análisis de Estabilidad Mecánica del Agujero</b> .....	57
3.1 Teoría elástica lineal.....	59
3.1.1. Esfuerzo.....	59
3.1.2. Deformación.....	64
3.1.3. Módulos elásticos.....	66
3.2. Teoría de la elasticidad No-Lineal.....	69
3.2.1. Teoría de la poroelasticidad.....	71
3.3. Esfuerzos naturales en la formación.....	75
3.3.1. Esfuerzos horizontales.....	76
3.3.1.1. Métodos directos.....	76
3.3.1.2. Métodos indirectos.....	78
3.3.2 Esfuerzos horizontales debido a una deformación elástica horizontal.....	79
3.3.3. Régimen de esfuerzos.....	79
3.4. Esfuerzos inducidos alrededor del agujero.....	80
3.4.1. Esfuerzos inducidos alrededor de agujeros desviados.....	81
3.4.2. Esfuerzos inducidos alrededor de verticales.....	85
3.5. Criterio de falla en las paredes del agujero.....	87
3.5.1. Criterio de falla de Mohr – Coulomb.....	89
3.6. Predicción de la presión de colapso en base al criterio de falla de Mohr - Coulomb.....	91
3.6.1. Agujero vertical.....	91
3.6.2. Agujero desviado.....	94
<b>Capítulo IV: Metodología Aplicada a la Predicción del Modelo Geomecánico del Campo Navegante</b> .....	95
4.1. Auditoria de información.....	96
4.1.1. Pozos de correlación.....	97
4.1.2. Registros eléctricos de los pozos de correlación.....	97
4.1.3. Información sísmica.....	98
4.1.4. Perfil direccional.....	100
4.1.5. Registros eléctricos.....	100
4.1.6 Eventos durante la perforación.....	111
4.1.7. Núcleo de fondo.....	113
4.1.8. Muestras de canal.....	114
4.1.9. Estado mecánico.....	115
4.1.10. Fluidos de perforación.....	115
4.2. Predicción del modelo geomecánico.....	116
4.2.1. Esfuerzo de sobrecarga.....	116
4.2.2. Presión de poro.....	119
4.2.2.1. Presión de poro en terciario.....	120
4.2.2.2. Presión de poro en Mesozoico.....	125
4.2.2.3. Calibración de la curva de presión de poro.....	129
4.2.3. Propiedades elásticas de la roca.....	130

4.2.3.1. Relación de Poisson. ....	130
4.2.3.2. Módulo de Young.....	132
4.2.4. Presión de fractura. ....	133
4.2.5. Esfuerzos horizontales. ....	135
4.2.5.1. Esfuerzo horizontal mínimo. ....	136
4.2.5.2. Esfuerzo horizontal máximo.....	138
4.2.5.3. Clasificación de falla. ....	139
4.3. Análisis de criterio de falla en las paredes del agujero. ....	140
4.3.1. Propiedades mecánicas. ....	141
4.3.1.1. Angulo de fricción interna y de falla. ....	141
4.3.1.2. Resistencia uniaxial a la compresión (UCS). ....	144
4.3.2 Análisis de criterio de falla en agujero vertical.....	148
4.3.3 Análisis de criterio de falla en agujero desviado.....	150
4.4 Análisis geomecánico por etapa. ....	155
4.5 Optimización del fluido de perforación y asentamiento de tuberías de revestimiento. ....	162
<b>Capítulo V: Uso del Monitoreo en Tiempo Real para el Seguimiento y Calibración del Modelo Geomecánico</b> .....	168
5.1 Centro de monitoreo en tiempo real.....	169
5.2 Beneficios del seguimiento operacional en tiempo real. ....	170
5.3 Metodología de trabajo. ....	171
5.3.1 Administración y visualización de parámetros en tiempo real. ....	172
5.3.2 Monitoreo de parámetros en tiempo real.....	172
5.3.3 Ingeniería preventiva. ....	174
5.3.3.1. Actualización del modelo Petrofísico. ....	176
5.3.3.2. Actualización del modelo Sísmico.....	176
5.3.3.3. Actualización del modelo Geológico. ....	177
5.3.3.4. Actualización del modelo Geomecánico. ....	177
<b>Conclusiones</b> .....	179
<b>Recomendaciones</b> .....	183
<b>Anexo I: Obtención de la presión de colapso en agujeros desviados por medio del criterio de falla de Mohr – Coulomb (Visual Basic)</b> .....	185
<b>Anexo II: Obtención de la presión de colapso en agujeros verticales por medio del criterio de falla de Mohr – Coulomb (Matlab)</b> .....	192
<b>Anexo III: Resultado numérico de los gradientes de presión</b> .....	193
<b>Referencias</b> .....	200

### Índice de Figuras

<b>Figura 1.1</b> Ubicación Geográfica del Campo Navegante1 .....	1
<b>Figura 1.2</b> Localización Geológica del Campo Navegante1 .....	2
<b>Figura 1.3</b> Mapa de ubicación y parámetros de adquisición del estudio sísmico Canela – 3D1 .....	5
<b>Figura 1.4</b> Sismograma Sintético Navegante – 1 1 .....	6
<b>Figura 1.5</b> Metodología utilizada para la elaboración del Modelo de Velocidades 1 .....	7
<b>Figura 1.6</b> Sección sísmica arbitraria semiregional mostrando la relación entre la estructura del Navegante y Terra. Se muestran los bloques Autóctonos y Alóctonos, así como la presencia de sal. ....	8
<b>Figura 1.7</b> Secuencia de deformación del Alto de Jalpa. 2.....	9
<b>Figura 1.8</b> Columna Litológica Navegante 11.....	15
<b>Figura 1.9</b> Pozos de Correlación .....	16
<b>Figura 1.10</b> Sección Orientada NW – SE del pozo Cupache 1 al pozo Nikib 1 donde se aprecia el Alto de Jalpa (Bloque Alóctono y Autóctono). ....	17
<b>Figura 2.1</b> Clasificación de las presiones de la formación.....	20
<b>Figura 2.2</b> Modelo experimental de Terzaghi y Peck.....	22
<b>Figura 2.3</b> Esquema de toma de Registro Geofísico.....	27
<b>Figura 2.4</b> Columnas de Registros vs. Profundidad con sus respectivas unidades de medición. ....	28
<b>Figura 2.5</b> Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflejados en las distintas capas reflectoras. ....	32
<b>Figura 2.6</b> Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas para una posición de tiro y dos estaciones receptoras.....	33
<b>Figura 2.7</b> Valores graficados Profundidad vs. Porosidad.....	35
<b>Figura 2.8</b> Tendencia de compactación de lutita limpia con valores de tiempo de tránsito.....	37
<b>Figura 2.9</b> Relación entre el parámetro acústico $\Delta T_o - \Delta T_n$ y el gradiente de presión de formación.....	38
<b>Figura 2.10</b> Relación entre el parámetro resistivo ( $R_{lun} / R_{luo}$ ) y el gradiente de presión de formación.....	38
<b>Figura 2.11</b> Gráfica de Profundidad Equivalente.....	39
<b>Figura 2.12</b> Valor del esfuerzo matricial a la profundidad de interés.....	40
<b>Figura 2.13</b> Tendencia de compactación de lutita limpia con valores de tiempo de tránsito.....	43
<b>Figura 2.14</b> Componentes de la herramienta XPT .....	49
<b>Figura 2.15</b> Coeficiente del esfuerzo de la matriz (Mathews and Kelly) para formaciones de presión normal. ....	55
<b>Figura 2.16</b> Grafica para obtener relación de Poisson. ....	56
<b>Figura 3.1</b> Esfuerzo .....	60
<b>Figura 3.2</b> Esfuerzo Compresivo o Esfuerzo Normal.....	61
<b>Figura 3.3</b> Esfuerzo de Corte.....	61
<b>Figura 3.4</b> Tensor de Esfuerzos .....	62

<b>Figura 3.5</b> Esfuerzos en el plano XY .....	63
<b>Figura 3.6</b> Deformación Axial .....	65
<b>Figura 3.7</b> Deformación de Cizalladura. ....	66
<b>Figura 3.8</b> Fuerza actuante sobre una muestra. ....	67
<b>Figura 3.9</b> Valores característicos de la relación de Poisson .....	68
<b>Figura 3.10</b> Elemento de roca en el subsuelo, mostrando los esfuerzos a los que está sometido. ....	76
<b>Figura 3.11</b> Prueba de Goteo .....	78
<b>Figura 3.12</b> Clasificación de Falla de Anderson. ....	81
<b>Figura 3.13</b> Esfuerzos principales Vs esfuerzos in-situ .....	82
<b>Figura 3.14</b> Esfuerzos presentes en la Pared de un Pozo Desviado. ....	82
<b>Figura 3.15</b> Sistema de Coordenadas para un agujero desviado. ....	83
<b>Figura 3.16</b> Sistema de Transformación.....	83
<b>Figura 3.17</b> Variación de los esfuerzos en función de la distancia al diámetro del agujero perforado. Criterio de Falla de la Roca. ....	88
<b>Figura 3.18</b> Inestabilidad del agujero inducido por la redistribución de los esfuerzos. ....	89
<b>Figura 3.19</b> Criterio de falla de Mohr – Coulomb. ....	91
<b>Figura 4.1</b> Pozos de Correlación. ....	98
<b>Figura 4.2</b> Extensión Sísmica Canela 3D .....	99
<b>Figura 4.3</b> Valores de Velocidad de Intervalo vs Registros Sónico .....	100
<b>Figura 4.4</b> Perfil direccional .....	101
<b>Figura 4.5</b> Set de registros tomados en Navegante . ....	102
<b>Figura 4.6</b> Densidad de la formación. ....	106
<b>Figura 4.7</b> Porosidad de la Formación. ....	108
<b>Figura 4.8</b> Comparativa porosidad medida vs porosidad estimada. ....	111
<b>Figura 4.9</b> Cálculo de porosidad por el método de conteo de pixel, en azul se muestra la porosidad interparticular y en amarillo los componentes aloquímicos que constituyen el Packstone de peloides y bioclastos. ....	115
<b>Figura 4.10</b> Imagen que muestra los datos de porosidad obtenidos del análisis de laboratorio. ....	115
<b>Figura 4.11</b> Estado Mecánico. ....	116
<b>Figura 4.12</b> Gradiente de esfuerzo de sobrecarga .....	119
<b>Figura 4.13</b> Ajuste de la línea de tendencia de compactación normal sobre valores de Resistividad. ....	122
<b>Figura 4.14</b> Línea de tendencia de compactación normal, bloque Autóctono. ....	124
<b>Figura 4.15</b> Set de registros y selección de intervalos para el cálculo de presión de poro en carbonatos. ....	127
<b>Figura 4.16</b> Predicción de la Presión de Poro. ....	130
<b>Figura 4.17</b> Predicción de la Relación de Poisson. ....	132
<b>Figura 4.18</b> Ventana operativa. ....	135
<b>Figura 4.19</b> Predicción de Esfuerzo Horizontal Mínimo .....	138
<b>Figura 4.20</b> Predicción de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo. ....	139
<b>Figura 4.21</b> Falla normal para Navegante 1. ....	140
<b>Figura 4.22</b> Trayectoria del Agujero. ....	141

<b>Figura 4.23</b>	Clasificación de intervalos de acuerdo a la litología. ....	141
<b>Figura 4.24</b>	Predicción del Angulo de fricción y Angulo de falla. ....	143
<b>Figura 4.25</b>	Resistencia uniaxial a la compresión para lutitas y calizas. ....	147
<b>Figura 4.26</b>	Magnitudes finales de UCS para Navegante-1. ....	148
<b>Figura 4.27</b>	Esfuerzos efectivos en las paredes del agujero ....	150
<b>Figura 4.28</b>	Mecanismo de falla agujero vertical. ....	151
<b>Figura 4.29</b>	Modelo Geomecánico del pozo Navegante-1.....	155
<b>Figura 4.30</b>	Análisis Geomecánico Navegante-1.....	157
<b>Figura 4.31</b>	Modelo Geomecánico final pozo Navegante 1. ....	163
<b>Figura 5.1</b>	Centro de Monitoreo en Tiempo Real (CMTR).....	170
<b>Figura 5.2</b>	Metodología A.M.I. ®.....	172
<b>Figura 5.3</b>	Plantilla Digital.....	173
<b>Figura 5.4</b>	Plantilla Gráfica. ....	173
<b>Figura 5.5</b>	Parámetros Superficiales ....	174
<b>Figura 5.6</b>	Parámetros de Fondo.....	175
<b>Figura 5.7</b>	Ingeniería Preventiva.....	175
<b>Figura 5.8</b>	Seguimiento en Geociencias.....	176
<b>Figura AI.1</b>	Interfaz gráfica del programa para calcular $P_w$ : Menú de usuario .....	190
<b>Figura AI.2</b>	Interfaz gráfica del programa para calcular $P_w$ : Ventana de resultados .....	191

### Índice de Tablas

<b>Tabla 1.1</b> Columna Geológica Navegante 1. ....	10
<b>Tabla 1.2</b> Eventos Geológicos Relevantes. ....	14
<b>Tabla 2.1</b> Densidad del agua en relación con la salinidad a 20°C .....	21
<b>Tabla 2.2</b> Variaciones regionales en gradientes de presión de formación hidrostática. ....	21
<b>Tabla 2.3</b> Principios básicos involucrados en el Fracturamiento Hidráulico.....	51
<b>Tabla 3.1</b> Diferentes correlaciones para predecir los Módulos Elásticos. ....	69
<b>Tabla 3.2</b> Módulos Elásticos para diferentes formaciones.....	70
<b>Tabla 3.3</b> Condición de falla en agujeros verticales aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb.....	94
<b>Tabla 4.1</b> Información requerida para la construcción del Modelo Geomecánico de un pozo.....	100
<b>Tabla 4.2</b> Auditoria de Registros.....	102
<b>Tabla 4.3</b> Velocidades sónicas y tiempos de tránsito de intervalos con diferente matriz. ....	113
<b>Tabla 4.4</b> Gasificaciones durante la perforación .....	115
<b>Tabla 4.5</b> Pérdidas de fluido durante la perforación.....	116
<b>Tabla 4.6</b> Pérdidas de fluido durante la perforación.....	117
<b>Tabla 4.7</b> Otros eventos durante la perforación. ....	118
<b>Tabla 4.8</b> Descripción de Núcleo. ....	119
<b>Tabla 4.9</b> Densidades de fluido de perforación durante la perforación. ....	120
<b>Tabla 4.10</b> Relación de métodos utilizados para la predicción de la presión de poro. ....	124
<b>Tabla 4.11</b> Datos de entrada para el cálculo de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo. ....	140
<b>Tabla 4.12</b> Rangos típicos de ángulos de fricción para diferentes tipos de roca.	149
<b>Tabla 4.13</b> Optimización del peso del fluido de control y asentamiento de TR's.	171

# Capítulo I. Información General del Campo Navegante.

## 1.1 Generalidades.

### 1.1.1 Localización.

El campo Navegante (Figura 1.1), se ubica en la llanura costera del Golfo de México, en la parte correspondiente al estado de Tabasco a 24.16 km de la ciudad de Villahermosa, los pozos cercanos son a 2.7 km al Sur-Este del pozo Tepotzingo-1, y a 6.8 km al Sur-Oeste del pozo Terra-1.

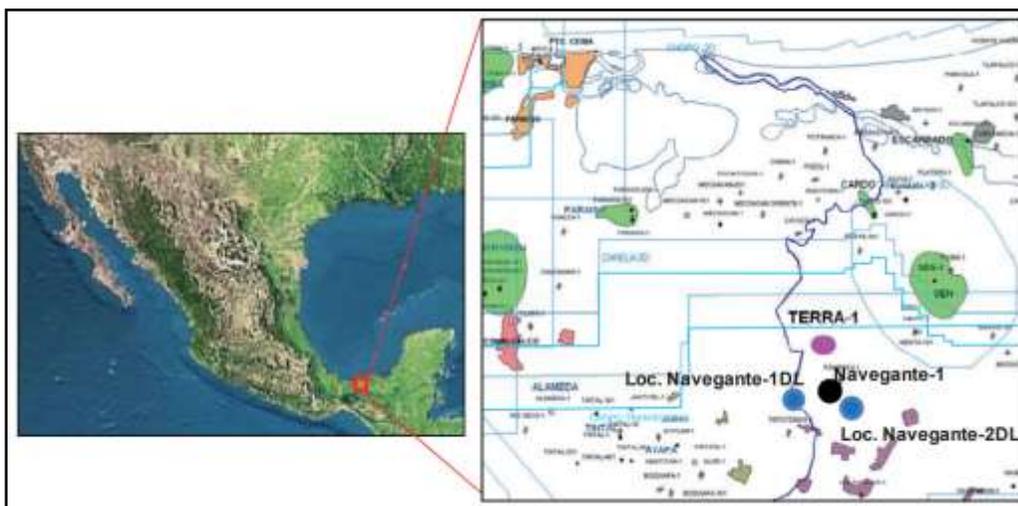


Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Navegante<sup>1</sup>

1.1.2 Geológica.

El campo Navegante se ubica en la Provincia Geológica de las Cuencas Terciarias del Sur-Este; (Cuenca de Comalcalco y Pilar Reforma Akal), limita al Norte por el Golfo de México, al Sur con los plegamientos de la Sierra de Chiapas, al Oeste con la Cuenca Salina del Istmo (C.S.I.) y al Este con la Cuenca de Comalcalco (Figura 1.2).

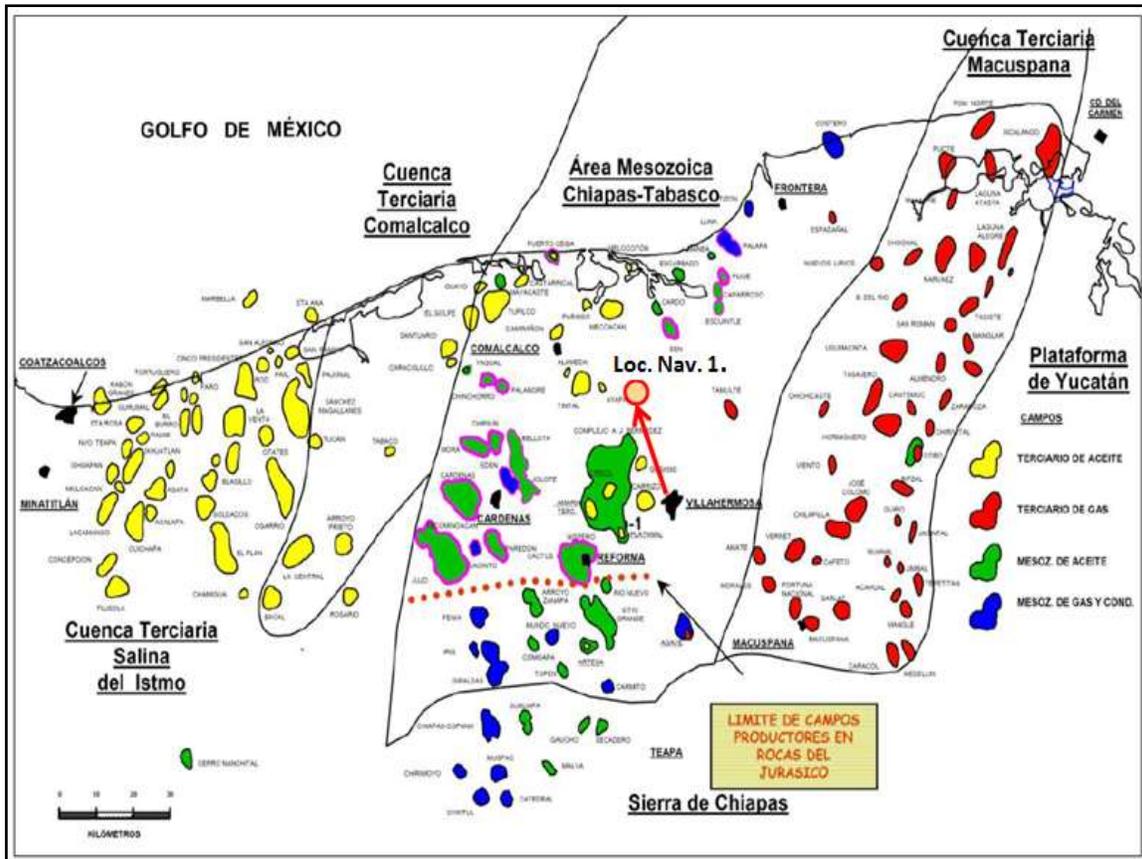


Figura 1.2 Localización Geológica del Campo Navegante<sup>1</sup>

1.1.3 Roca generadora.

Con el apoyo de estudios geoquímicos que se han realizado en los campos del área, es clara la presencia de los subsistemas de generación en el Jurásico Superior Tithoniano, que en el área están cargando el sistema petrolero, probado y reconocido en gran parte de esta cuenca. Las características geoquímicas de estos aceites nos señalan que las rocas generadoras tienen una afinidad a ambientes marinos carbonatados.

#### 1.1.4 Roca almacén.

La roca almacenadora en su objetivo Cretácico corresponde a facies de cuenca constituidas por carbonatos naturalmente fracturados. A partir del Kimmeridgiano, donde prevalecen condiciones sedimentarias post-banco, la roca almacén se encuentra presente en facies de bancos oolíticos de plataforma interna, tanto para el bloque Alóctono como el Autóctono.

#### 1.1.5 Trampa.

Estructuralmente, la trampa en este pozo corresponde a una estructura alargada cuyo eje mayor se orienta en dirección N-S con cierre por buzamiento y está influenciada por tectónica salina, donde prevalecen sobre todo las fallas inversas con direcciones de rumbo N-S, generando anticlinales y sinclinales con la misma orientación de ejes, debido a esfuerzos compresivos que actuaron en dirección Noreste-Suroeste, con influencia de eventos tectónicos salinos que empezaron a actuar desde el depósito de la secuencia sedimentaria.

#### 1.1.6 Sello.

El sello superior para el objetivo Cretácico Superior lo constituyen las secuencias arcillosas del Paleógeno y las margas del Cretácico Superior. El sello del Jurásico Superior Kimmeridgiano lo constituyen las rocas arcillo-carbonatadas del Tithoniano.

#### 1.1.7 Yacimiento.

El pozo exploratorio Navegante-1 probó el intervalo Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), a la profundidad de 6,584-6,911 m, en agujero descubierto, resultando productor de aceite y gas, con aceite de 45 °API y un gasto de aceite de 1,770 [bpd], por un estrangulador de ¼ pg y un gasto de gas de 7.2 [MMPCD], registrando una presión de cabeza de 506 [kg/cm<sup>2</sup>], fluyendo y de 566 [kg/cm<sup>2</sup>], cerrado de 2.8%; para el yacimiento Cretácico se obtuvieron las siguientes propiedades petrofísicas: espesor bruto 226 m, con una relación neto bruto de 50%, 112 metros de espesor neto impregnado de hidrocarburos, con una porosidad de 3.5% y saturación de agua promedio de 15%.

#### 1.1.8 Reservas.

Las reservas 3P evaluadas de acuerdo al modelo geológico integral para este campo ascienden a 304.9 [MMBPCED], mientras que los valores obtenidos en reservas 1P y 2P son de 7 y 27 [MMBPCED], respectivamente. Al yacimiento JSK le corresponden 176.6 [MMBPCED] en reservas 3P, mientras que para el yacimiento Cretácico se tienen en la misma categoría de reservas, un total de 128.3 [MMBPCED].

## 1.2 Antecedentes.

El primero pozo en perforarse dentro del campo, fue el Navegante 1, este pozo fue programado a la profundidad de 7444 m, llegando solo a 6911 m, por condiciones de seguridad, cumpliendo con su objetivo geológico, encontró producción de aceite súper-ligero en calizas de facies oolíticas depositadas en ambiente de plataforma interna correspondiente al Play J.S.K.

El valor estratégico de este pozo es el de incorporar reservas 1P= 7 [MMBPCE]; 2P=27 [MMBPCE] y 3P=304.9 [MMBPCE] abriendo una área de producción con características geológicas muy particulares relacionadas con el imbricamiento de un bloque alóctono sobre un bloque autóctono en donde se aloja una trampa estructural de dimensiones considerables para un importante volumen de hidrocarburos.

Se ubicó en una estructura anticlinal de forma alargada cuyo eje mayor se orienta, NE-SO con cierre por buzamiento. Está influenciado principalmente por tectónica salina y se interpretó como un bloque Autóctono, el cual fue correlacionado a través de la información sísmica de los pozos de correlación. Se obtuvo repetición de la columna Cretácica, dado que se encuentra por debajo del cuerpo Alóctono conocido como Alto de Jalpa.

Se evaluaron dos columnas mesozoicas que van del J.S.K al Cretácico Superior Maastrichtiano en los bloques Alóctono y Autóctono, durante la perforación se observó la presencia de lutitas principalmente debajo del cuerpo Alóctono por lo que se considera hay una zona de deslizamiento entre ellos la cual se caracteriza por una mezcla de sedimentos terciarios, cretácicos y jurásicos a partir de 5060 m.

---

*MMMPCD: miles de millones de pies cúbicos diarios.*

*MMBPCE: millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios.*

*J.S.K: Jurásico Superior Kimmeridgiano*

1.2.1 Geofísicos.

En la interpretación sísmica que apoyó la documentación del pozo Navegante-1, se utilizó la información del levantamiento sísmico **Canela-3D** (Figura 1.3) y su versión escalada a tiempo para la calibración, ajuste e identificación de los reflectores sísmicos correspondientes a la entrada del Cretácico y del Jurásico Superior Kimmeridgiano, dicha información cubre los campos Terra, parte de la estructura Sen y el campo terciario Tintal, un área de 941 km<sup>2</sup>, con un tamaño de bin de 30x30 m y un offset máximo nominal de 3655 m.

La calibración sísmica-pozo se realizó mediante la generación y ajuste de los sísmogramas sintéticos de los pozos que llegaron al bloque Autóctono: Terra 1, 1DL, 11 y 23; Pomposu 1, Musgo 101, Nikib 1 y de los pozos que cortaron los carbonatos en el bloque Alóctono: Tepotzingo 1, Amatitan 1, Acuatitan 1 y Girasoles 1.

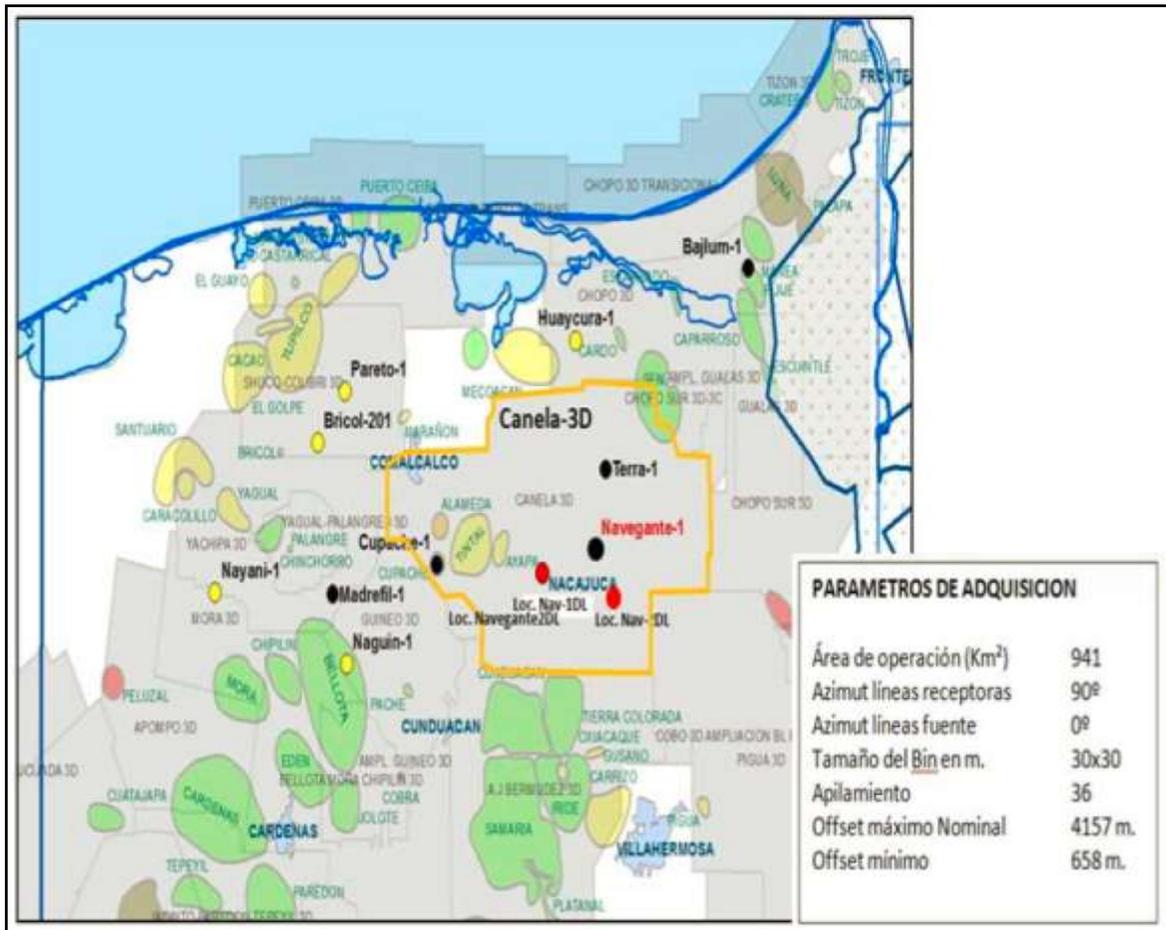


Figura 1.3 Mapa de ubicación y parámetros de adquisición del estudio sísmico Canela – 3D<sup>1</sup>

El ajuste sísmica-pozo realizado en la calibración con el sismograma sintético del pozo Navegante-1 se considera bueno, como se muestra en la *Figura 1.4*, donde se aprecia un buen ajuste del sintético con la sísmica en la entrada de los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. De igual manera se identifica la entrada de los carbonatos correspondientes al bloque Alóctono. Para la generación del sismograma se utilizaron los registros de tiempo de transito compresional y densidad y para su ajuste el VSP.

Para la construcción del modelo de velocidades se consideraron en total 15 pozos con información de registros geofísicos, de los cuales 6 tienen información del bloque autóctono y 9 pozos del bloque alóctono. Se generaron 15 sismogramas sintéticos para obtener las tablas tiempo-profundidad (Tz) que se utilizaron como puntos de control. Para la elaboración del marco estructural se consideraron las superficies del Terciario Plioceno, Mioceno, Discordancia, Eoceno, así como la cima y base del bloque Alóctono, dos cuerpos de sal Terciaria (cima y base) y el lente de sal por debajo del bloque Alóctono del pozo Navegante-1DL y las superficies del Cretácico Superior y Jurásico superior Kimmeridgiano en el bloque autóctono. También se consideró la presencia de altas velocidades asociadas a los carbonatos del bloque alóctono.

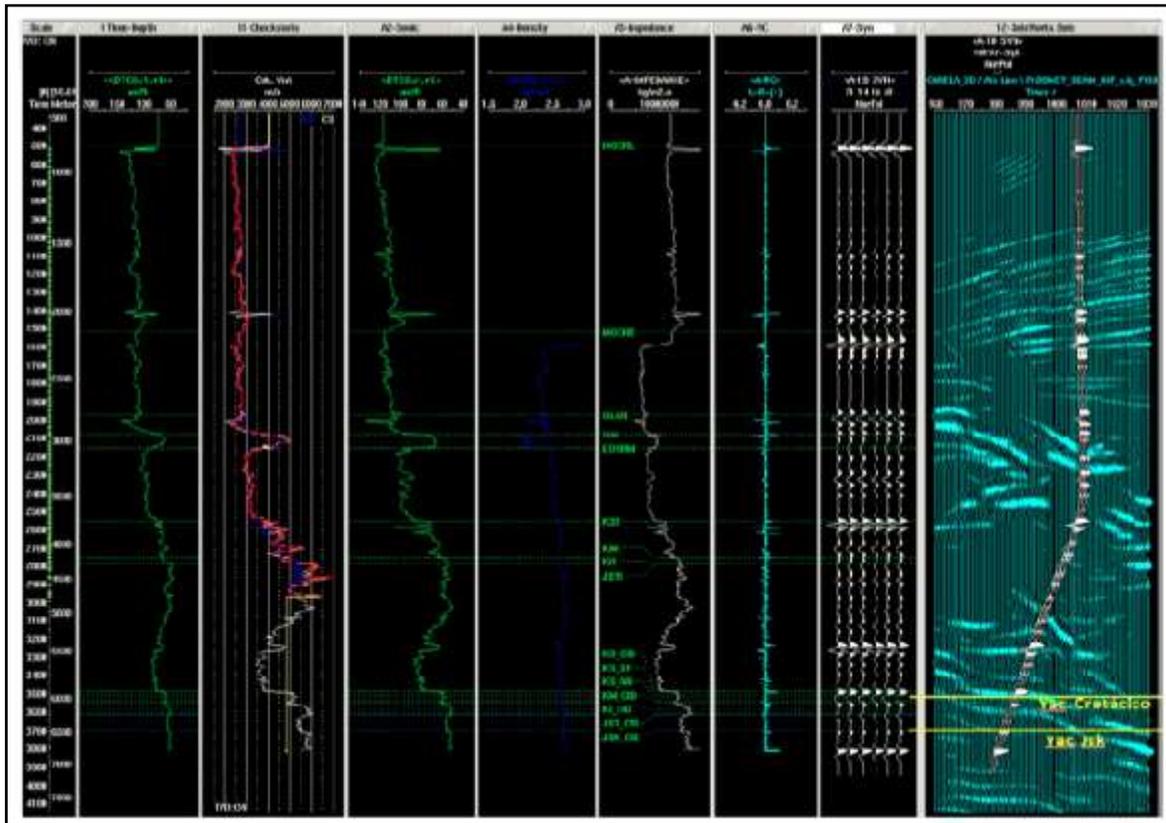


Figura 1.4 Modelo de velocidades<sup>1</sup>

Se evaluó la diferencia entre la velocidad de la sísmica y la velocidad del pozo (Figura 1.5), aplicando los factores de corrección, derivados de esta evaluación, se utilizaron los horizontes como guía para propagar estas velocidades. Utilizando únicamente la velocidad derivada de los pozos en las zonas con alta incertidumbre debido al poco ajuste entre la velocidad de calibración y la velocidad de la sísmica. Con lo anterior se generó el modelo de velocidades de conversión a profundidad.

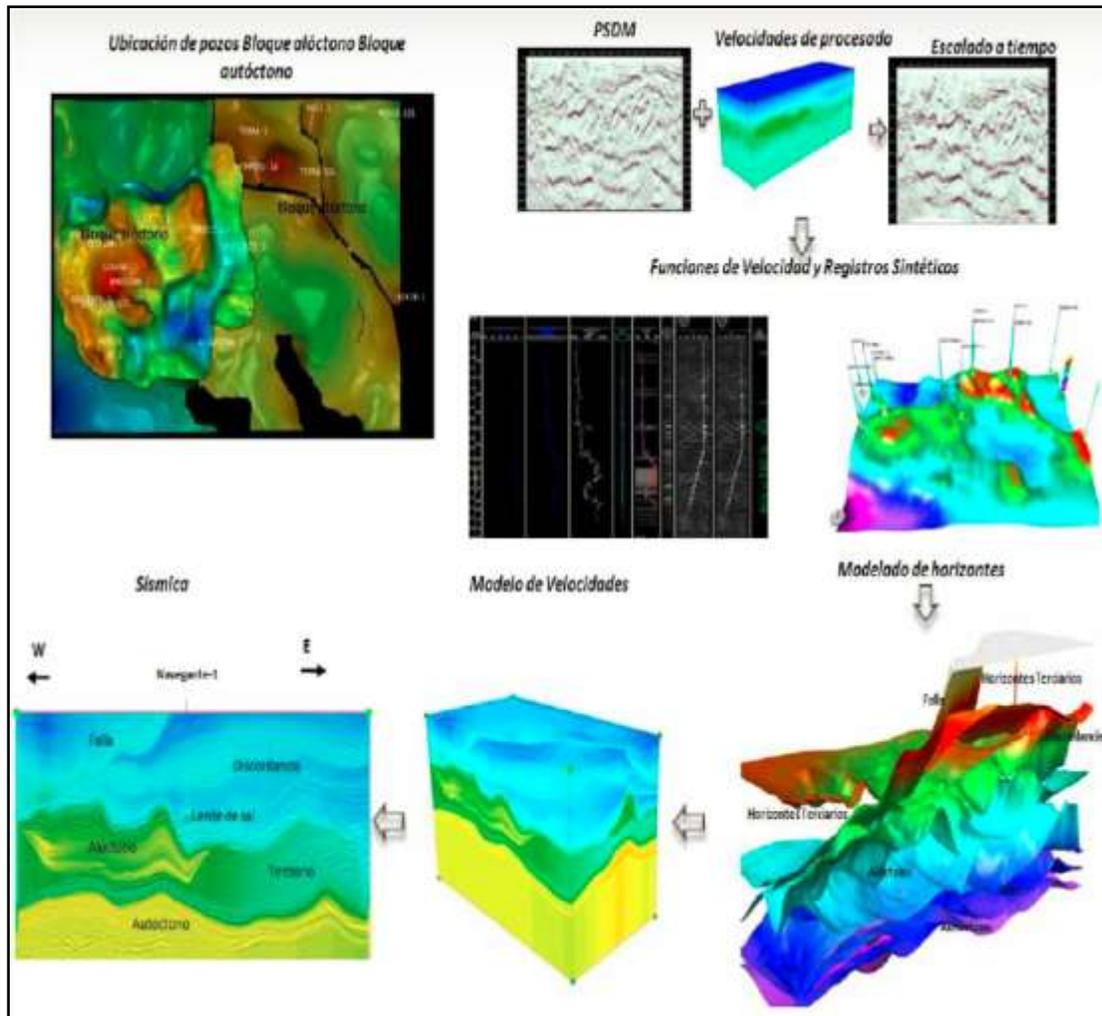
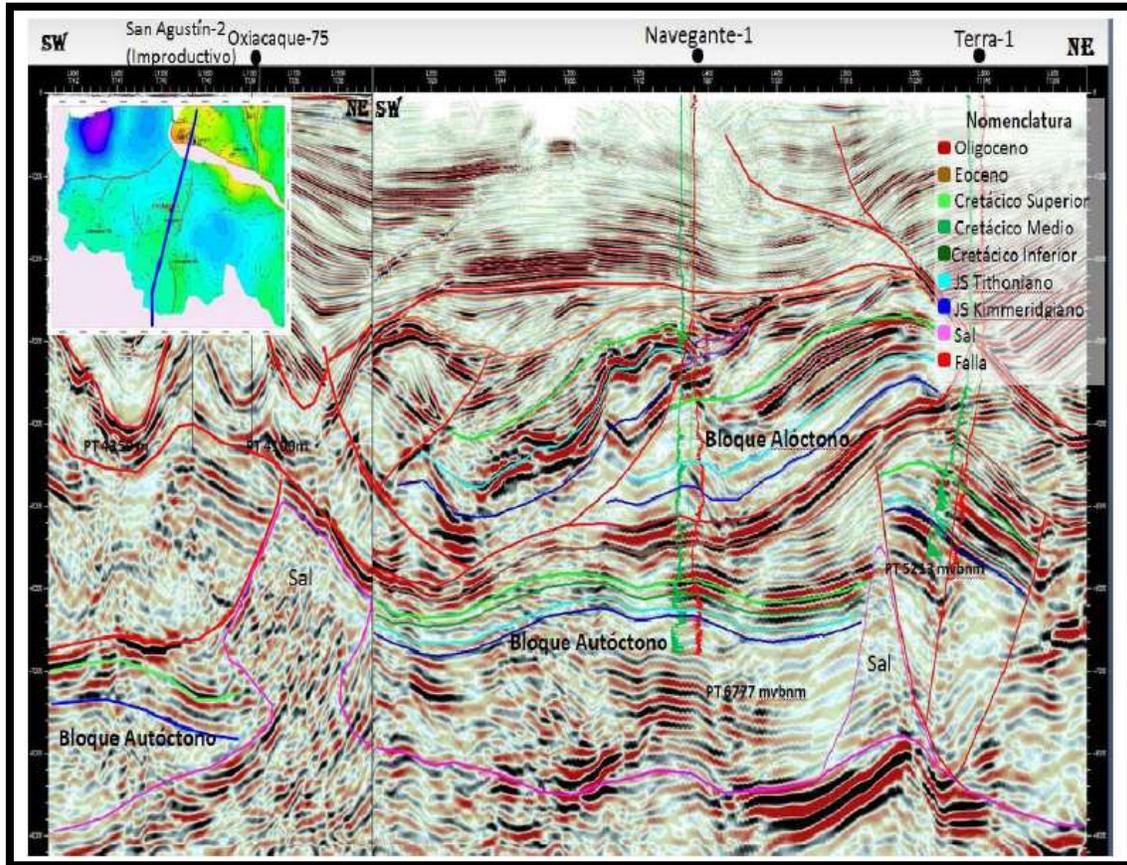


Figura 1.5 Metodología utilizada para la elaboración del Modelo de Velocidades <sup>1</sup>

Como control de calidad para el cubo de velocidades intervállica, se generaron secciones sísmicas de correlación que pasan por pozos de control, sobreponiendo el modelo de velocidades que muestra los cambios laterales y verticales presentes en el área, con el fin de apreciar la consistencia entre la sísmica y el modelo de velocidades. Este modelo de velocidades se utilizó para la conversión de los horizontes de tiempo a profundidad.

1.2.2 Geología Estructural.

El comportamiento regional estructural, se ilustra en la línea sísmica aleatoria con dirección NE-SO entre los campos Terra y Navegante, donde se observa la entrada de los sedimentos carbonatados del bloque Autóctono, así como de los carbonatos presentes en el bloque Alóctono. La presencia de sal Autóctona y Alóctona fueron determinantes para la formación de las estructuras presentes en el área del campo Navegante. (Figura 1.6).



**Figura 1.6** Sección sísmica arbitraria semi-regional mostrando la relación entre la estructura del Navegante y Terra. Se muestran los bloques Autóctonos y Alóctono, así como la presencia de sal<sup>1</sup>.

La estructura Navegante es un anticlinal asimétrico bifurcado, la parte Sureste donde se localiza el pozo Navegante 1 tiene una orientación NE-SO limitado al oriente por fallamiento inverso, hacia el norte y occidente por cierre natural y hacia el sur por presencia de sal. La parte noroeste donde se ubica la Loc. Navegante 1DL tiene una orientación preferencial NO-SE, limitada hacia el este por cierre propio y comunicado con la estructura Navegante 1, hacia el norte limitado por fallamiento inverso, hacia el oeste y sur por presencia de sal. El sello superior para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiense lo constituye un paquete de sedimentos marinos arcillo-carbonatados del Jurásico Superior Tithoniano.

La estructura Navegante está relacionada con las etapas de deformación del elemento estructural denominado Alto de Jalpa. En la Figura 1.7, se describe la secuencia del proceso de deformación en sus diferentes etapas, que se consideran dieron origen a dicho elemento estructural, desde el primer evento compresivo y primer movimiento de sal, pasando por diferentes etapas hasta el último movimiento estructural que genera la geometría actual del Alto de Jalpa.

El sello superior para el yacimiento Cretácico lo constituyen los sedimentos terrígenos del Paleoceno.

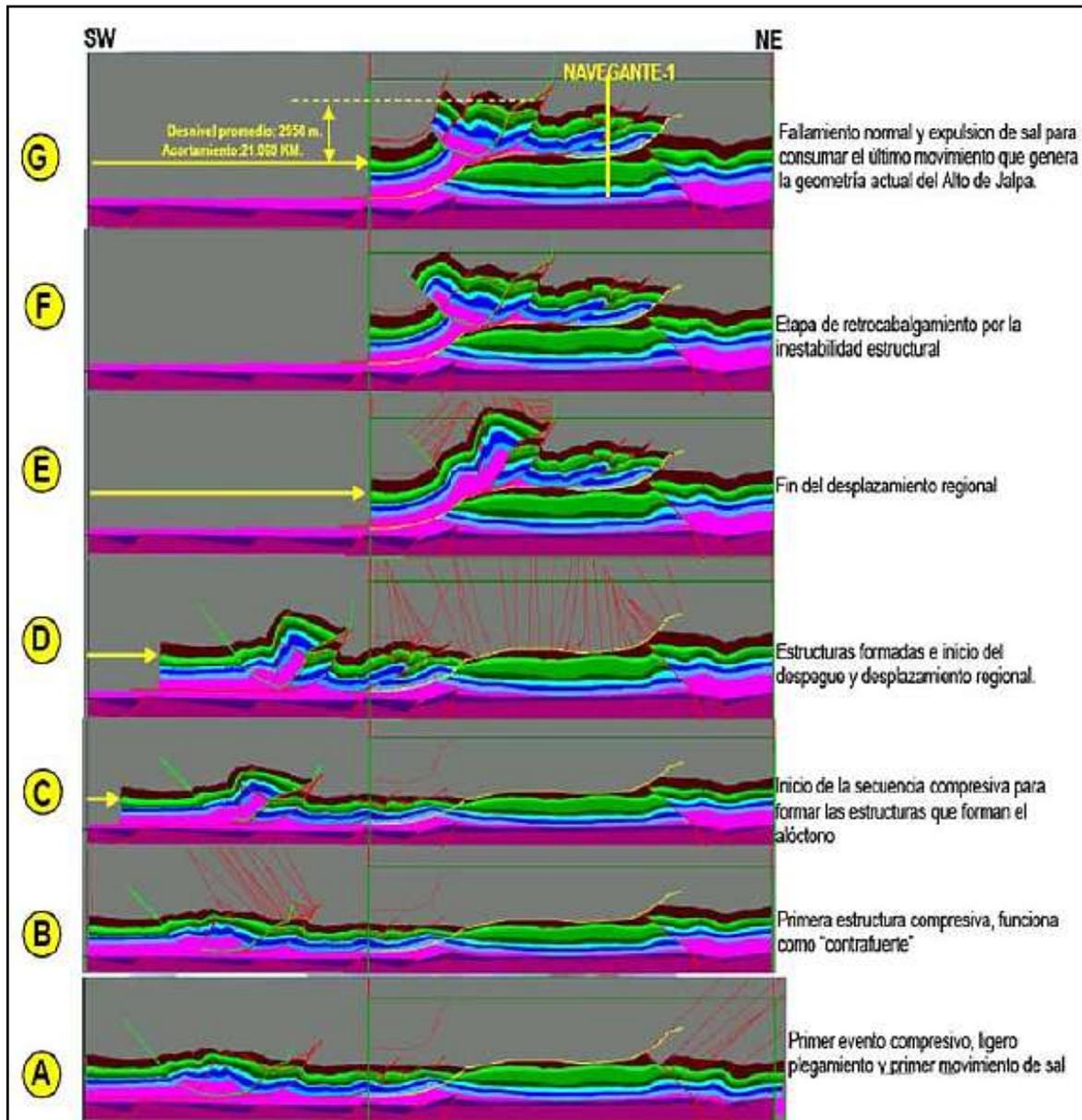


Figura 1.7 Secuencia de deformación del Alto de Jalpa. <sup>1</sup>

1.2.3 Columna Geológica Real.

La columna geológica que atravesó el pozo Navegante 1, comprenden edades que van desde el J.S. Kimmeridgiano a Pleistoceno. La Tabla 1.1, muestra la columna cortada, la profundidad de las cimas y los espesores de las unidades cronoestratigráficas establecidas.

Navegante 1			
BLOQUE	EDAD	MDBMR	Espesor
Aloctono	Plioceno	0	811
	Mioceno Superior	811	1429
	Mioceno Inferior	2240	580
	Oligoceno	2820	110
	SAL	2930	166
	Eoceno Medio	3096	479
	Eoceno Inferior	3575	45
	Paleoceno Superior	3620	90
	Paleoceno Inferior	3710	17
	Cretácico Superior	3727	483
	Cretácico Medio	4210	90
	Cretácico Inferior	4300	252
	Tithoniano	4552	356
	Kimmeridgiano	4908	414
Autoctono	Eoceno - Paleoceno	5322	173
	Cretácico	5495	60
	Eoceno -Paleoceno	5555	450
	Cretácico Sup. Mendez	6005	58
	Cretácico Sup. S. Felipe	6063	71
	Cretácico Sup. Agua N	6134	49
	Cretácico Medio	6183	101
	Cretácico Inferior	6284	86
	Jurásico Sup.Tithoniano	6370	40
	Jurásico Sup. Tithoniano Medio	6410	190
	Jurásico Sup.Tithoniano Med - Inf	6600	15
	Kimmeridgiano	6615	296
	PT	6911	-6911

Tabla 1.1 Columna Geológica Navegante 1.

De acuerdo con la columna geológica que comprende desde superficie hasta el objetivo del campo navegante y con la perforación de los pozos cercanos al Campo Navegante, la columna geológica es muy similar y no difiere mucho de la

información de otros campos en la Cuenca del Litoral Tabasco, Chiapas y en la Región Marina de Campeche.

La columna geológica que se establece para el Campo Navegante comprende diferentes sedimentos que van desde el Reciente hasta el Kimmeridgiano. La columna geológica está constituida por sedimentos Siliciclásticos del Terciario y de sedimentos Carbonáticos del Mesozoico. En cuanto a los sedimentos del Terciario estos están conformados por las siguientes formaciones (de cima a base): Paraje Solo (la cual se encuentra aflorando) y corresponde al Pleistoceno, las formaciones del Mioceno, como Concepción (superior medio e inferior), Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano que representa el objetivo de producción del pozo.

Una breve descripción litológica de las formaciones para el campo navegante es presentada (Figura 1.8).

**Pleistoceno:** Paquete de alternancias hacia la cima de arena de cuarzo; lutitas gris claro y gris verdoso, en partes arenosa, calcárea y cuerpos de arenisca gris claro y gris oscuro, la cual hacia la base se hace más potente.

**Plioceno:** Paquete de alternancias hacia la cima de arena de cuarzo blanco, gris claro y translúcido; lutitas gris claro y gris oscuro, en partes arenosa, calcárea, y potentes espesores de arenisca gris claro y café claro, pobremente consolidada en matriz arcillosa, la cual hacia la base se hace menos presente, predominando las lutitas gris claro, gris oscuro y gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.

**Mioceno Superior:** Paquete de alternancias de lutitas gris claro y gris oscuro, calcárea, lutitas gris claro y gris oscuro, arenosa, calcárea, lutitas gris claro, calcárea y arenisca gris claro y café claro, regularmente a mal consolidada en matriz arcillosa.

**Mioceno Inferior:** Alternancias de lutitas gris claro y gris verdoso, calcárea y delgadas intercalaciones de bentonita verde claro.

**Oligoceno Superior:** Alternancias de lutitas gris claro y gris verdoso, calcárea y delgadas intercalaciones de bentonita verde claro.

**Oligoceno Medio:** Alternancias de lutitas gris claro en partes gris oscuro, calcárea.

**Eoceno Medio:** Alternancias de lutitas gris claro y gris oscuro, calcárea y delgadas intercalaciones de bentonita gris claro y verde claro.

**Eoceno Inferior:** Alternancias de lutitas gris claro y gris oscuro, calcárea y delgadas intercalaciones de bentonita gris claro y verde claro.

Paleoceno Superior: Alternancias de lutitas gris claro, en partes café rojizo, calcárea.

Paleoceno Inferior: Alternancias de lutitas gris claro, calcárea con intercalaciones de lutitas café claro y café rojizo, calcárea, la cual hacia la base aumenta su espesor.

Cretácico Superior Méndez: Mudstone ligeramente arcilloso y Marga.

Cretácico Superior San Felipe: Mudstone a Wackestone, parcialmente recristalizado, en partes ligeramente arcilloso, con escasas microfracturas selladas por calcita, Mudstone, ligeramente arcilloso.

Cretácico Superior Agua Nueva: Mudstone a Wackestone y parcialmente recristalizado, con escasas microfracturas. Mudstone ligeramente arcilloso, pedernal con variedad de colores.

Cretácico Medio: Constituido principalmente por Mudstone-Wackestone, en partes recristalizado, como accesorios se tiene cuarzo detrítico subanguloso de tamaño limo fino y piritita diseminada.

Cretácico Inferior: Mudstone a Wackestone microfracturas en varias direcciones, impregnación de aceite en porosidad intercrystalina, intrafosilar y en microfracturas.

Jurásico Superior Tithoniano Superior: Mudstone arcillo-bituminoso, recristalizado, como accesorios se tiene cuarzo detrítico y piritita diseminada, en algunos fragmentos se observan microlaminaciones, microfracturas, e impregnación de aceite pesado y ligero en porosidad intercrystalina. Mudstone a Wackestone café claro, parcialmente recristalizado, con escasas microfracturas selladas por calcita.

Jurásico Superior Tithoniano Medio: Mudstone en parte arcillo-bituminoso, finalmente recristalizado, como accesorios se tiene cuarzo, en algunos fragmentos se observan microlaminaciones, microfracturas e impregnación de aceite pesado y ligero en porosidad intercrystalina y micro fracturas.

Jurásico Superior Tithoniano Inferior: Mudstone en partes arcilloso, piritizados, finalmente recristalizado, con impregnación de aceite pesado y ligero en porosidad intercrystalina. Wackestone con escasas microfracturas selladas por calcita.

Jurásico Superior Kimmeridgiano: Mudstone café oscuro y gris oscuro, ligeramente arcilloso, en partes arcillo bituminoso, en ocasiones recristalizado con escasas microfracturas selladas por calcita con ligera impregnación de aceite de fluorescencia amarillo crema. Packstone gris claro y café claro de ooides y pellets, finalmente recristalizado, con escasas microfracturas selladas por calcita.

Grainstone café oscuro, de oolitas con escasas microfracturas selladas por calcita y buena impregnación de aceite de fluorescencia amarillo crema.

Con base en la información disponible es posible identificar eventos geológicos de relevancia para la columna geológica establecida (Tabla 1.2).

#	EVENTOS GEOLÓGICOS RELEVANTES	PROFUNDIDAD VERTICAL (mvmr)	PROFUNDIDAD VERTICAL (mdbmr)	ESPESOR	OBSERVACIONES
1	ARENAS BAJO GRADIENTE Acuífero Superficial a 400 mts.	50-800	50-800	20	Arenas pertenecientes a la formación Pleistoceno, con buena continuidad de reflectores
2	ARENAS BAJO GRADIENTE	800-2000	800-2000	30	Arenas pertenecientes a la formación Plioceno de velocidades bajas y constantes
3	DISCORDANCIA OLGN	2600	2600	De 80 a 150 mts	Compuesta esta formación de Lutita gris verdosa, de espesores variados, de velocidad variada y baja, zona franca de presiones altas
4	EXPRESIÓN SÍSMICA SAL CARBONATOS	2961 3150	2961 3150	200	Zona de Alta Incertidumbre y Alta velocidad debido a la composición de sal con carbonatos
5	FALLA TEPOTZINGO 1 (FLUJO EOCN-PACN)	3450	3450	s/d	Perteneciente a la formación Eoceno-Paleoceno, con material de lutitas bentoníticas con posibilidades de presentarse presiones altas
6	CIMA BLOQUE ALÓCTONO	3993	4000	12	Formación correspondiente a mesozoico de contenido de margas rojizas con intercalaciones de mudstone verde y bentonita verde claro, zona de alta velocidad
7	ZONA DE FRACTURAMIENTO	3993-4461	4000-4486	468	Perteneciente al Cretácico Superior, mudstone blanco-cremoso
8	ROCA GENERADORA	4461-4761	4486-4797	300	Formación de Tithoniano mudstone gris oscuro arcillo-carbonoso
9	SOLDADURA DE SAL FALLA POMPOSU 1A CARBONATOS	4908	4950	185	Sal en el bloque navegante, evacuada durante la edad relacionado a compresión de la cubierta sedimentaria de edad Mioceno medio-tardío
10	FALLA DESPEGUE (TERCIARIO EOCN-PACN)	5077	5125	s/d	Falla que separa el Bloque Aloctono con el Bloque Autóctono de alto riesgo por cambio de material.
11	BLOQUE AUTÓCTONO CARBONATOS	5571	5638	400	Objetivo # 1 Cretácico del Bloque Autóctono
12	OBJETIVO EXPLORATORIO	6111-7311	6198-7444	1246	Objetivo # 2 JSK Kimmeridgiano del Bloque Autóctono

**Tabla 1.2** *Eventos Geológicos Relevantes.*

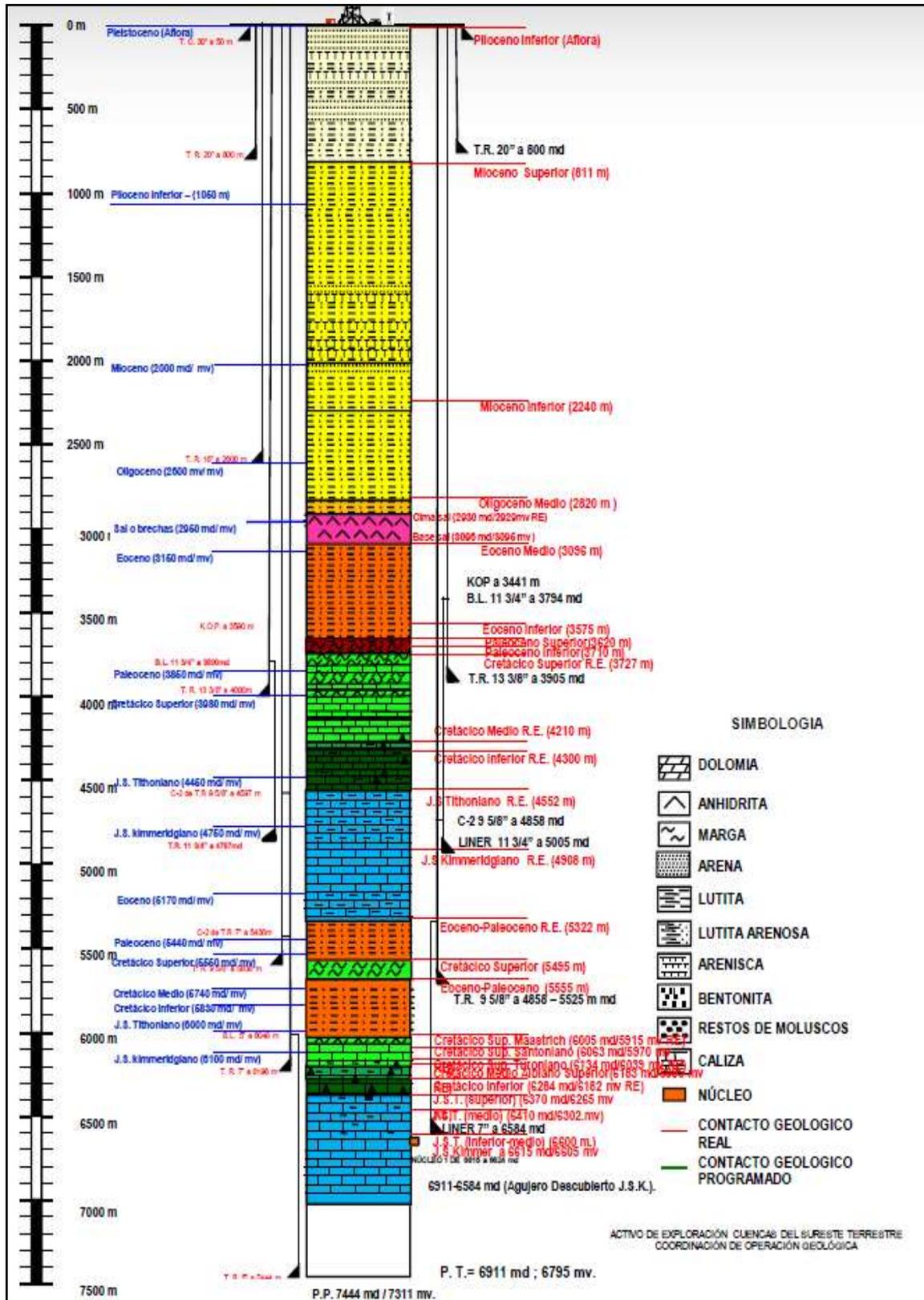


Figura 1.8 Columna Litológica Navegante 1<sup>1</sup>.

1.2.4 Correlación estratigráfica.

El estudio para la sección estratigráfica se basó entre los pozos de correlación (Figura 1.9) y en el estudio de los Plays.

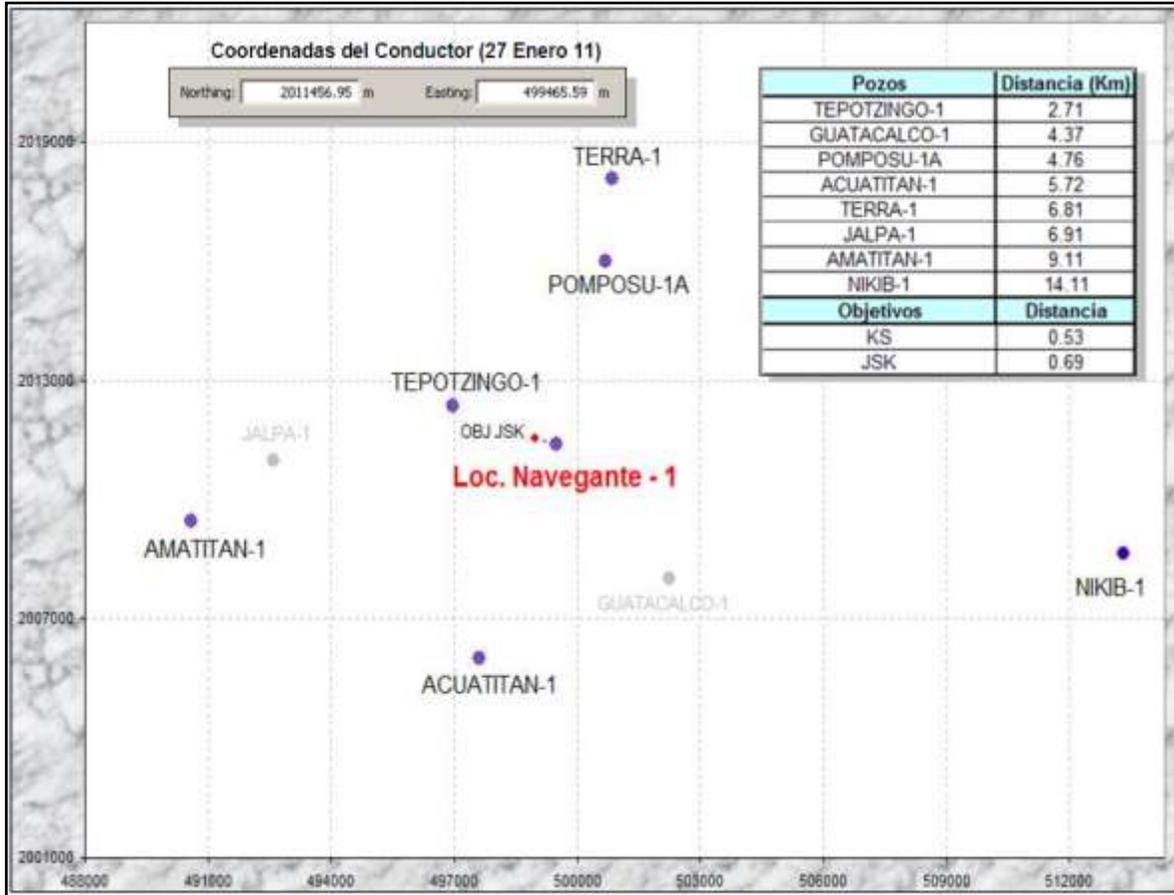


Figura 1.9 Pozos de Correlación

El objetivo de la generación de la sección estratigráfica fue demostrar la evolución sedimentaria, distribución y espesores de las facies Mesozoicas de las rocas que corto el pozo Navegante 1.

La roca almacenadora en su objetivo Cretácico corresponde a facies de cuenca constituidas por carbonatos naturalmente fracturados, se puede observar que a partir del Kimmeridgiano prevalecen condiciones sedimentarias de Post Banco en facies de bancos oolíticos de plataforma interna, esto es apreciado en la sección del Bloque Alóctono y en la sección del bloque Autóctono, lo cual se corroboró en el pozo Navegante 1 cuando corto doble columna geológica, pero el objetivo de este pozo es el bloque Autóctono.

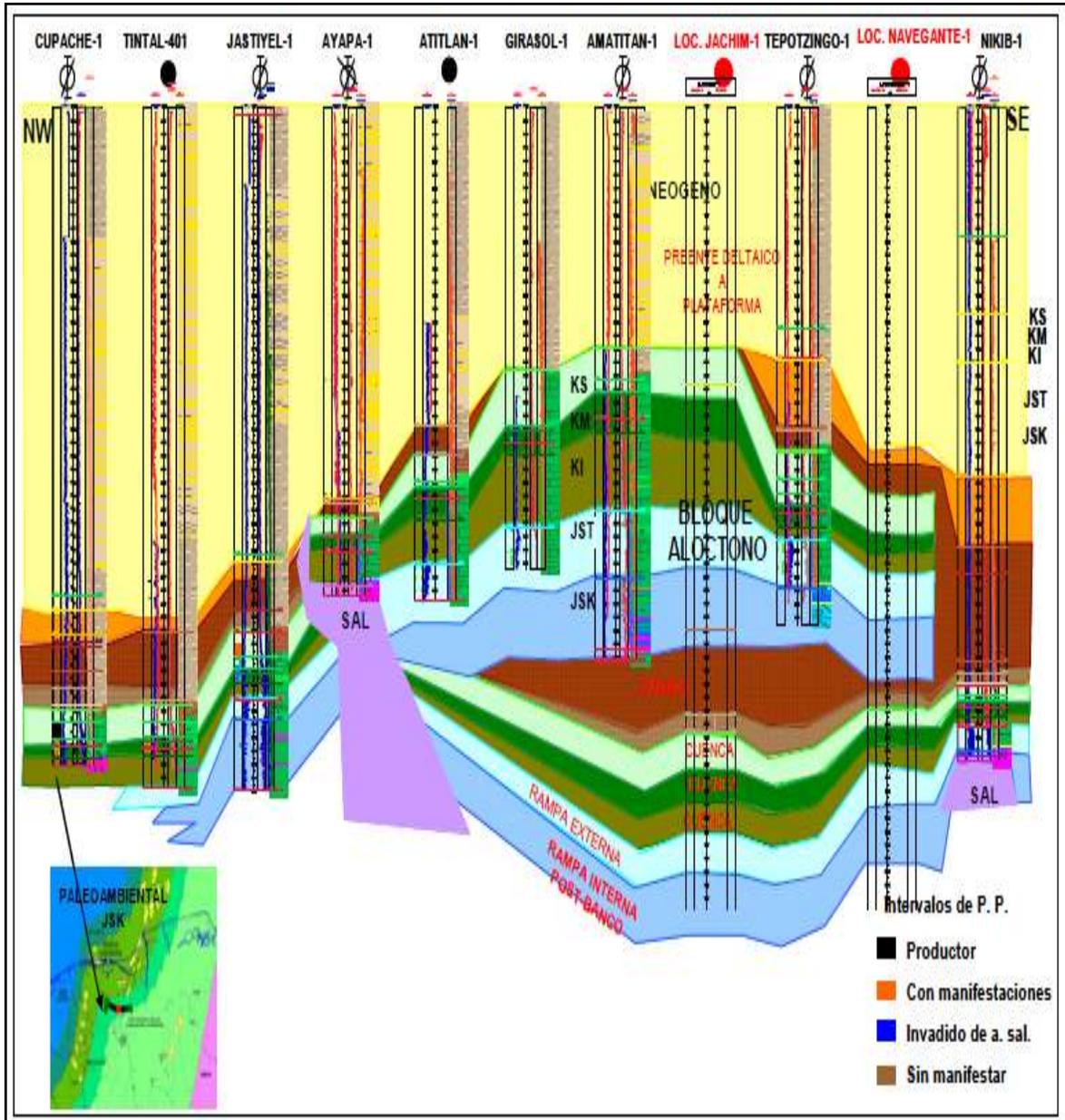


Figura 1.10 Sección Orientada NO – SE del pozo Cupache 1 al pozo Nikib 1 donde se aprecia el Alto de Jalpa (Bloque Alóctono y Autóctono)¹.

El presente capítulo, nos ayudó a comprender la estructura geológica del campo Navegante basado en la teoría del Alto de Jalpa, la base fundamental del levantamiento sísmico del bloque Canela 3D, así como las características litológicas presentes en la columna geológica para tomarlo como base fundamental del estudio geológico.

## Capítulo II

# Marco Teórico en la Predicción de la Presión de Poro y Presion de Fractura.

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades y en formaciones cada día más complejas. Esto exige a la Industria Petrolera retos cada vez mayores y difíciles que salen de los cálculos convencionales establecidos. Entre estos retos, se encuentran la determinación adecuada de la densidad del lodo atravesar las diferentes capas terrestres, el adecuado asentamiento de las tuberías de revestimiento y la geometría del pozo para lograr alcanzar el objetivo establecido en el programa de perforación.

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación de pozos, constituyen la base fundamental para la óptima programación del peso de lodo de perforación y las profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento en cada una de las etapas, hasta la profundidad total a la cual se tenga contemplado el pozo. Por lo que, el entendimiento del origen, la detección y evaluación de las presiones de formación y de fractura es sumamente importante, especialmente en la perforación exploratoria.

La geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, utiliza los resultados experimentales de campo y laboratorio conjuntamente con soluciones analíticas para resolver problemas particulares asociados a las operaciones de la extracción de hidrocarburos.

Diversas disciplinas convergen en el estudio de los problemas típicos de la geomecánica en sus aplicaciones en diferentes campos de estudio:

- a) Mecánica de rocas.
- b) Mecánica de suelos.
- c) Mecánica de fluidos.
- d) Termodinámica.
- e) Geología.
- f) Geofísica.
- g) Juicio ingenieril.

Las propiedades de las formaciones lutíticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones normales y anormales de la formación debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas por arriba de las zonas productoras de los yacimientos petroleros. Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión.

De la diversidad de tecnologías aplicadas, se resalta la determinación de las propiedades mecánicas de las rocas, a partir de los registros eléctricos y levantamiento sísmico.

## **2.1 Presión de poro.**

La presión de poro es la presión interna a la cual se encuentran confinados los fluidos dentro del espacio poroso de la formación y es la fuente de energía que los hace fluir hacia el exterior de dicha formación, estos fluidos pueden ser agua, aceite y/o gas. La presión de formación o poro se puede clasificar como presión subnormal, normal y anormal (sobrepresionada), (Figura 2.1).

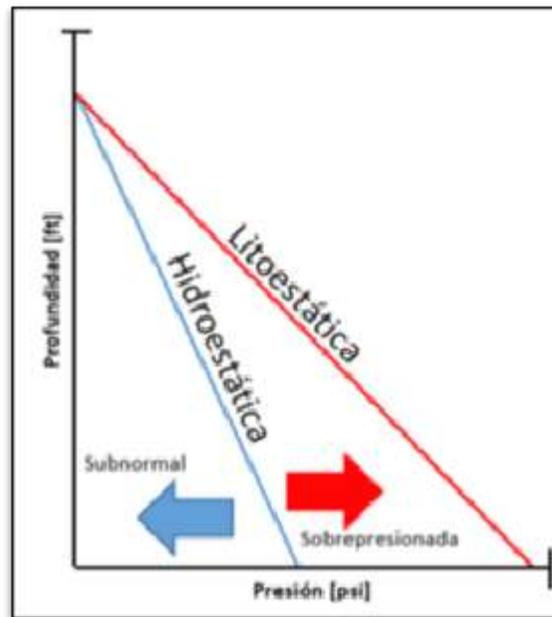


Figura 2.1 Clasificación de las presiones de la formación.

### 2.1.1 Presión de formación subnormal.

El gradiente de presión subnormal es menor de 0.465 psi/ft (1.074 gr/cc). Los valores de la presión subnormal encontrados en la formación corresponden a valores menores a la de la presión de formación normal, la cual se define como la presión hidrostática que ejerce una columna de agua dulce a la profundidad de interés, generalmente estas presiones se encuentran en zonas donde las formaciones poseen un alto grado de esfuerzo matricial y alta porosidad.

### 2.1.2 Presión de formación normal.

Cuando el agua intersticial es libre de escapar, se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de la lutita es función de la profundidad. Por lo tanto, a mayores profundidades, es mayor el grado de compactación y la densidad que exhiben. Cuando la presión de formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica a una profundidad de interés, se considera que es una presión de formación normal; esta presión regularmente se expresa como un gradiente hidrostático. Para conocer la "normalidad" o "anormalidad" de las presiones en ciertas áreas, se deberá establecer el gradiente del agua intersticial en las formaciones de esa región, conforme el contenido de sales disueltas, como se muestra en la Tabla 2.1 y 2.2.

Tipo de agua	Salinidad Cl (mp/l)	Salinidad NaCl (Mg/l)	Densidad (ppg)	Densidad (Kg/m3)
Dulce	0 – 1.500	0 – 2500	8,34	1,00
Agua de Mar (típica)	18.000	30.000	8,51	1,02
Agua de Formación	10.000	16.500	8,42	1,01
	36.000	60.000	8,67	1,04
	60.000	100.000	8,92	1,07
Saturado con NaCl	192.667	317.900	10,00	1,20

**Tabla 2.1** Densidad del agua en relación con la salinidad a 20°C

	Gradiente (psi/ft)	Densidad (ppg)	Gradiente (KPa/m)	Densidad (Kg/m3)	Densidad de agua Equivalente (sg)
Mar del Norte	0.452	8.71	10.22	1044.4	1.044
Golfo de México	0.465	8.96	10.52	1074.3	1.074
Oeste de Texas	0.433	8.34	9.79	1000.0	1.000
Malasia	0.442	8.52	10.00	1021.6	1.022
Africa Occidental	0.442	8.52	10.00	1021.6	1.022
Montañas Rocallosas	0.436	8.40	9.86	1007.2	1.007

**Tabla 2.2** Variaciones regionales en gradientes de presión de formación hidrostática.

### 2.1.3 Presión de formación anormal (sobrepresionada).

Presión de los fluidos intersticiales del yacimiento que no es similar al gradiente de presión normal de agua salada. El término se asocia generalmente con una presión más alta que la presión normal, un incremento de la complejidad para el diseñador del pozo y un incremento del riesgo de problemas de control del pozo. Los gradientes de presión de más de 10 (lb/gal) o 1.2 (gr/cc) de densidad de fluido equivalente (0,52 psi/pie de profundidad) se consideran anormales.

Los depósitos de este tipo generalmente se encuentran asociados con gruesas formaciones de sedimentos arriba y abajo. Generalmente se cree que el agua exprimida fuera de los sedimentos debido al peso de las rocas se puede acumular en las zonas de arenas más permeables y si se atrapan crearán presiones excesivas. Es decir, que estas presiones se generan usualmente por la compresión que sufren los fluidos de la formación (o las lutitas adyacentes) debido al peso de los estratos suprayacentes. Si la formación está completamente sellada, los fluidos no pueden escapar, soportando éstos, parte de la presión de sobrecarga.

2.1.4 Teoría de la compactación.

Terzaghi y Peck plantearon que la compresión de las capas de arcilla debido a un incremento en la carga se lleva a cabo muy lentamente, determinaron que el origen de una pequeña parte de esta lentitud es debida al ajuste gradual de los granos de roca con el incremento de la presión y que la mayor parte de la lentitud es debido al tiempo necesario para drenar el agua en la arcilla debido a su muy baja permeabilidad. También definieron que al decremento gradual del contenido de agua bajo una carga constante es la consolidación. [2]

La teoría de compactación causada por el esfuerzo vertical se basa en el modelo experimental de Terzaghi y Peck (Figura 2.2), en donde se simulo la compactación de las arcillas saturadas con fluido (agua). En un cilindro con discos de metal perforados y separados entre sí por resortes y agua, el esfuerzo vertical es simulado por medio de un pistón, los resortes representan la comunicación entre las partículas de la arcilla. El cilindro tiene conectado una válvula de drene y un manómetro.

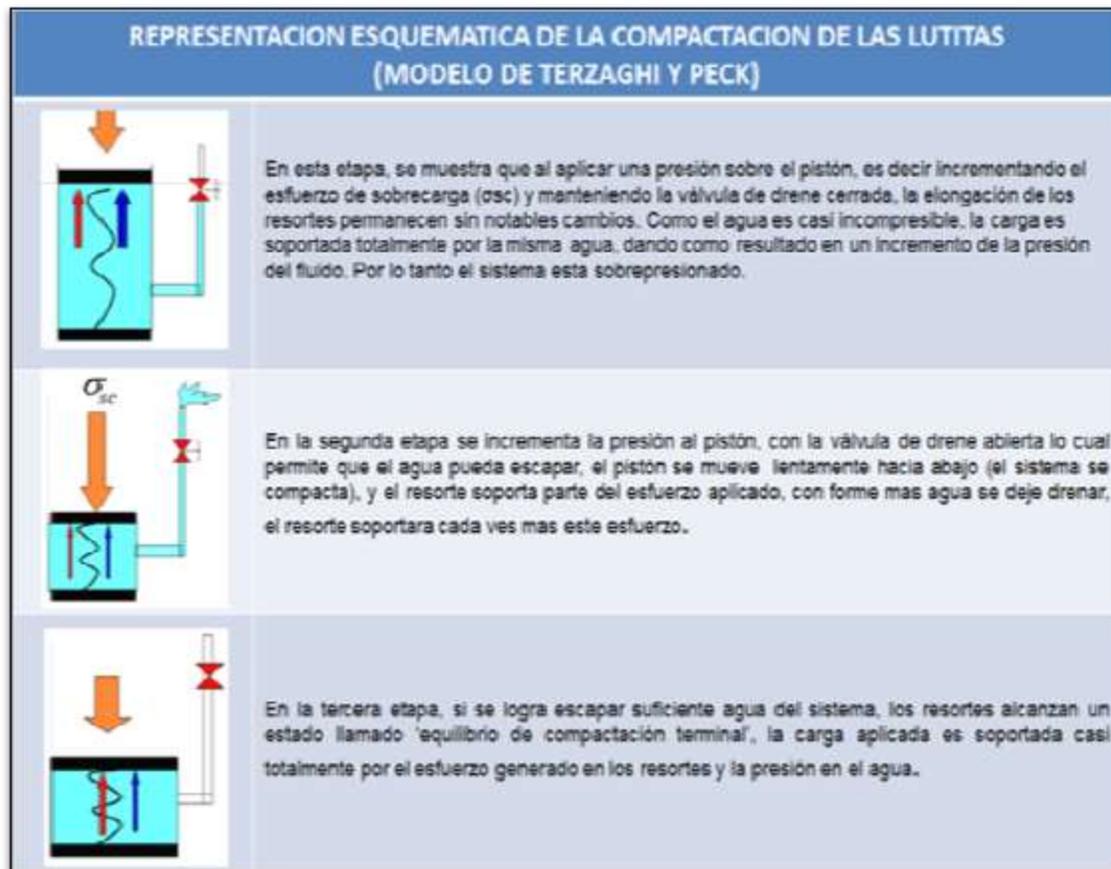


Figura 2.2 Modelo experimental de Terzaghi y Peck

Los autores demostraron que el esfuerzo de sobrecarga, ejercido por la matriz depende unicamente del grado de compactacion de las arcillas, en otras palabras se puede decir que el esfuerzo de sobrecarga, se incrementa continuamente con la compactación, siempre y cuando los fluidos tiendan a escapar de la matriz porosa. La presión anormal ocasionada por el desequilibrio de compactación comienza en la profundidad donde la permeabilidad es tan pequeña para permitir un desalojo completo del agua.

### 2.1.5 Esfuerzo de sobrecarga.

Es el esfuerzo que ejerce el peso que se combina de la matriz rocosa y los fluidos que contiene el espacio poro de la misma (agua, aceite o gas) sobre las formaciones subyacentes.

El cálculo del gradiente de sobrecarga a una determinada profundidad es, para una primera aproximación, un poco directo. Por suma de la contribución de los esfuerzos verticales para cada capa del material sobre profundidad de interés, se obtiene el esfuerzo total. El esfuerzo de sobrecarga debido a alguna capa está dado por:

$$\sigma_{sci} = \rho_i h_i \dots\dots\dots 2.1$$

Dónde:

$\sigma_{sci}$  = Contribución del esfuerzo de sobrecarga por i-ésima capa.

$\rho_i$  = densidad promedio de la i-ésima capa.

$h_i$  = espesor de la i-ésima capa.

Esta relación se expresa:

$$\sigma_{sc} = (\text{peso de la matriz rocosa} + \text{peso del fluido intersticial})_i h_i \dots\dots\dots 2.2$$

El gradiente de sobrecarga es derivado dividiendo el esfuerzo de sobrecarga por la profundidad vertical.

$$GS = \sum_{i=1}^n \sigma_{sci} / H \dots\dots\dots 2.3$$

Dónde:

$\sigma_{sci}$  = contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa.

i = índice de la capa del material.

n= número de capas del material.

H = profundidad vertical verdadera.

En términos de porosidad y densidad:

$$\sigma_{sc} = \int (1 - \varphi) \rho_g g dH + \int \varphi \rho_f g dH \dots\dots\dots 2.4$$

Donde:

$\varphi$  = Porosidad promedio encima de la formación de interés.

$\rho_g$  = Densidad promedio del grano por encima de la formación de interés.

$\rho_f$  = Densidad promedio del fluido contenido en el espacio poroso de la formación por arriba del punto de interés.

Para calcular el esfuerzo de sobrecarga de un pozo costa afuera se considera adicionalmente el efecto por tirante de agua con densidad promedio de 1.02 gr/cm<sup>2</sup> (8.5 lb/gal), resultando en:

$$\sigma_{sc} = \int g \rho_a H_w + \int (1 - \varphi) \rho_g g H + \int \varphi \rho_f g H \dots\dots\dots 2.5$$

Dónde:

$\rho_a$  = Densidad promedio del agua de mar.

$H_w$  = Profundidad del tirante de agua.

En una tendencia anormal de presión, la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad, por ello el gradiente de presión de sobrecargase incrementa únicamente con la profundidad pero no de forma lineal.

El gradiente de sobrecarga varía de acuerdo a la región y este deberá calcularse en particular para cada región.

En 1930, Athy publico un estudio sobre lutitas Pérmicas y Pensilvánicas en el norte de Oklahoma, que le permitió postular la siguiente relación entre la porosidad y la profundidad de sepultamiento, es decir una relación de compactación [3]:

$$\varphi_n = \varphi_0 e^{-kH} \dots\dots\dots 2.6$$

Donde:

$\varphi_n$  = Porosidad normalizada, fracción.

$\varphi_0$  = Porosidad Inicial, fracción.

k = Ritmo de compactación (constante), [*metros<sup>-1</sup>*].

H = Profundidad vertical, [*metros*].

Esta ecuación considera que la compactación normal ha tomado lugar y que no hay inconformidades o fallas que hayan interrumpido el perfil de sepultamiento.

La ecuación de Athy fue aplicada a los datos de Eatón para la determinación del esfuerzo de sobrecarga, utilizando los resultados de la porosidad promedio vs profundidad, obtenidos por Eatón, es posible obtener una porosidad genérica vs perfil de profundidades para los sedimentos de la Costa del Golfo para las cuales se puede determinar las constantes de Athy. La ecuación constitutiva para la densidad fue aplicada a la información de Eatón para estimar la porosidad:

$$\varphi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \dots\dots\dots 2.7$$

Donde:

$\varphi$  = porosidad, fracción.

$\rho_m$  = densidad de la matriz.

$\rho_b$  = densidad del grano.

$\rho_f$  = densidad del fluido de formación.

Sustituyendo la ecuación 2.6 en la ecuación 2.5 y resolviendo la misma se obtiene:

Para pozo terrestre.

$$\sigma_{SC} = (\rho_g H_s) * 0.1 - \frac{(\rho_g - \rho_f) * .01 * \phi_0}{k} (1 - e^{-kH_s}) \dots\dots\dots 2.8$$

Para pozo marino:

$$\sigma_{SC} = (\rho_{sw} H_w * 0.1) + (\rho_g H_s * 0.1) - \left( \frac{(\rho_g - \rho_f) * 0.1 * \phi_0}{k} (1 - e^{-kH_s}) \right) \dots\dots\dots 2.9$$

Usualmente el cambio de la densidad volumétrica con respecto a la profundidad se determina por medio de registros geofísicos. Dicho cambio se debe principalmente a la variación de la porosidad de los sedimentos y a la compactación.

## **2.2. Tecnología aplicada para la predicción de la presión de poro.**

La literatura sobre la estimación de la presión de poro y presión de fractura ha crecido extensamente desde que Hottman y Johnson, iniciaron con su artículo. La mayoría de los métodos de estimación de la presión de poro están basados en la propuesta de que la presión de poro está influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la lutita, tales como: porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad, algunos métodos se han establecido para el cálculo de la presión de poro en zonas carbonatadas. Cualquier registro geofísico o levantamiento sísmico que sea sensible a la presión de poro será referido como un Indicador de la presión de poro y posterior al cálculo de presión de fractura.<sup>[4]</sup>

### **2.2.1 Registros geofísicos.**

Los registros geofísicos nos permiten identificar las características petrofísicas de las formaciones rocosas del subsuelo, obtenidas mediante mediciones de los parámetros físicos, como por ejemplo eléctricas, acústicas, radiactivas, etc. La importancia de conocer estos parámetros físicos es la de determinar, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, resistividad, entre otros, con el objetivo de evaluar y definir los intervalos atractivos de contener hidrocarburos.

El registro se obtiene al hacer los sensores de la sonda enfrente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable, (Figura 2.3).

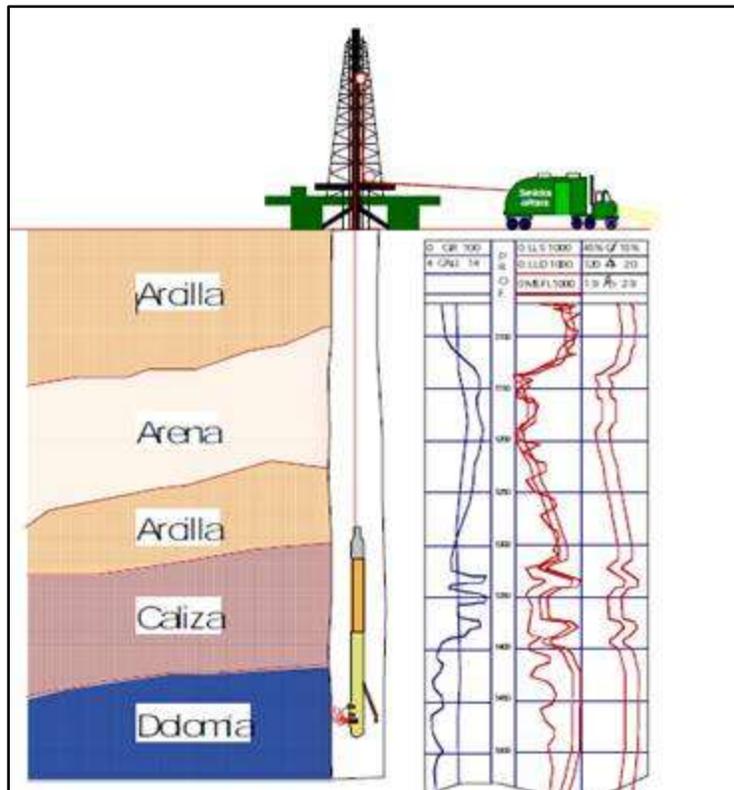


Figura 2.3 Esquema de toma de Registro Geofísico.

Las sondas se clasifican en función de su fuente de medida en:

- Registros eléctricos.
- Registros radioactivos.
- Registros acústicos.
- Registros geometría de pozo.

El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de sonda enfrente de la formación moviendo la herramienta lentamente con el cable.

Objetivos de los registros geofísicos:

- Determinar características de la formación (porosidad, saturación de agua, densidad, etc.).
- Delimitación (cambios de litología).
- Desviación y rumbo del agujero.
- Medición del diámetro del agujero.
- Dirección y echado de la formación.
- Evaluación de la cementación

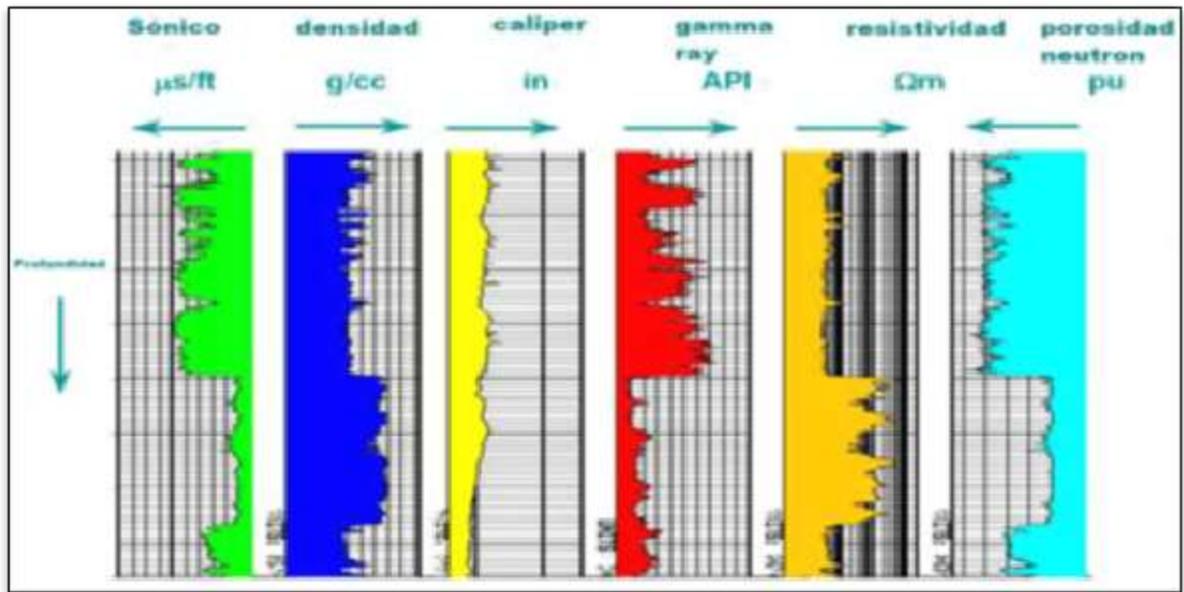


Figura 2.4 Columnas de Registros vs. Profundidad con sus respectivas unidades de medición.

### 2.2.1.1 Registro acústico.

El Registro Acústico, se basa en la transmisión y recepción de señal de forma senoidal emitidos por transductores sonoros de alta frecuencia. Con lo cual por medio de cálculos del tiempo de tránsito del sonido, entre el transmisor y el receptor, proporciona datos del grado de porosidad, del yacimiento de interés.

Posteriormente se comparan esos datos con tablas de valores del registro de neutrón para proporcionar información más aproximada de porosidad. Sin embargo al encontrarse con paquetes de gas, el registro acústico es poco confiable puesto que el sonido no viaja de igual manera en este medio. Los registros acústicos más usados son:

- Sónico de porosidad:

Su principio acústico es usado en un pozo sin tubería, es decir, sobre la litología. Al pasar por calizas, arenas, etc. Cambia su velocidad de recepción.

- Sónico de cementación:

Se utiliza para pozos ya entubados y el principio lo utiliza para verificar la fijación o los vacíos entre el cemento, la tubería de revestimiento y la formación.

- Sónico digital:

La forma en que trabaja, el tipo de transmisión de datos es diferente, las pérdidas por el cable y por frecuencia o ruidos, se eliminan, es decir no hay error en la información.

- Sónico dipolar:

Como su nombre lo indica contiene dos polos, las características de los transmisores son diferentes. Este tipo contiene más receptores y por tanto pueden determinar otro tipo de parámetros por medio de interpretaciones que se llevan a cabo en un procesador en la superficie.

Los resultados son expresados en tiempo de tránsito dentro de un intervalo expresado en microsegundos por pie [ $\mu\text{s}/\text{pies}$ ]. El ultrasonido emitido por el transmisor choca contra las paredes del pozo. Esto establece ondas de compresión (DTCO) y de corte (DTSM) dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido. El resultado que registra el sónico depende mucho de la litología, el grado de compactación, porosidad, calidad de en la cementación y el contenido de fluido, por otra parte, las ondas se propagan mejor en los sólidos, lo que implica que las ondas tardan más tiempo en viajar por las rocas, de igual manera las ondas no viajan de la misma manera por los fluidos.

#### 2.2.1.2 Registro eléctrico.

La función del registro eléctrico, es medir la resistencia al flujo eléctrico, generado en una sonda, entre las diversas formaciones que constituyen la corteza terrestre, mismas que se encuentran a diferente profundidad dependiendo de la ubicación geográfica del pozo.

Las rocas porosas presentes en un yacimiento, pueden contener ya sea hidrocarburos, agua, gas, o bien una combinación de estos. Los hidrocarburos no conducen las corrientes eléctricas, por lo tanto, las rocas portadoras de hidrocarburos presentan una alta resistividad. Por el contrario, los yacimientos portadores de agua, la cual, dependiendo de su salinidad, tiene mayor o menor capacidad de conducir corrientes eléctricas. Por lo tanto, las rocas portadoras de agua tienen generalmente, una resistividad menor que los yacimientos portadores de hidrocarburos.

Para efectos de evaluación, las medidas de resistividad se comparan con las medidas de porosidad, lo cual, nos permitirán evaluar con precisión la ubicación de hidrocarburos presentes en el yacimiento. Los registros resistivos más comunes son los siguientes:

- Inducción:

La herramienta está compuesta por una bobina transmisora y una receptora. El campo magnético que emite la bobina transmisora se induce en la formación y éste se induce en la bobina receptora para darnos por resultado el parámetro de Inducción.

- Doble Inducción y arreglo Inductivo:

Estas herramientas tienen el mismo principio pero son de mayor precisión.

- Eléctrico:

La herramienta o sonda envía una corriente de un Amper que circula a través de la formación y en algún punto retorna, éste principio mide la resistividad de la formación al ser recibida por un electrodo de polaridad opuesta al transmisor.

- Lateral doble:

Este registro utiliza el mismo principio eléctrico, se diferencia de los demás por tomar el registro lateral doble.

#### 2.2.1.3 Registro nuclear.

El registro nuclear mide la concentración de hidrógeno en la formación, interpretándola en términos de porosidad; ésta se mide por medio de neutrones, difiere de la porosidad efectiva siempre que haya arcilla o gas presentes en la formación. Puesto que en la arcilla la porosidad efectiva es nula, el neutrón indicará altas porosidades ya que la arcilla de hecho contiene una gran cantidad de agua, y por lo tanto, una gran cantidad de átomos de hidrógeno. Mientras que el gas por el contrario, contiene un número de átomos de hidrógeno menor que el aceite o el agua, lo que da por resultado que la herramienta de neutrones indique porosidades muy bajas. Sin embargo, las porosidades pueden determinarse al compararlas con otros registros nucleares como el de densidad de formación. Los registros nucleares utilizados son:

- Neutrón compensado:

Contiene un detector cercano y uno lejano el cual detecta los neutrones de una fuente artificial y tiene el mismo principio que el porosidad-neutrón.

- Litodensidad:

Emite rayos gamma de alta energía, que, al interactuar con la formación la pérdida se convierte en fotones de ésta manera es detectada la cantidad de hidrocarburo.

- Porosidad - Neutrón:

Contiene una fuente de neutrones natural y un detector a base de Helio, en el cual la radiación, al interactuar con el yacimiento va a proporcionar información.

- Rayos gamma:

No necesita fuente artificial, puesto que la fuente natural serán los minerales que contiene el yacimiento.

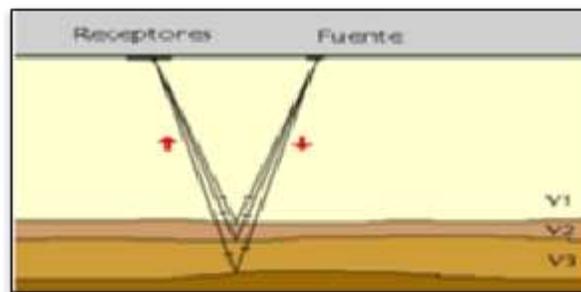
#### 2.2.1.4 Registro mecánico.

El registro mecánico, en especial el cáliper, cuenta con cuatro brazos, estos miden los diámetros y geometría del pozo, los valores nos pueden indicar de forma indirecta las condiciones de estabilidad de pozo. Mostrándonos ovalizaciones generalmente llamados “breakouts” y también los “washouts” que son ensanchamientos que cubren todo el diámetro del hueco. Estos registros son muy importantes al realizar un modelo de estabilidad, ya que se puede determinar las direcciones de los esfuerzos *en sitio* cuando se encuentran orientados. Como también nos indican las zonas donde existieron derrumbes o estrechamientos de pozos.

### 2.2.2 Sísmica.

La sísmica es una herramienta de investigación poderosa, ya que con ella se puede inspeccionar con buena resolución desde los primeros metros del terreno hasta varios kilómetros de profundidad. Así, para la sísmica profunda se utilizan fuentes de energía muy potentes (explosivos o camiones vibradores) capaces de generar ondas elásticas que llegan a las capas profundas del subsuelo.

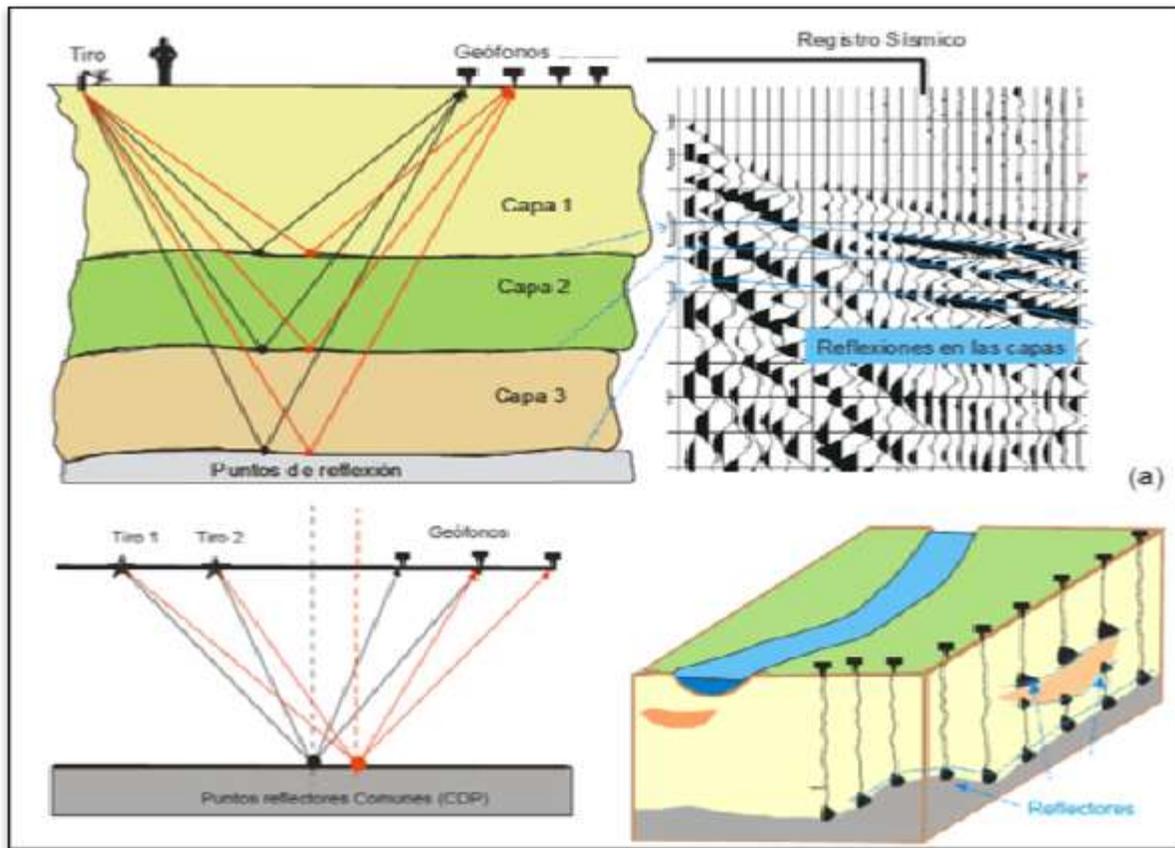
Se basa en las reflexiones del frente de ondas sísmico sobre las distintas interfases del subsuelo. Estas interfases (reflectores) responden, al igual que en la refracción, a contrastes de impedancia que posteriormente se relacionaran con las distintas capas geológicas. Las reflexiones son detectadas por los receptores (geófonos) que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente emisora. Dado que las distancias entre la fuente y los geófonos son pequeñas respecto a la profundidad de penetración que se alcanza, (Figura 2.5).



**Figura 2.5** Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflejados en las distintas capas reflectoras.

Con el fin de conseguir un mejor reconocimiento de la zona de estudio, se realiza un número de disparos mayor y se aumenta la cantidad de geófonos. El resultado es un grupo de trazas sísmicas procedentes de todos los tiros que se analizan, se procesan y luego se reordenan en conjuntos de “puntos reflectores comunes” (CMP), los cuales contienen la información de todas las reflexiones halladas. Una vez todas las trazas de un mismo CMP se han agrupado, se suman y se obtiene una traza CMP. El conjunto de todas las trazas CMP constituye la denominada sección sísmica de reflexión que es el resultado final.

Una sección sísmica es una imagen del subsuelo en donde las reflexiones se ven en forma de lóbulos negros de mayor amplitud y definen las capas reflectoras que después se asociarán a las estructuras geológicas, (Figura 2.6-a).



**Figura 2.6** Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas para una posición de tiro y dos estaciones receptoras.

Dos aspectos importantes en la definición de la geometría de adquisición son las posiciones del tiro respecto al primer geófono activo (*offset* más próximo) y la del último geófono (*offset* más lejano). Éstas dependen de las profundidades de investigación, de las velocidades del subsuelo y de la longitud total del dispositivo experimental. Una regla empírica, análoga a la de prospección profunda, consiste en que la línea de geófonos activos cubra una distancia entre 1.5 y 2 veces la profundidad máxima de los reflectores a investigar, (Figura 2.6-b).

Antes de que los resultados sísmicos puedan ser interpretados cuantitativamente en términos de litología, se necesita una revisión a la relación entre las propiedades intrínsecas de la roca y las velocidades medidas:

- Porosidad:

El comportamiento de la velocidad respecto a la porosidad es más bajo cuando la porosidad aumenta, mientras que la velocidad es más alta cuando la porosidad se

hace menor. En rocas porosas, el colapso y el cierre de las fracturas producen los mismos efectos, aunque generalmente el efecto del colapso de poros tiene lugar a un rango de presiones mucho más amplio, dado que los poros son en general más fuertes que las fracturas<sup>[5] [6]</sup>.

- Litificación:

También conocido como cementación, el grado al cual los granos en una roca sedimentaria son cementados después de su depósito, tiene un efecto considerable en las velocidades, rellenar los espacios porosos con minerales de mayor densidad que el fluido que reemplaza, aumenta la densidad de la roca, por lo tanto, provoca el incremento de velocidad con la profundidad y la edad de la roca.

- Presión:

En dominios de bajas presiones, la roca es menos consolidada y presenta una mayor cantidad de espacios porosos que deforman por la presión, produciéndose así variaciones apreciables de velocidad, en dominios de altas presiones, las areniscas son más consolidadas y por lo tanto el espacio poroso a deformar es menor, como consecuencia las variaciones de velocidad son menores.

- Anisotropía:

Es importante cuando se trabaja con dato sísmico, debido a que el estrato a través del cual viaja un pulso sísmico, muy a menudo muestra anisotropía de velocidad, en otras palabras, el pulso no se mueve a la misma velocidad en todas las direcciones de propagación.

- Saturación de Fluido:

La velocidad decrece a medida que la saturación de agua aumenta, la pendiente es mayor para saturaciones con gas que para saturación con aceite, como el módulo de cizalla no se ve afectado por la saturación de agua, la densidad de la roca es la variable que produce este comportamiento.

### 2.3 Métodos para predecir la presión de poro.

La predicción correcta de la presión de poro es de suma importancia para las actividades de perforación de pozos: estabilidad del agujero, en el diseño del asentamiento de las tuberías de revestimiento que lo conformaran, planificación del diseño del programa de cementación y por razones de seguridad del personal operativo y de protección del medio ambiente.

Las predicciones erróneas de la presión de poro anormal son uno de los factores que más afectan las operación durante la perforación del pozo, que puede tener grandes problemas asociados, tales como: inestabilidad de la mecánica del agujero, fractura miento de la formación, perdidas de circulación, descontrol del pozo, pegaduras de tuberías por presión diferencial, entre otros. Lo que se traduce en costos adicionales que restan rentabilidad y en algunos casos pueden llegar a imposibilitar la producción del pozo.

Por lo antes mencionado, la industria petrolera requiere una predicción confiable de la presión de poro anormal, la mayoría de los métodos predictivos para el cálculo de la presión de poro se basan en que las presiones con formaciones anormales tienen a estar menos compactadas y con mayor porosidad, en comparación con otra formación similar con presión de poro normal a una misma profundidad, los valores de porosidad se grafican en función de la profundidad, (Figura 2.7).

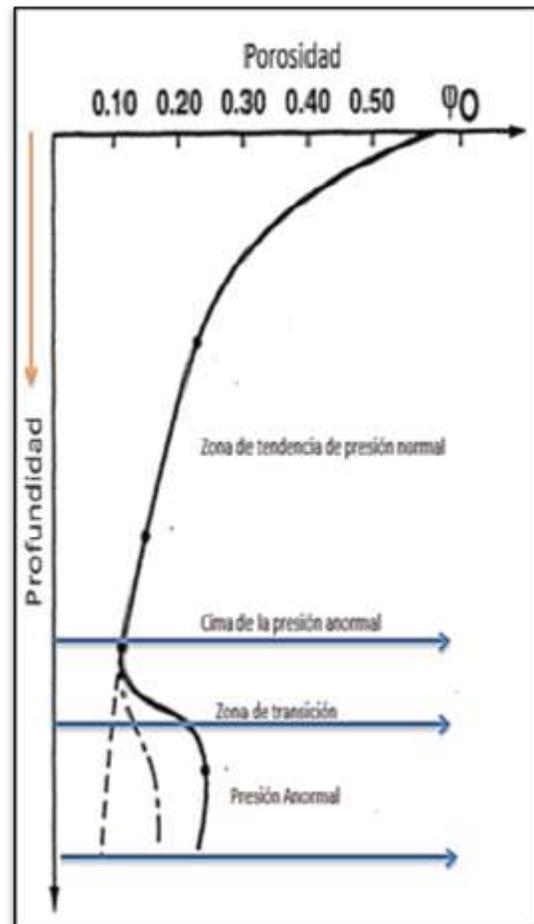


Figura 2.7 Valores graficados Profundidad vs. Porosidad

### 2.3.1 Método de Hottman y Jhonson.

Fue desarrollado usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Luisiana. Desarrollaron dos correlaciones empíricas en forma de gráficas cruzadas para la determinación de la presión de poro.

El algoritmo propuesto por este método para la estimación de la presión anormal consiste en encontrar una tendencia de resistividad, conductividad o tiempo de tránsito de lutita contra la profundidad del pozo, los datos son obtenidos de los registros geofísicos, estas tendencias reflejan la tendencia normal de compactación como una función de la profundidad, en las zonas bajo-compactadas, los datos graficados divergen de la tendencia normal mostrando con esto una alta porosidad.

El método de Hottman y Jhonson, no predice adecuadamente las presiones de poro costa afuera porque no se toman en cuenta las diferencias en el gradiente de sobrecarga (OBG) debido al tirante de agua <sup>[7]</sup>.

Para estimar los valores de presión de formación con los valores obtenidos del registro sónico en lutitas, se empleó el siguiente procedimiento:

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se procede a graficar los valores de profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (Figura 2.8).
2. Se traza una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total del pozo (línea verde, Figura 2.8).
3. A la profundidad de interés, se registra el valor de la lectura en la curva del registro geofísico ya sea el de tiempo de tránsito o resistividad, así como el valor que se tiene en la línea de tendencia normal a la misma profundidad (línea amarilla, Figura 2.8).
4. Se obtiene el valor de la diferencia de tiempo de tránsito ( $\Delta T_{l_{uo}} - \Delta T_{l_{un}}$ ) de las lutitas de los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada ( $\Delta T_{l_{un}}$ ) y el valor observado del registro ( $\Delta T_{l_{uo}}$ ).
5. Con el valor obtenido en la Figura 2.8. entrar a la correlación de Hottman y Johnson, Figura 2.9, se determina el valor del gradiente de presión de poro.

6. Por último, el gradiente de presión obtenido del punto anterior es multiplicado por la profundidad a la cual se leyeron los valores para obtener la presión de formación buscada.

$$P_f = G_{pp} \left( \frac{kg}{cm^2} / m \right) * H_{interes}(m) \dots\dots\dots 2.10$$

$$P_f = G_{pp} \left( \frac{lb}{gal} / ft \right) * H_{interes}(ft) \dots\dots\dots 2.11$$

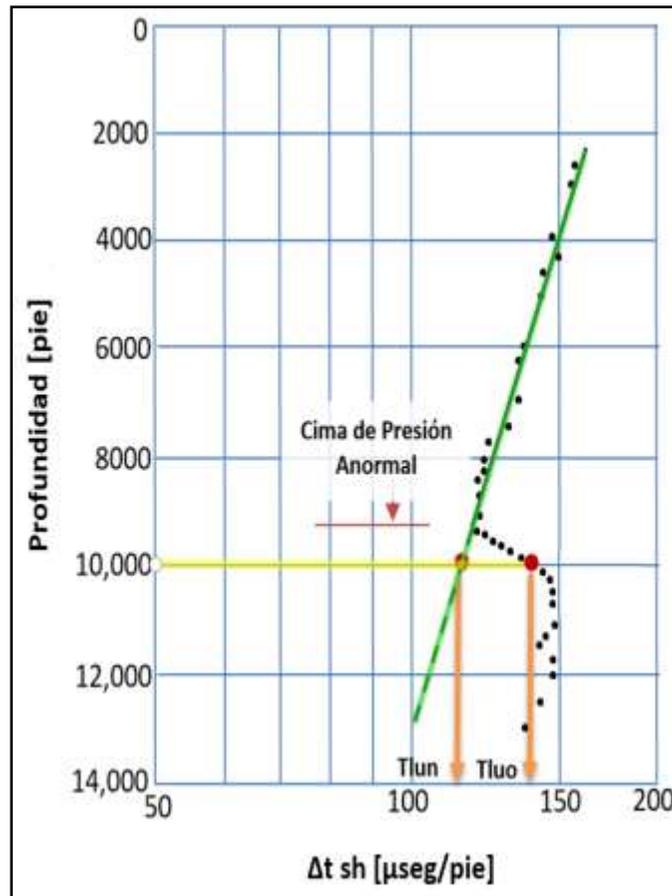


Figura 2.8 Tendencia de compactación de lutita limpia con valores de tiempo de tránsito.

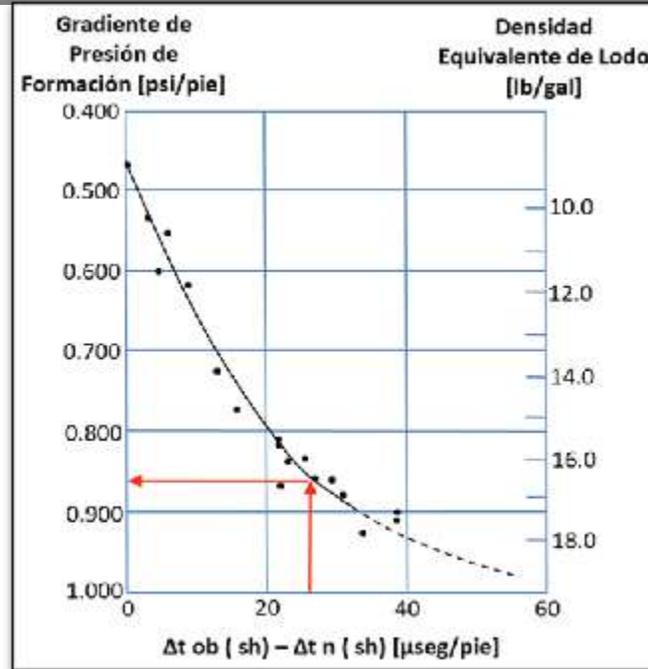


Figura 2.9 Relación entre el parámetro acústico  $\Delta T_{ob} - \Delta T_n$  y el gradiente de presión de

Para el caso en el que se utilice el registro de resistividad, el método es exactamente el mismo al anterior, excepto que en el paso 4, se encuentra el valor del gradiente de presión de formación correspondiente a la relación ( $R_{ln}/R_{luo}$ ), (Figura 2.10).

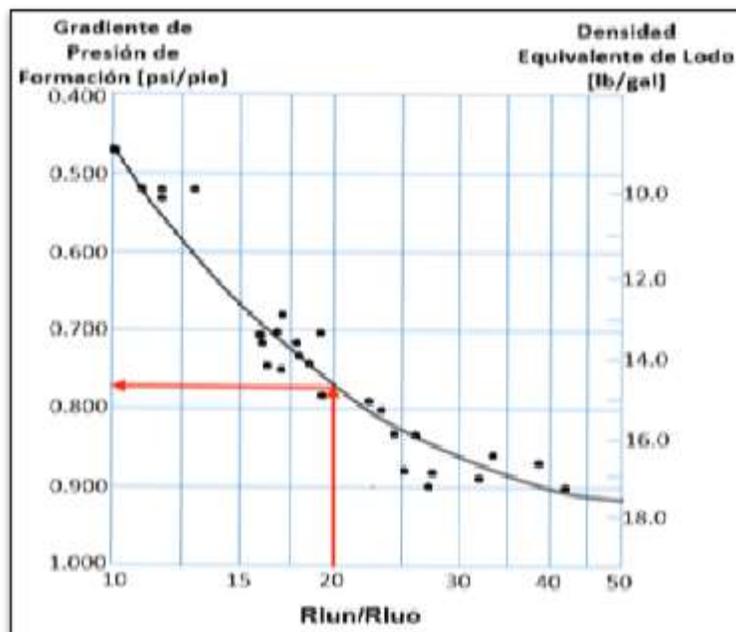


Figura 2.10 Relación entre el parámetro resistivo ( $R_{ln} / R_{luo}$ ) y el gradiente de presión de formación.

2.3.2 Método de Foster y Whalen.

Este método está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad de porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentra bajo el mismo esfuerzo matricial. Los esfuerzos efectivos en A y B se consideran iguales (ya que el estado de compactación es equivalente). Ecuación 2.12 y Figura 2.11.

$$P_{PA} = \sigma_{sc B} - (\sigma_{sc A} - P_{nA}) \dots\dots\dots 2.12$$

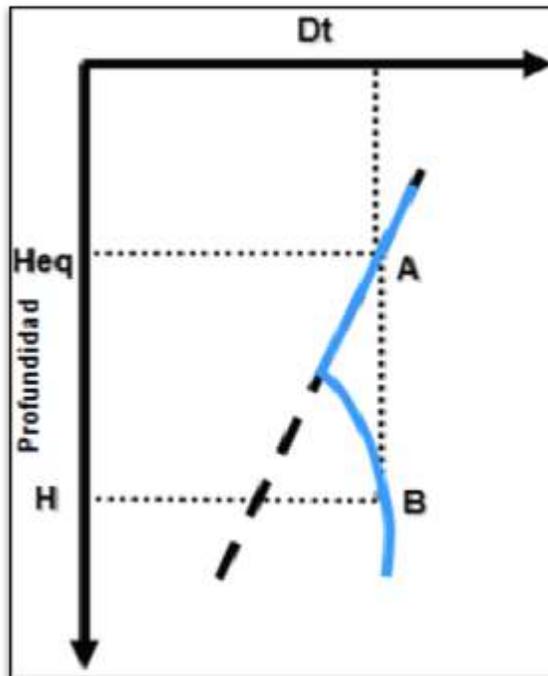


Figura 2.11 Gráfica de Profundidad Equivalente.

El método de Foster y Whalen se basa en la relación única y esfuerzo efectivo. Subestima la presión de poro puesto que esta condición no se cumple siempre, solo aplica en sub-compactaciones sencillas [8]. La metodología que establece es la siguiente:

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se procede a graficar los valores de profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias.
2. Se traza una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total del pozo. (línea de color verde en la Figura 12.).

3. A la profundidad de interés (D) registrar el valor extrapolado  $\Delta T_{lun}$  y observado  $\Delta T_{luo}$  de la curva del registro geofísico. Posteriormente de la lectura observada se traza una línea vertical hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente  $D_n$ , (Figura 12).

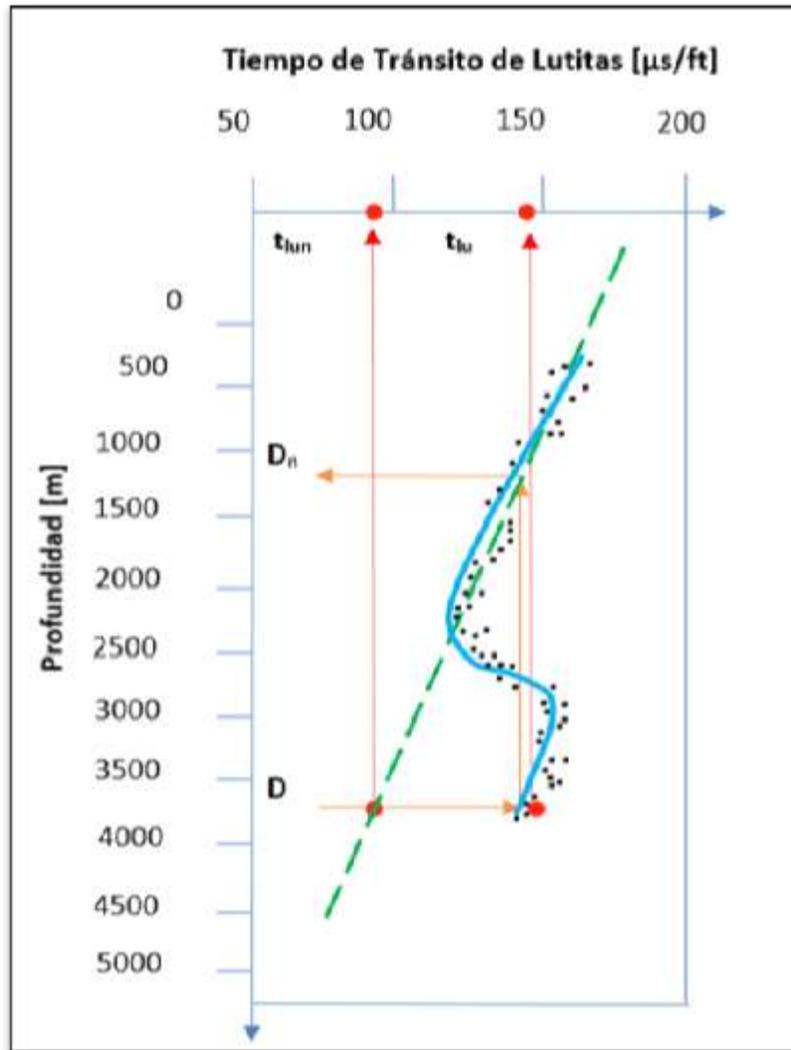


Figura 2.12 Valor del esfuerzo matricial a la profundidad de interés.

4. Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad  $D_n$ , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

$$\sigma_{mD} = \sigma_{mDn} = \sigma_{scDn} - P_{fDn} \dots \dots \dots 2.13$$

Para el cálculo de la presión de formación dentro de la línea de tendencia normal, (Ecuación 2.14).

$$P_{f_{Dn}} = \frac{\rho_{ff} * D_n}{10} \dots\dots\dots 2.14$$

$Q_{FF}$  Es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.08 [g/cm<sup>3</sup>], cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación con los pozos de correlación.

5. Por último se calcula la presión de poro a la profundidad de interés.

$$P_{f_D} = \sigma_{scD} - \sigma_{mD} \dots\dots\dots 2.15$$

### 2.3.3 Método de Eatón.

Eatón combinó en método de Hottman & Johnson con el aporte de Terzaghi (esfuerzo efectivo) y el efecto de la presión de sobrecarga. Utilizó gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presión de formación de diferentes áreas geológicas (Louisiana, EUA) para desarrollar una serie de correlaciones empíricas las cuales relacionan directamente la presión de formación con la magnitud de la desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada [9].

Este método se desarrolló obteniendo cuatro ecuaciones para la predicción del gradiente de formación a partir de registros geofísicos. Dichas ecuaciones son:

- Tomando valores del registro de resistividad.

$$\frac{P_p}{D} = \left(\frac{\sigma_{sc}}{D}\right) - \left[\frac{\sigma_{sc}}{D} - \left(\frac{P_{pn}}{D}\right)\right] \left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1.2} \dots\dots\dots 2.16$$

- Tomando valores del registro de conductividad.

$$\frac{P_p}{D} = \left(\frac{\sigma_{sc}}{D}\right) - \left[\frac{\sigma_{sc}}{D} - \left(\frac{P_{pn}}{D}\right)\right] \left(\frac{C_n}{C_o}\right)^{1.2} \dots\dots\dots 2.17$$

- Tomando valores del registro sísmico o sónico.

$$\frac{P_p}{D} = \left(\frac{\sigma_{sc}}{D}\right) - \left[\frac{\sigma_{sc}}{D} - \left(\frac{P_{pn}}{D}\right)\right] \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_o}\right)^3 \dots\dots\dots 2.18$$

Dónde:

$R_n$ = Resistividad normal.

$R_o$ = Resistividad observada.

$C_n$ =Conductividad normal.

$C_o$ = Conductividad observada.

$\Delta T_n$ = Tiempo de transito normal.

$\Delta T_o$ =Tiempo de transito observado.

Para llegar a estas cuatro relaciones se necesitó mucha información de campo:

- Datos de los registros de inducción.
- Medidas de presión de formación en los pozos.
- Datos de registro de densidad.

Para aplicar las correlaciones de Eaton en otras áreas geográficas, el exponente debe ser ajustado con datos de campo. El exponente es igual para la ecuación de resistividad y conductividad. El valor del exponente de la ecuación de Eaton, constituye el parámetro que dificulta la aplicación del método y debe evaluarse con datos sobre mediciones de presión de formación y datos recabados de los registros geofísicos, correspondientes al pozo de estudio.

Es importante notar que si:

$$\left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1.2} = \left(\frac{C_n}{C_o}\right)^{1.2} = \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_o}\right)^3 = 1 \dots\dots\dots 2.19$$

Se cae en el caso particular de presión de formación normal ( $P_{p \text{ normal}}$ ), por lo tanto:

$$\frac{P_{pa}}{D} = \frac{P_{pn}}{D} \dots\dots\dots 2.20$$

En presiones de formación anormales ( $P_{p \text{ anormal}}$ ), si:

$$\left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1.2} = \left(\frac{C_n}{C_o}\right)^{1.2} = \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_o}\right)^3 \rightarrow 0 \dots\dots\dots 2.21$$

Por consiguiente:

$$\frac{P_{pa}}{D} = \frac{S_{sc}}{D} \dots\dots\dots 2.22$$

La metodología que se estable como ejemplo tomando los valores del registro de tiempo de tránsito, son:

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se procede a graficar los valores de profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul en la Figura 13).
2. Se traza una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total del pozo (línea verde en la Figura 13).
3. A la profundidad de interés (D) registrar el valor extrapolado  $\Delta T_{lu_n}$  y observada  $\Delta T_{lu}$  de la curva del registro geofísico.

Posteriormente de la lectura observada se traza una línea vertical hasta interceptar la línea de la tendencia normal y leer la profundidad correspondiente  $D_n$ , (Figura 13).

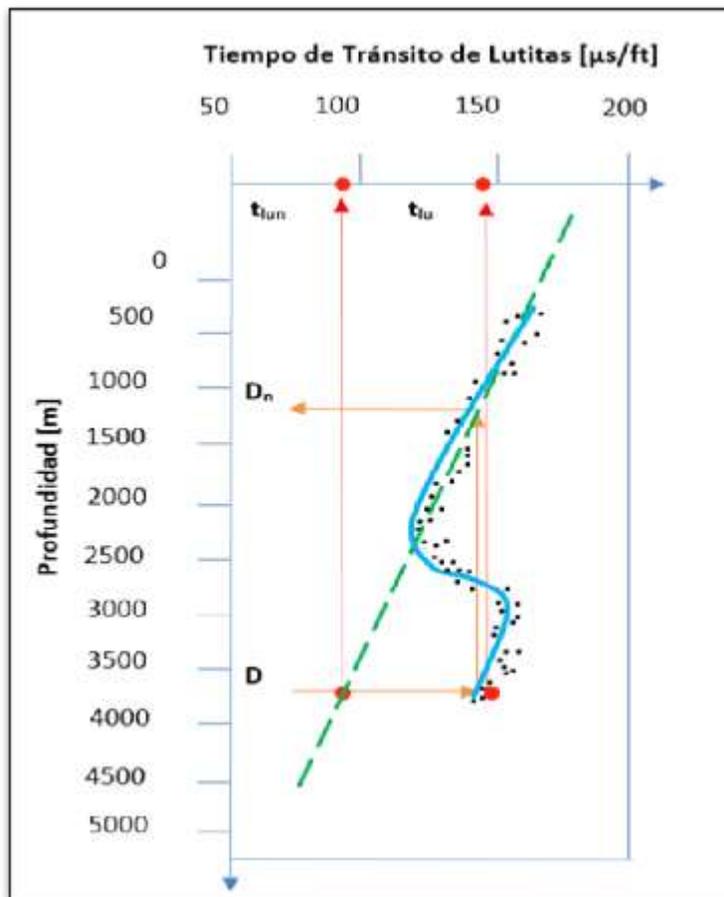


Figura 2.13 Tendencia de compactación de lutita limpia con valores de tiempo de tránsito.

4. Se calcula la presión de poro a la profundidad de interés D, dependiendo del registro que se tenga, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Con el registro sísmico:

$$P_p = \sigma_{scD} - \left[ (\sigma_{scD} - P_{pDn}) * \left( \frac{\Delta T_n}{\Delta T_o} \right)^3 \right] \dots\dots\dots 2.23$$

Para conocer el gradiente de presión la ecuación 2.23 es dividida entre la profundidad de interés.

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

### 2.3.4 Predicción de presión de poro en Carbonatos.

Las rocas sedimentarias carbonatadas se diferencian de las rocas sedimentarias siliciclásticas de varias maneras. Las rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican, o se compactan y cementan en roca sólida. La mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos biogénicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitación de las aguas marinas. Normalmente, los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos han viajado mucho menos que los sedimentos siliciclásticos.

Las rocas siliciclásticas son predominantemente areniscas y lutitas que contienen una gran variedad de minerales y partículas. Los carbonatos están compuestos por un grupo más limitado de minerales, preferentemente calcita y dolomía.

Estas diferencias dan como resultado un sistema de clasificación completamente diferente entre las rocas clásticas y las carbonatadas. Las rocas clásticas y las carbonatadas se distinguen por la composición y el tamaño de los granos, y los carbonatos se diferencian por factores como la textura depositacional, los tipos de grano o poro, la composición de la roca, o la diagénesis.

La mayoría de los métodos para predecir la presión de poro están enfocados en rocas de tipo lutíticas, lo cual limita la predicción de presión de poro en carbonatos, esto debido principalmente a la heterogeneidad de las rocas lutíticas y los carbonatos.

Alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en los yacimientos carbonatados, lo beneficios potenciales son grandes, debido a esto es

necesario tener una predicción confiable de la presión de poro en este tipo de formaciones.

Atashbari, define que las presiones anormales son generados por dos principales mecanismos, la roca sello y el tiempo. Las presiones anormales no se pueden preservar durante mucho tiempo en sedimentos por largo tiempo, por lo cual el estudio se debe limitar en ambientes de depositación en tiempos geológicos, alrededor de 5 millones años <sup>[10]</sup>.

Zimmerman propuso dos ecuaciones para dos volúmenes independientes y dos presiones, en donde el primer subíndice de las variables indica el cambio relevante de volumen y el segundo subíndice indica la variación de la presión, la primera letra se refiere a la propiedad de la roca que cambia respecto de a la variación de la presión <sup>[11]</sup>:

$$C_{bc} = -\frac{1}{V_g^i} \left( \frac{\partial V_b}{\partial VP_c} \right)_{P_p} \dots\dots\dots 2.24$$

$$C_{bc} = -\frac{1}{V_g^i} \left( \frac{\partial V_b}{\partial VP_p} \right)_{P_c} \dots\dots\dots 2.25$$

Dónde:

- i* = Indica el estado inicial del medio antes de la compresión.
- b* = bulto.
- c* = Confinamiento.
- p* = Poro.
- P* = Presión.
- C* = Compresibilidad.

De la ecuación 2.24 y ecuación 2.25:

Despejando  $V_g^i$  (volumen del grano antes de la compresión):

$$C_{bc} = -\frac{1}{V_g^i} \left( \frac{\partial V_b}{\partial VP_c} \right)$$

$$-C_{bc} V_b^i = \frac{\partial V_b}{\partial VP_c}$$

$$\partial V_b = -C_{bc} V_b^i \partial VP_c \dots\dots\dots 2.26$$

$$C_{bp} = -\frac{1}{V_b^i} \left( \frac{\partial V_b}{\partial VP_p} \right)$$

$$-C_{bp} V_b^i = \frac{\partial V_b}{\partial VP_p}$$

$$\partial V_b = -C_{bp} V_b^i \partial VP_p \dots\dots\dots 2.27$$

Igualando ecuación 2.26 y ecuación 2.27:

$$-C_{bc} V_b^i \partial VP_c = -C_{bp} V_b^i \partial VP_p$$

Despejando  $\partial VP_p$ :

$$\partial P_p = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} \partial P_c$$

Asumiendo incrementos infinitesimales pequeños y de igual magnitud para todas las variables independientes (presión de poro y presión de confinamiento). Entonces:

$$dP_p = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} dP_c \dots\dots\dots 2.28$$

Dónde:

$P_p$ : Presión de Poro.

$C_{bc}$ : Compresibilidad del bulto respecto del cambio en la presión de confinamiento.

$C_{bp}$ : Compresibilidad del bulto respecto del cambio en la presión de poro.

La ecuación 2.28, indica que cambios en la presión de poro ( $P_p$ ) es directamente proporcional al cambio en la presión de confinamiento ( $P_c$ ) debido a la relación de las compresibilidades.

Mediante análisis especiales de núcleos, se pueden conocer las compresibilidades del bulto y poro, pero dado que en las pruebas la presión de poro permanece constante, el término  $C_{gp}$ , es desconocido. Por ello Zimmerman, demostró la relación entre la compresibilidad del bulto debido a la presión de poro y a la presión de confinamiento:

$$C_{bp} = C_{bc} - C_m \dots\dots\dots 2.29$$

Donde  $C_m$  es la compresibilidad de la matriz; de la deducción de VanGolf-Ragth para la compresibilidad de la matriz <sup>[12]</sup>.

$$C_m = \frac{\varphi}{1-\varphi} C_{bc} \dots\dots\dots 2.30$$

Sustituyendo ecuación 2.30 en ecuación 2.29

$$C_{bp} = C_{bc} - \frac{\varphi}{1-\varphi} C_{bc} \dots\dots\dots 2.31$$

Sustituyendo ecuación 2.31 en ecuación 2.28 y definiendo una diferencial de presión la cual está ligada al medio poroso como función de la compresibilidad y la porosidad.

$$dP_p = \frac{(1-\varphi)C_{bc}}{(1-\varphi)C_b - \varphi C_p} dP_c \dots\dots\dots 2.32$$

A la ecuación 2.32, se añade una constante exponencial ( $\gamma$ ) para correlacionarla a distintos campos. Quedando la siguiente ecuación para predecir la presión de poro en formaciones carbonatadas <sup>[10]</sup>:

$$P_p = \left( \frac{(1-\varphi)C_b}{(1-\varphi)C_b - \varphi C_p} \sigma_m \right)^\gamma \dots\dots\dots 2.33$$

$$\sigma_m = \sigma_{sc} - P_{hidrostatica}$$

Donde:

$P_p$ : Presión de Poro (psi)

$\varphi$ : Porosidad (fracción)

$C_b$ : Compresibilidad del bulto (psi)<sup>-1</sup>

$C_p$ : Compresibilidad de poro (psi)<sup>-1</sup>

$\gamma$ : Constante empírica regional del campo (valores de 0.9 a 1.0)

Para el caso de contar con los resultados de las pruebas de laboratorio, se puede obtener la porosidad normal de la formación de la siguiente manera:

$$dP_p = \frac{(1-\varphi)C_{bc}}{(1-\varphi)C_b - \varphi C_p} dP_c \dots\dots\dots 2.34$$

Despejando:

$$\varphi = \frac{C_{bc}dP_p - C_{bc}dP_c}{C_{bc}dP_p + C_{pc}dP_p - C_{bc}dP_c} \dots\dots\dots 2.35$$

Asumiendo las definiciones de VanGolf para el cálculo de la  $C_b$  y  $C_p$ , donde:

Calculo para la compresibilidad del bulto:

$$C_b = (1 - \varphi)C_{matriz} \dots\dots\dots 2.36$$

Calculo para la compresibilidad del poro:

$$C_p = \frac{C_b}{\varphi} \dots\dots\dots 2.37$$

Asumiendo ausencia de compactación horizontal, no existe deformación alguna en el plano horizontal y por lo tanto:

$$C_p = \frac{1}{2} \frac{C_b}{\varphi} \dots\dots\dots 2.38$$

La predicción de la presión de poro en formaciones carbonatadas mediante este método se puede calibrar y valida mediante las pruebas físicas de presión del yacimiento (XPT, MDT, etc.).

2.1.1.1. Pruebas directas de validación de la presión de poro.

Una vez que se ha aplicado el método seleccionado que mejor se ajuste al cálculo de la predicción de la presión de poro, uno de los métodos directos para validar dicho cálculo es con las herramientas de probadores de presión de pared de pozo, que son empleadas después de perforar la zona a validar. Las medidas de presión tomadas directamente en la cara de la formación se grafican contra profundidad para producir un perfil de presión. El perfil resultante es extremadamente importante para validar la correcta predicción de la presión de poro en los trabajos de predrill. En pozo exploratorios, las tomas de presión de formación se pueden combinar con información geológica, de núcleos, sísmica y registros eléctricos para que en conjunto se pueda desarrollar un modelo geomecánico confiable de la formación desde superficie hasta la profundidad de interés.

El Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT), es una herramienta que da una rápida y exacta medida de la presión de formación en zonas específicas a través de la toma de muestras de fluido de alta calidad. El concepto principal de la herramienta MDT es modularidad (varios módulos con funciones específicas), lo que la hace versátil, rápida y confiable para tomar diferentes muestras de presión y fluido a diferentes profundidades.

Cuando solo se desea la toma de presión de formación, se puede emplear la herramienta XPT (Pressure Xpress) que solo mide presiones. La prueba XPT reduce el proceso de pruebas de presión a menos de un minuto, a diferencia de las herramientas convencionales utilizadas para hacer mediciones de presión, el servicio XPT entrega mediciones de presión y movilidad de fluidos en la primera corrida del pozo. Es por ello que se considera una prueba rápida para determinar la presión de formación.

Con una corrida de la prueba XPT o MDT (Figura 2.14), se tendrá datos precisos para una toma de decisiones a tiempo y en base a los datos obtenidos respecto a la presión de formación es posible que estos datos validen o calibren las curvas obtenidas en la predicción de la presión de poro.

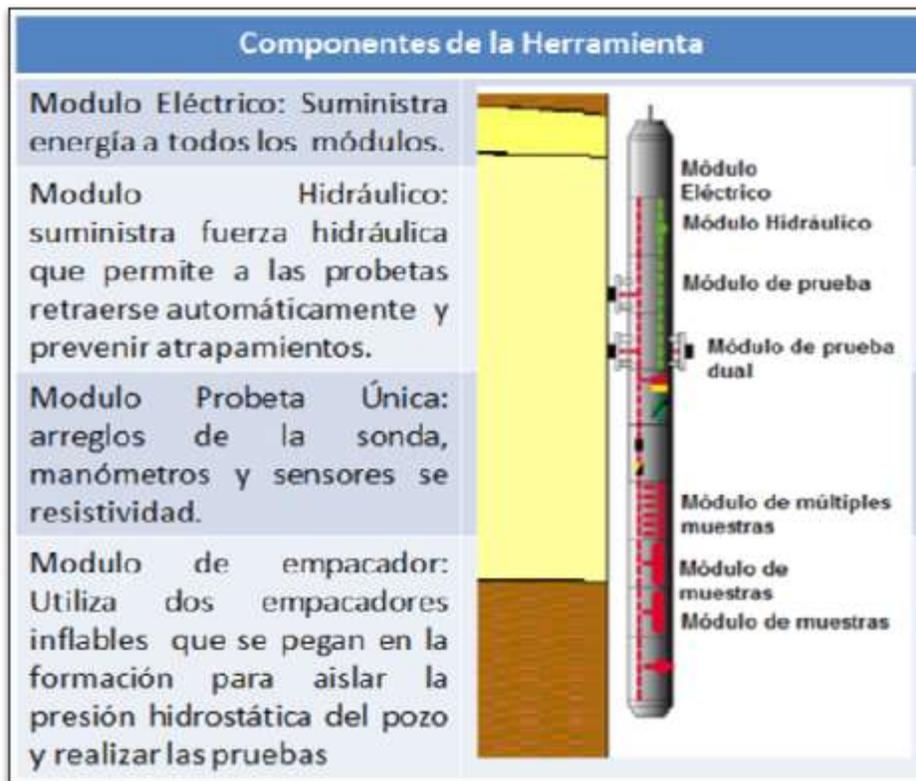


Figura 2.14 Componentes de la herramienta XPT

Aplicaciones:

- Medición de la presión de formación.
- Identificación de los contactos.
- Toma de muestra de líquido de la formación.

- Medición de permeabilidad.
- Evaluación de movilidad de los fluidos.
- Estimación de gradiente de presiones.

Procedimiento general de la toma de valores de presión:

- La selección de los módulos y su posición dentro de la sarta de herramientas depende de los objetivos de la operación y de las características y condiciones del pozo.
- La herramienta se asienta a la profundidad deseada forzando hidráulicamente la sonda corta contra la pared de la formación, la sonda atraviesa el revoque para establecer una comunicación con la formación virgen, mientras que la empacadura de goma que la rodea aísla la sonda de la presión hidrostática del pozo.
- Efectúa la toma del valor de presión, para el caso también puede tomar la toma de muestra de fluido.
- Se recupera la herramienta en superficie.

## 2.4 Presión de fractura.

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de las rocas

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión de sobrecarga). La presión que rebasa la presión de formación origina una falla mecánica que se presenta con la pérdida del lodo hacia la fractura.

El entendimiento sobre fracturamiento hidráulico en la formación es difícil de describir matemáticamente, para lo cual es necesario entender tres situaciones que se presentan, en donde se involucra la presión de poro, la presión ejercida por el fluido fracturante ( $P_h$ ) y la presión de fractura <sup>[13]</sup>. La tabla 4, muestra los principios básicos involucrados.

PRINCIPIOS BASICOS INVOLUCRADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	
	<p><math>P_h =</math> Presión de Poro.</p> <p>Cuando la presión hidrostática (<math>P_h</math>) ejercida por el fluido fracturante, es equivalente a la presión de poro, el fluido fracturante no es capaz de migrar a lo largo de la formación, sino este solo se introduce en las pequeñas cavidades de a lo largo del centro de la roca, la cual se supone que tiene una resistencia a la tensión nula.</p>
	<p><math>P_h &gt;</math> Presión de Poro.</p> <p>La migración del fluido fracturante a través de la formación, no fluiría a una distancia significativa dentro de los espacios porosos de la roca. Para que el fluido fracturante entre a la cavidad, su presión debe exceder la presión de poro a la cual se encuentran confinados los fluidos dentro del espacio poroso, la matriz de la roca inicia a comprimirse, la compresión es mayor en dirección del esfuerzo matricial mínimo.</p>
	<p><math>P_h =</math> Presión de Fractura (<math>P_{ff} \geq \sigma_x + P_f</math>)</p> <p>Para el caso en el que la presión hidrostática (<math>P_h</math>) exceda la sumatoria del esfuerzo matricial mínimo y la presión de poro (<math>P_{ff} \geq \sigma_x + P_f</math>), ocurre la fractura. La orientación de la fractura preferentemente es perpendicular al esfuerzo principal.</p>

Tabla 2.3 Principios básicos involucrados en el Fracturamiento Hidráulico

Es importante determinar la presión de fractura de una formación porque a través de ella se pueden conocer parámetros de control del pozo y planificar adecuadamente cualquier operación que se desee realizar en el mismo como por ejemplo desde la velocidad de los viajes de tubería o el control de una arremetida.

Algunas ventajas que pueden obtenerse al conocer la presión de fractura son:

- Determinar el punto de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Minimizar pérdidas de circulación.
- Determinar parámetros de control de pozo.
- Diseño óptimo de las operaciones de cementación de revestidores.

Varios autores han desarrollado un gran número de ecuaciones teóricas para predecir la presión de fractura, cabe señalar que estas ecuaciones aplican para ciertas áreas, mientras que otras requieren una calibración en base a los valores de registros eléctricos tomados después de perforar el pozo, algunos de los métodos desarrollados son los siguientes:

2.4.1 Método de Hubbert y Willis.

Hubbert y Willis se basaron en algunos de los principales fundamentos que todavía son utilizados hoy en día, revisaron las variables involucradas en el inicio de una fractura hacia la formación, ellos dedujeron que la presión de fractura está en función del esfuerzo vertical de la formación y de la relación que existe entre el esfuerzo horizontal y el vertical <sup>[14]</sup>. La presión mínima alrededor del pozo requerida para extender una fractura, esta expresada por:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f \dots\dots\dots 2.39$$

Donde:

- $P_{ff}$  = Presion de Fractura
- $\sigma_{min}$  = Esfuerzo Minimo
- $P_f$  = Presion de Formacion.

Si el esfuerzo mínimo principal ( $\sigma_{min}$ ) ocurre en el plano horizontal y si los esfuerzos horizontales ( $\sigma_x$  y  $\sigma_y$ ) son iguales, la concentración local del esfuerzo en la pared del pozo  $\sigma_h$  es dos veces el esfuerzo regional horizontal.

Así, la presión requerida para iniciar la fractura en una formación homogénea e isotrópica es:

$$P_{ff} = \sigma_h + P_f \dots\dots\dots 2.40$$

Dónde:

$$\sigma_h = 2\sigma_h$$

Entonces:

$$P_{ff} = 2\sigma_h + P_f \dots\dots\dots 2.41$$

En pruebas de laboratorio Hubbert y Willis, establecen que en zonas de depositación relajadas, el esfuerzo mínimo principal ( $\sigma_{min}$ ), es aproximadamente de  $1/3$  a  $1/2$  del esfuerzo vertical de la matriz producto de la transmisión del peso del esfuerzo de sobrecarga en la roca.

Considerando  $1/3$  del esfuerzo vertical de la matriz, para el cálculo de la  $P_{ff}$  max:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f = \frac{1}{3}(\sigma_m) + P_f \dots\dots\dots 2.42$$

Considerando:

$$\sigma_{sc} = \sigma_m - P_f; \sigma_m = \sigma_{sc} + P_f \dots\dots\dots 2.43$$

Entonces:

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{sc}-P_f}{3} + P_f = \frac{\sigma_{sc}-P_f+3P_f}{3}$$

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{sc} + 2P_f}{3} \dots\dots\dots 2.44$$

Considerando  $\frac{1}{2}$  del esfuerzo vertical de la matriz, para el cálculo de la Pff min:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f = \frac{1}{2}(\sigma_m) + P_f \dots\dots\dots 2.45$$

Considerando la ecuación 2.43

$$\sigma_{sc} = \sigma_m - P_f; \sigma_m = \sigma_{sc} + P_f$$

Entonces:

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{sc}-P_f}{2} + P_f = \frac{\sigma_{sc}-P_f+2P_f}{2}$$

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{sc} + P_f}{2} \dots\dots\dots 2.46$$

La ecuación 2.44 y ecuación 2.46, están consideradas para un gradiente de esfuerzo de sobrecarga aproximadamente a 1.0 [psi/ft] 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 esfuerzos variables y en general se ha comprobado que este método proporciona gradientes de fractura menor a los reales.

2.4.2 Método de Matthews y Kelly.

Mathews y Kelly remplazaron la suposición de que el mínimo esfuerzo matricial está en los valores de  $1/3$  a  $1/2$  del esfuerzo vertical de la matriz, por una variable  $F_{\sigma}$ , que es el coeficiente de esfuerzo de matriz de la roca [15]:

$$\sigma_{min} = F_{\sigma} \sigma_m \dots\dots\dots 2.47$$

Donde el coeficiente del esfuerzo de la matriz  $F_{\sigma}$ , fue determinado empíricamente de datos de campo para formaciones de presión normal. La profundidad  $D_i$ , es la profundidad a la cual la presión de formación normal tiene el mismo esfuerzo matricial que la presión de formación anormal a la profundidad de interés.

De la ecuación 2.13.

$$\sigma_m = \sigma_{sc} - P_{fn}$$

Como principal desventaja de este método, asume la suposición de un gradiente de esfuerzo de sobrecarga igual a 1 [psi/pie] y presión de formación igual a 0.465 [psi/pie].

$$\sigma_{mn} = 1 \left( \frac{psi}{ft} \right) * D_i(ft) - 0.465 \left( \frac{psi}{ft} \right) * D_i(ft).$$

$$\sigma_{mn} = (1 - 0.465) \left( \frac{psi}{ft} \right) * D_i(ft).$$

$$\sigma_{mn} = 0.535 \left( \frac{psi}{ft} \right) D_i(ft).$$

Si:

$$\sigma_{mn} = \sigma_m.$$

Entonces:

$$\sigma_m = 0.535 \left( \frac{psi}{ft} \right) D_i(ft).$$

Para  $D_i$ :

$$D_i = \frac{\sigma_m}{0.535}, \text{ si: } \sigma_m = \sigma_{sc} - P_f$$

Entonces:

$$D_i = \frac{\sigma_{sc} - P_f}{0.535} = \frac{D_i - P_f}{0.535} \dots\dots\dots 2.48$$

Con el valor obtenido de la ecuación 2.48 y la Figura 15. Obtenemos el valor de  $F_{\sigma}$ .

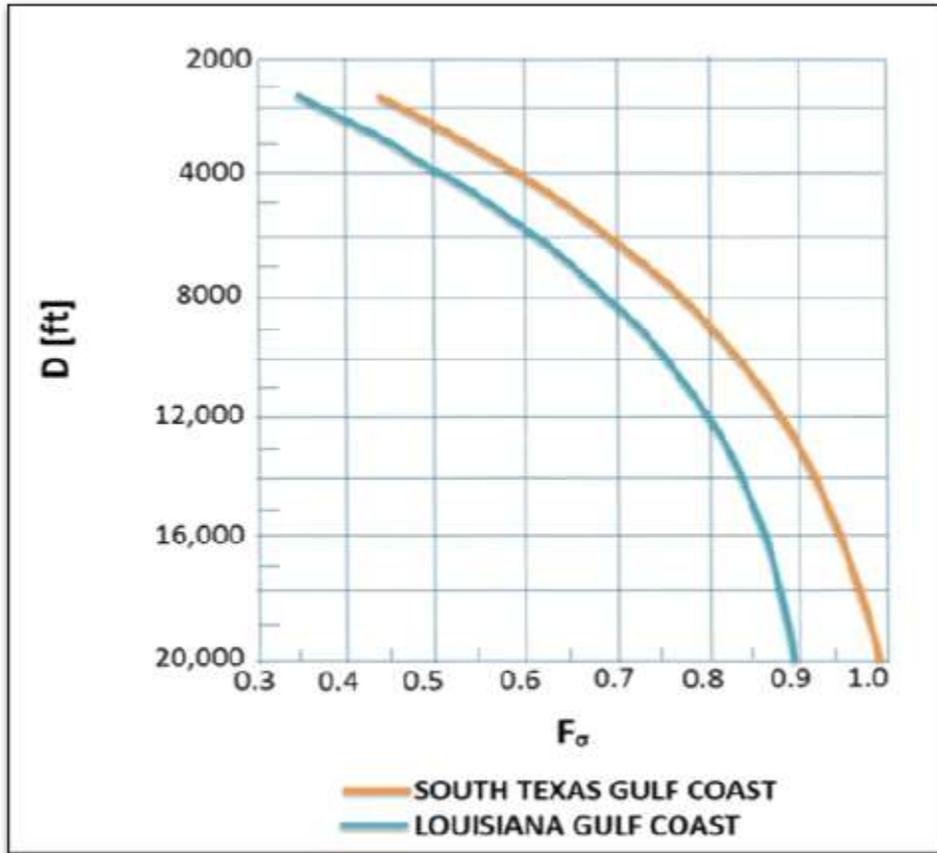


Figura 2.15 Coeficiente del esfuerzo de la matriz (Mathews and Kelly) para formaciones de presión normal.

Con el valor de la ecuación 2.47, entonces:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f \dots \dots \dots 2.49$$

**2.4.3 Método de Eaton.**

Asumiendo que las formaciones de la Tierra son elásticas, Eaton relaciono el esfuerzo horizontal efectivo y el esfuerzo de la matriz, a través de la relación de Poisson <sup>[16]</sup>:

$$\sigma_h = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_z \dots\dots\dots 2.50$$

Entonces:

$$\sigma_{min} = \left(\frac{\mu}{1-\mu}\right) \sigma_{matriz}$$

De la ecuación 2.13, se obtiene el  $\sigma_{matriz}$

Por último, la presión de fractura:

$$P_{ff} = P_p + \sigma_{minimo} \dots\dots\dots 2.51$$

Para obtener el valor de la relación de Poisson, de la figura 2.16.

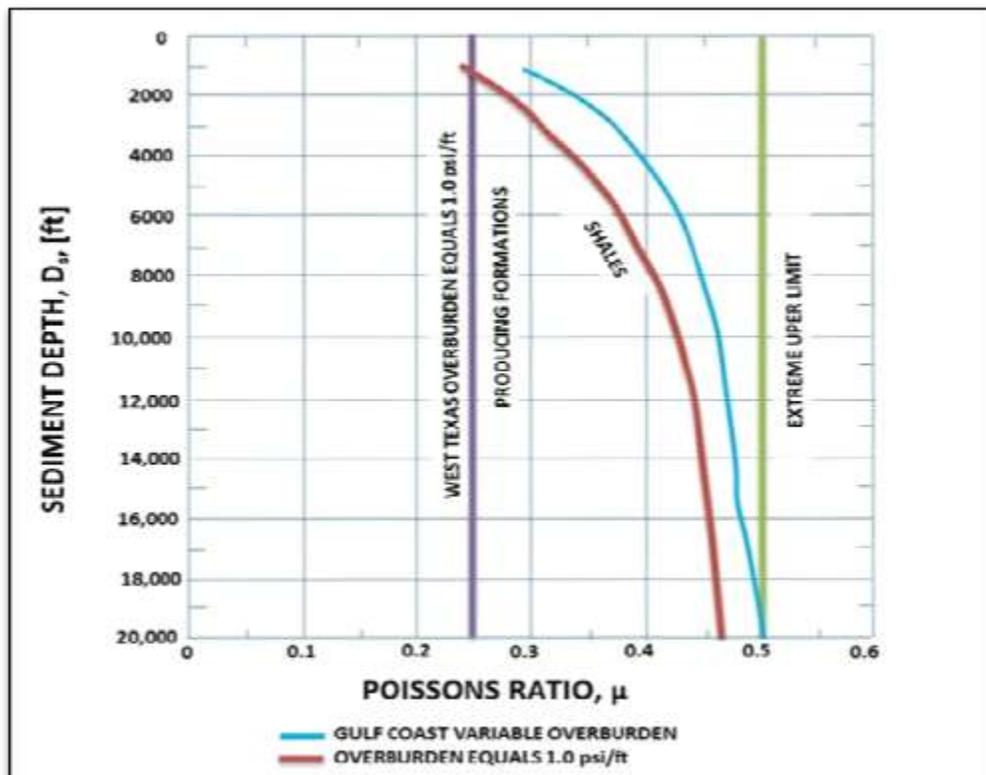


Figura 2.16 Grafica para obtener relación de Poisson.

Los valores de la relación de Poisson ( $\mu$ ), también pueden ser determinados por medio de velocidades de onda compresional (DTCO) y de cizallamiento (DTSM), ecuación 2.51, por medio de la relación respecto a la profundidad, Ecuación 2.52, por los módulos de elasticidad o por pruebas directas de laboratorio. Los datos obtenidos de la relación de Poisson deberán ser tomados con precaución debido a que se han observado que dichas correlaciones arrojan valores sobreestimados.

$$\mu = \frac{DTCO^2 - 2DTSM^2}{2(DTCO^2 - DTSM^2)} \dots\dots\dots 2.51$$

$$\mu = 0.0645 * Ln(h) - .0673 \dots\dots\dots 2.52$$

Dónde:

DTCO = Registro sísmico compresional, [ $\mu$ s/ft].

DTSM= Registro sísmico de cizalla, [ $\mu$ s/ft].

h = profundidad de análisis, [m].

Entonces:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_p \dots\dots\dots 2.53$$

El método de Eaton es uno de los más utilizados a nivel mundial debido que predice la presión de formación tanto en pozos terrestres como en marinos en formaciones del Terciario. La incorporación del método de Atashbari para la predicción de la presión de poro en Mesozoico abre un panorama importante, con la incorporación de los dos métodos brinda el conocimiento exacto de la presión de formación y de fractura, constituyen la base fundamental para la óptima programación del peso de lodo de perforación y las profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento en cada una de las etapas. Por lo que, el entendimiento del origen, la detección y evaluación de las presiones de formación y de fractura es sumamente importante, especialmente en la perforación exploratoria.

## Capítulo III

# Fundamentos para el Análisis de Estabilidad Mecánica del Agujero.

La estabilidad mecánica del agujero perforado, es el objetivo que se busca en la perforación del pozo, para lograr continuar con las operaciones del pozo hasta llegar al objetivo establecido en el programa de perforación, desafortunadamente también las paredes del agujero sufren inestabilidad mecánica que ocurre por efectos mecánicos, químicos o por una combinación entre ellos, lo cual indudablemente retrasa las operaciones consecutivas planeadas del pozo, como son la cementación de cada una de las tuberías de revestimiento, toma de registros de etapa, etc. Los problemas asociados a la inestabilidad mecánica del agujero traen consigo elevados costos no considerados dentro del presupuesto del proyecto, así como el riesgo de no cumplir con el objetivo establecido para el pozo, con el fin de minimizar o eliminar la problemática respecto a la inestabilidad mecánica del agujero, es necesario el entendimiento respecto a la interacción de varios factores asociados a la perforación del agujero, como por ejemplo:

- Esfuerzos in-situ.
- Presiones de la formación.
- Densidad del fluido de control y sus propiedades fisicoquímicas.
- Fracturas naturales presentes en la formación.

- Resistencia de la formación.
- Trayectoria programada del pozo.
- Litología por atravesar.
- Gradiente de temperatura.
- Operaciones asociadas a la perforación de pozos.
- Fenómenos de compactación y subsidencia.

Es posible el desarrollo de modelos predictivos respecto al comportamiento del agujero durante las operaciones de perforación de cada una de las etapas del pozo, la predicción más acertada dependerá del conocimiento de los factores antes mencionados, así como de la interacción que tienen cada uno de ellos, lo que nos permite la implementación de estrategias operativas para mantener estable en lo posible las paredes del agujero perforado.

Consideraciones especiales dificultan el entendimiento de la estabilidad mecánica del agujero, por ejemplo:

- Al ser diámetros reducidos y grandes profundidades perforadas, es imposible observar físicamente lo que sucede en el fondo perforado y en las paredes del agujero.
- Grandes variaciones de los esfuerzos in-situ en la formación.
- Falta de medición continua de los esfuerzos in-situ.
- Grandes variaciones en las propiedades mecánicas de la formación.
- Alto costo en la toma de muestras (núcleos) para efectuar las mediciones de las propiedades mecánicas, lo que origina la falta de valores continuos.
- Variedad de fuerzas actuantes alrededor de las paredes del agujero perforado.

Estos son algunas de las consideraciones especiales que se presentan a lo largo de toda la trayectoria programada del pozo, lo cual resulta como imposible de obtener un modelo matemático exacto que represente una a una y la interacción de cada una de ellas sobre la estabilidad mecánica del agujero. Por lo cual se plantean suposiciones ideales para el análisis de la estabilidad mecánica, de tal forma que se pueda obtener una guía de cómo se relacionan las condiciones prácticas una a una.

Agujero fuera de calibre, pérdidas de circulación, alto torque durante las operaciones de perforación, altas presiones de bombeo, daño a la formación debido a los esfuerzos in-situ, fallas inducidas durante la perforación, pegadura por presión diferencial, arenamientos, dificultades para la toma de información o muestras, falta de control direccional del pozo, presencia de zonas lavadas,

problemas asociados a la cementación, estos solo algunos de los problemas asociados a la inestabilidad mecánica del agujero perforado.

### 3.1 Teoría Elástica Lineal.

La mayoría de los materiales tienen la habilidad de resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por las fuerzas. Esta habilidad es llamada elasticidad, y es el fundamento de todos los aspectos de la mecánica de rocas. La respuesta es simple, es aquella en la que existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. El cambio en las fuerzas son lo suficientemente pequeños, por tanto, la respuesta es casi siempre lineal. <sup>[17]</sup>.

La teoría de la elasticidad descansa sobre dos conceptos: Esfuerzo y Deformación.

#### 3.1.1. Esfuerzo.

Se define como la fuerza por unidad de área que es aplicada a un cuerpo, ecuación 3.1 y figura 3.1, en la mecánica de rocas se expresan los esfuerzos compresivos como positivos y los de tensión como negativos, en la geología se considera que la mayoría de los esfuerzos presentes en la formación son de tipo compresivos. Matemáticamente, esfuerzo es expresado como:

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots\dots\dots 3.1$$

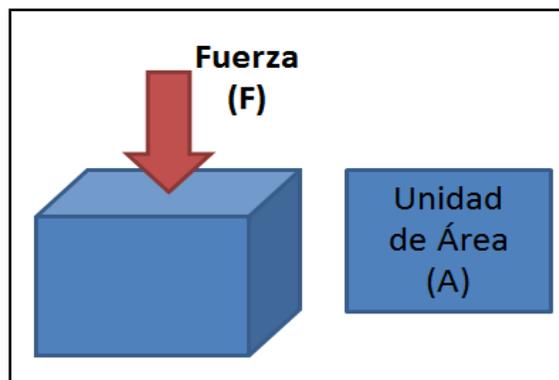


Figura 3.1 Esfuerzo

En general existen tres tipos de esfuerzos que pueden aplicarse a un cuerpo: esfuerzo compresivo, esfuerzo de corte y esfuerzo de tensión. Para la mecánica de rocas solo se consideran dos esfuerzos el compresivo y el de corte, esto debido a que se considera que geológicamente no se encuentra la formación a tensión. Se define entonces:

Esfuerzo compresivo ( $\sigma_n$ ): También es llamado esfuerzo normal, este se presenta cuando es aplicada dos fuerzas externas sobre el cuerpo, en un mismo plano pero en direcciones opuestas, figura 3.2. El esfuerzo compresivo o normal tiene como resultado en una reducción del volumen del cuerpo.

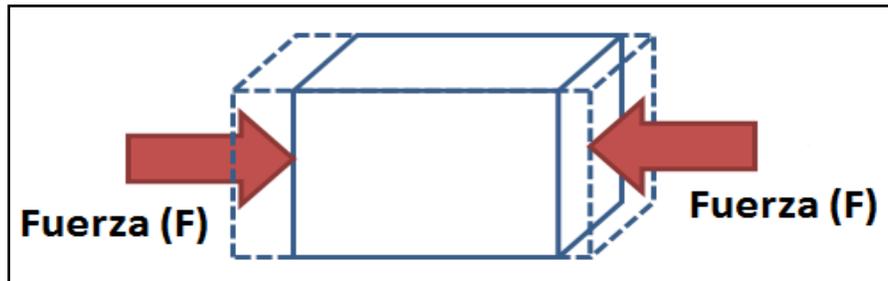


Figura 3.2 Esfuerzo Compresivo o Esfuerzo Normal.

Esfuerzo de corte ( $\tau$ ): Este esfuerzo se presenta cuando las fuerzas que son aplicadas son paralelas pero en direcciones opuestas en planos diferentes, el fuerza cortante puede originar un desplazamiento de algunas partes del material con respecto a otras, figura 3.3.

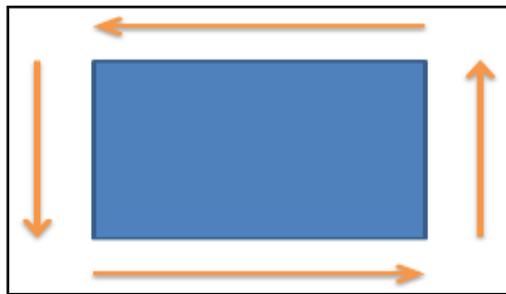


Figura 3.3 Esfuerzo de Corte

Tensor de esfuerzos: Hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie, así como un escalar está asociado a una magnitud y un vector está asociado a una magnitud y dirección; un tensor está totalmente definido por una magnitud, una dirección y en el plano que actúa. El tensor de esfuerzos nos ofrece una descripción del estado de los esfuerzos in-situ, de tal manera que es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en las tres direcciones ortogonales, figura 3.4.

La figura 3.4 representa los esfuerzos relacionados a una superficie normal al eje x, y se denota como  $\sigma_x, \tau_{xy}$  y  $\tau_{xz}$ , que respectivamente representa el esfuerzo normal, el esfuerzo de corte relacionado a una fuerza en dirección y y el esfuerzo de corte relacionado a una fuerza en dirección de z.

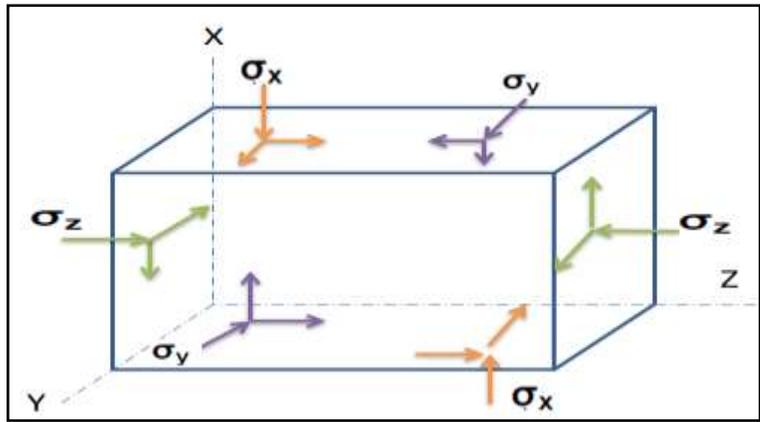


Figura 3.4 Tensor de Esfuerzos

Similarmente, los esfuerzos relacionados a la superficie normal al eje y son  $\sigma_y, \tau_{yx}$  y  $\tau_{yz}$  y a la superficie normal al eje z son  $\sigma_z, \tau_{zx}$  y  $\tau_{zy}$ .

Así, los nueve componentes, representados en la ecuación 3.2., es el tensor de esfuerzos, la cual ofrece una descripción completa del estado de esfuerzos aplicados a un punto:

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yz} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} \dots\dots\dots 3.2$$

Los esfuerzos se subdividen en esfuerzo máximo principal, esfuerzo intermedio principal y esfuerzo mínimo principal, de los cuales dos son horizontales y uno es vertical.

Esfuerzos Invariantes: Son aquellos esfuerzos que no son alterados durante el cambio de ejes coordenados. Por tanto, el esfuerzo normal promedio es un invariante de esfuerzo.

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} \dots\dots\dots 3.3$$

Existen otras combinaciones de esfuerzo que son independientes de los ejes coordenados y sus combinaciones también son esfuerzos invariantes; los más comunes son:

$$I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z$$

$$I_2 = -(\sigma_x \sigma_y + \sigma_y \sigma_z + \sigma_z \sigma_x) + \tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2 \dots\dots\dots 3.4$$

$$I_3 = \sigma_x \sigma_y \sigma_z + 2\tau_{xy} \tau_{yz} \tau_{zx} - \sigma_x \tau_{yz}^2 - \sigma_y \tau_{zx}^2 - \sigma_z \tau_{xy}^2$$

Esfuerzos desviatorios: El esfuerzo normal promedio aplicado, causa compresión o tensión, dependiendo de la dirección en la que sea aplicado, el esfuerzo desviatorio causa distorsiones. El esfuerzo desviatorio se obtiene de la sustracción del esfuerzo normal promedio de cada uno de los componentes del esfuerzo normal.

$$\sigma_d = \begin{pmatrix} S_X & S_{XY} & S_{XZ} \\ S_{YZ} & S_Y & S_{YZ} \\ S_{ZX} & S_{ZY} & S_Z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_x - \bar{\sigma} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yz} & \sigma_y - \bar{\sigma} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z - \bar{\sigma} \end{pmatrix} \dots\dots\dots 3.5$$

Los invariantes de los esfuerzos desviatorios se establecen de igual forma que los esfuerzos invariantes y de igual forma son independientes de la selección de los ejes coordenados:

$$I_1 = S_X + S_Y + S_Z$$

$$I_2 = -(S_X S_Y + S_Y S_Z + S_Z S_X) + S_{XY}^2 + S_{YZ}^2 + S_{ZX}^2 \dots\dots\dots 3.6$$

$$I_3 = S_X S_Y S_Z + 2S_{xy} S_{yz} S_{zx} - S_x S_{yz}^2 - S_y S_{zx}^2 - S_z S_{xy}^2$$

Los invariantes del esfuerzo desviatorio se hacen presentes en los criterios de falla, debido a que estos están relacionados con la distorsión.

Esfuerzos principales: La teoría de los esfuerzos principales establece que estos esfuerzos actúan en planos donde los esfuerzos cortantes son nulos, se trata de esfuerzos normales puros, el plano donde actúan dichos esfuerzos se le conoce como planos principales.

El triángulo de la Figura 3.5, establece se encuentra en reposo y se aplica una fuerza P normal a la sección  $\overline{AB}$ , el esfuerzo normal y de corte están orientadas a una dirección  $\theta$  en el plano XY.

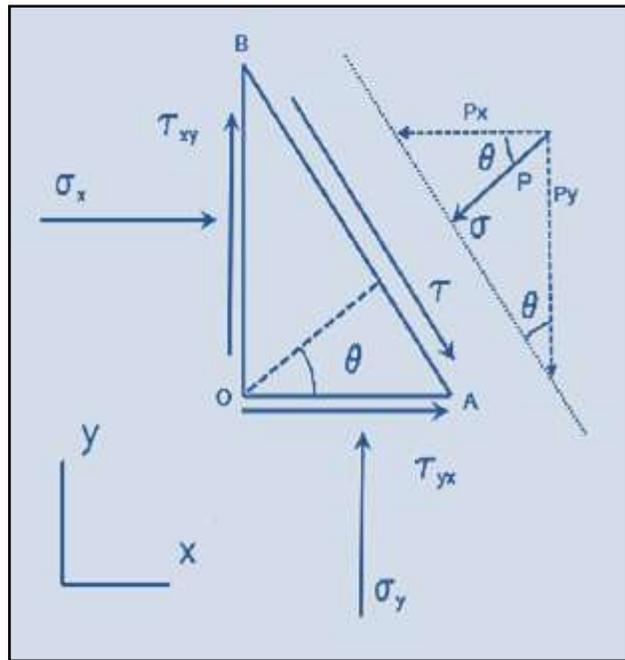


Figura 3.5 Esfuerzos en el plano XY

Por tanto, la cancelación de las fuerzas implica que:

$$\sigma = P_x \cos 2\theta + P_y \sin 2\theta$$

$$\sigma = (\sigma_x \cos \theta + \tau_{yx} \sin \theta) \cos \theta + (\sigma_y \sin \theta + \tau_{xy} \cos \theta) \sin \theta$$

si  $\tau_{xy} = \tau_{yx}$ , entonces:

$$\sigma = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \dots\dots\dots 3.7$$

El tensor de corte:

$$\tau = P_y \cos 2\theta + P_x \sin 2\theta$$

$$\tau = (\sigma_y \sin \theta + \tau_{xy} \cos \theta) \cos \theta + (\sigma_x \cos \theta + \tau_{yx} \sin \theta) \sin \theta$$

si  $\tau_{xy} = \tau_{yx}$ , entonces:

$$\tau = (\sigma_y - \sigma_x) \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta)$$

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \dots\dots\dots 3.8$$

Considerando que  $\tau=0$ , obtenemos la dirección donde actúan los esfuerzos principales:

$$\tan 2\theta = \frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \dots\dots\dots 3.9$$

La ecuación 3.9, tiene dos soluciones  $\theta_1$  y  $\theta_2$ , las cuales corresponden a las dos direcciones en donde el esfuerzo cortante  $\tau$  desaparece, estas dos direcciones se llaman ejes principales de esfuerzos. Bajo estos ejes principales de esfuerzos correspondientes a  $\theta_1$  y  $\theta_2$ , los esfuerzos normales  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$ , son los esfuerzos principales:

$$\sigma_1 = \frac{1}{2} (\sigma_x + \sigma_y) + \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4} (\sigma_x - \sigma_y)^2}$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2} (\sigma_x + \sigma_y) - \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4} (\sigma_x - \sigma_y)^2} \dots\dots\dots 3.10$$

3.1.2. Deformación.

Es el cambio en el volumen de un cuerpo debido a la compresión o extensión que sufre dicho cuerpo por efecto de la aplicación de fuerzas externas, la deformación incrementa con la magnitud de los esfuerzos aplicados al cuerpo y con el tiempo.

Existen dos tipos de deformaciones que se pueden presentar:

- Deformación Axial (elongación): Se define como el límite de la elongación cuando la longitud  $L$  del cuerpo tiende a cero (ecuación 3.11). La deformación que sufre un cuerpo es considerada positiva cuando es originada por una fuerza compresiva y es una deformación negativa cuando es producto de una fuerza de tensión, figura 3.6.

$$\epsilon = \lim_{L \rightarrow 0} \frac{\Delta L}{L} = \frac{L_1 - L_2}{L_1} \dots\dots\dots 3.11$$

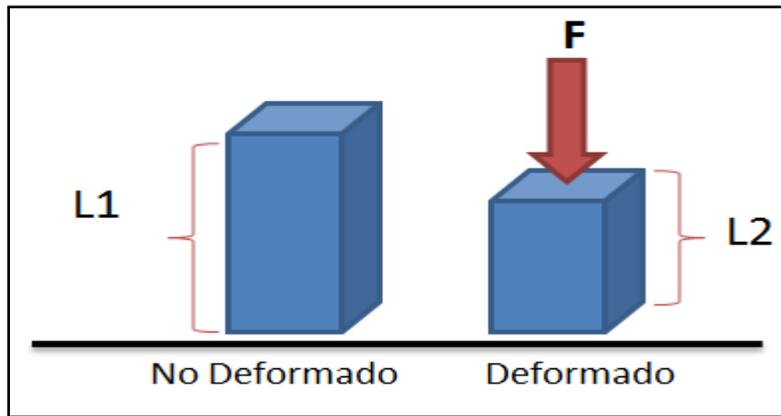


Figura 3.6 Deformación Axial

- Deformación de cizalladura: También llamada deformación de corte, es expresada por el cambio del ángulo ( $\psi$ ) entre dos direcciones que inicialmente fueron ortogonales, figura 3.7.

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan \psi \dots\dots\dots 3.12$$

Debido a que solo es considerada la deformación compresiva como positiva, el desplazamiento se considera positivo cuando este es el resultado de fuerzas compresivas. La deformación de corte es positiva cuando el ángulo aumenta.

Por el contrario, cuando la fuerza aplicada es por tensión la deformación de corte es negativa. La deformación de corte  $\gamma$ , es el resultado de un esfuerzo de corte. La deformación de corte es negativa cuando el ángulo disminuye.

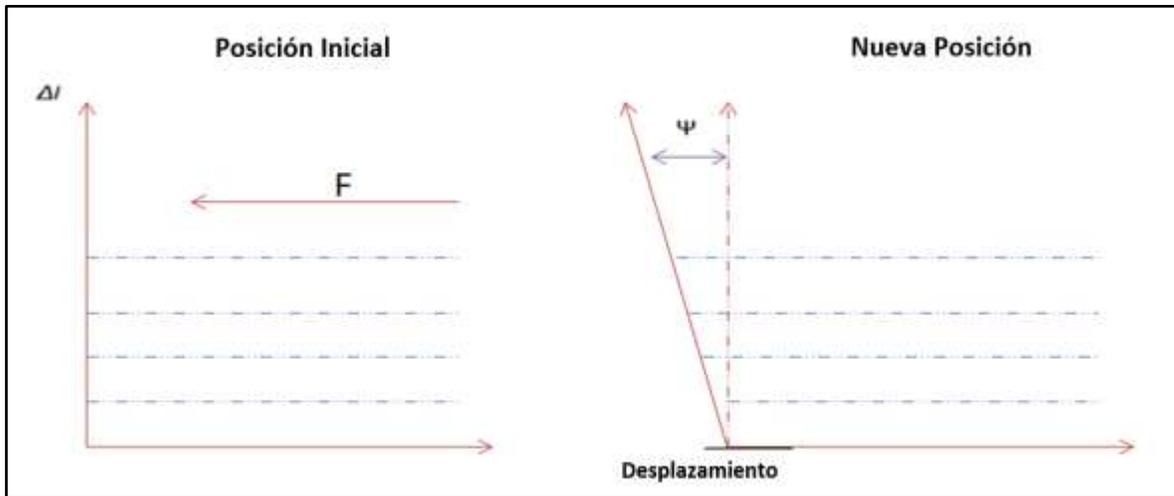


Figura 3.7 Deformación de Cizalladura.

Tensor de deformaciones: La presencia de una deformación axial y de corte o cizalla, puede definir un tensor de deformación con el fin de conocer el estado de la deformación en cada punto de una muestra.

Dicha representación se puede expresar mediante una matriz, donde, la diagonal principal representa las deformaciones unitarias longitudinales, y los demás elementos fuera de la diagonal, representan las deformaciones unitarias angulares.

$$\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_x & \Gamma_{xy} & \Gamma_{xz} \\ \Gamma_{yx} & \varepsilon_y & \Gamma_{yz} \\ \Gamma_{zx} & \Gamma_{zy} & \varepsilon_z \end{pmatrix} \dots\dots\dots 3.13$$

Deformaciones invariantes: Análogamente a la teoría de las invariantes de los esfuerzos desviatorios y considerando que son independientes de la selección de los ejes coordenados, se puede establecer la deformación invariante en base a:

La deformación volumétrica del cuerpo:

$$\varepsilon_v = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \dots\dots\dots 3.14$$

Considera la suma de las deformaciones en todos los ejes principales.

Entonces, las deformaciones invariantes:

$$J_1 = \varepsilon_v = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z$$

$$J_2 = -(\varepsilon_x \varepsilon_y + \varepsilon_y \varepsilon_z + \varepsilon_z \varepsilon_x) + \Gamma_{xy}^2 + \Gamma_{yz}^2 + \Gamma_{zx}^2 \dots\dots\dots 3.15$$

$$J_3 = \varepsilon_x \varepsilon_y \varepsilon_z + 2\Gamma_{xy}\Gamma_{yz}\Gamma_{zx} - \varepsilon_x \Gamma_{xy}^2 + \varepsilon_y \Gamma_{yz}^2 + \varepsilon_z \Gamma_{zx}^2$$

3.1.3. Módulos elásticos.

La teoría de la elasticidad lineal se fundamenta entre la relación del esfuerzo aplicado y la deformación resultante. El comportamiento de las rocas que están sujetas a diferentes esfuerzos representa una no-linealidad, sin embargo, dicho comportamiento se expresa linealmente, aunque existen diferentes cambios en los esfuerzos. Dichos módulos pueden ser determinados en forma dinámica o estática [18].

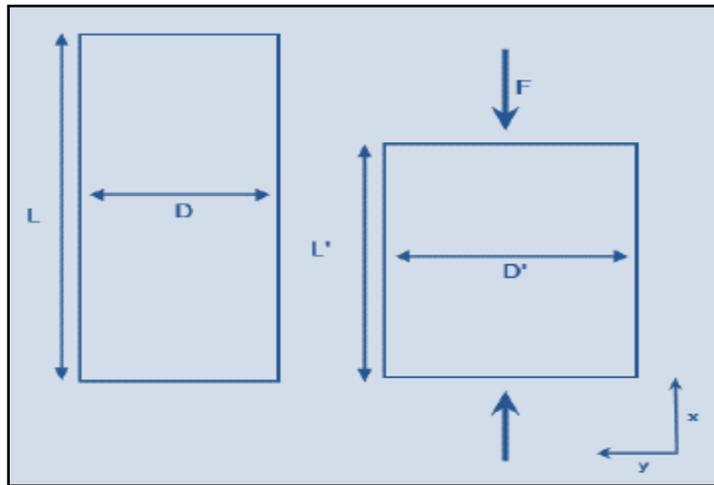


Figura 3.8 Fuerza actuante sobre una muestra.

**Módulo de Young (E):** Considere una muestra de longitud (L) y una superficie plana de área  $A=D^2$  se aplica una fuerza normal (F) de manera uniforme, la longitud original de la muestra es reducida a L'. Figura 3.8, el esfuerzo ( $\sigma$ ) viene dado de la siguiente forma:

$$\sigma_x = \frac{F}{A} \dots\dots\dots 3.16$$

Y la deformación está dada por:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \dots\dots\dots 3.17$$

Entonces, si la muestra se comporta linealmente, la relación entre  $\sigma_x$  y  $\varepsilon_x$ , está definida por la ley de Hooke:

$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} \dots\dots\dots \text{Ec. 3.18}$$

Donde E, es conocido como el módulo de Young, el cual representa una medida de rigidez que tiene la muestra al ser sometida a una carga uniaxial, la unidad usualmente se representa en [Gpa] y [Mpsi].

**Relación de Poisson (v):** Considere la Figura 3.8, donde el esfuerzo aplicado  $\sigma_x$ , da como resultado una deformación radial  $\epsilon_y = \epsilon_z = (D - D')/D$ , donde  $D' > D$ , por lo tanto,  $\epsilon_y$  y  $\epsilon_z$ , son expresados como valores negativos.

$$v = - \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \dots\dots\dots 3.19$$

La ecuación 3.19, representa la relación de Poisson, el cual es una medida de la expansión lateral relativa a la contracción longitudinal.

Valores característicos son mostrados en la figura 3.9, para diferentes tipos de roca.

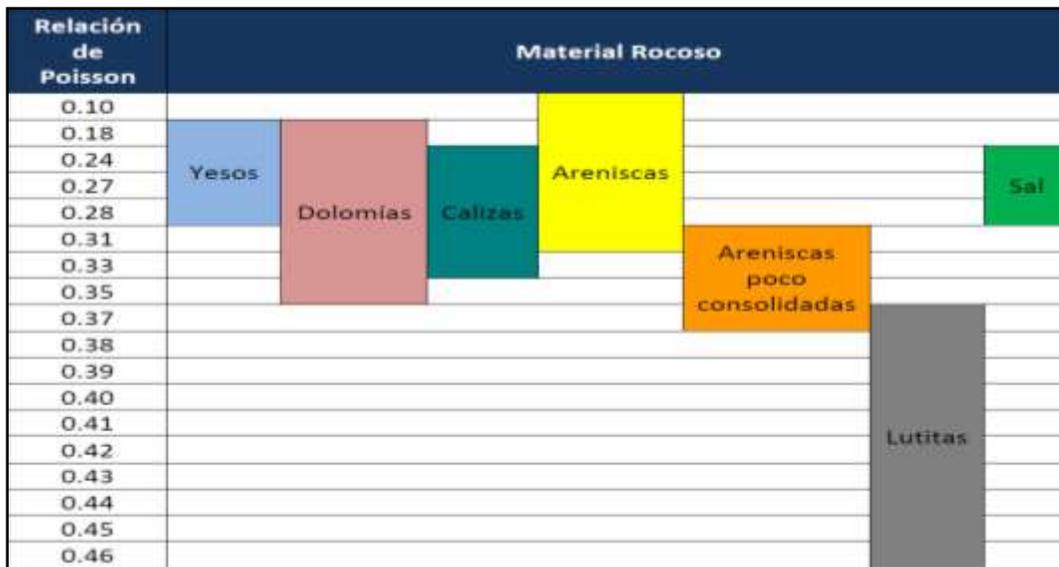


Figura 3.9 Valores característicos de la relación de Poisson <sup>19</sup>

El módulo de Young y la relación de Poisson, son ecuaciones que relacionan los componente del esfuerzo o de la deformación, están definidos por un estrado de esfuerzos específicos, donde  $\sigma_x \neq 0, \sigma_y = \sigma_z = 0$ . En general cada componente de la deformación es una función lineal de todos los componentes de los esfuerzos.

**Constante elástica de Lamé ( $\lambda$ ):** Es equivalente al módulo de Young, bajo condiciones de carga triaxial y está definida por la relación entre el esfuerzo medio bajo condiciones de carga triaxial y la deformación volumétrica, entonces:

$$\lambda = \frac{\frac{1}{3}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)}{\varepsilon_v} \dots\dots\dots 3.20$$

**Módulo de corte (G):** Describe la relación entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte; también es conocido como módulo de rigidez o módulo de cizalla, G es una medida de la resistencia de la roca a una deformación de corte, entonces:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \dots\dots\dots 3.21$$

**Módulo volumétrico (K):** Es la medición de la resistencia del material a una compresión hidrostática aplicada sobre este. La teoría del módulo volumétrico (K), considera un esfuerzo hidrostático  $\sigma_h$  en relación con la deformación volumétrica  $\varepsilon_v$ , teniendo un estado de esfuerzo hidrostático  $\sigma_h = \sigma_1 = \sigma_2$ , mientras que  $\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz}$ , entonces:

$$K = \frac{\sigma_h}{\varepsilon_v} = \lambda + \frac{2}{3}G \dots\dots\dots 3.22$$

Los módulos pueden determinarse en forma dinámica y estática, esto dependiendo de la información disponible para el análisis, con las pruebas de laboratorio directamente a la muestra a analizar se determinan las propiedades elásticas estáticas, mientras que las propiedades elásticas dinámicas, se determinan por medio de ecuaciones que utilizan la información tomada del registro sísmico. La tabla 3.1. Muestra las diferentes combinaciones para obtener los módulos elásticos.

Módulo Elástico	E	v	$\lambda$	G	K
	(GPa)	(1)	(GPa)	(GPa)	(GPa)
E, v		-	$\frac{Ev}{(1+v)(1-2v)}$	$\frac{E}{2(1+v)}$	$\frac{E}{3(1-2v)}$
K, G	$\frac{9KG}{3K+G}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	$K - \frac{2}{3}G$		$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$
G, $\lambda$	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2v}{1-v}$		$\lambda + \frac{2}{3}G$
v, $\lambda$	$\frac{\lambda}{v}(1+v)(1-2v)$				$\frac{\lambda(1+v)}{3v}$
K, v	$3K(1-2v)$				
G, v	$2G(1+v)$				$\frac{2G(1+v)}{3(1-2v)}$

Tabla 3.1 Diferentes correlaciones para predecir los Módulos Elásticos.

Roca	E	$\nu$	$\lambda$	G	K
	(GPa)	(1)	(GPa)	(GPa)	(GPa)
Cuarzo	95	0.07	8	44	37
Feldespatos	40	0.32	28	15	37.5
Plagioclasas	70	0.35	59	26	76
Calcita	84	0.32	56	32	77
Dolomita	117	0.30	65	45	95
Anhidrita	72	0.23	26	29	45
Siderita	135	0.32	90	51	124
Pirita	305	0.15	59	132	147
Arenisca	32-105	0.05	1-3	7-24	15-18
Caliza	97-160	0.30	18-53	9-26	37-71
Lutita	20-160	0.27	3-24	2-19	16-36

Tabla 3.2 Módulos Elásticos para diferentes formaciones.

### 3.2. Teoría de la elasticidad No-Lineal.

Relación Esfuerzo-Deformación: Las relaciones esfuerzo-deformación son ecuaciones fundamentales para la descripción de materiales isotrópicos y elásticos lineales. Para estos materiales los ejes principales de esfuerzo y los ejes principales de deformación siempre coinciden. Cualquier material que no siga una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación se dice que tiene un comportamiento no-lineal. Para materiales elásticos no-lineales, la relación entre el esfuerzo y la deformación será:

$$\sigma = E_1 \varepsilon + E_2 \varepsilon^2 + E_3 \varepsilon^3 + \dots \quad 3.23$$

Para materiales isotrópicos las relaciones generales en coordenadas cartesianas entre esfuerzos y deformaciones son:

$$\sigma_x = (\lambda + 2G)\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z$$

$$\sigma_y = \lambda\varepsilon_x + (\lambda + 2G)\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z$$

$$\sigma_z = \lambda\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + (\lambda + 2G)\varepsilon_z \quad 3.24$$

$$\tau_{xy} = 2G\gamma_{xy}$$

$$\tau_{xz} = 2G\gamma_{xz}$$

$$\tau_{yz} = 2G\gamma_{yz}$$

Expresando las Ec. 3.24, la deformación en función de los esfuerzos, entonces:

$$E\varepsilon_x = \sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)$$

$$\begin{aligned}
 E\varepsilon_y &= \sigma_x - \nu(\sigma_x + \sigma_z) \\
 E\varepsilon_z &= \sigma_x - \nu(\sigma_z + \sigma_y) \dots\dots\dots 3.25 \\
 G\Gamma_{xy} &= \frac{1}{2}\tau_{xy} \\
 G\Gamma_{xz} &= \frac{1}{2}\tau_{xz} \\
 G\Gamma_{yz} &= \frac{1}{2}\tau_{yz}
 \end{aligned}$$

Para cuando el análisis se requiere hacer alrededor del agujero en un pozo perforado, es conveniente expresar las Ec. 3.24, en coordenadas cilíndricas. Donde los esfuerzos en un punto P en un sistema de coordenadas cilíndricas (r,θ,z) se denotan por  $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{rz}$  y  $\tau_{\theta z}$ , donde,  $\sigma_r$  es el esfuerzo radial,  $\sigma_\theta$  es el esfuerzo tangencial,  $\sigma_z$  es el esfuerzo axial,  $\tau_{r\theta}, \tau_{rz}$  y  $\tau_{\theta z}$ , son los esfuerzos de corte, entonces:

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z \\
 \sigma_\theta &= \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z \\
 \sigma_z &= \lambda\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + (\lambda + 2G)\varepsilon_z \dots\dots\dots 3.26 \\
 \tau_{xy} &= 2G\Gamma_{r\theta} \\
 \tau_{xz} &= 2G\Gamma_{rz} \\
 \tau_{yz} &= 2G\Gamma_{\theta z}
 \end{aligned}$$

Los esfuerzos en el sistema cilíndrico se relacionan con los esfuerzos en el sistema cartesiano mediante las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= \sigma_x \cos^2\theta + \sigma_y \sin^2\theta + 2\tau_{xy} \sin\theta \cos\theta \\
 \sigma_\theta &= \sigma_x \sin^2\theta + \sigma_y \cos^2\theta + 2\tau_{xy} \sin\theta \cos\theta \\
 \sigma_z &= \sigma_z \\
 \tau_{r\theta} &= (\sigma_y - \sigma_x) \sin\theta \cos\theta + \tau_{xy} (\cos^2\theta - \sin^2\theta) \dots\dots\dots 3.27 \\
 \tau_{rz} &= \tau_{xz} \cos\theta + \tau_{yz} \sin\theta \\
 \tau_{\theta z} &= \tau_{yz} \cos\theta - \tau_{xz} \sin\theta
 \end{aligned}$$

## 3.2.1. Teoría de la poroelasticidad.

Las rocas por lo general están conformadas por diversos materiales y por tanto se considera que toda roca no es homogénea, es decir que no es posible considerar que las rocas son sólidas y de material homogéneo. El comportamiento mecánico de las rocas, se debe en gran medida a los componentes no sólidos que conforman las rocas, es decir, podríamos considerar a los fluidos que se encuentran en los poros, para este entendimiento, se considera en primer instancia una descripción macroscópica en medios porosos y permeables, esto para determinar las propiedades estáticas como las dinámicas. Teoría de Maurice A. Biot.

Estado de las partículas sólidas en un fluido: Consideramos un medio poroso, en donde la parte sólida corresponde a la matriz de la roca y la parte líquida, está en la zona del espacio poroso, así mismo estas dos están deformadas independientemente, un ejemplo de ello podríamos hablar de arenas saturadas con agua la cual se encuentra completamente sin consolidar. Si colocamos dicha mezcla en un recipiente, la deformación volumétrica está dada a causa de una presión externa, entonces:

$$\varepsilon_v = \frac{\sigma_{ext}}{k_{ef}} \dots\dots\dots 3.28$$

En donde consideramos a  $k_{ef}$  como el modulo volumétrico del tamaño del grano de la mezcla, entonces la deformación total será igual a la suma de las deformaciones de cada componente y la porción de volumen de cada componente:

$$\varepsilon_v = \frac{V_s \varepsilon_v}{V_t} + \frac{V_f \varepsilon_v}{V_t} \dots\dots\dots 3.29$$

Los subíndices  $s$  y  $f$  se refieren al sólido y fluido respectivamente, así mismo,  $V_t$  es el volumen total de la mezcla. Entonces, establecemos que la porosidad es el volumen ocupado por el fluido en relación con el volumen total de la mezcla, entonces:

$$\varphi = \frac{V_f}{V_t} \dots\dots\dots 3.30$$

Considerando que  $V_s + V_l = V_t$ , entonces podemos definir que el volumen relativo está representado por:

$$\frac{V_s}{V_t} = 1 - \varphi \dots\dots\dots 3.31$$

De acuerdo a la ecuación 3.22 que representa el módulo de bulto de la mezcla sólida y el del fluido ( $K_s, K_f$ ) la deformación  $\varepsilon_{v,s}$  y  $\varepsilon_{v,f}$ , está dada por la Ecuación 3.14, entonces podemos definir:

$$\varepsilon_v = \frac{(1-\varphi)\sigma_{ext}}{K_s} + \frac{\varphi\sigma_{ext}}{K_f} \dots\dots\dots 3.32$$

Si combinamos las ecuaciones 3.32 y 3.28, entonces:

$$\frac{1}{K_{ef}} = \frac{1-\varphi}{K_s} + \frac{\varphi}{K_f} \dots\dots\dots 3.33$$

Teoría de la poroelasticidad de Biot: La Ecuación 3.34, representa un material poroso, ahora consideraremos que la roca está conformada tanto de material sólido y volumen de fluido que ocupa el espacio poroso de la roca, los cuales no pueden ser tratados independientemente.

La teoría de poroelasticidad de Biot considera un medio isotrópico, poroso y permeable con dos componentes, líquido y sólido. Para un elemento de volumen adjunto al sólido, las deformaciones de estas están dadas como las derivadas de  $\vec{u}_s$ , entonces:

$$\varepsilon_v = \vec{\nabla} * \vec{u}_s \dots\dots\dots 3.34$$

Donde  $\vec{u}_s$ , es el desplazamiento del sólido y  $\vec{u}_f$ , es el desplazamiento del fluido. Ahora, para la parte del fluido, consideramos a  $\varepsilon_{vf,s}$ , que es la deformación volumétrica del fluido relacionada con el sólido, entonces:

$$\varepsilon_{vf,s} = \varphi \vec{\nabla} * (\vec{u}_s - \vec{u}_f) \dots\dots\dots 3.35$$

El esfuerzo total externo  $\sigma$  de un elemento de volumen junto con la estructura del sólido, es el elemento que balancea este esfuerzo una parte debido a los esfuerzos en la estructura del sólido y en otra parte debido a la presión hidrostática provocada por el fluido, la presión de la formación  $P_f$  de acuerdo a la conversión de signos que nos dice que todo los esfuerzos, incluyendo la presión de poro son positivos para la compresión.

Así mismo la presión de poro agrega energía extra a la deformación que sufre el material, y dado la relación esfuerzo-deformación (ecuación 3.23), Biot mostro como la relación lineal esfuerzo-deformación, puede también ser expresado en parámetros de las deformaciones  $\varepsilon_v$  y  $\varepsilon_{vf,s}$ , el tensor de esfuerzos y la presión de poro, entonces:

$$\sigma_X = \lambda\varepsilon_v + 2G\varepsilon_X - C\varepsilon_{vf,s}$$

$$\begin{aligned} \sigma_Y &= \lambda \varepsilon_v + 2G\varepsilon_Y - C\varepsilon_{vf,s} \\ \sigma_Z &= \lambda \varepsilon_v + 2G\varepsilon_Z - C\varepsilon_{vf,s} \dots\dots\dots 3.36 \\ \tau_{yz} &= 2G\Gamma_{yz} \\ \tau_{xz} &= 2G\Gamma_{xz} \\ \tau_{xy} &= 2G\Gamma_{xy} \\ P_f &= C\varepsilon_v - M\varepsilon_{vf,s} \end{aligned}$$

Donde C y M son los módulos elásticos para describir un medio en dos fases,  $\lambda$  y G, son los parámetros elásticos de Lamé del material poroso, la constante C, involucra a la deformación sólida como líquida, y M caracteriza los parámetros elásticos del fluido, entonces del grupo de la ecuación 3.36, consideramos únicamente los  $\sigma_x, \sigma_y$  y  $\sigma_z$ , entonces:

$$\bar{\sigma} = K\varepsilon_v - C\varepsilon_{vf,s} \dots\dots\dots 3.37$$

Para definir la relación de los módulos elásticos K, C y M con la roca, consideramos que un medio poroso es confinado en un medio impermeable, mediante una prueba de confinamiento y sometido a una presión hidrostática externa  $\sigma_p$ , el fluido contenido en el espacio poroso escapa mientras se aplica la carga, si la presión permanece constante debido a esto, entonces los esfuerzos están llevados únicamente por el sólido, de la ecuación 3.34, entonces:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = K - \frac{C^2}{M} = K_{ef} \dots\dots\dots 3.38$$

Considerando:

$$G = G_{ef} \dots\dots\dots 3.39$$

La ecuación 3.39, está dada debido a que la prueba caracteriza la resistencia de la parte sólida de la roca,  $K_{ef}$ , es el módulo de bulto de la estructura del sólido. Dado que no hay fuerzas de corte asociadas con el fluido, podremos identificar directamente el módulo de corte del sistema poroso como módulo de la parte externa.

Consideramos ahora una muestra a la cual se le retira el confinamiento, la muestra está incrustada en un fluido de tal manera que la presión hidrostática de la muestra se encuentra balanceada por la presión de formación,  $P_f = \sigma_p$ , ahora combinando ecuación 3.34 y 3.37, resulta:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = \frac{K_{fr}}{1-\frac{C}{M}} \dots\dots\dots 3.40$$

Para la ecuación 3.40, la respuesta esfuerzo-deformación del sólido, está totalmente en función de las propiedades intrínsecas del material sólido, en donde,  $\sigma_p = K_s \varepsilon_v$  y  $K_s$  es el modulo del grano del solido, a la relación  $1/K_s$  lo llamamos compresibilidad de drene, así mismo, con la Ecuación 3.40, resulta entonces que:

$$K_s = \frac{K_{fr}}{1-\frac{C}{M}} \dots\dots\dots 3.41$$

La deformación volumétrica del fluido relacionada con el sólido,  $\varepsilon_{vf,s}$ , de acuerdo a ecuación 3.36 y 3.37, resulta en:

$$\varepsilon_{vf,s} = \varphi \left[ \frac{1}{K_s} - \frac{1}{K_f} \right] P_f \dots\dots\dots 3.42$$

Si combinamos la ecuación 3.36 y 3.37, entonces:

$$\varepsilon_{vf,s} = \frac{C-K}{K_{ef}M} P_f \dots\dots\dots 3.43$$

Ahora si combinamos la ecuacion 3.42 y 3.43, entonces:

$$\varphi \left[ \frac{1}{K_s} - \frac{1}{K_f} \right] = \frac{C-K}{K_{fr}M} \dots\dots\dots 3.44$$

Para definir las constantes K, C y M, en términos de módulos elásticos, es necesario combinar la definición que tenemos de  $K_{fr}$ , las ecuaciones 3.41 y 3.43 y porosidad  $\varphi$ , entonces:

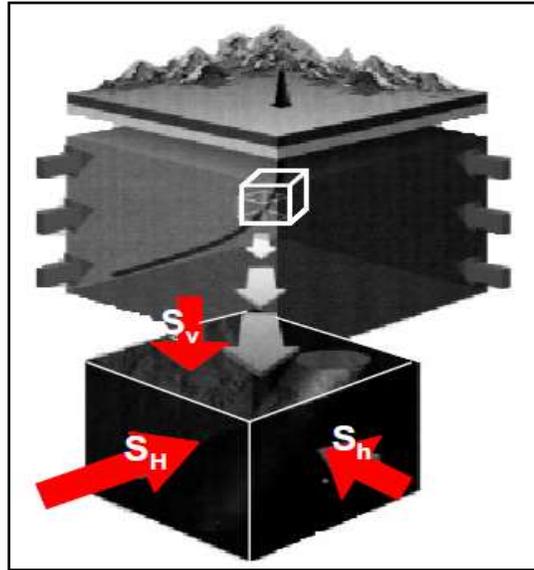
$$K = K_{fr} + \frac{K_F}{\varphi} \frac{\left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)^2}{1 + \frac{K_f}{\varphi K_s} \left[1 - \varphi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right]} \dots\dots\dots 3.45$$

$$C = \frac{K_f}{\varphi} \frac{1 - \frac{K_{fr}}{K_s}}{1 + \frac{K_f}{\varphi K_s} \left(1 - \varphi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \dots\dots\dots 3.46$$

$$M = \frac{CK_s}{K_s - K_{fr}} \dots\dots\dots 3.47$$

### 3.3. Esfuerzos naturales en la formación.

Para una formación, que se considera como una roca a una cierta profundidad, esta se encuentra sometida a una serie de esfuerzos debido a la sobrecarga de las rocas, los fenómenos de tectónica de placas, así como los movimientos horizontales y verticales de las mismas, cambio a través del tiempo en la temperatura y presión, heterogeneidad de las propiedades mecánicas de la roca, así como de la presión de los fluidos, Figura 3.10.



**Figura 3.10** Elemento de roca en el subsuelo, mostrando los esfuerzos a los que está sometido.

Comúnmente se asume que los esfuerzos principales en profundidad son verticales y horizontales (el esfuerzo vertical  $\sigma_v$ , el esfuerzo horizontal máximo  $\sigma_H$  y el esfuerzo horizontal mínimo  $\sigma_h$ ), debido a que deben tener esa orientación en la superficie horizontal de la tierra. A estos esfuerzos se les conoce como esfuerzos in situ, los cuales son perpendiculares entre cada uno de ellos y perpendiculares al plano donde se aplica. Se considera que la componente de esfuerzo vertical es igual a la sobrecarga de rocas suprayacente. Este valor se encuentra integrando registros de densidad cuando están disponibles desde la superficie. Un valor aproximado es 1 psi/pie. En este capítulo no será discutido, los métodos establecidos para el cálculo del esfuerzo vertical, ya que en el capítulo II de esta tesis se presentan diversos cálculos para determinar dicha magnitud. Es importante mencionar que el esfuerzo vertical no se asume constante para todas las áreas, ya que este varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en particular.

### 3.3.1. Esfuerzos horizontales.

Los datos obtenidos en las pruebas de goteo (LOT), pruebas de fracturamiento hidráulico (microfrac o minifrac), las pérdidas de circulación en el pozo, son pruebas y eventos de vital importancia para la estimación de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo,  $\sigma_h$ . En base a dicha información se le conoce como métodos directos para la estimación del esfuerzo horizontal mínimo.

Desafortunadamente cuando se realiza una predicción de dicho esfuerzo, los datos antes mencionados no son posibles de conocer ya que el pozo aún no se ha perforado, por lo cual el uso de métodos indirectos para la predicción del esfuerzo horizontal mínimo es de vital importancia.

#### 3.3.1.1. Métodos directos.

Prueba de Goteo (LOT): Es posible conocer el esfuerzo horizontal mínimo en forma directa, la cual consiste, en después de haber cementado el revestido anterior, se perforan de 5 a 10 metros de nueva formación de la etapa a perforar.

A preventor cerrado, se inicia a bombear lodo por la tubería de perforación a un gasto muy lento hasta que alcance la máxima presión en donde la formación inicia la admisión del lodo bombeado.

Al iniciar el bombeo en directa, el cual debe ser bombeado a muy bajo gasto, alrededor de 0.5 a 1.0 bbl/min de acuerdo a la formación que se esté probando, se construye una gráfica Volumen Vs Presión, (Figura 3.11). El comportamiento de la presión observada es lineal de acuerdo al volumen de lodo inyectado, ya que el volumen del fluido bombeado dentro del agujero origina compresión volumétrica del fluido de perforación y una expansión elástica de la tubería de revestimiento y de la roca que se encuentra alrededor del agujero, al ir incrementando el volumen de inyección la presión tiene un aumento lineal a lo cual se le conoce como PIP (Presión de integridad a la Formación), la cual refleja, la presión a la cual la formación se encuentra integra.

La prueba LOT (presión de goteo) se alcanza cuando el punto en el que la relación entre el incremento de presión y el volumen del fluido bombeado se desvía de su comportamiento lineal empieza ligeramente a decrecer (B), esto ocurre cuando el fluido comienza a penetrar a la formación y comienza a dilatar la formación, formando una curva (C), cuando el valor alcanza el punto C, se dice que se llega al valor PR (Presión de Ruptura), que es cuando en esos momentos se ha creado

una nueva fractura a la formación, lo cual origina una caída de presión como es mostrado del punto C al D. El valor de PR es tomado como la presión de fractura. [20].

Al continuar bombeando fluido de perforación suficiente para asegurar la propagación estable de la fractura en la formación, la presión de bombeo entonces se estabiliza hasta alcanzar valores casi constantes, el cual es llamado PPF (Presión de Propagación de la Fractura), el cual se muestra en la trayectoria del punto D al E.

Se para el bombeo y se alcanza la PIC (Presión instantánea de Cierre) que es el valor en el punto donde la presión se decremento después del cierre (paro de bombeo), desviándose de la línea recta.

El valor de la presión más importante es la PCF (Presión de Cierre de Fractura) y es obtenida por la intersección de 2 tangentes –Como es mostrado en la Fig. 3.10 el valor de la PCF representa el esfuerzo horizontal mínimo, ya que el esfuerzo en la formación y la presión del fluido remanente en la fractura han alcanzado el equilibrio.

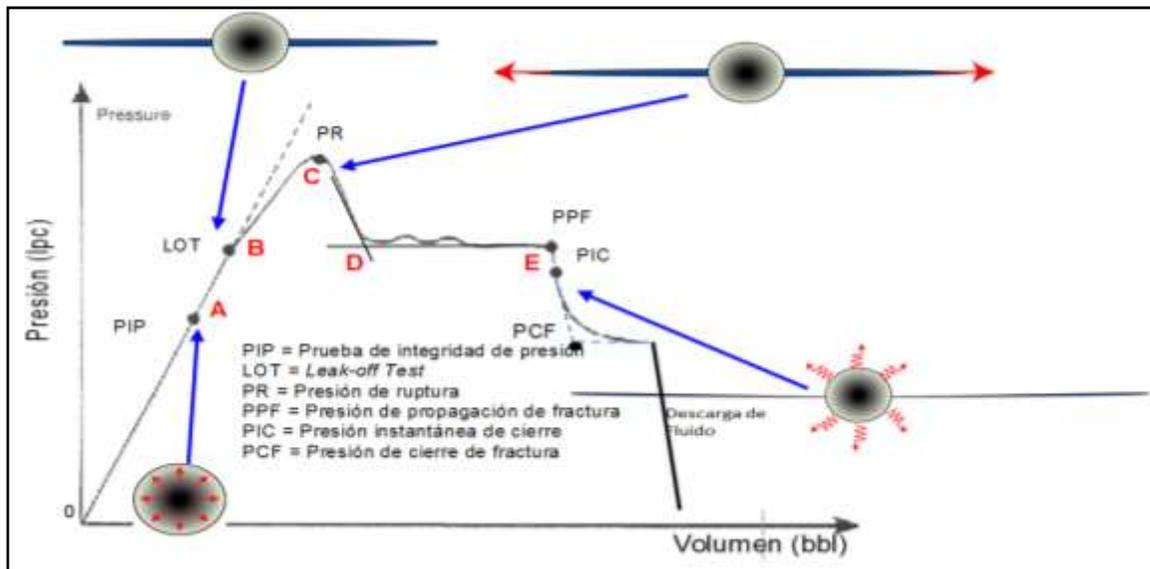


Figura 3.11 Prueba de Goteo<sup>20</sup>

Una vez que el fluido se descarga el valor de la presión cae rápidamente alcanzando valores cercanos a cero.

Otras de las pruebas como métodos directos son las Prueba de Goteo Extendido (XLOT), pruebas de fracturamiento hidráulico (Microfrac y Minifrac), las cuales no serán detalladas en esta investigación.

**3.3.1.2. Métodos indirectos.**

Predicción de los Esfuerzos Horizontales Debido a una Deformación Elástica Uniaxial, en cuencas sedimentarias que no han estado sometidas a deformación tectónica, es decir que se considera como una región geológica relajada, es de esperarse que el campo de esfuerzos en sitio esté dominado por la sobrecarga de rocas (overburden).

En tal caso los esfuerzos principales deberían ser verticales y horizontales y esfuerzo principal vertical debería tener una magnitud igual al máximo esfuerzo compresivo que sería igual al peso de la columna de rocas. El esfuerzo horizontal, sin embargo, es más difícil de estimar, para esta situación los esfuerzos horizontales efectivos  $\sigma'_h$  y  $\sigma'_H$  tienden a ser aproximadamente iguales, pero también, estos dos esfuerzos son menores al esfuerzo efectivo vertical,  $\sigma'_v$ , si los sedimentos tienen un comportamiento elástico, la deformación horizontal,  $\varepsilon_h$ , puede ser representada por medio de la Ley de Hook:

$$\varepsilon_h = \frac{\sigma'_h}{E} - \nu \frac{\sigma'_H}{E} - \frac{\sigma'_v}{E} \dots\dots\dots 3.48$$

Considerando un medio elástico lineal, un medio homogéneo e isotrópico, la formación se comprime únicamente por efecto de la sobrecarga, no existe deformación en el plano horizontal, es decir  $\varepsilon_h = 0$  y la magnitud de los esfuerzos horizontales son iguales,  $\sigma'_h = \sigma'_H$ , de la Ec. 3.48, resulta:

$$0 = \frac{\sigma'_h}{E} - \nu \frac{\sigma'_h}{E} - \nu \frac{\sigma'_v}{E} \dots\dots\dots 3.49$$

Despejando  $\sigma'_h$  y considerando que  $\sigma'_h = \sigma'_H$ , entonces:

$$\sigma'_h = \sigma'_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma'_v \dots\dots\dots 3.50$$

Expresando la ecuación 3.50, en términos de esfuerzos totales, entonces:

$$\sigma_h - P_p = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) (\sigma_v - P_p)$$

$$\sigma_h = \sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v + P_p \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) \dots\dots\dots 3.51$$

Esfuerzo horizontal mínimo.

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v + P_p \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) \dots\dots\dots 3.52$$

## Esfuerzo horizontal máximo

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + P_p \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) \dots\dots\dots 3.53$$

## 3.3.2 Esfuerzos horizontales debido a una deformación elástica horizontal.

Las regiones tectónicamente activas, estas asociadas a áreas con presencia de fallas, domos, salinos, diapirismos, brincamientos, etc. Estos hechos geológicos provocan áreas no-relajadas, debido a esto se consideran, que los esfuerzos horizontales sean diferentes y por tanto se originen deformaciones horizontales. [21]

Adicionalmente se consideran medios homogéneo e isotrópico, medio elástico lineal, entonces:

- Esfuerzo Horizontal Mínimo.

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\varepsilon_h + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\nu\varepsilon_H \dots\dots\dots 3.54$$

- Esfuerzo Horizontal Máximo.

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\varepsilon_H + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\nu\varepsilon_h \dots\dots\dots 3.55$$

Cabe mencionar que para profundidades típicas de un yacimiento petrolero, la relación del esfuerzo horizontal mínimo respecto al esfuerzo de sobrecarga se encuentra en el rango de 0.3 a 1.5, y para la relación del esfuerzo horizontal máximo respecto al esfuerzo de sobrecarga se encuentra en el rango de 1 hasta 2.

## 3.3.3. Régimen de esfuerzos.

Anderson propuso una descripción para los régimen de esfuerzos in-situ, este se basa en las magnitudes relativa del esfuerzo vertical y los esfuerzos horizontales. [22]. Los tres tipos de fallas debido a la relación que existe entre dichos esfuerzos se basa en, (Figura 3.12).

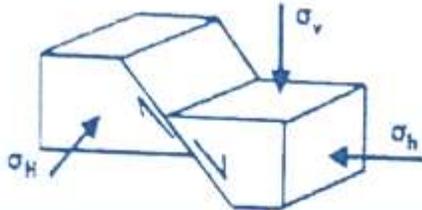
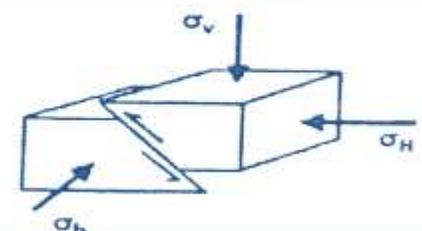
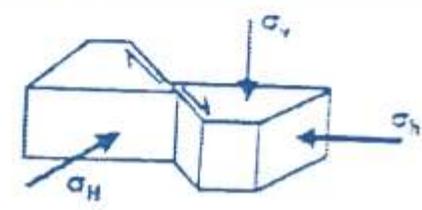
Régimen de esfuerzo por falla normal.	$\sigma_v \geq \sigma_H \geq \sigma_h$	
Régimen de esfuerzo por falla inversa.	$\sigma_H \geq \sigma_h \geq \sigma_v$	
Régimen de esfuerzo por falla de rumbo, transcurrente o desgarre.	$\sigma_H \geq \sigma_v \geq \sigma_h$	

Figura 3.12 Clasificación de Falla de Anderson.

### 3.4. Esfuerzos inducidos alrededor del agujero.

Cuando un pozo es perforado en una formación geológica, material sólido bajo esfuerzo es removido y reemplazado por fluidos bajo presión. Dado que la presión del fluido en el pozo generalmente no es de la misma magnitud que el esfuerzo que ejercía el material removido, habrá una alteración en el estado de esfuerzos de la formación alrededor del pozo. Esta alteración de esfuerzos es importante, debido a que grandes desviaciones de esfuerzos pueden conducir a fallas en la formación y como consecuencia, grandes problemas operacionales en el pozo.

Los esfuerzos que son redistribuidos se denotan como  $\sigma_r$  es llamado el esfuerzo radial, actúa como presión hidrostática debido al fluido de perforación en forma radial hacia las paredes del pozo,  $\sigma_\theta$  el esfuerzo tangencial, el cual actúa circunferencialmente alrededor de la pared del pozo y  $\sigma_z$  el esfuerzo axial, el cual actúa paralelamente al eje del agujero. En agujeros desviados se genera un esfuerzo cortante adicional,  $\tau_{\theta z}$ , (Figura 3.13).

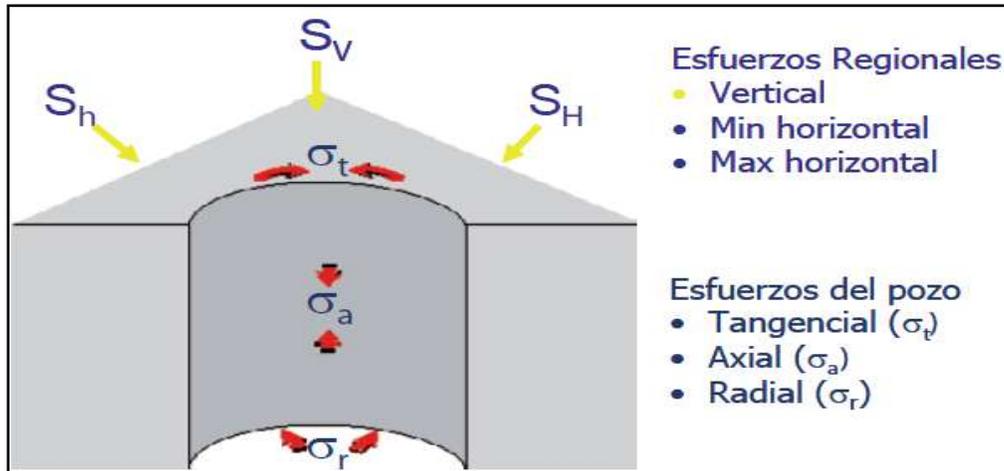


Figura 3.13 Esfuerzos principales Vs esfuerzos in-situ <sup>23</sup>

### 3.4.1. Esfuerzos inducidos alrededor de agujeros desviados.

Ahora procederemos a describir una situación más general que es la del agujero de perforación desviado (no vertical), y donde el esfuerzo horizontal es anisotrópico, es decir, no es el mismo en todas direcciones.

Asumimos que los esfuerzos principales en la formación virgen son:  $\sigma_v$ , el esfuerzo vertical,  $\sigma_H$  el mayor esfuerzo horizontal y  $\sigma_h$ , el menor esfuerzo horizontal. Un sistema de coordenadas

$(x', y', z')$  es orientado tal que  $x'$  es paralelo a  $\sigma_H$ ,  $y'$  es paralelo a  $\sigma_h$ , y  $z'$  es paralelo a  $\sigma_v$  (ej.: el eje  $z'$  es vertical; (Figura 3.14). Los esfuerzos en la vecindad del agujero de perforación son descritos de mejor manera en un sistema de coordenadas  $(x^o, y^o, z^o)$ , donde el eje  $z$  es paralelo al agujero de perforación. <sup>[18, 24, 25]</sup>. Adicionalmente seleccionamos el eje  $y$  para ser horizontal, y el eje  $x$  para ser paralelo a la dirección radial más baja del agujero de perforación, (Figura 3.15).

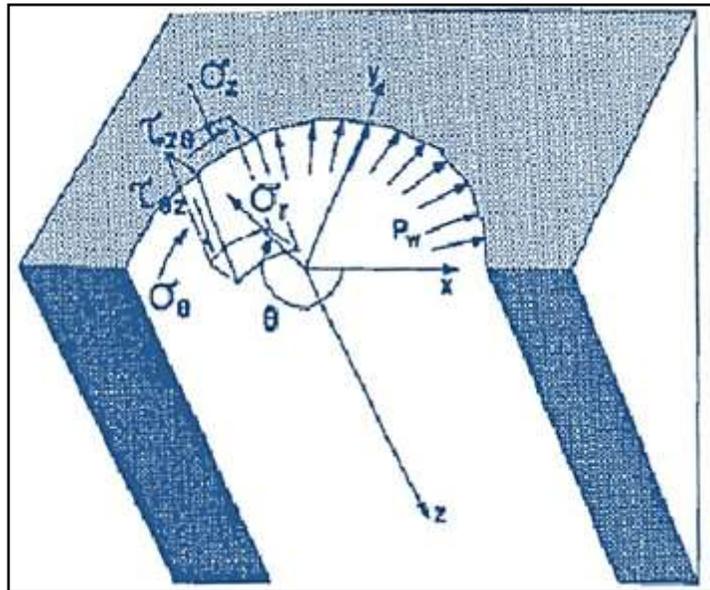


Figura 3.14 Esfuerzos presentes en la Pared de un Pozo Desviado. <sup>23</sup>

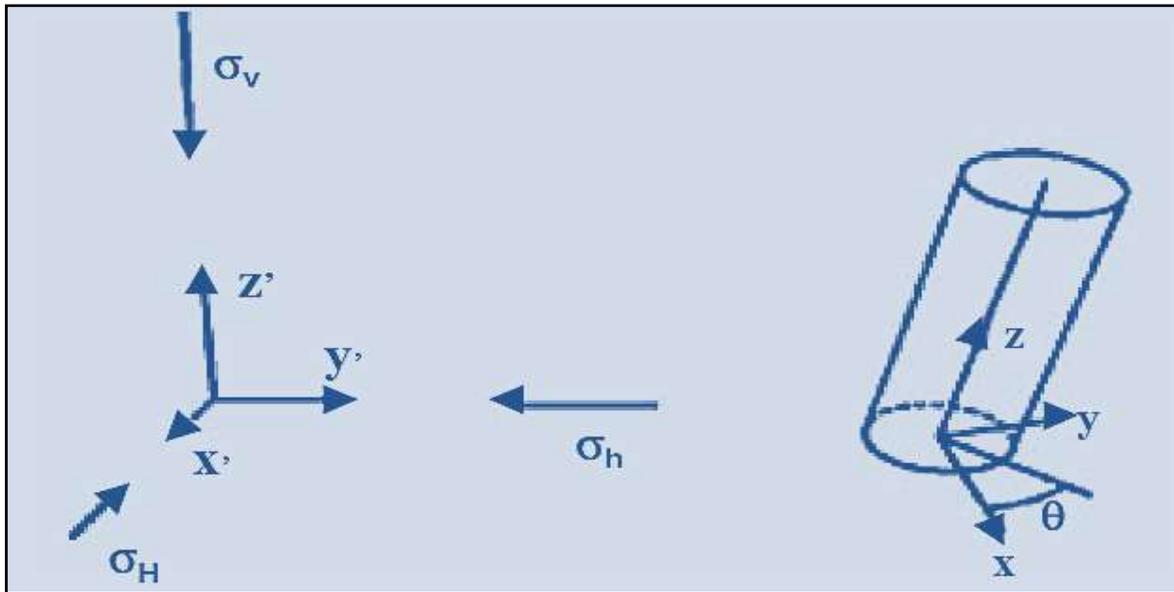


Figura 3.15 Sistema de Coordenadas para un agujero desviado. [18, 24, 25]

Una transformación de  $(x', y', z')$  para  $(x^0, y^0, z^0)$ , puede ser obtenida en dos operaciones, (Figura 3.16): (1) una rotación del ángulo  $a$  alrededor del eje  $z$ , y (2) una rotación del ángulo  $i$  alrededor del eje  $y$ . El ángulo  $i$  representa la desviación del pozo respecto a la vertical, y el ángulo  $a$  representa el azimut del ángulo.

La transformación puede ser descrita matemáticamente por los cosenos directores:

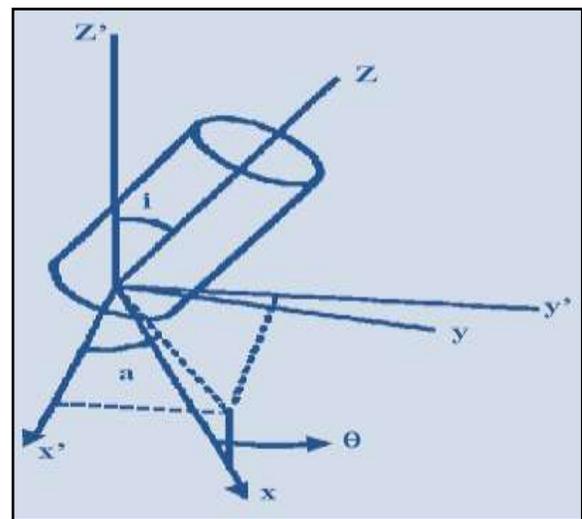


Figura 3.16 Sistema de Transformación. [18, 24, 25]

$l_{xx'}, l_{xy'}, l_{xz'}$  = el coseno directores de los ángulos entre el eje  $x$  y los ejes  $x'$ -,  $y'$ -,  $z'$ -, respectivamente.

$l_{yx'}, l_{yy'}, l_{yz'}$  = el coseno directores de los ángulos entre el eje  $y$  y los ejes  $x'$ -,  $y'$ -,  $z'$ -, respectivamente.

$l_{zx'}, l_{zy'}, l_{zz'}$  = el coseno directores de los ángulos entre el eje  $z$  y los ejes  $x'$ -,  $y'$ -,  $z'$ -. Los cosenos directores se refieren para los ángulos  $a$  e  $i$  como:

$$\begin{array}{lll}
 I_{XX'} = \cos a * \cos i & I_{yx'} = -\sin a & I_{zx'} = \cos a * \sin i \\
 I_{yx'} = \sin a * \cos i & I_{yy'} = \cos a & I_{zx'} = \cos a * \sin i \dots\dots\dots 3.56 \\
 I_{xz'} = -\sin i & I_{yz'} = 0 & I_{zz'} = \cos i
 \end{array}$$

Expresados en el sistema  $(x^0, y^0, z^0)$ , los esfuerzos de la formación  $\sigma_v, \sigma_H$  y  $\sigma_h$ , son transformados en:

- $\sigma_x^0 = I_{xx'}I_{xx'}\sigma_H + I_{xy'}I_{xy'}\sigma_h + I_{xz'}I_{xz'}\sigma_v$   
 $\sigma_x^0 = \cos^2 a * \cos^2 i \sigma_H + \sin^2 a * \cos^2 i \sigma_h + \sin^2 i \sigma_v$
- $\sigma_y^0 = I_{yx'}I_{yx'}\sigma_H + I_{yy'}I_{yy'}\sigma_h + I_{yz'}I_{yz'}\sigma_v$   
 $\sigma_y^0 = \sin^2 a * \sigma_H + \cos^2 a * \sigma_h + 0 * \sigma_v$
- $\sigma_z^0 = I_{zx'}I_{zx'}\sigma_H + I_{zy'}I_{zy'}\sigma_h + I_{zz'}I_{zz'}\sigma_v$   
 $\sigma_z^0 = \cos^2 a * \sin^2 i \sigma_H + \sin^2 a * \sin^2 i \sigma_h + \cos^2 i \sigma_v$
- $\tau_{xy}^0 = I_{xx'}I_{yx'}\sigma_H + I_{xy'}I_{yy'}\sigma_h + I_{xz'}I_{yz'}\sigma_v$   
 $\tau_{xy}^0 = [(\cos a * \cos i) * (-\sin a) * \sigma_H] + [(\sin a * \cos i) * (\cos a) * \sigma_h] + [(-\sin i) * 0 * \sigma_v]$   
 $\tau_{xy}^0 = \left(-\frac{1}{2} * \sigma_H * \sin 2a * \cos i\right) + \left(\frac{1}{2} * \sigma_h * \sin 2a * \cos i\right)$
- $\tau_{xz}^0 = I_{zx'}I_{xx'}\sigma_H + I_{zy'}I_{xy'}\sigma_h + I_{zz'}I_{xz'}\sigma_v$   
 $\tau_{xz}^0 = [(\cos a * \sin i) * (\cos a * \cos i) * \sigma_H] + [(\sin a * \cos i) * (\sin a * \sin i) * \sigma_h] + [(\cos i * -\sin i) * \sigma_v]$   
 $\tau_{xz}^0 = \left(-\frac{1}{2} * \sigma_H * \sin 2i * \cos^2 a\right) + \left(\frac{1}{2} * \sigma_h * \sin 2i * \sin^2 a\right) - \left(\frac{1}{2} * \sigma_v * \sin 2i\right)$
- $\tau_{yz}^0 = I_{yx'}I_{zx'}\sigma_H + I_{yy'}I_{zy'}\sigma_h + I_{yz'}I_{zz'}\sigma_v$   
 $\tau_{yz}^0 = [(-\sin a) * (\cos a * \sin i) * \sigma_H] + [(\cos a) * (\sin a * \cos i) * \sigma_h] + [0 * (\cos i) * \sigma_v]$   
 $\tau_{yz}^0 = \left(-\frac{1}{2} * \sigma_H * \sin 2a * \sin i\right) + \left(\frac{1}{2} * \sigma_h * \sin 2a * \sin i\right) \dots\dots\dots 3.57$

Donde, a es el ángulo del azimut, i es el ángulo de inclinación del pozo respecto a la vertical,  $\theta$  es el ángulo entre el punto de la circunferencia del agujero y la

dirección del esfuerzo horizontal máximo. El superíndice (°) en los esfuerzos indica que estos son los esfuerzos originales de la formación.

Ahora podemos asumir que no hay desplazamiento a lo largo del eje **z** (condición de deformación plana). Una derivación de las soluciones de esfuerzos puede ser vista en Jaeger y Cook<sup>[26]</sup>, pero no será detallada en este capítulo. De acuerdo con Bradley, la solución general elástica lineal completa de los esfuerzos alrededor del agujero perforado <sup>[27]</sup>:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \left(\frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o}{2}\right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2}\right) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \tau_{xy}^o \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + P_w \frac{R^2}{r^2} \\ \sigma_\theta &= \left(\frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o}{2}\right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \left(\frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2}\right) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy}^o \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - P_w \frac{R^2}{r^2} \\ \sigma_z &= \sigma_v - \nu \left[2\left(\sigma_x^o - \sigma_y^o\right) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\tau_{xy}^o \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta\right] \\ \tau_{r\theta} &= \left(\frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2}\right) \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \tau_{xy}^o \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \\ \tau_{\theta z} &= \left(-\tau_{xz}^o \sin \theta + \tau_{yz}^o \cos \theta\right) * \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) \\ \tau_{rz} &= \left(\tau_{xz}^o \cos \theta + \tau_{yz}^o \sin \theta\right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) \dots\dots\dots 3.58 \end{aligned}$$

Donde,  $P_w$  es la presión hidrostática ejercida por el fluido de control, R es el radio del pozo, r es la distancia radial deseada para el cálculo de los esfuerzos. Estas ecuaciones definen los valores de los esfuerzos en las paredes del agujero ( $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}, \tau_{rz}$ ) como una función de la distancia ( r ), de los esfuerzos in-situ ( $\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$ ) y de la posición angular de interés con respecto al esfuerzo horizontal máximo ( $\theta$ ).

Observemos que la solución general dada por las ecuaciones 3.58, también depende del ángulo  $\theta$ , es decir, los esfuerzos varían con la posición alrededor del agujero de perforación.

Si el cálculo es considerado en la pared del mismo pozo, donde,  $R=r$  y  $R/r=1$  y además, se considera que el colapso se produce con una magnitud de theta de 90 o 270 °, las Ecuaciones 3.58, son expresadas como:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= P_w \\ \sigma_\theta &= 3\sigma_x^o - \sigma_y^o - P_w \\ \sigma_z &= \sigma_v^o + 2\nu(\sigma_x^o - \sigma_y^o) \\ \tau_{\theta z} &= -2\tau_{xz} \\ \tau_{r\theta} = \tau_{rz} &= 0 \dots\dots\dots 3.59 \end{aligned}$$

3.4.2. Esfuerzos inducidos alrededor de agujeros verticales.

Para el caso de un pozo vertical, es decir inclinación nula y azimut igual a cero, en donde se encuentra en un medio de esfuerzos anisotrópicos, la problemática es reducida, ya que los esfuerzos de corte son nulos y los esfuerzos normales se convierten en esfuerzos principales, bajo estas consideraciones, las Ecuaciones 3.58, son simplificadas a:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \left(\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2}\right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2}\right) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + P_w \frac{R^2}{r^2} \\ \sigma_\theta &= \left(\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2}\right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \left(\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2}\right) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - P_w \frac{R^2}{r^2} \\ \sigma_z &= \sigma_v - \nu \left[2(\sigma_H - \sigma_h) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta\right] \\ \tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} &= 0 \dots\dots\dots 3.60 \end{aligned}$$

Si el cálculo es considerado en la pared del mismo pozo, donde,  $R=r$  y  $R/r=1$  y además, se considera que el colapso se produce con una magnitud de theta de 90 o 270 °, las ecuaciones 3.58, son expresadas como:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= P_w - P_p \\ \sigma_\theta &= 3\sigma_H - \sigma_h - P_w - P_p \\ \sigma_z &= \sigma_v + \nu[2(\sigma_H - \sigma_h)] - P_p \\ \tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} &= 0 \dots\dots\dots 3.61 \end{aligned}$$

Del grupo de ecuaciones 3.61, podemos observar:

- El esfuerzo radial, depende únicamente de la densidad del fluido de control.

- El esfuerzo tangencial depende de la posición azimutal alrededor de la pared del pozo ( $\theta$ ), así como de la densidad del fluido de control.

Ahora, si consideramos el cálculo a una distancia alejada de las paredes del agujero perforado, es decir,  $r \rightarrow \infty$  y  $\frac{R}{r} \rightarrow 0$ , las ecuaciones 3.58, son expresadas como:

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2}\right) + \left(\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2}\right) \cos 2\theta$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2}\right) - \left(\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2}\right) \cos 2\theta$$

$$\sigma_z = \sigma_v \dots\dots\dots 3.62$$

Si  $\theta = 0$ , entonces:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \sigma_H \\ \sigma_\theta &= \sigma_h \\ \sigma_z &= \sigma_v \end{aligned}$$

Esto lo podemos observar en la Figura 3.17, la cual muestra como los esfuerzos ( $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$ ), varían con la distancia en donde se realice el cálculo, esto debido a que los esfuerzos en la pared del agujero perforado disminuyen rápidamente conforme nos alejamos cada vez mas de las paredes del agujero perforado, hasta que dichos valores son convertidos en esfuerzos in situ ( $\sigma_H, \sigma_h, \sigma_v$ ), es decir, entre más lejos estemos del agujero perforado, los esfuerzos de la roca no son modificados.

Si  $\theta = 0$ , entonces:

- $\sigma_r$  converge a  $\sigma_h$
- $\sigma_\theta$  converge a  $\sigma_H$
- $\sigma_z$  converge a  $\sigma_v$

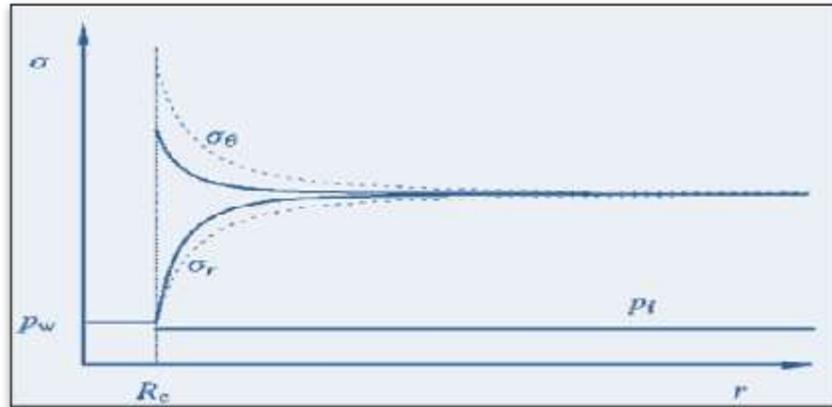


Figura 3.17 Variación de los esfuerzos en función de la distancia al diámetro del agujero perforado. Criterio de Falla de la Roca.

### 3.5. Criterio de falla en las paredes del agujero.

Los problemas de inestabilidad del agujero pueden presentarse durante la etapa de perforación. Para este caso se trata de analizar y comparar los esfuerzos inducidos alrededor del agujero con la resistencia de la roca. Los esfuerzos inducidos alrededor del agujero están controlados fundamentalmente por la magnitud de las diferentes componentes de esfuerzos in situ, por la orientación del pozo, las propiedades de la roca, la presión de fluido de yacimiento, el peso de lodo de perforación y la temperatura.

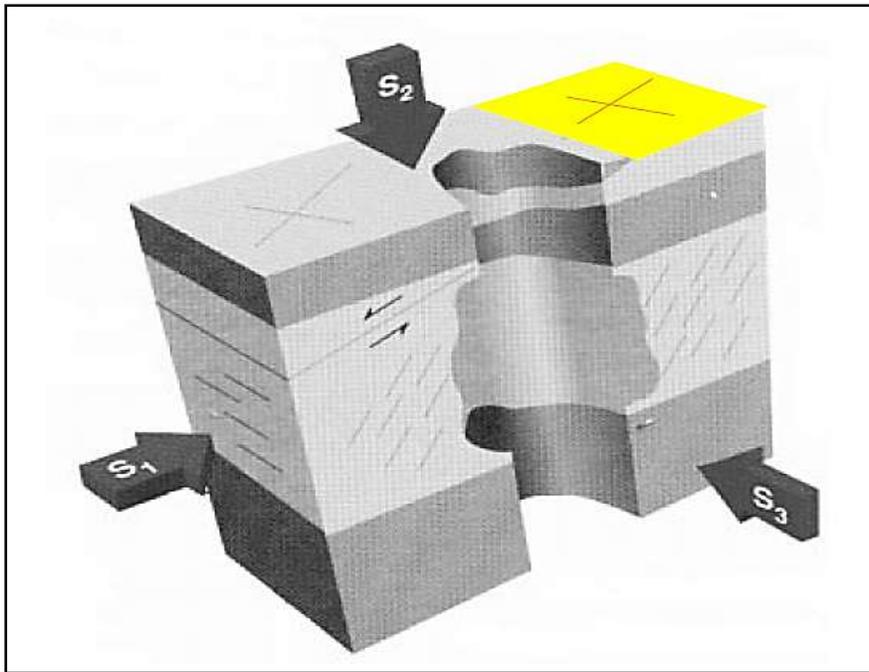
Durante el desarrollo de las operaciones practicadas en la actividad de perforación, se inducen esfuerzos adicionales en la roca. Estos esfuerzos inducidos se calculan conociendo las componentes de esfuerzos principales  $\sigma_{\text{hmin}}$ ,  $\sigma_{\text{Hmax}}$  y  $\sigma_v$  presentes en la formación, mediante el uso de simuladores de esfuerzos y deformaciones o con las soluciones analíticas y semianalíticas disponibles, considerando una ley constitutiva o de comportamiento de la roca dado (elasticidad, elasto-plasticidad, viscoelasticidad, poroelasticidad, etc.). Una vez que los esfuerzos inducidos en la roca son evaluados es posible determinar si se produce falla del material comparando los esfuerzos de corte o de tracción inducidos con la resistencia de la roca.

Los problemas de estabilidad de agujeros durante la perforación se manifiestan en el campo por:

- Pegas de tuberías
- Repasos excesivos
- Excesivo arrastre y torque

- Colapso del agujero
- Agujeros fuera de calibre
- Cementación pobre
- Necesidad de sidetracks

La inestabilidad del agujero es resultado de que los esfuerzos inducidos alrededor del mismo exceden la resistencia de la roca, bien sea en tensión o en compresión, (Figura 3.18). Para lograr evaluar el potencial de la estabilidad de una formación, se han desarrollado modelos constitutivos para calcular los esfuerzos y las deformaciones alrededor del agujero. Una vez calculados estos parámetros, deben ser comparados frente a un criterio de falla (como el de Mohr-Coulomb) para determinar si existe colapso de las paredes.



**Figura 3.18** Inestabilidad del agujero inducido por la redistribución de los esfuerzos.

Si la desviación de esfuerzos en alguna parte excede el criterio de falla de la roca, la roca falla. Esta situación es la que asociaremos con el término “falla de agujero” en esta sección. Por otra parte, “los criterios de falla en agujeros de perforación” significan las condiciones de frontera para las cuales ocurre la falla en los agujeros de perforación. La selección del criterio de falla para el análisis de estabilidad mecánica del agujero es difícil y controversial. Por lo tanto, es importante conocer las diferentes variantes de cada uno de los métodos para poder elegir el más adecuado.

Numerosos criterios de falla han sido propuestos para definir la falla de la roca en compresión, algunos de los que podemos citar son:

- Mohr – Coulomb.
- Daniel Charles Ducker – William Prager.
- Evert Hoek – Edwin Thomas Brown.
- Alan Arnold Griffith.
- Ferdinando Stassi d'Alia.
- Kiyoo Mogi – Charles Augustin de Coulomb.
- Pould V. Lade Modificado.

Hasta este momento los criterios de falla más comúnmente utilizados para la predicción de la estabilidad mecánica del agujero son el criterio de falla de Mohr – Coulomb y Daniel Charles Ducker – William Prager, sin embargo se puede hacer uso de cualquier método que mejor se ajuste a sus datos.

Este trabajo tomo como base los trabajos de Mohr –Coulomb para predecir la estabilidad mecánica del agujero, tanto en agujeros verticales, como en agujeros desviados.

### 3.5.1. Criterio de falla de Mohr – Coulomb.

Este criterio es trabajo combinado de Christian Otto Mohr y Charles Augustin de Coulomb. Se basa en la predicción de una envolvente de falla que es tangente a los círculos de Mohr y es representada mediante una línea recta. La Figura 3.19, representa el criterio de falla. Cabe señalar que dicho criterio no toma en consideración la magnitud del esfuerzo principal intermedio. <sup>[18]</sup>

La teoría de Mohr – Coulomb asume que los esfuerzos normales y de corte están relacionados por:

$$\tau = S_o + \mu\sigma \dots\dots\dots 3.63$$

Donde  $S_o$ , es la cohesión de la roca y  $\mu$  es el coeficiente de fricción interna, cabe señalar que estos dos parámetros describen como varia la resistencia del material con respecto a las condiciones de esfuerzo a las cuales están sometidos.

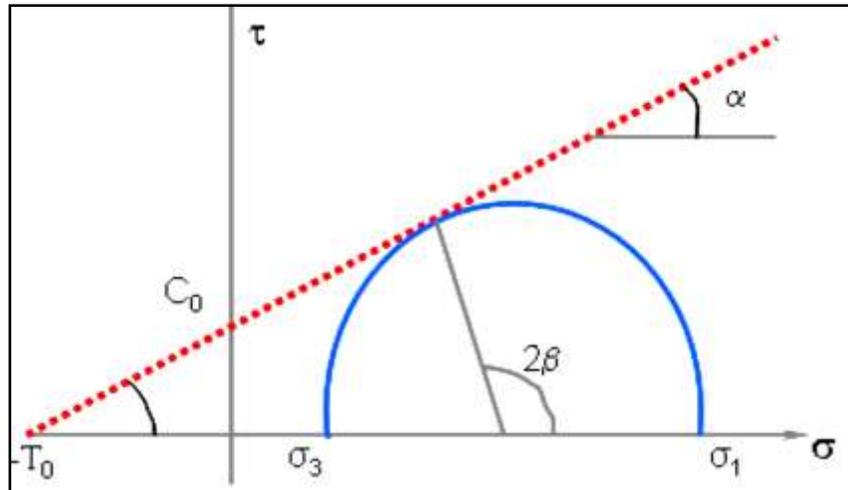


Figura 3.19 Criterio de falla de Mohr – Coulomb.

En el eje de las abscisas se encuentran representados los esfuerzos normales y en el eje de las ordenadas, está localizado el esfuerzo de corte. Mediante una prueba triaxial a una roca, es posible obtener su círculo de Mohr, esto mediante la obtención de dos propiedades físicas de la formación, la Cohesión ( $S_0$ ) y el Angulo de Fricción ( $\varphi$ ).

Es importante mencionar que la formación fallara, si el esfuerzo cortante en un plano excede el producto del esfuerzo normal y un coeficiente de fricción interna ( $\varphi$ ), más un cierto valor inicial (cohesión).

Para el caso en donde el círculo de Mohr sobrepasa a la envolvente de falla, esto no tiene algún significado físico, ya que una vez que la envolvente de falla es alcanzada, la falla se presentaría y la formación no ofrecería mayor resistencia al corte. Los esfuerzos de corte y normal en el punto de contacto son:

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta \dots\dots\dots 3.64$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \dots\dots\dots 3.65$$

Donde,  $\sigma_1$  es el esfuerzo principal máximo,  $\beta$  es el ángulo de falla.

El ángulo de fricción interna  $\varphi$ , se relaciona con el coeficiente de fricción interna  $\mu$  mediante la ecuación 3.66.

$$\tan\varphi = \mu \dots\dots\dots 3.66$$

Los ángulos  $\beta$  y  $\varphi$ , están relacionados por la ecuación 3.67.

$$\frac{\pi}{2} + \varphi = 2\beta \dots\dots\dots 3.67$$

La máxima variación permisible de  $\varphi$  es de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ , es claro que  $\beta$  varia entre los  $45^\circ$  y los  $90^\circ$ , es importante mencionar que  $\beta$  esta en función únicamente de  $\varphi$ , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo confinante.

Sustituyendo ecuación 3.66 y 3.67, en ecuación. 3.63.

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen}2\beta = S_o + \mu \left[ \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \right] \dots\dots\dots 3.68$$

Sustituyendo ecuación. 3.66 y 3.67.

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen}2\beta = S_o + \frac{1}{2}\text{tan}\varphi(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\text{tan}\varphi * \text{sen}\varphi(\sigma_1 - \sigma_3) \dots\dots\dots 3.69$$

Resolviendo en términos del ángulo de falla  $\beta$ :

$$\sigma'_1 = C_o + \sigma'_3 \text{tan}^2 \beta \dots\dots\dots 3.70$$

Dónde:

$C_o$  es la resistencia uniaxial a la compresión y es igual a  $2S_o \text{tan}^2 \varphi$

$\sigma'_3$  = Esfuerzo normal mínimo (unidades de presión).

$\sigma'_1$  =Esfuerzo normal máximo (unidades de presión).

$\sigma_o$  =Cohesión (unidades de presión).

### 3.6. Predicción de la presión de colapso en base al criterio de falla de Mohr-Coulomb.

#### 3.6.1. Agujero vertical.

En base al criterio de falla de Mohr – Coulomb.

$$\sigma'_1 = C_o + \sigma'_3 \text{tan}^2 \beta$$

Posteriormente, la ecuación se igual a cero, por lo tanto:

$$0 = C_o + \sigma'_3 \tan^2 - \sigma'_1 \dots\dots\dots 3.71$$

Sustituyendo los valores del esfuerzo  $\sigma'_1(\sigma_\theta^{max})$  y el esfuerzo  $\sigma'_3(\sigma_r)$ .

\*\*\*Nota: Usualmente los valores de  $\sigma_\theta^{max}$  y  $\sigma_r$ , representan  $\sigma'_1$  y  $\sigma'_3$  respectivamente, sin embargo, esta no es una condición constante:

$$0 = C_o + (P_w - P_o) \tan^2 \beta - (3S_{Hmax} - S_{hmin} - P_o - P_w) \dots\dots\dots 3.72$$

Desarrollando la ecuación, al multiplicar  $\tan^2 \beta$  por el término  $(P_w - P_o)$ , para posteriormente poder agrupar:

$$0 = C_o + P_w \tan^2 \beta - P_o \tan^2 \beta - 3S_{Hmax} - S_{hmin} + P_o + P_w \dots\dots\dots 3.73$$

Agrupando y dejando de lado izquierdo de la ecuación las expresiones que contienen  $P_w$ , se obtiene la igualdad siguiente:

$$P_w + P_w \tan^2 \beta = -C_o + P_o \tan^2 \beta + 3S_{Hmax} - S_{hmin} - P_o \dots\dots\dots 3.74$$

Factor común de  $(P_w)$  del lado izquierdo de la igualdad.

$$P_w(1 + \tan^2 \beta) = -C_o + P_o \tan^2 \beta + 3S_{Hmax} - S_{hmin} - P_o \dots\dots\dots 3.75$$

Despejando el término  $(1 + \tan^2 \beta)$  se obtiene la ecuación expresada de la manera siguiente:

$$P_w = \frac{3S_{Hmax} - S_{hmin} - P_o - C_o + P_o \tan^2 \beta}{(1 + \tan^2 \beta)} \dots\dots\dots 3.76$$

Realizando el factor común de  $(P_o)$ , se obtiene la ecuación final para predecir la falla de la roca.

$$P_w = \frac{3S_{Hmax} - S_{hmin} - C_o + P_o(\tan^2 \beta - 1)}{(1 + \tan^2 \beta)} \dots\dots\dots 3.77$$

La Ecuación 3.77 es la apropiada para la condición  $((\sigma_\theta^{max} \geq \sigma_z \geq \sigma_r))$ .

A continuación se mostrará el desarrollo de la segunda condición: ( $\sigma_z \geq \sigma_\theta^{max} \geq \sigma_r$ ) y como quedaría la ecuación para predecir la presión del fluido de control optimizado que servirá para evitar la falla de la roca por corte (colapso de la formación).

$$\sigma_1' = C_o + \sigma_3' \tan^2 \beta$$

Sustituyendo los valores del esfuerzo máximo a  $\sigma_1'$  ( $\sigma_z$ ) y el esfuerzo mínimo  $\sigma_3'$  ( $\sigma_r$ ). Desarrollando y dejando de lado izquierdo de la ecuación la expresión  $(P_w - P_o) \tan^2 \beta$  se obtiene la igualdad siguiente:

$$(P_w - P_o) \tan^2 \beta = -C_o + S_v + 2_v(S_{Hmax} - S_{hmin}) - P_o \dots\dots\dots 3.78$$

Despejando el término  $\tan^2 \beta$  y dejando la expresión  $P_w$  del lado izquierdo de la igualdad se obtiene la ecuación expresada de la manera siguiente:

$$P_w = \frac{\sigma_v + P_p(\tan^2 \beta - 1) - C_o}{(\tan^2 \beta + 1)} \dots\dots\dots 3.79$$

La ecuación. 3.79 es la apropiada para la condición ( $\sigma_z \geq \sigma_\theta^{max} \geq \sigma_r$ ).

\*\*\*Nota: para la tercera condición ( $\sigma_{zz} \geq \sigma_{rr} \geq \sigma_{\theta\theta}^{max}$ ) no se realizó desarrollo debido a que, como se mencionó anteriormente muestra resultados poco realistas sin embargo en la siguiente tabla se puede observar la expresión final.

Un resumen de los tres modelos con sus respectivas condiciones se puede apreciar en la siguiente tabla:

Condición	La falla en el agujero ocurrirá si:	Satisfaciendo la condición
$\sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r$	$P_w = \frac{3S_{Hmax} - S_{hmin} - C_o + P_o(\tan^2 \beta - 1)}{(1 + \tan^2 \beta)}$	$\sigma_r = \sigma_{w,min}^{(a)}$ $\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos(2\theta) - P_{w,min}^{(a)}$ $\sigma_z = \sigma_v - 2_{vf_r}(\sigma_H - \sigma_h)\cos(2\theta)$
$\sigma_z \geq \sigma_\theta \geq \sigma_r$	$P_w = \frac{\sigma_v + P_p(\tan^2 \beta - 1) - C_o}{(\tan^2 \beta + 1)}$	$\sigma_r = \sigma_{w,min}^{(b)}$ $\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos(2\theta) - P_{w,min}^{(b)}$ $\sigma_z = \sigma_v - 2_{vf_r}(\sigma_H - \sigma_h)\cos(2\theta)$
$\sigma_z \geq \sigma_r \geq \sigma_\theta$	$P_{w,min}^{(c)} = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - P_f}{\tan^2 \beta} - \frac{\sigma_v - C_o - P_f}{\tan^2 \beta}$	$\sigma_r = \sigma_{w,min}^{(c)}$ $\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos(2\theta) - P_{w,min}^{(c)}$ $\sigma_z = \sigma_v - 2_{vf_r}(\sigma_H - \sigma_h)\cos(2\theta)$

**Tabla 3.3** Condición de falla en agujeros verticales aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb.

### 3.6.2. Agujero desviado.

En base al criterio de falla de Mohr – Coulomb.

$$\sigma'_1 = C_o + \sigma'_3 \tan^2$$

Las soluciones dadas por las ecuaciones 3.58 son más complicadas, en particular porque los esfuerzos cortantes aquí son diferentes de cero. Por tanto,  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  y  $\sigma_z$  no son esfuerzos principales en el caso general donde el agujero de perforación es desviado, o el esfuerzo horizontal es anisotrópicos <sup>[29]</sup>.

Sobre el grupo de ecuaciones 3.58, los esfuerzos principales efectivos sobre las paredes del pozo (que son ortogonales entre sí) en el sistema local de coordenadas del pozo, puede ser expresadas por:

$$\sigma'_1 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) + \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \dots\dots\dots 3.80$$

$$\sigma'_2 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) - \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \dots\dots\dots 3.81$$

$$\sigma'_3 = \sigma_r \dots\dots\dots 3.82$$

Las soluciones anteriores asumen que la presión efectiva del fluido de perforación sobre las paredes del agujero es el esfuerzo efectivo mínimo. Sin embargo, si esta presión es suficientemente alta (por ejemplo, en la generación de fracturamiento hidráulico), este puede llegar a ser el esfuerzo efectivo intermedio.

Es posible el desarrollo de modelos predictivos respecto al comportamiento del agujero durante las operaciones de perforación de cada una de las etapas del pozo, la predicción más acertada dependerá del conocimiento de los factores antes mencionados, así como de la interacción que tienen cada uno de ellos, lo que nos permite la implementación de estrategias operativas para mantener estable en lo posible las paredes del agujero perforado.

## Capítulo IV

# Metodología Aplicada a la Predicción del Modelo Geomecánico del Campo Navegante.

Para efectuar el análisis del modelo geomecánico del pozo Navegante 1, fue necesario conocer y entender el origen de las presiones que se encontraron en el subsuelo. Un análisis comparativo de las presiones de poro calculadas en los pozos de correlación, facilitó la interpretación del comportamiento de presiones que se observaron durante la perforación. La metodología describe los 11 pasos que se deben seguir para crear un modelo geomecánico completo.



#### 4.1. Auditoria de información.

La recopilación de información disponible del pozo es organizada, revisada y validada para ser tomada como información valiosa en la construcción del Modelo Geomecánico, la calidad de la información será base fundamental para una adecuada predicción de las geopresiones del pozo de estudio.

Los registros eléctricos más importantes para el análisis geomecánico son el registro de rayos gama (RG), registro de la onda compresional (DTCO), registro de la onda de cizalla (DTSM) y densidad (RHOB). Otros registros o datos derivados de registros que son útiles la porosidad (NPHI, TNPH o NPOR), volúmenes petrofísicos, porosidad efectiva (PHIE), porosidad total (PHIT) y el Volumen de arcilla (VCL). El modelo geomecánico determinado a partir de estos datos es usado para calcular la estabilidad mecánica del agujero, la cual está basada en los pesos de lodo utilizados y las fallas de estabilidad del agujero observados en las imágenes de registros o en las mediciones del calibre del agujero, validando de este modo la predicción de la estabilidad del agujero y calibración del modelo geomecánico.

Datos de Entrada	Parámetros de la Geomecánica
RG	Línea de Arcillas
RHOB	Sobrecarga, presión de poro y propiedades elásticas.
DTCO, DTSM	Presión de poro, propiedades elásticas y resistencia de la roca, esfuerzo horizontal mínimo y máximo.
NPHI	Propiedades elásticas
PHIT / PHIE / VCL	Propiedades elásticas y resistencia de la roca
DT / TZ / check-shot	Presión de poro, propiedades elásticas, resistencia de la roca, esfuerzo horizontal mínimo y máximo
Imágenes (FMI, UBI)	Dirección de los esfuerzos, magnitud esfuerzo mínimo y máximo (inversión), resistencia de la roca, presión de colapso.
XPT/MDT	Presión de poro.
LOT / FIT / Mini-Frac	Esfuerzo mínimo, máximo, resistencia en tensión.
Núcleos	Resistencia de la roca, propiedades elásticas estáticas, criterio de falla de la roca
SonicScanner	Esfuerzo máximo y mínimo (dirección y magnitud), resistencia de la roca, presión de colapso
Eventos de Perforación	Presión de poro, presión de colapso, campo de esfuerzos, mecanismos de falla de la roca.
Modelo de velocidades coherente.	Presión de poro, ventana operacional, estratigrafía mecánica.

**Tabla 4.1** Información general para la construcción del Modelo Geomecánico de un pozo.

4.1.1. Pozos de correlación.

Como punto de apoyo para el estudio del Pozo Navegante 1, se analizaron los datos disponibles de perforación, geología, petrofísica y sísmica en los pozos de correlación Tepotzingo-1, Pomposu-1A, Acuatitan-1, Kali-1, Nikib-1 y Terra-1, por ser estos los más representativos desde el punto de vista geomecánico en el área de interés, (Figura 4.1).

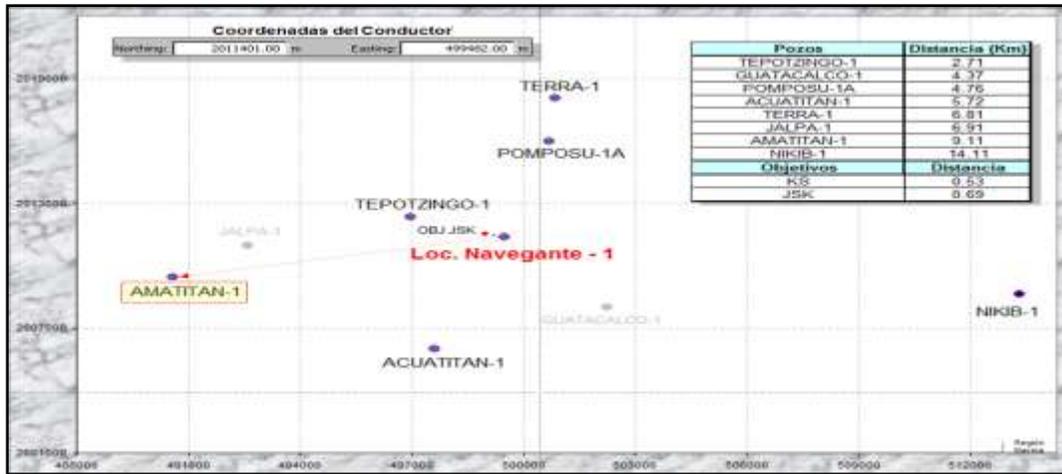


Figura 4.1 Pozos de Correlación.

4.1.2. Registros Eléctricos de los Pozos de Correlación.

Se tiene que entender que el número de pozos utilizados obedece al hecho que cada uno de ellos tiene información relevante e importante para el estudio del modelo de geomecánica. Tabla 4.2.

AUDITORIA DE DATOS									
Pozo	General	SP	GR	DT	RT	CALI	RHOB	NPHI	LOT FIT
Tepotzingo-1	1976 PT: 3854 MV JSK A 2.6 KM	0 - 2100 m 2900-4000 m	2300-3600 m	300-3700 m PLIOMED-JST	50-4000 m	0-3700 m	2400-3700 m	2400-3700 m	-
Pomposu-1A	1979 - 1980 PT: 4981 mv KSN A 4.7 km	0-2300 m	2300-4800 m	2400-3950 m M-JST	0-3950 m	0-3950 m	2400-3950 m	2400-3950 m	-
Acuatitan-1	1979 PT: 4666mv KI A 5.7 km	0-2450m 4000-4666 m	2450-4666 m	2450-4000 m MS-PI	50-4666 m	0-4000 m	-	4000-4666 m	-
Amatitan-1	1974-1975 PT: 4133 mv JSK A 9.1 km	0-4000 m	1750-4200 m	300-4200m PLIOMED-JSK	50-4200 m	-	3100-4000m	-	-

Tabla 4.2 Auditoria de Registros.

#### 4.1.3. Información Sísmica.

Los registros VSP Y Check-shot nos proveen de una fuente de información para ajustar parámetros inversos y obtener la lentitud de la onda compresional, la ventaja de poseer estos datos en la zona somera nos ayuda a obtener un perfil de sobrecarga en la sección donde no contamos con registro de densidad. En general, los estudios de mecánica de rocas son establecidos no solo en los intervalos del yacimiento, sino también en la sección de lutitas que se perfora. Es frecuente que formaciones débiles compuestas por “arenas sucias” en la parte somera presentan grandes problemas de perforación lo que afecta la toma de información y es a través de la auditoria de datos es que se debe investigar si es pertinente o no la extensión de la información.

Navegante-1, se encuentra en el Cubo sísmico de Canela 3D, (Figura 4.2).

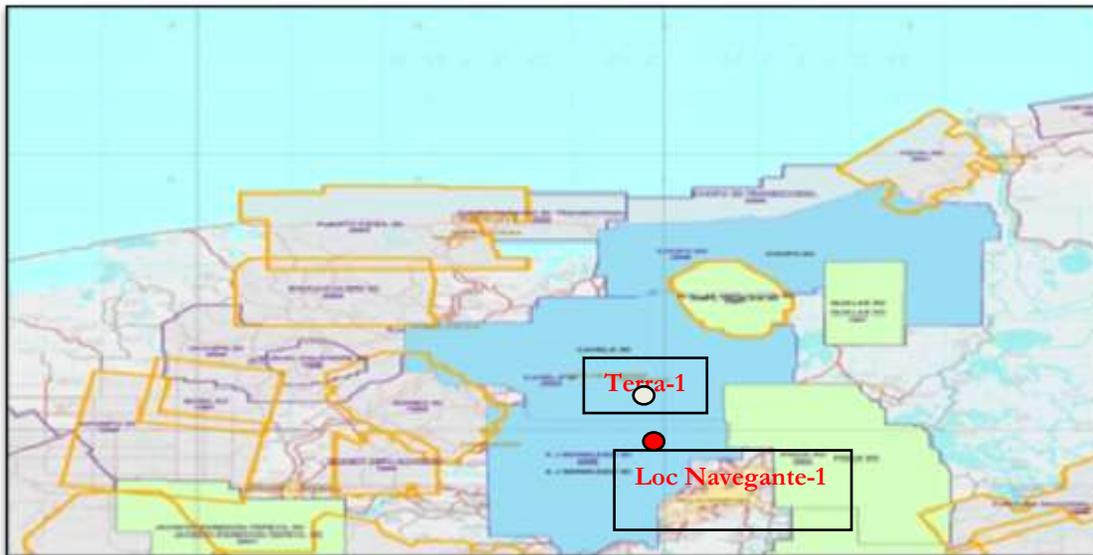


Figura 4.2 Extensión Sísmica Canela 3D<sup>1</sup>

Para el estudio de Navegante 1, se dispuso el perfil de velocidades existente de los pozos de correlación Tepotzingo 1 y Pomposu, por ser los más cercanos a la localización ya que la mayoría de las formaciones que atravesaron en su momento estos pozos, correlacionan de mejor manera con los cortados en Navegante 1.

En pozos exploratorios, uno de los insumos de mayor importancia para un estudio geomecánico, es el modelo de velocidades interválicas en profundidad, sin embargo, como se ha señalado, para este estudio no se contó con un modelo de velocidades interválicas con la calidad suficiente que permitiera evaluar las velocidades litológicas y su impacto en el análisis geomecánico.

Las razones están fundamentalmente asociadas a la complejidad geológica del área y las características de la adquisición sísmica. Es importante destacar, que se analizaron diferentes caminos para utilizar la información disponible, sin embargo no hubo manera de mejorarla sin que se implicara tiempo y/o una nueva toma de información incluyendo nueva adquisición sísmica 2D o 3D.

Con las velocidades de intervalo de los pozos de correlación, calculadas a partir del modelo de velocidades suministrado (línea en amarillo), se montó la información de los registros sísmicos de cada uno de los pozos, para Tepotzingo 1 se observa buen amarre entre la línea de velocidad interválica y la del registro sísmico, para Pomposu 1A se observa una secuencia no adecuada. No hay amarre con respecto a las velocidades obtenidas a partir de los registros sísmicos (línea en azul) y a lo largo de las columnas, (figura 4.3), por lo que no se pudo corroborar los horizontes interpretados en su profundidad verdadera.

La intención de la Figura 4.3, es destacar que las velocidades de migración en profundidad no son útiles para el análisis geomecánico y que el objetivo de estas velocidades es un mejor entendimiento de la imagen del subsuelo y sobre todo de los eventos geológicos relevantes.

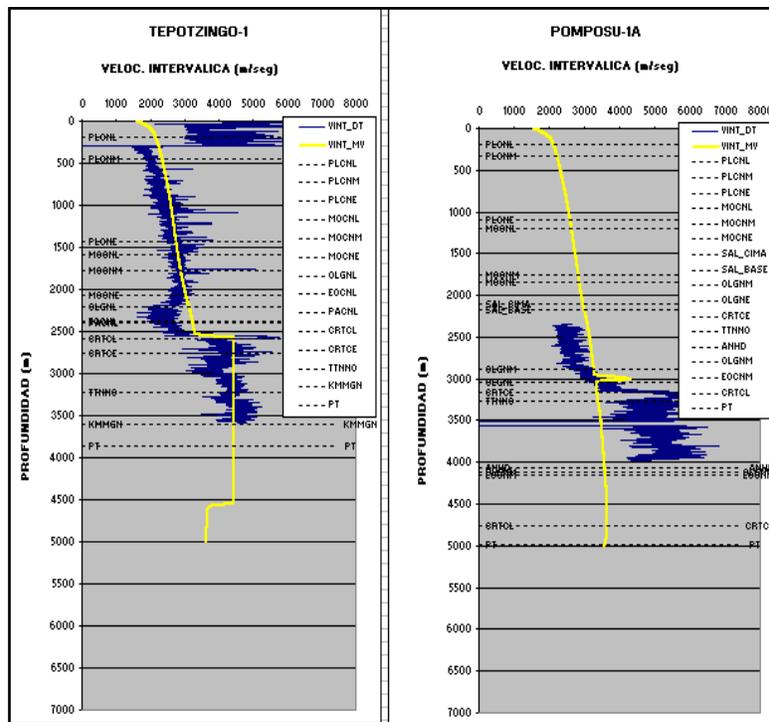


Figura 4.3 Valores de Velocidad de Intervalo vs Registros Sísmico<sup>1</sup>

#### 4.1.4. Perfil Direccional.

El pozo Navegante-1 se perforó con una trayectoria direccional tipo “J” (perfil tangencial), con el fin de alcanzar los objetivos propuestos, inició su desviación KOP a 3441 m y una tasa de construcción de ángulo máximo de  $17.81^\circ$  a 6197 m y al final de la curva  $10.43^\circ$  con azimut  $282.72^\circ$  cumpliendo con esta trayectoria hasta la profundidad total 6911 m.

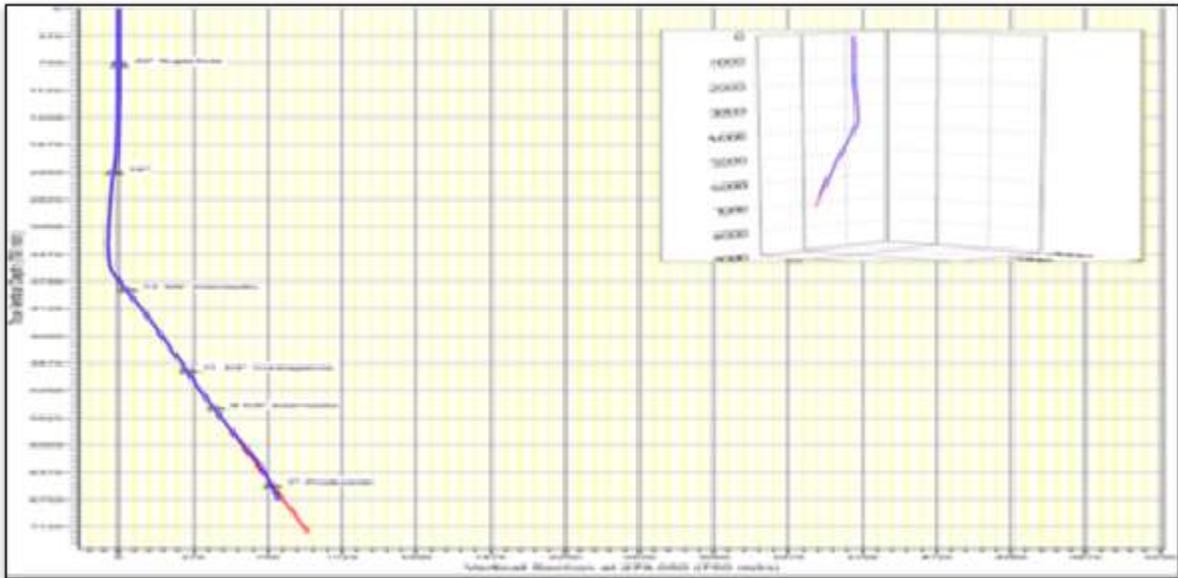


Figura 4.4 Perfil direccional <sup>1</sup>

#### 4.1.5. Registros Eléctricos.

Durante la perforación del pozo Navegante 1, se tomaron diversos registros eléctricos de acuerdo al programa de perforación para cada una de las etapas, para el análisis Geomecánico, se optó por utilizar, registro Cáliper, registro Rayos Gamma (RG), registro Resistivo (AT90), registro Sónico Compresional (DTCO), registro Sónico de Cizalla (DTSM), registro de Densidad (RHOB) y registro de Porosidad (NPHI), Fig. 4.5.

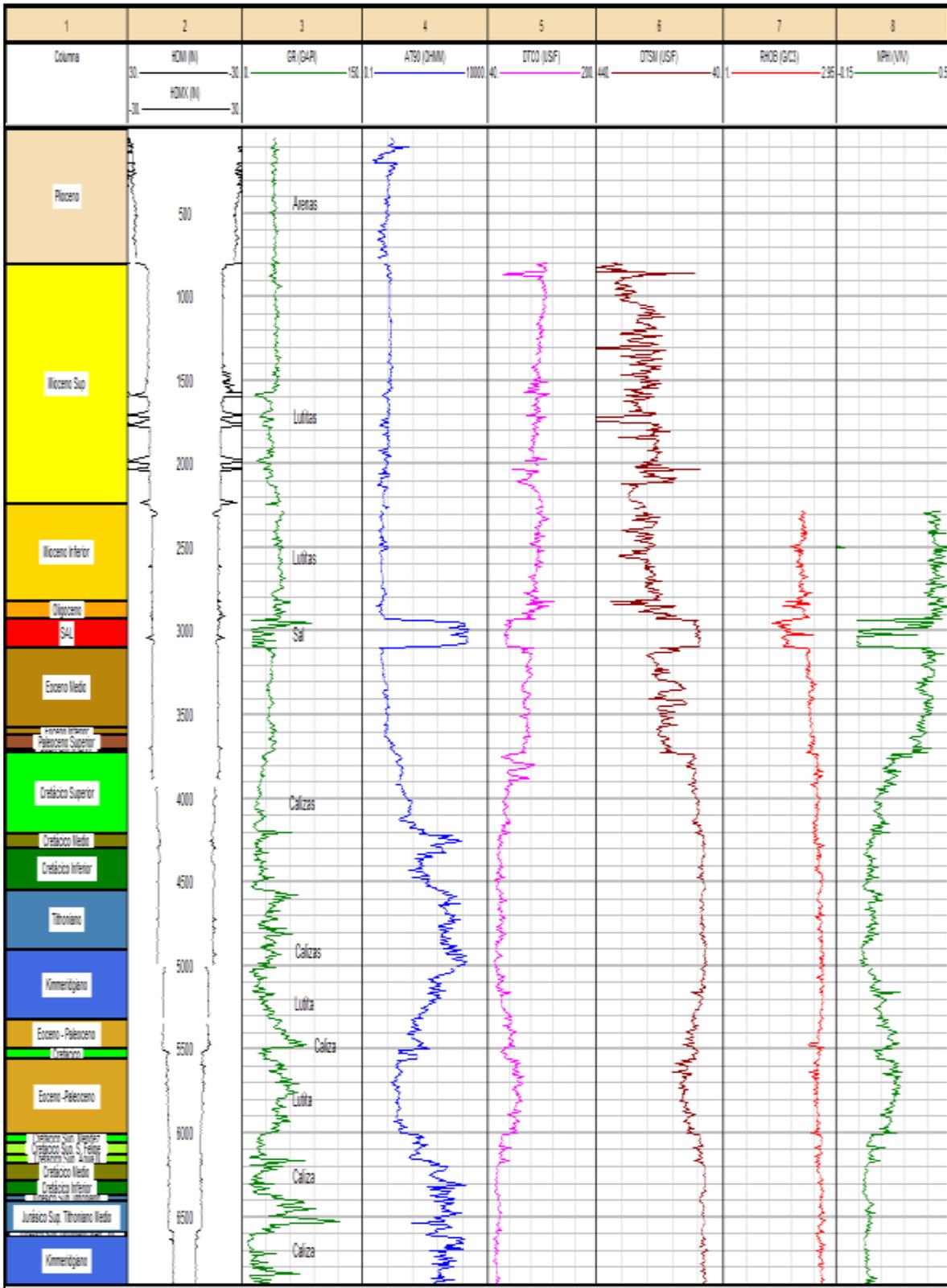


Figura 4.5 Set de registros tomados en Navegante 1.

- Registro Cáliper (HDMI, HDMX). Fig. 4.5, carril #2.

El Registro Cáliper, fue tomado en cada una de las etapas que perforo el pozo Navegante 1, en general podemos observar que en los primeros 200 m perforados perteneciente a la formación del Plioceno se observa un agujero derrumbado con lecturas máximas de 30", asociado principalmente a formaciones de baja consolidación, se identifica una zona lavada que coincide con los intervalos arenosos tal y como se muestra a partir de la información del masterlog y del registro de resistividad

En el intervalo de 1500 m a 2300 m pertenecientes a la formación Mioceno Superior y Mioceno Inferior, se observa una zona lavada, la cual se asoció a un intervalo naturalmente débil, según comportamiento del registro sísmico. Es posible que la zona naturalmente débil este asociada a una zona de transición del bloque Amatitlán/Girasol al bloque Jalpa/Tepoztingo. Durante la perforación de este intervalo se reportaron eventos de arrastre, alto torque y pérdida parcial a la profundidad de 1668 m.

En los demás intervalos derivados del análisis Cáliper, no se observaron condiciones geométricas desfavorables, ni puntos críticos.

- Registro Rayos Gamma. (GR). Fig. 4.5, carril #3

El análisis al Registro de Rayos Gama, define que desde la parte somera del pozo hasta la profundidad aproximada de 430 m, los valores se mantuvieron por debajo de 40 [GAPI], lo cual corresponde con una zona de areniscas, misma que fue corroborada con los reportes del master-log. A partir de 430 m los valores del Rayos Gamma comienzan a variar ascendentemente hasta alcanzar valores del orden de 45 [GAPI] en promedio, lo cual corresponde a un intervalo lutítico, dicha intervalo es interrumpido por dos aspectos, en primer lugar la intrusión salina de 2930 m a 3096 m, y en segundo la entrada del Cretácico Superior perteneciente al bloque Alóctono, la sección lutita es encontrada de nuevo al inicio del bloque Autóctono en donde los valores del Rayos Gamma son del orden de 45 a 58 [GAPI], a la profundidad de 5322 m, correspondiente a la sección repetida del Eoceno-Paleoceno, los valores del Rayos Gamma, comienzan a descender a partir de 5490 m correspondiente a la zona de transición entre la lutita y las calizas, la zona de transición corresponde a un intervalo de margas, el intervalo lutítico termina en la entrada del Cretácico Superior Méndez a la profundidad de 6005 m. Los marcadores correspondientes a los valores del Registro de Rayos Gamma junto con las muestras de canal tomadas durante la perforación, ayudaron a definir las cimas y bases de la columna geológica programada.

- Registro Resistivo. (AT90). Fig. 4.5, carril #4.

Desde la parte media de la columna perforada hasta la parte basal, se observa buena correspondencia en marcas eléctricas, así como de los espesores de las diferentes edades o formaciones. Es clara la marca eléctrica de la entrada y salida de la sal, con un espesor de 166 m, a la profundidad de 2930 m a 3096 m.

A partir de la entrada al Cretácico Superior a 3727 m, se observa un ascendente en la curva del registro con valores máximos de 1436 [ohm-m] pertenecientes al área del Jurásico Superior Tithoniano tanto del bloque Alóctono como del Autóctono.

Durante la perforación se observó la presencia de arcillas debajo del cuerpo alóctono como tal, se consideró una zona de mezcla de Eoceno a partir de 5280 m - 5995 m y se observó en los registros variaciones que evidencian este cuerpo mencionado anteriormente. La curva de la resistividad decrecen sus valores de 2000 [ohms-m] a 100 [ohms-m] en promedio.

- Registro Sónico Dipolar. (DTCO, DTSM). Fig. 4.5, carril #5 y carril #6.

El registro Sónico Dipolar (DTCO y DTSM) fue tomado desde el inicio de la etapa de 16" a 800 m hasta finalizar el pozo en agujero descubierto a 6911 m. La curva del Registro DTCO muestra claramente la zona de presión normal correspondiente a valores establecidos dentro de la línea de tendencia que van desde 120 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] a 108 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] en promedio, la línea de tendencia normal finaliza en la entrada de la zona de presiones anormales a partir de 2100 m con un incremento ascendente en los valores del tiempo de tránsito, es claro el intervalo de sal a la profundidad de 2930 m a 3096 m, ya que los valores del tiempo de tránsito son en promedio de 68 ms/ft, lo cual son valores característicos de la sal. Los valores promedio de la zona de calizas están en el orden de 78 a 52 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] tanto del bloque alóctono como del bloque autóctono, cabe señalar que los valores del tiempo de tránsito para la zona de calizas del bloque autóctono son más pequeños en comparación a los leídos en las mismas formaciones pero del bloque alóctono, esto debido a que a estas profundidades se tiene un mayor esfuerzo de sobrecarga lo que origina una mayor compactación en la formación y una disminución en los valores de porosidad, por consiguiente valores pequeños de tiempo de tránsito.

Los valores en la curva DTCO se incrementa de 50 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] a 70 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] en promedio, dentro del intervalo de 5280 m a 5995 m, esto debido a que se consideró una zona de mezcla de Eoceno-Paleoceno, perteneciente a la entrada del bloque autóctono.

- Registro de Densidad. (RHOB). Fig. 4.5, carril #7.

El registro RHOB se tomó desde el inicio de la etapa de 13 3/8" a 2282 m hasta finalizar el pozo en agujero descubierto a 6911 m, los valores leídos oscilan entre 2.3 [gr/cm<sup>3</sup>] a 2.8 [gr/cm<sup>3</sup>], esto de acuerdo a la porosidad, densidad de matriz, densidad de los fluidos contenidos, entre otros, la continuidad del registro RHOB, es alterada de igual forma que en los demás registros previamente mencionados, en el intervalo de 2930 m a 3096 m, ya que a esta profundidad está presente la intrusión salina, lo cual es corroborado con lecturas en el registro en el orden de 1.8 [gr/cm<sup>3</sup>] a 2.2 [gr/cm<sup>3</sup>], en promedio.

Como bien se mencionó el registro fue tomado desde 2282 m a 6911 m, quedando sin registrar el intervalo desde superficie hasta 2282m, en base a los valores registrados en el registro DTCO y con la Ec.3.1. Se completó los valores faltantes en el registro de densidad.

Para la correlación DTCO / RHOB:

$$RHOB = 0.237 \left( \frac{10^6}{DTCO} \right)^{0.25} \dots\dots\dots 4.1$$

En la Figura 4.6, la línea en color azul muestra los valores de densidad, utilizando el registro DTCO y la ecuación 4.1 los valores son calculados en el intervalo de 800 m a 2282 m, la cual muestra una buena representación de densidad de la formación del intervalo, la línea en color rojo con los valores tomados del registro RHOB en el intervalo 2282 m a 6911 m.

Los valores de densidad promedio para las lutitas son de 2.2 a 2.5 [gr/cm<sup>3</sup>] y para las calizas de 2.6 a 2.7 [gr/cm<sup>3</sup>].

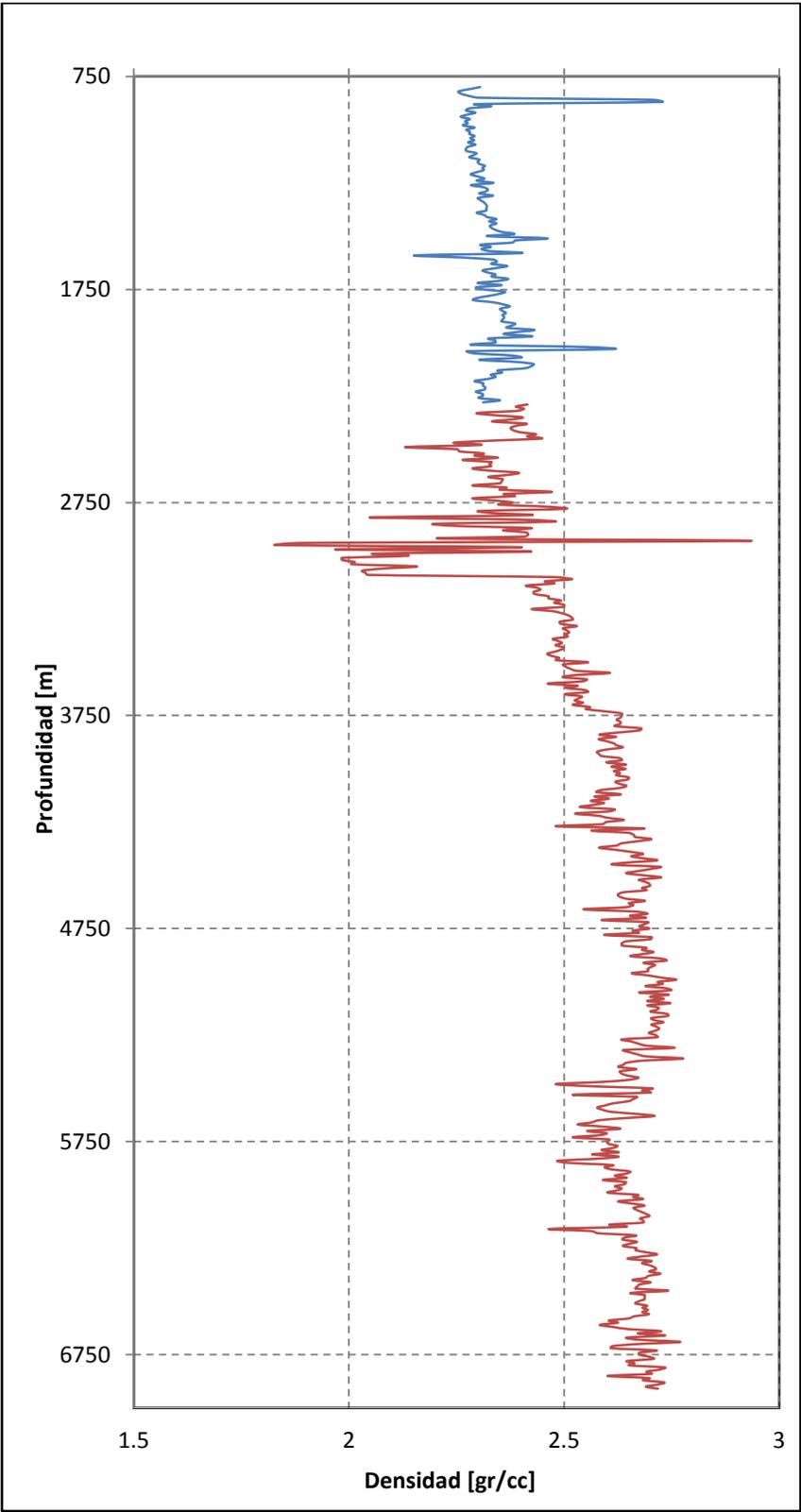


Figura 4.5 Densidad de la formación.

- Registro de Porosidad.

Durante la perforación del pozo Navegante 1, el registro de porosidad fue tomado únicamente en el intervalo de 2282 m a 6911 m, para el cálculo de la presión de poro en carbonatos, es importante, analizar el comportamiento de la porosidad en dichos intervalos.

Se ha dividido en 5 zonas para tener un mejor entendimiento del comportamiento de la porosidad, (figura 4.6)

Zona número 1, que va de 3727 m a 4210 m, corresponde al Cretácico Superior Alóctono, conformado principalmente por Mudstone a Wackstone, en la zona de 3727 m a 3981 m, se observa un descendente en la porosidad que va de una porosidad máxima en la cima del 25% a una mínima del 10%. De 3981 m a 4096 m, se observa un intervalo de porosidades menores en un intervalo del 10% a un 5%. Para el ultimo intervalo del cretácico que va de 4096 m a 4200 m se observa de nuevo incremento en la porosidad con valores del 20%, en la base del cretácico es posible observa una disminución en la porosidad con de hasta el 7%. Cabe señalar que el valor promedio de una caliza es del orden del 2-10%, lo cual no corresponde a los valores iniciales en el Cretácico Superior.

Zona número 2, que va del intervalo de 4210 m cima del Cretácico medio Alóctono, pasando por el cretácico inferior y llegando hasta la base del Jurásico Superior Tithoniano Alóctono a 4908 m, es conformado principalmente por Mudstone a Wackstone, se observa un intervalo en donde la porosidad se mantiene del orden del 5% como máximo a una mínima del 2%.

Zona número 3, comprende la parte del Jurásico Superior Kimmeridgiano del bloque Alóctono que va de 4908 m a 5322 m, conformado principalmente por Mudstone a Wackstone, a lo largo del intervalo se observa que la porosidad aumenta con forme se llega a la base del Kimmeridgiano, teniendo porosidades promedio en la cima del Kimmeridgiano del orden del 4% a valores promedio del 10% de porosidad en la base del Kimmeridgiano.

Zona número 4, es una pequeña zona del Cretácico Autóctono intercalada dentro del Eoceno-Paleoceno, en un intervalo que va de 5495 m a 5555 m, conformado principalmente de Mudstone a Wackstone, con una porosidad promedio del orden de 7%.

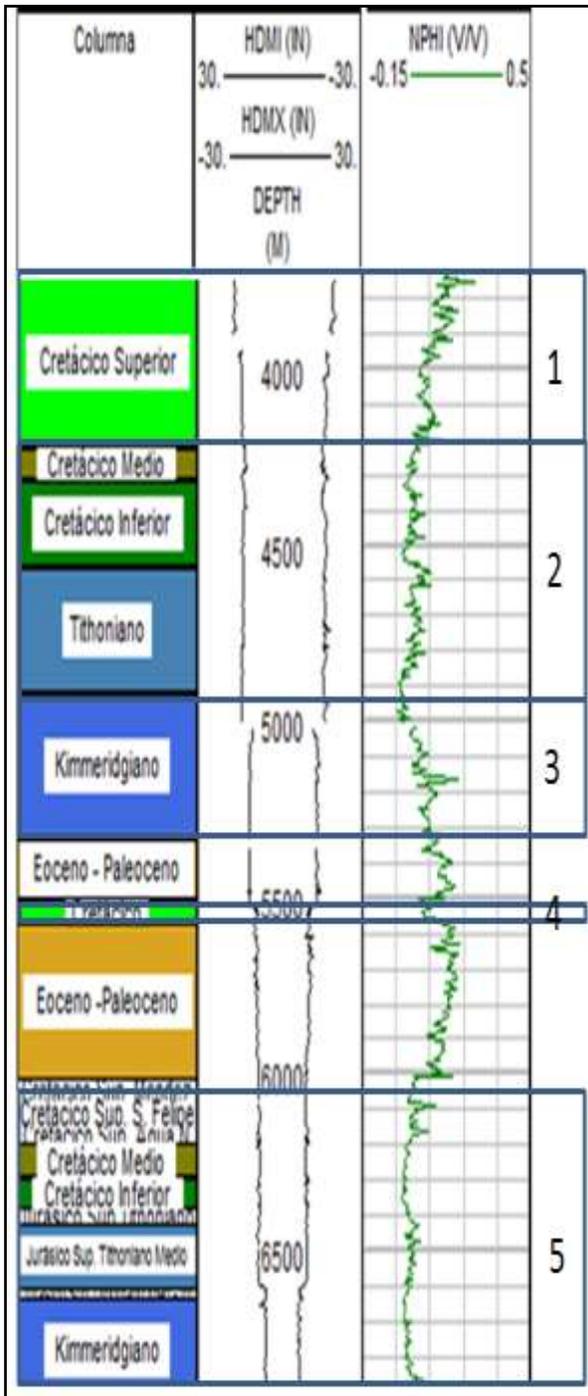


Figura 4.6 Porosidad de la Formación.

Zona número 5, comprende la parte de los carbonatos del bloque Autóctono, que va del Cretácico Sup. Méndez, Cretácico Sup. San Felipe, Cretácico Sup. Agua Nueva, Cretácico Medio, Cretácico Inferior, Jurásico Sup. Tithoniano, Jurásico Sup. Tithoniano Medio, Jurásico Sup. Tithoniano Med-Inf y Jurásico Sup. Kimmeridgiano, el intervalo que comprende estas formaciones va de 6005 m a 6911 m, profundidad a la cual llegó el pozo y están conformados principalmente por Mudstone a Wackstone, para la zona del Kimmeridgiano, está conformado principalmente de Packstone. Los valores de porosidad van de 6005 m a 6181 m, se observa valores promedio del 5%, de 6181 m a 6369 m, se tienen valores promedio del 2 al 1%, de 6369 m a 6618 m, se observa un ligero incremento en la porosidad, con valores promedio del 6%, en el intervalo de 6618 m a 6683 m, se vuelve a observar un decremento en la porosidad, teniendo lecturas promedio de 1%, para el último intervalo que va de 6683 m a 6911 m, se observa un ligero incremento en la porosidad, teniendo valores promedio de 3%.

El análisis general de la porosidad en las zonas de carbonatos tanto del bloque alóctono, como del bloque autóctono y teniendo como concepto que en litología de calizas la porosidad siempre se encuentra del orden del 1 al 10%, para la zona 2, 4 y 5, los valores leídos por el registro NPHI, van del orden del 10% como valor máximo a 1% como valor mínimo, lo cual representa porosidades características

de una caliza, para la zona número 1 y 3, los valores leídos del registro NPHI, no corresponde a porosidades característica de una caliza, ya que estos valores están del orden máximo del 25% porosidad como máximo y valores mínimos promedio del orden del 10%.

Para corroborar los valores obtenidos en las zonas 1 y 3 por parte del registro NPHI, se realizó una comparativa con 2 correlaciones para determinar si la porosidad leída del registro NPHI es en orden de magnitud, similar a la calculada con los resultados obtenidos de las correlaciones.

Ecuación de Wyllie: El cual considera un tiempo de tránsito promedio para yacimientos con porosidad primaria, arenas y carbonatos (grainstones) o porosidad intercrystalina <sup>[29]</sup>.

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots 4.2$$

Dónde:

$\phi_s$  = Porosidad derivada del registro sónico.

$\Delta t_{ma}$  = Tiempo de tránsito en la matriz de la roca  $\left[\frac{\mu s}{pie}\right]$ .

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de tránsito en la formación  $\left[\frac{\mu s}{pie}\right]$ .

$\Delta t_{fl}$  = Tiempo de tránsito en el fluido contenido en los poros  $\left[\frac{\mu s}{pie}\right]$ .

Ecuación de Raymer-Hunt Gardner.

$$\phi = \frac{5}{8} * \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{log}} \dots\dots\dots 4.3$$

Dónde:

$\phi_s$  = Porosidad derivada del registro sónico.

$\Delta t_{ma}$  = Tiempo de tránsito en la matriz de la roca  $\left[\frac{\mu s}{pie}\right]$ .

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de tránsito en la formación  $\left[\frac{\mu s}{pie}\right]$ .

Sin embargo cuando la porosidad de carbonatos secundaria (vúgulos y fracturas) es calculada a partir de la ecuación de Wyllie, se obtienen valores demasiado bajos. Esto sucede porque el registro sónico solo registra la porosidad de la matriz. El porcentaje de porosidad por vúgulos y fracturas secundaria se puede calcular restando la porosidad sónica con respecto a la porosidad total.

Los valores totales de porosidad total son obtenidos de registros nucleares (densidad, neutrón, o una combinación de los mismos).

Litología /Fluido	Velocidad de la Matriz (pies/segundos)	$\Delta t_{matriz} o \Delta t_{fl}$ (Wyllie) $\frac{\mu seg}{pie} [\frac{\mu seg}{m}]$ .	$\Delta t_{matriz}$ (Raymer-Hunt Gardner) $\frac{\mu seg}{pie} [\frac{\mu seg}{m}]$ .
Arenas	18,000 a 19,500	51.0 a 55.5 [168 a 182]	56 [184]
Caliza	21,000 a 23,000	47.6 [156]	49 [161]
Dolomita	23,000 a 26,000	43.5 [143]	44 [144]
Anhidrita	20,000	50.0 [164]	
Sal	15,000	66.7 [219]	
Agua	4921.25	203.2[666.6]	

**Tabla 4.3** Velocidades sónicas y tiempos de tránsito de intervalos con diferente matriz.

La tabla 4.3 muestra los valores característicos de tiempo de tránsito y velocidades sónicas para diferentes formaciones.

Para aplicar la ecuación de Wyllie se utilizó el tiempo de tránsito en calizas al ser la matriz de la roca igual a  $\Delta t_{cal} = 47.6 [\frac{\mu s}{pie}]$ . Se asume que todas las formaciones están saturadas por agua, con lo que se utilizó el valor de  $\Delta t_{fl} = 203.2 [\frac{\mu s}{pie}]$ . Para la ecuación de Raymer-Hunt Gardner <sup>[30]</sup> los valores del tiempo de tránsito en calizas  $\Delta t_{cal} = 49 [\frac{\mu s}{pie}]$ .

Los valores tomados por el registro NPHI, los valores calculados por las correlaciones de Wyllie y Raymer-Hunt Gardner, muestran el mismo comportamiento de la porosidad, por tanto, revisando el análisis litológico, podemos determinar que en la zona de alta porosidad perteneciente al Cretácico Superior Alóctono, se tiene una zona fracturada, debido a esto las porosidades son altas del orden máximo a 25% a la entrada del Cretácico. Para los demás intervalos tanto el registro NPHI y los valores calculados por Wyllie y Raymer-Hunt Gardner, muestran la misma tendencia en orden y magnitud, (Figura 4.7).

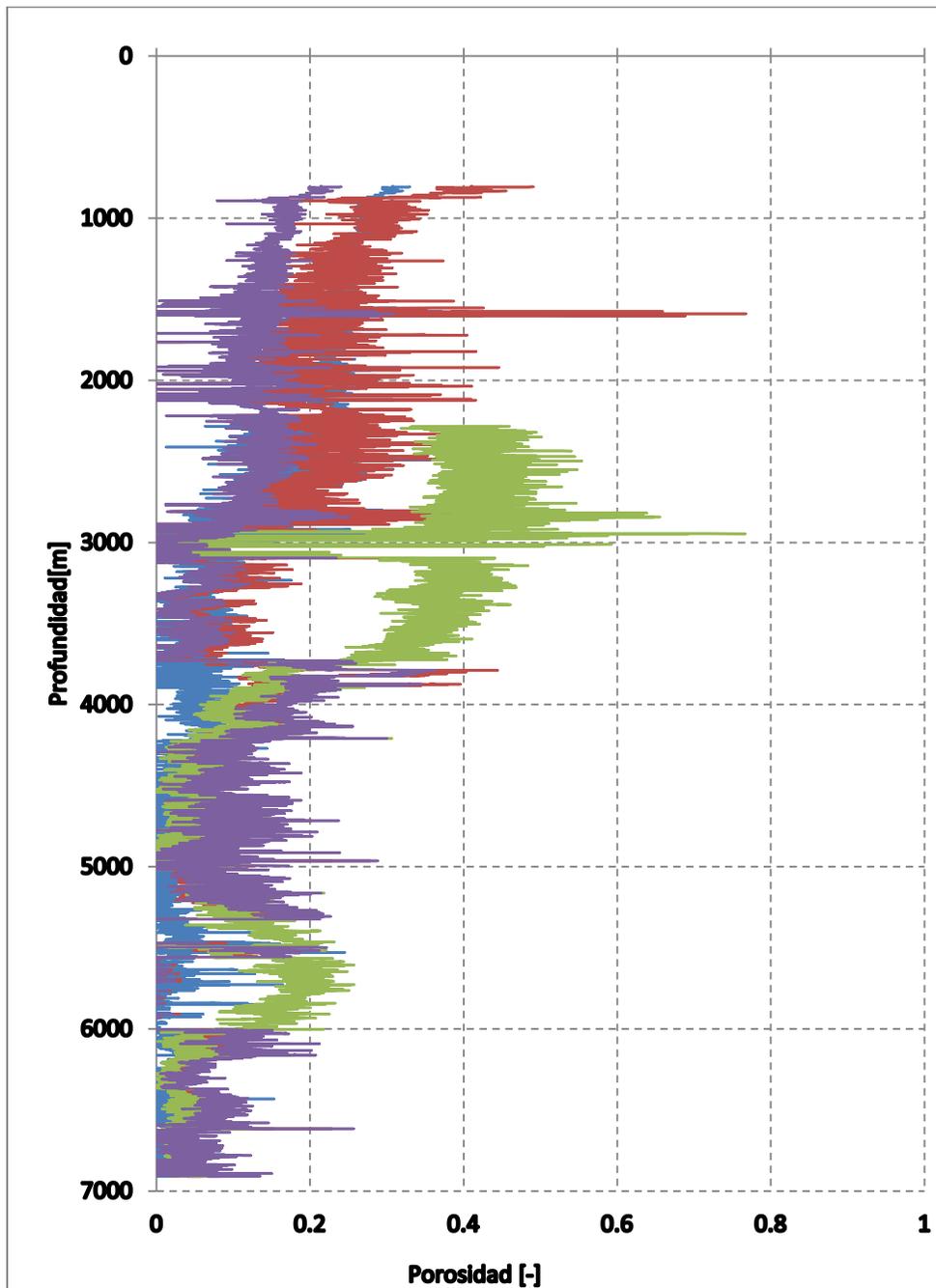


Figura 4.7 Comparativa porosidad medida vs porosidad estimada.

La línea en color naranja son los valores de porosidad leídos directamente del registro NPHI, la línea en color azul son los valores estimados por la correlación de Wyllie y la línea en color verde son los valores estimados por la correlación de Raymer-Hunt Gardner.

4.1.6 Eventos durante la Perforación.

El análisis de la información recabada en los reportes diarios de perforación muestran los eventos importantes respecto a perdidas parciales de fluido, gasificaciones, resistencias, altos torques, derrumbes, abundantes recortes en superficie que se tuvieron durante la perforación del Navegante 1, dicha información es de vital importancia para la calibración y validación del modelo Geomecánico.

- Gasificaciones: Durante la perforación se registraron nueve manifestaciones de hidrocarburos, (tabla 4.4).

Profundidad [m]	Edad	Observaciones
1580	M.S (autóctono)	Registro gasificación al tiempo de atraso del metro 1580, $\rho_{\min} = 1.19$ [g/cm <sup>3</sup> ].
6360-6362	K.I (autóctono)	Registró gasificación al tiempo de atraso del metro 6361. $P_{\min} = 1.63$ g/cm <sup>3</sup> . Tiempo de la manifestación 45 min.
6369-6376	J.S.T (autóctono)	Registró gasificación al tiempo de atraso del metro 6370, $\rho_{\min} = 1.58$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 95 min.
6439-6442	J.S.T. Med (autóctono)	Registró gasificación correspondiente al tiempo de atraso del metro 6440. $P_{\min} = 1.63$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 43 min.
6454-6450	J.S.T. Med (autóctono)	Registró gasificación correspondientes al tiempo de atraso del metro 6455 $\rho_{\min} = 1.60$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 126 min.
6493-6498	J.S.T. Med (autóctono)	Registró gasificación correspondientes al tiempo de atraso del metro 6494, $\rho_{\min} = 1.62$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 108 min.
6360-6362	K.I. (Autóctono)	Registró manifestación al tiempo de atraso del metro 6361. $P_{\min} = 1.63$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 45 min.
6369-6376	J.S.T. (Autóctono)	Registró gasificación. $P_{\min} = 1.58$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 95 min.
6439-6442	J.S.T. Med. (Autóctono)	Registró gasificación al tiempo de atraso del metro 6440. $P_{\min} = 1.63$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 43 min.
6454-6460	J.S.T. Med. (Autóctono)	Registró gasificación al tiempo de atraso del metro 6455. $P_{\min} = 1.60$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 126 min.
6493-6498	J.S.T. Med. (Autóctono)	Registró gasificación al tiempo de atraso del metro 6494. $P_{\min} = 1.62$ [g/cm <sup>3</sup> ]. Tiempo de la manifestación 108 min.

Tabla 4.4 Gasificaciones durante la perforación

- Pérdidas de Fluido de Perforación: En la tabla 4.5, se observa el volumen perdido, el acumulado y las profundidades del pozo en las etapas correspondientes en las cuales sucedieron las pérdidas.

Etapas	Profundidad	Edad	Densidad		Vol. Perdido [m3]
	[m]		inicial	final	
16"	1668	M.S.	1.56	1.56	4
13 3/8"	2282	M. Inf	1.56	1.56	5
13 3/8"	3577	Eoc.Inf	1.85	1.87	18
13 3/8"	3676	Pal.Sup	1.87	1.87	38
13 3/8"	3905	K.S (Alóctono)	1.87	1.87	260
7"	6604	J.S.K (Autóctono)	1.66	1.66	48
5"	6615	J.S.K (Autóctono)	1.48	1.48	75
5"	6624	J.S.K (Autóctono)	1.48	1.49	211
5"	6678	J.S.K (Autóctono)	1.47	1.46	54
5"	6771	J.S.K (Autóctono)	1.45	1.45	13
5"	6779	J.S.K (Autóctono)	1.45	1.53	172
5"	6800	J.S.K (Autóctono)	1.45	1.45	49
5"	6898	J.S.K (Autóctono)	1.45	1.45	4
5"	6911	J.S.K (Autóctono)	1.45	1.53	95

**Tabla 4.5** Pérdidas de fluido durante la perforación.

Observaciones: Perforando a 6615 m y hasta 6911 m, se observó pérdidas de fluido y gasificaciones con densidades mínimas de 1.40–1.12 [gr/cm<sup>3</sup>]. La pérdida en la etapa fue de 673 m<sup>3</sup>, se controló perforando con densidad de 1.45 [gr/cm<sup>3</sup>]. Para realizar viajes la densidad del fluido se aumentaba a 1.53 [gr/cm<sup>3</sup>].

- Otros Eventos:

Durante la perforación del navegante se presentaron diferentes eventos que en mayor o menor importancia, son clave para lograr el entendimiento del comportamiento del pozo, (Tabla. 4.6).

RESISTENCIA		ATRAPAMIENTO		ALTO TORQUE	
PROFUNDIDAD AD (m)	DENSIDAD (gr/cc)	PROFUNDIDAD AD (m)	DENSIDAD (gr/cc)	PROFUNDIDAD AD (m)	DENSIDAD (gr/cc)
1707	1.82	5430	1.8	1768	1.56
5280	1.66	5962	1.66	1775	1.56
5282	1.66			1775	1.56
5284	1.66				

FRICCIONES	
PROFUNDIDAD AD (m)	DENSIDAD (gr/cc)
5470	1.8
5488	1.8
5500	1.8
5508	1.8
5932	1.66

Tabla 4.6 Otros eventos durante la perforación.

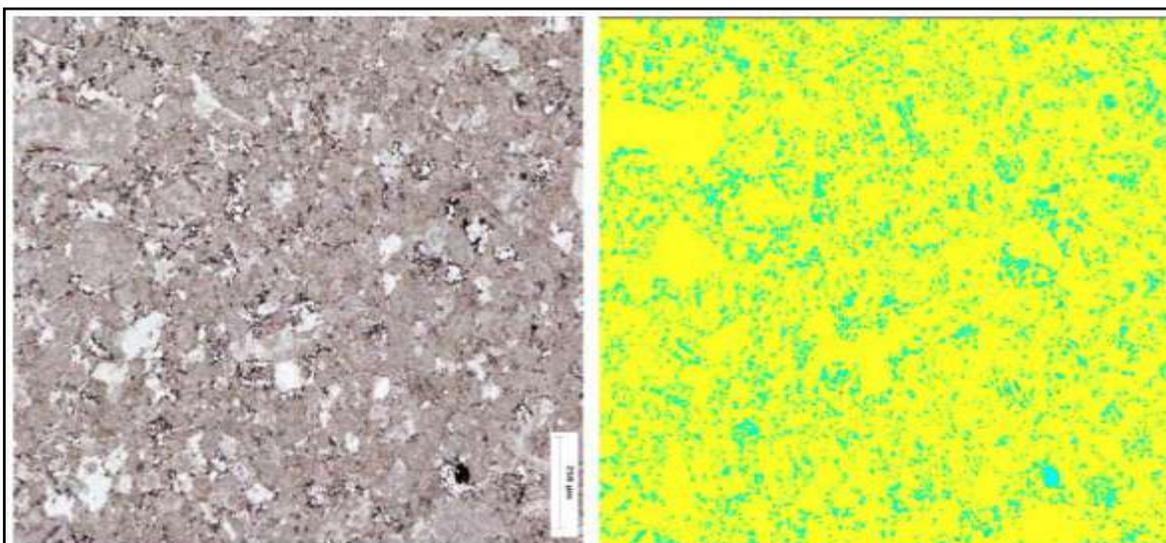
#### 4.1.7. Núcleo de Fondo.

Se programaron 5 núcleos J.S.K. alóctono (1), Cretácico autóctono (2), J.S.K. autóctono (2), de los cuales solo se cortó 1 núcleo convencional de fondo en rocas del J.S.K. Autóctono Núcleo 1 recuperando 9 m (100%), (Tabla 4.7).

NUCLEO DE FONDO				
NUCLEO	EDAD	PROFUNDIDAD (m)	LONGITUD (m)	LITOLOGIA
1	J.S.K.	6615-6624	9 m (100%)	<p><b>P. S. y P. M. (6615-6621 m):</b> Packstone a Grainstone de bioclastos, pellets, pelletoides, ooides, fragmentos de moluscos, coral y foraminíferos bentónicos, presenta porosidad primaria intra e inter granular, intrafosilar y secundaria intercrystalina con escasas microfracturas selladas por calcita, presenta ligera impregnación de aceite café oscuro y café claro.</p> <p><b>P. I. (6621-6624 m):</b> Grainstone pellets, pelletoides, foraminíferos bentónicos y bioclastos, gris claro y café claro, presenta porosidad primaria intra e inter granular, intrafosilar y secundaria intercrystalina con escasas microfracturas selladas por calcita, presenta regular a buena impregnación de aceite café oscuro. (Descripción de campo) Presenta un set de fracturas rectilíneas y en enjambre de apertura promedio de 500µm, parcialmente abiertas con impregnación de hcs. y un segundo set de fracturas &gt;500µm selladas por calcita.</p>

Tabla 4.7 Descripción de Núcleo.

Se calculó la porosidad en fragmentos en láminas delgadas, mediante la técnica de conteo de pixeles, la porosidad de tipo interarticular es de 6% promedio, (Figura 4.8), así mismo se analizó el volumen contenido en el espacio poroso de las muestras tomadas, (Fig. 4.9).



**Figura 4.8** Cálculo de porosidad por el método de conteo de pixel, en azul se muestra la porosidad interparticular y en amarillo los componentes aloquímicos que constituyen el Packstone de peloides y bioclastos.

ANALISIS CONTENIDO DE FLUIDOS					23/2012
POZO: NAVEGANTE # 1 NUCLEO No. 1			INTERVALO: 6615 – 6624 m.b.M.R.		
FECHA DE RECEPCION: 17/08/2012			RECUP.: 9.00 m (100 %)		
			FECHA DE ANALISIS: 20-24/08/2012		
MUESTRA	PROFUNDIDAD (m.b.M.R.)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)	OBSERVACIONES ULTIMO CONTACTO GEOLOGICO:
Fragmentos					
PS	6615.15-6615.21	6	1	1	J.S.K.
PM	6620.82-6620.89	5	1	1	
PI	6621.50-6621.57	3	2	4	
SALINIDAD DEL NUCLEO:		33,946 ppm	PH: 9.23		
SOLUBILIDAD AL ACIDO CLORHIDRICO (HCL) AL 15 %. PS: 93%; PM:96 %; PI: 97%					
LA POROSIDAD OBTENIDA EN EL LABORATORIO, CORRESPONDE A LA TOTAL DE LA ROCA.					
Saturación de Fluidos por el Método de la Retorta Eléctrica (Destilación Atmosférica) : Fragmentos del centro del núcleo NO CONTAMINADOS por los Fluidos de Perforación, se les aplica Temperaturas de 800 y 1200 oF, extrayendo todos los fluidos al carbonizar la roca.					

**Figura 4.96** Imagen que muestra los datos de porosidad obtenidos del análisis de laboratorio.

#### 4.1.8. Muestras de Canal.

El registro continuo de hidrocarburos del pozo Navegante-1, se inició a la profundidad de 50 m y finalizo a la profundidad de 6911 m, registrando un total de 6861 m, se recuperaron muestras cada metro, embolsando cada 5 m. El objetivo de análisis fue de tipo bioestratigrafico, petrográfico y geoquímico.

4.1.9. Estado Mecánico.

Inicio con Tubería conductora 30" previamente incida a 50 m, tubería superficial de 20" asentada a 800 m, 5 tuberías intermedias, 16", 13 3/8", linner 11 3/4", 9 5/8", linner 7", asentadas a 2282m, 3905 m, 5005 m, 525 m y 6584 m, respectivamente. Alcanzo profundidad total en agujero descubierto 5 7/8" a 6911 m, (Figura 4.10).

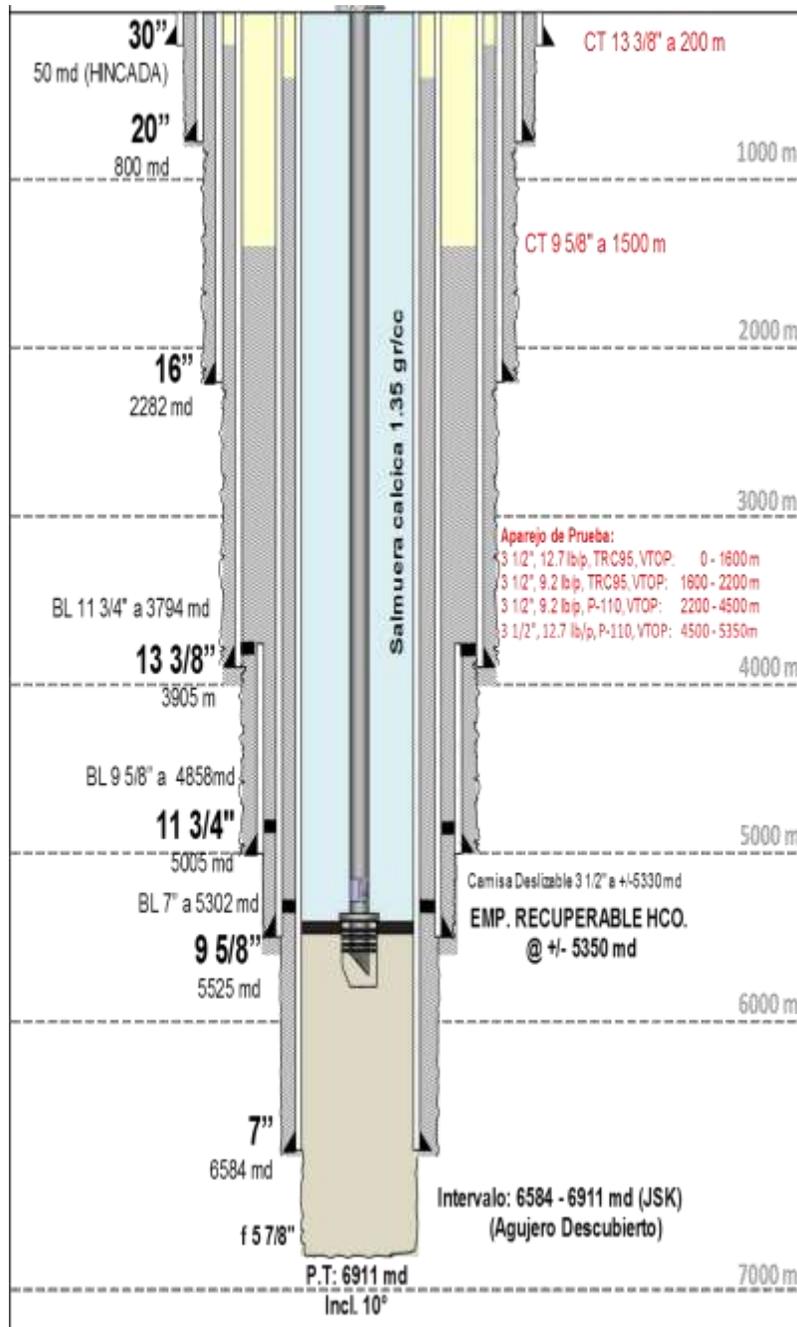


Figura 4.10 Estado Mecánico.

#### 4.1.10. Fluidos de Perforación.

En la primera etapa se utilizó lodo base agua, posteriormente en las restantes etapas se utilizaron lodos base aceite, (Tabla 4.9).

Intervalo (m)	Tipo de Fluido	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )
500-800	Polimérico	1.10-1.15
800-2282	Emulsión Inversa	1.15-1.56
2282-3905	Emulsión Inversa	1.56-1.87
3905-5008	Emulsión Inversa	1.70-1.75
5008-5528	Emulsión Inversa	1.75-1.82
5528-6604	Emulsión Inversa	1.60-1.66
6584-6911	Emulsión Inversa	1.45-1.53

**Tabla 4.6.** Densidades de fluido de perforación durante la perforación.

## 4.2. Predicción del modelo Geomecánico.

Los métodos establecidos para la predicción de la presión de poro se basan en los primeros artículos establecidos por Hotmman y Johnson, en donde la estimación de la presión de poro está basada en la propuesta de que la presión de poro está influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la lutita tales como porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad [7]. Para el caso en particular de Navegante 1, no fue posible estandarizar un método para el cálculo de la presión de poro en toda la profundidad de interés, ya que como bien se mencionó la geología del campo Navegante es bastante compleja.

El análisis de presión de poro para el pozo Navegante 1, se divide en dos métodos, el primero es el cálculo de presión de poro a nivel terciario y repetición del terciario dentro del bloque Autóctono, el segundo método es aplicado al cálculo de presión de poro en carbonatos tanto del bloque Alóctono como del bloque Autóctono.

### 4.2.1. Esfuerzo de Sobrecarga

La estimación del esfuerzo sobrecarga es fundamental tanto para la estimación de la presión de poro, como para la estimación del gradiente de fractura. La precisión de estas estimaciones es crítica para el diseño del pozo y se verá afectada por la

exactitud en la estimación de la sobrecarga. El esfuerzo de sobrecarga dado a cualquier profundidad es una función de la densidad de los sedimentos superiores.

Desafortunadamente, la densidad de los sedimentos no puede ser una determinación confiable hasta que estos han sido penetrados por el agujero y registrados. Esto conduce a la siguiente paradoja: en general para el adecuado diseño de un pozo, es necesario perforarlo primero.

La predicción del gradiente de sobrecarga a una determinada profundidad de Navegante 1, fue considerado por medio del Método de la Integral, para una primera aproximación, un poco directo. Por suma de la contribución de los esfuerzos verticales para cada capa del material sobre la profundidad de interés, se obtiene el esfuerzo total. Como parte de los insumos para dicho cálculo se consideró el registro de densidad (RHOB) y los valores de densidad calculados a partir del registro de Tiempo de Transito (DTCO), (Figura 4.7).

Tomado de El esfuerzo vertical debido a alguna capa está dado por:

$$\sigma_{sc\ wi} = \rho_i h_i \dots\dots\dots 4.4$$

Dónde:

$\sigma_{sc\ wi}$  = Contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa.

$\rho_i$  = Densidad promedio de la i-ésima capa. Tomada del registro RHOB.

$h_i$  = Espesor de la i-ésima capa. Tomada para cada una de las estaciones medidas en el registro RHOB.

El gradiente de sobrecarga es derivado dividiendo el esfuerzo de sobrecarga por la profundidad.

$$G\sigma_{sc} = \sum_{i=1}^n \sigma_{v\ wi} / Z \dots\dots\dots 4.5$$

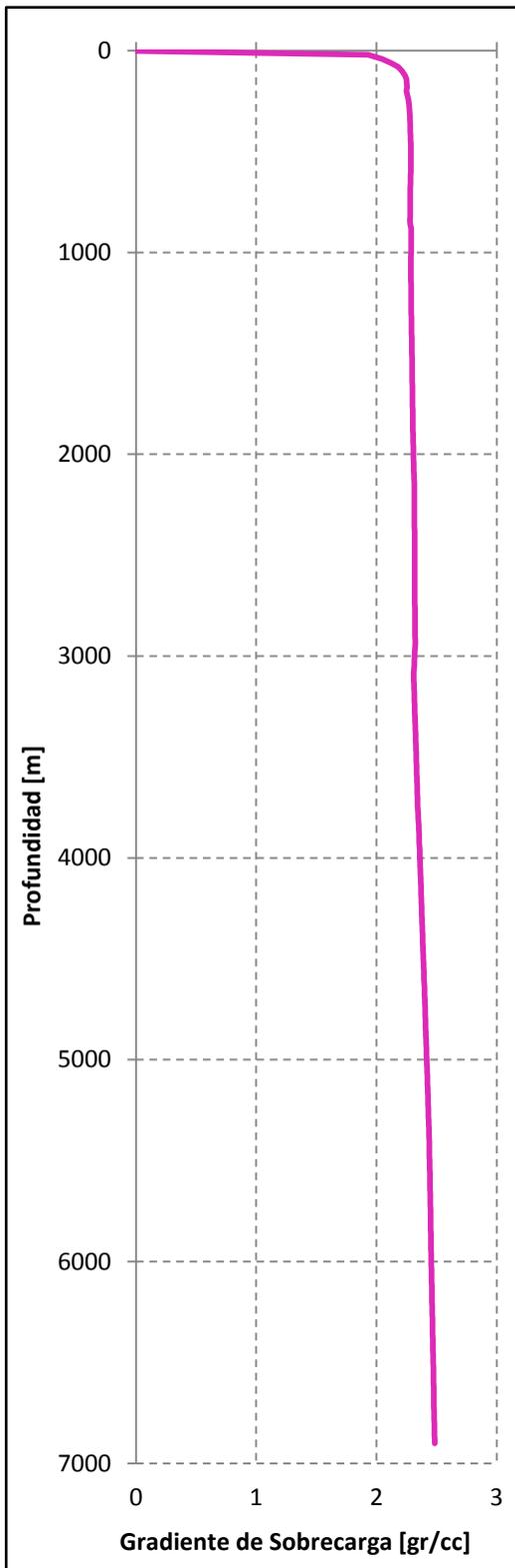
Dónde:

$\sigma_{sc\ wi}$  = contribución del esfuerzo vertical por i-ésima capa.

i = índice de la capa del material.

n = número de capas del material.

Z = profundidad (por ejemplo, referido a la mesa rotatoria).



La figura 4.11, muestra el comportamiento del gradiente de Esfuerzo de sobrecarga (esfuerzo vertical) para el pozo Navegante 1. De esta se pueden distinguir el cambio en la pendiente, la primera es la que corresponde desde superficie hasta aproximadamente 2983 m, esta corresponde a la zona de terciario del bloque autóctono, zona de lutitas e intervalo de sal. La segunda pendiente se puede observar en la zona de los carbonatos, en donde la pendiente se hace más pronunciada esto debido al cambio en la densidad, debido al cambio litológico de lutitas por calizas y un tercer cambio en la pendiente, es un cambio suave que refleja la zona de los carbonatos del bloque autóctono a la profundidad aproximada de 6005 m.

El mecanismo de sobrepresión predominante es el de sub-compactación, sin embargo debido al tectonismo y cabalgamiento de los bloques, ocasiono una interrupción del proceso de compactación de los sedimentos, se estima una zona de presiones anormales mucho menos agresivas que la observada en los campos aledaños como por ejemplo el Terra. Este hecho también está validado por el comportamiento de los pozos de correlación, Tepozingo-1 y Pomposu-1 A.

Figura 4.11 Gradiente de esfuerzo de sobrecarga

4.2.2. Presión de Poro.

En general la litología presente en Navegante-1, se puede dividir en dos grupos lutitas y calizas, por lo cual fue imposible aplicar un solo método para el cálculo de la presión de poro, el método de Eaton fue aplicado para la zona del terciario alóctono y autóctono, y el método de Atashbari se aplicó para el Mesozoico alóctono y autóctono. La tabla 4.10, muestra cada uno de los métodos que se utilizaron para la predicción de la presión de poro y los intervalos en los cuales fueron aplicados.

Bloque	Era	Formacion	Metodo Utilizado	
Aloctono	PLIOC	ARENISCAS	$\frac{P_p}{H} = \frac{\sigma_{sc}}{H} - \left[ \frac{\sigma_{sc}}{H} - \frac{P_{pn}}{H} \right] \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^\gamma$	
	M.S.	LUTITA		
	M.I.	LUTITA		
	OLIG	LUTITA		
	SAL	HALITA		
	EOC. MED	LUTITA		
	EOC. INF			
	PAL. SUP			
	PAL. INF.			
				Eaton
Aloctono	KS	CALIZA	$P_p = \left( \frac{(1 - \varphi) C_b}{(1 - \varphi) C_b - \varphi C_p} \sigma_{efectivo} \right)^\gamma$	
	KM			
	KI			
	J.S.T.			
	J.S.K.			
			Atashbari	
Autoctono	EOC-PAL	LUTITA	$\frac{P_p}{H} = \frac{\sigma_{sc}}{H} - \left[ \frac{\sigma_{sc}}{H} - \frac{P_{pn}}{H} \right] \left( \frac{\Delta T_n}{\Delta T_o} \right)^\gamma$	
	K	CALIZA		
	EOC-PAL	LUTITA		
				Eaton
	Autoctono	K.S. MEND.	CALIZA	$P_p = \left( \frac{(1 - \varphi) C_b}{(1 - \varphi) C_b - \varphi C_p} \sigma_{efectivo} \right)^\gamma$
		K.S. S. FEL.		
		K.S. AN.		
		KM		
		KI		
		J.S.T.		
J.S.T.MED				
J.S.T. MD-IF				
J.S.K.		Atashbari		

Tabla 4.7 Relación de métodos utilizados para la predicción de la presión de poro.

#### 4.2.2.1. Presión de Poro en Terciario.

Para la predicción de la presión de poro, se dividieron dos zona, la primera fue la zona del terciario del bloque alóctono y la segunda fue la sección repetida del terciario dentro del bloque autóctono. Para ambos casos se tomó como insumos principales la información tomada del Registro RG, DTCO, Registro Resistivo y las magnitudes calculadas de la sobrecarga.

- Bloque Alóctono.

Para el predicción de la presión de poro dentro de la sección terciaria del bloque alóctono, se tomó como insumo principal los valores tomados por el registro de Resistividad (AT90), esto debido a que se contó con información real tomada por el registro, desde superficie hasta la base del terciario, Paleoceno Inferior a 3727 m. El intervalo de sal de 2930-3096 m y la zona de carbonatos de 3727-5322 m, son descartados debido a que el método no fue desarrollado para carbonatos y sal.

En base al comportamiento de la curva del Registro Resistivo, se trazó una línea de tendencia de compactación sobre la curva del registro resistivo, (Figura 4.12), tomando como base a Hottman y Johnson en donde asumieron que la tendencia normal para la resistividd del intervalo podría ser representada por una línea recta semilogarítmica<sup>[7]</sup>. Una línea recta semilogarítmica implica que la resistividad satisface una ecuación de la siguiente forma:

$$\log(Res) = A - B * Z$$

$$Res = 10^A 10^{-B*Z} \dots\dots\dots 4.6$$

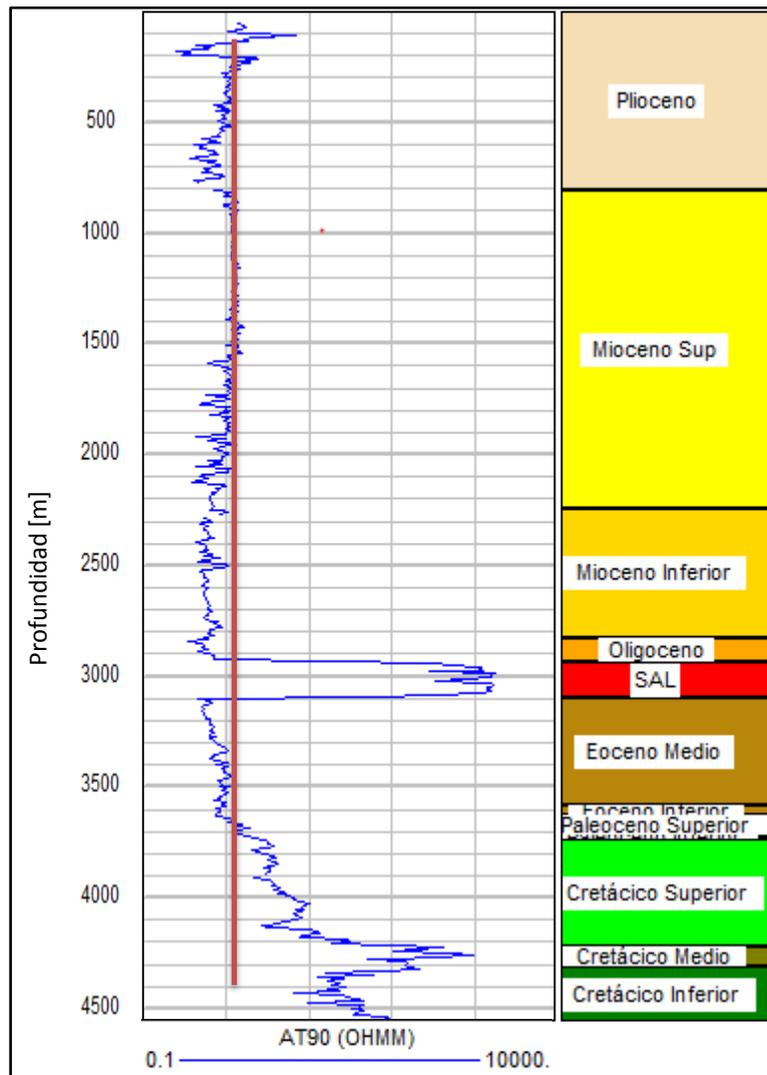
Dónde:

Res= Resistividad en cada intervalo en [ohm-m].

A=coeficiente de la regresión.

B=coeficiente de la regresión.

Z= profundidad en [m].



**Figura 4.12** Ajuste de la línea de tendencia de compactación normal sobre valores de Resistividad.

La línea de tendencia de compactación normal presenta un buen ajuste desde superficie hasta aproximadamente 2100 m, en donde los valores de Resistividad empiezan a disminuir, lo cual indica el inicio de la zona de alta presión. Cabe señalar que a la profundidad de 2930-3096 m se tienen un incremento súbito de los valores de Resistividad, lo cual indica que es la zona de intrusión salina, así como se indica en la columna geológica y valores del registro de Rayos Gamma que también se ven alterados.

Una vez obtenida la línea de tendencia de compactación normal, se empleó la ecuación de Eaton en términos de la Resistividad para calcular la presión de poro (ecuación 2.16, capítulo II).

Tomando valores del registro de resistividad.

$$\frac{P_p}{H} = \left( \frac{\sigma_{sc}}{H} \right) - \left[ \frac{\sigma_{sc}}{H} - \left( \frac{P_{pn}}{H} \right) \right] \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^\gamma \dots\dots\dots 2.16$$

Dónde:

$\frac{P_p}{H}$  = Gradiente de Presión de Poro, [gr/cm<sup>3</sup>].

$\frac{\sigma_{sc}}{H}$  = Gradiente de Esfuerzo de Sobrecarga, [gr/cm<sup>3</sup>].

$\frac{P_{pn}}{H}$  = Gradiente de Presión de Poro normal, [gr/cm<sup>3</sup>]

$R_o$  = Resistividad observada, [ohm-m].

$R_n$  = Resistividad Normal, [ohm-m].

$\gamma$  = Exponente de Eatón.

Para los valores del Gradiente de Presión de Poro Normal, se consideró 1.07 [gr/cm<sup>3</sup>], esto debido a la equivalencia con tener una columna hidrostática de fluido de formación equivalente a 1.07 [gr/cm<sup>3</sup>].

El exponente de Eatón para los valores de resistividad es igual a 1.2, pero se observó que con este exponente los gradientes de presión de poro están sobreestimados, esto se pudo observar al obtener los valores de gradiente de presión por arriba de los eventos de influjos durante la perforación, por tanto, se calibro el modelo en base a los eventos durante la perforación, en donde el mejor ajuste que se tuvo fue con un exponente de 0.4.

El intervalo de 2930 - 3096 m, no es calculado esto debido a que se trata de una intrusión salina y el modelo seleccionado no aplica para este tipo de litología.

- Bloque Autóctono.

El bloque Autóctono va desde la cima del Eoceno-Paleoceno a 5322 m hasta profundidad total del pozo 6911 m, Jurásico Superior Kimmeridgiano.

El intervalo donde se aplicó el método de Eaton con los valores del Registro Sónico (DTCO), fue únicamente en la zona de lutitas de 5322 a 6005 m, con una pequeña intercalación de 60 m de carbonatos, lo cual se tomó como despreciable.

En base a los valores del registro DTCO, se trazó una línea de tendencia de compactación normal, en base a una regresión del tipo, ecuación 4.7:

$$\Delta t_n = e^{\frac{z-b}{m}} \dots\dots\dots 4.7$$

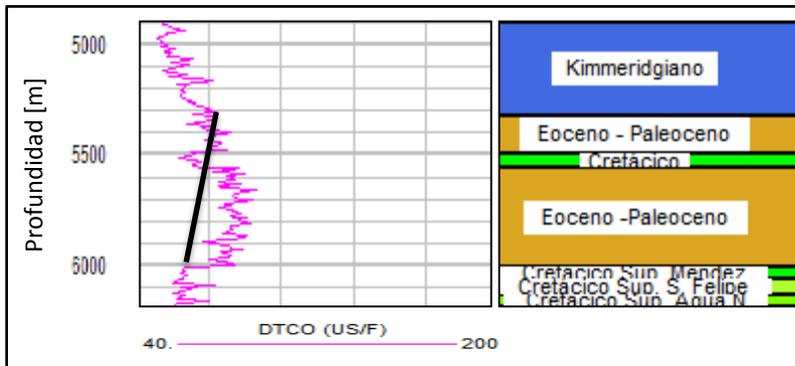
Dónde:

$\Delta t_n$  = tiempo de tránsito de cada intervalo de la línea de tendencia de compactación normal en [ $\mu$ s/ft].

Z = Profundidad de interés en [m].

b = Ordenada al origen

m = Pendiente de la recta



**Figura 4.13** Línea de tendencia de compactación normal, bloque Autóctono

En la Figura 4.13, la línea de color rosa representa los valores graficados del registro DTCO, la línea de color negro representa la línea de tendencia de compactación normal obtenido con la Ec. 4.7. La línea de tendencia de compactación normal obtenido muestra buen ajuste en la parte superior de la curva de tiempo de tránsito, a la profundidad de 5555 m, se puede observar que

los valores del tiempo de transito comienzan a aumentar su magnitud, lo cual provoca que se salgan de la línea de tendencia normal de compactación establecida, esta desviación indica una zona de alta presión.

El intervalo de 6005 m a 6911 m, no es considerado para cálculo al tratarse de zona de carbonatos, el modelo establecido no aplica para este tipo de litología.

La presión de poro fue calculado a partir de la ecuación de Eaton, en función de valores de tiempo de tránsito, (ecuación 2.18, capítulo II)

$$\frac{P_p}{H} = \left(\frac{\sigma_{sc}}{H}\right) - \left[\frac{\sigma_{sc}}{H} - \left(\frac{P_{pn}}{H}\right)\right] \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_o}\right)^y \dots\dots\dots 2.18$$

Para los valores del Gradiente de Presión de Poro Normal, se consideró 1.07 [gr/cm<sup>3</sup>], debido a la equivalencia con tener una columna hidrostática de fluido de formación equivalente a 1.07 [gr/cm<sup>3</sup>].

El exponente de Eaton en función del tiempo de transito es igual a 3, pero se observó que con este exponente los gradientes de presión de poro están sobreestimados, esto se pudo observar al obtener los valores de gradiente de presión por arriba de los eventos de influjos durante la perforación, por tanto, se calibro el modelo en base a los eventos durante la perforación, en donde el mejor ajuste que se tuvo fue con un exponente de 1.5.

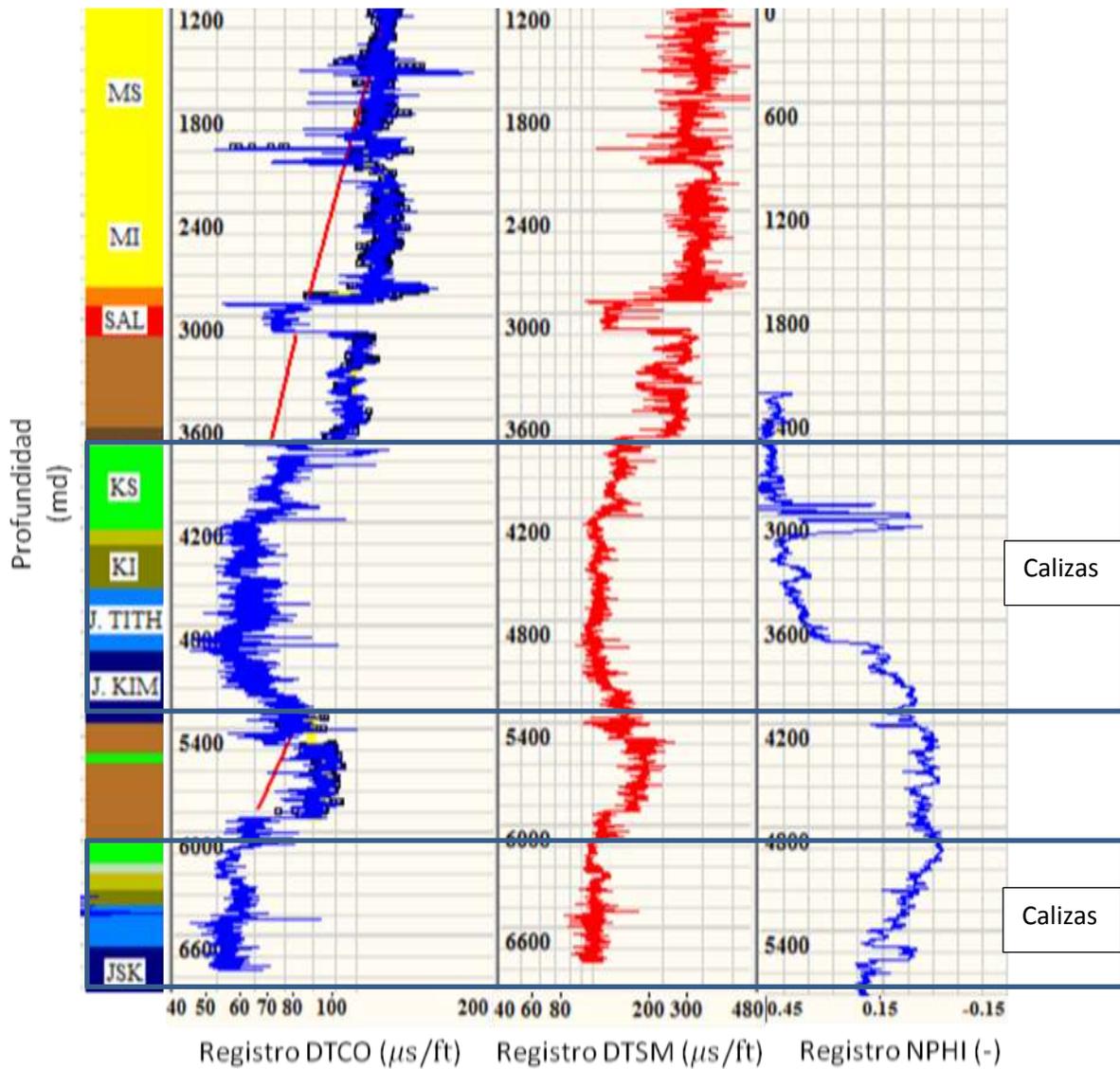
#### 4.2.2.2. Presión de poro en Mesozoico.

Los carbonatos son rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos de aguas someras y cálidas, y en su mayoría poseen un origen biológico. Están compuestos por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas y elementos precipitados y consisten en su mayor parte de carbonatos de calcio, que es químicamente activo si se compara con la arena que forma las areniscas, es por ello que los métodos tradicionales como son Eaton, Bowen, etc., no aplican para predecir la presión de poro en carbonatos.

Para el cálculo de presión de poro en carbonatos se tomaron como insumos los valores del registro densidad, registró DTCO, registró DTSM, registró NPHI y las cimas y bases de la columna litológica.

Los valores de los registros que fueron utilizados para el cálculo de presión de poro se restringieron a los intervalos en donde la formación son carbonatos (calizas), esto en el bloque Alóctono y la sección repetida de carbonatos del bloque Autóctono, (figura 4.14).

- Bloque Alóctono: El intervalo de carbonatos (caliza) dentro del bloque Alóctono va de la cima del Cretácico Superior a 3727 m a 5322 m, base del Jurásico Superior Kimmeridgiano.
- Bloque Autóctono: El intervalo de carbonatos (caliza) dentro del bloque Autóctono va de la cima del Cretácico superior a 6005 m a la profundidad total donde llegó el pozo 6911 m, Jurásico Superior Kimmeridgiano.



**Figura 4.74** Set de registros y selección de intervalos para el cálculo de presión de poro en carbonatos.

El cálculo de la presión de poro en carbonatos se estimó en base al método de Atashbari<sup>[10]</sup>, para ello, se tomó la información del registro de densidad, registro de porosidad, registro sísmico compresional (DTCO) y registro sísmico de cizalla (DTSM) en la sección de los carbonatos, así mismo, se determinaron los módulos elásticos (módulo de corte y modulo volumétrico), compresibilidad del bulbo, compresibilidad del poro y esfuerzo efectivo para los dos intervalos en donde la litología presente son calizas.

Módulo de corte:

$$G_{dyn} = (13474.45) * \frac{\rho_b}{(\Delta t_{DTSM})^2} \dots\dots\dots 4.8$$

Los valores de entrada para la estimación del módulo de corte fueron el registro sísmico de cizalla  $[\Delta t_{DTSM}]$  y registro de densidad  $[\rho_b]$ .

Módulo volumétrico:

$$K_{dyn} = \left[ (13474.45) * \rho_b \left[ \frac{1}{(\Delta t_{DTCO})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn} \right] x 10^6 \dots\dots\dots 4.9$$

Los valores de entrada para la estimación del módulo volumétrico, fueron el registro sísmico compresional  $[\Delta t_{DTCO}]$ , registro de densidad  $[\rho_b]$  y el módulo de corte  $[G_{dyn}]$  que fue previamente calculado con la Ecuación 4.8.

Compresibilidad del bulto:

El módulo de compresibilidad del bulto  $[C_b]$ , se determinó de acuerdo al inverso del módulo volumétrico  $[K_{dyn}]$ :

$$C_b = \frac{1}{K_{dyn}} \dots\dots\dots 4.10$$

Compresibilidad del poro:

En base a VanGolf <sup>[12]</sup>, con los valores obtenidos con la ecuacion 4.10 y los datos de porosidad del registro NPHI, se calculó la compresibilidad del poro  $[C_p]$ :

$$C_p = \frac{1}{2} \left( \frac{C_b}{\varphi} \right) \dots\dots\dots 4.11$$

Esfuerzo Efectivo:

Para el esfuerzo efectivo  $[\sigma_{ef}]$ , se determinó en base:

$$\sigma_{ef} = \sigma_v - Pp_n \dots\dots\dots 4.12$$

Dónde:

$G_{dyn}$ : Modulo de Corte, [Mpsi].

$\rho_b$ : Densidad del bulto, [gr/cm<sup>3</sup>].

$\Delta t_{dtsm}$ : Tiempo de tránsito de cizalla, [μs/ft].

$\Delta t_{dtco}$ : Tiempo de tránsito de corte, [μs/ft].

$K_{dyn}$ : Modulo volumétrico, [psi].

$\phi$ : Porosidad [1]

$C_b$ : Compresibilidad del bulto, [psi<sup>-1</sup>].

$C_p$ : Compresibilidad del poro, [psi<sup>-1</sup>].

$\sigma_{ef}$ : Esfuerzo efectivo, [psi]

$\sigma_v$ : Esfuerzo Vertical, [psi]

$P_{pn}$ : Presión de poro normal, equivalente a una columna hidrostática con fluido de 1.07 [gr/cm<sup>3</sup>], en [psi]

Con los valores anteriormente calculados se determinó en base a Atashbari la presión de poro en intervalos carbonatados (ecuación 2.23, capítulo II).

$$P_p = \left( \frac{(1-\phi)C_b}{(1-\phi)C_b - \phi C_p} \sigma_{efectivo} \right)^\gamma \dots\dots\dots 2.23$$

La constante de calibración  $\gamma$ , tiene un rango numérico de 0.9 a 1, para el caso de los carbonatos dentro del bloque Alóctono y con la constante de calibración de 0.9 se observó que los valores de presión resultaron subestimados, para la constante de calibración de 1, los valores de presión resultaron sobreestimados, para ajustar dicha presión, se calibro la constante en base a los eventos de gasificación durante la perforación de dicha etapa, a lo cual resulto en 0.945 para el cretácico y 0.948 para el jurásico como constante de calibración para el método de Atashbari. De igual forma se ajustó el modelo para los carbonatos del bloque Autóctono, de acuerdo a la constante de calibración [ $\gamma$ ] y en base a los eventos de gasificación durante la perforación de dicho intervalo, la constante de calibración se ajustó a 0.94 para todo el intervalo

4.2.2.3. Calibración de la Curva de Presion de Poro.

La curva de gradiente de presión de poro fue calibrada en base a los eventos de gasificación reportada durante la perforación de cada una de las etapas. En la figura 4.15 la línea en color rojo representa la predicción del gradiente de presión de poro y la línea en color rosa representa el gradiente de esfuerzo de sobrecarga.

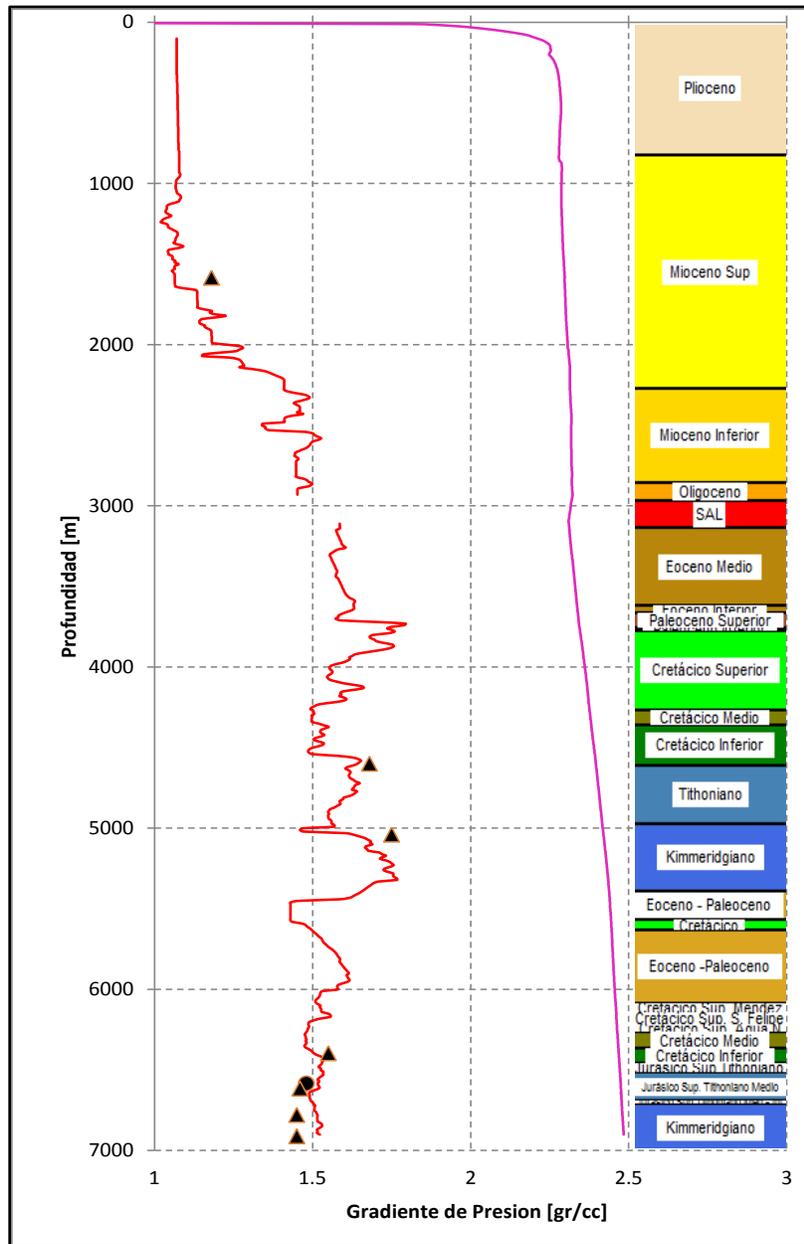


Figura 4.85 Predicción de la Presión de Poro.

Se puede observar que la zona de presión de poro normal se mantiene hasta la profundidad de aproximada de 1600 m, en donde inicia la zona de transición. La zona de alta presión se localiza a partir del mioceno inferior, los gradientes máximos de presión de poro son localizados en el cretácico superior, alóctono y jurásico superior kinmeridgiano, alóctono.

La predicción de la presión de poro por medio del método de Eaton en la zona del terciario alóctono y autóctono, así como, en calizas del alóctono y autóctono por el método de Atashbari, ambos métodos muestran buen ajuste con los nueve eventos de gasificación que se registraron durante la perforación del agujero, lo cual es indicativo de la adecuada predicción de la presión de poro utilizando ambos métodos, Eaton (lutitas, terciario) y Atashbari (calizas, mesozoico).

#### 4.2.3. Propiedades Elásticas de la Roca.

La Relación de Poisson y el Modulo de Young, se estimaron con información del registro Sonido Dipolar.

##### 4.2.3.1. Relación de Poisson.

De los valores obtenidos en el Registro Sónico Dipolar, se obtuvieron las lecturas DTSC y DTSM, con dichas lecturas se obtuvieron las velocidades primarias ( $V_p$ ) y velocidades secundarias ( $V_s$ ), ecuación 4.12 y 4.13

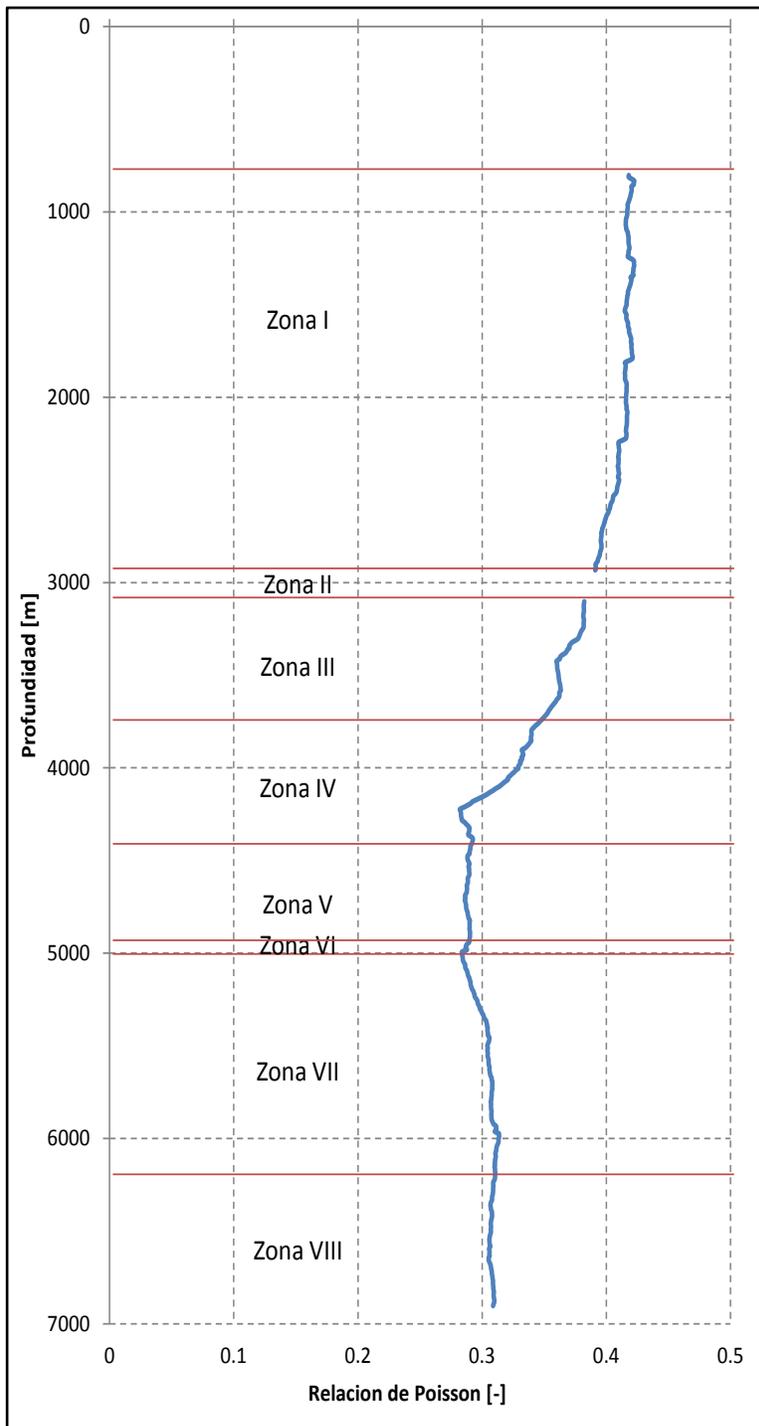
$$V_p = \left[ \frac{304.8}{DTSC} \right] * 1000 \dots\dots\dots 4.12$$

$$V_s = \left[ \frac{304.8}{DTSM} \right] * 1000 \dots\dots\dots 4.13$$

Donde  $V_p$  es velocidad primaria en [m/s],  $V_s$  es velocidad secundaria en [m/s], DTSC sónico complexional en [ $\mu$ s/ft] y DTSM sónico de cizalla en [ $\mu$ s/ft].

Para la predicción de la relación de Poisson, se optó por la ecuación 4.14, la cual relaciona la  $V_p$  y  $V_s$ , (Figura 4.16).

$$\nu = \frac{V_p^2 - V_s^2}{2(V_p^2 + V_s^2)} \dots\dots\dots 4.14$$



**Bloque Alóctono.**

Zona I: Lutita con valor promedio de 0.40.

Zona II: Sal con valores promedio alrededor de 0.25.

Zona III: Lutita con valor promedio de 0.35.

Zona IV: Calizas con valor promedio de 0.30.

**Bloque Autóctono.**

Zona V: Lutitas con valor promedio de 0.30.

Zona VI: Calizas con valor promedio de 0.30.

Zona VII: Lutitas con valor promedio de 0.31.

Zona VIII: Calizas con valor promedio de 0.30.

**Figura 4.16** Predicción de la Relación de Poisson.

Se observó que con información de la velocidad primaria y secundaria como valores de entrada en el cálculo de la relación de Poisson, los valores que se

obtuvieron fueron altos para las zona I, III y VII correspondiente a las lutitas, ya que los valores promedio reportados en diferente literatura reporta que la relación de Poisson para este tipo de litología es de .20 a .25, la zona IV, VI y VIII corresponden a litología de calizas es alrededor de .30 de relación de Poisson, lo cual es representativo a lo reportado en diferentes fuentes para una caliza.

Es importante analizar dichos resultados, debido a que las correlaciones para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo y máximo, son bastantes sensibles a la magnitud que se utilice para la relación de Poisson. Valores altos de la relación de Poisson, utilizados para el cálculo de la presión de fractura y de los esfuerzos horizontales, puede dar como resultado magnitudes sobrestimadas de los esfuerzos horizontales.

Debido a que los valores obtenidos de la relación de Poisson por medio de la Ec. 4.14, fueron altos para las lutitas, se optó por tomar los resultados obtenidos de las pruebas triaxiales que se efectuaron a núcleos pertenecientes a algunos pozos cercanos o regionales, así como valores disponibles de pruebas de laboratorio en formaciones similares a las de Navegante 1.

#### 4.2.3.2. Módulo de Young.

Con la información del registro Sónico Dipolar, registro de densidad y la ecuación 4.14, fueron calculadas las magnitudes del módulo de Young.

$$E = \frac{\rho * V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \dots\dots\dots 4.15$$

El resultado del módulo de Young nos ayuda junto con la relación de Poisson a predecir las magnitudes de los esfuerzos horizontales.

Se realizaron varios ejercicios en el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo para una misma profundidad, en donde se variaron las magnitudes del módulos de Young que arrojaron varias correlaciones, se pudo observar que magnitudes altas o bajas de los módulos de Young, no alteraban significativamente la magnitud del esfuerzo horizontal, ya que la diferencia de la magnitud del esfuerzo horizontal, utilizando un módulo de Young bajo de un alto, era alrededor de 5 [kg/cm<sup>2</sup>]. Debido a este análisis, se optó por utilizar la ecuación 4.15 en la zona de calizas para obtener el módulo de Young para Navegante 1.

#### 4.2.4 Presión de Fractura.

Para la predicción de la presión de fractura se utilizó el método de Eaton (ecuación 2.51, capítulo II), como datos de entrada fue la presión de poro, esfuerzo de la matriz y la relación de Poisson, los cuales fueron previamente calculados.

$$P_{ff} = P_p + \left(\frac{\mu}{1-\mu}\right) \sigma_{matriz} \dots\dots\dots 2.51$$

De la figura 4.17, la línea en color rojo representa la el gradiente de presión de poro, la línea en color azul representa el gradiente de presión de fractura calculada por el método de Eaton y por último la línea rosa las magnitudes del esfuerzo de sobrecarga.

Se observa buen amarre con la curva de gradiente de presión de fractura con las perdidas (círculo rojo) registradas durante la perforación del agujero, así mismo, con las dos pruebas de integridad a la formación (circulo azul) que se realizaron a la profundidad de 830 m y 2297 m.

De los valores graficados se puede observar dos zonas críticas entre los gradientes de presión de poro y presión de fractura, el primero a la entrada del cretácico superior del bloque Alóctono y el segundo en la entrada de la mezcla del eoceno-paleoceno del bloque autóctono, una ventana operativa casi inexistente obliga a un minucioso análisis para el asentamiento de las tuberías de revestimiento en estas dos zonas.

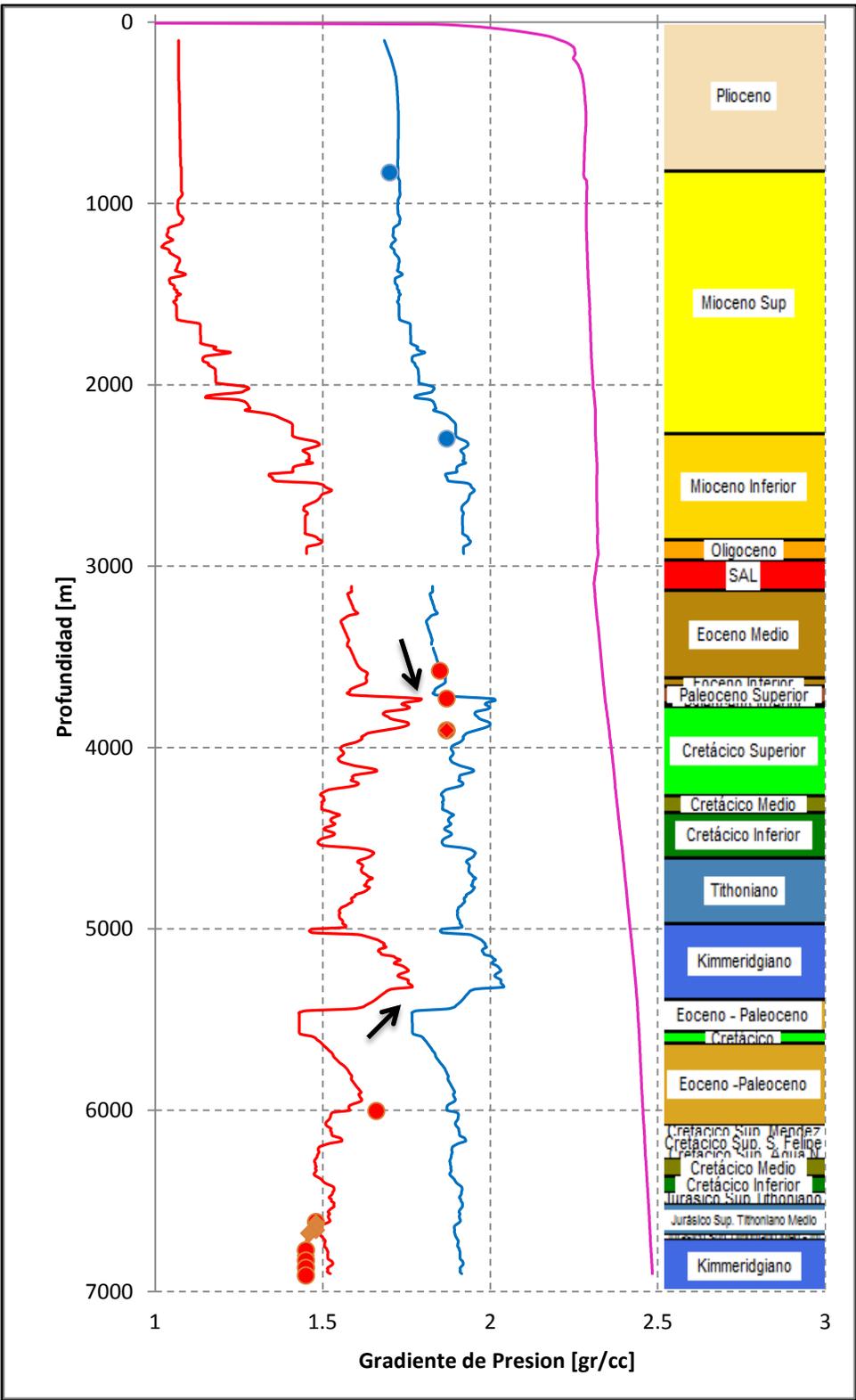


Figura 4.7 Ventana operativa.

4.2.5. Esfuerzos Horizontales.

Los esfuerzos horizontales asumieron los resultados calculados de la relación de Poisson, Modulo de Young, deformación horizontal mínima y máxima (Tabla 4.11).

ERA	LITOLOGIA	POISSON	M. YOUNG	$\epsilon_h$	$\epsilon_H$
			psi		
M.S.	LUTITA	0.35	76192.4	0.00001	0.0001
M.I.	LUTITA				
OLIG	LUTITA				
SAL	HALITA BLANCA	N/A	N/A	N/A	N/A
EOC. MED	LUTITA arenosa	0.25	186865.2	0.00001	0.0001
EOC. INF					
PAL. SUP					
PAL. INF.					
KS	CALIZA	0.3	460807.6	0.00001	0.0001
KM					
KI					
J.S.T.					
J.S.K.					
EOC-PAL	LUTITA	0.25	35785.3	0.00001	0.0001
K	CALIZA			0.00001	0.0001
EOC-PAL	LUTITA			0.00001	0.0001
K.S. MEND.	CALIZA	0.25	547652.6	0.00001	0.0001
K.S. S. FEL.					
K.S. AN.					
KM					
KI					
J.S.T.					
J.S.T.MED					
J.S.T. M-IF					
J.S.K.					

Tabla 4.8 Datos de entrada para el cálculo de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo.

#### 4.2.4.1. Esfuerzo Horizontal Mínimo.

##### Caso I.

Áreas con fallas, domos salinos, plegamientos, etc., son asociados a regiones tectónicamente activas, debido a la compleja geología observa en Navegante 1, se consideró para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo debido a deformaciones elásticas horizontales, ecuación 4.20.

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\varepsilon_h + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\nu\varepsilon_H \dots\dots\dots 4.16$$

Para esta investigación se optó por .0001 para la deformación horizontal generada por el esfuerzo horizontal máximo y .00001 para la deformación generada por el esfuerzo horizontal mínimo, la relación de Poisson y módulo de Young los valores son mostrados en la tabla 4.11.

##### Caso II.

Como segunda predicción se utilizó:

$$\sigma_h = \left[\frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha P_o)\right] + P_o \dots\dots\dots 4.17$$

La ecuación 4.17, no considera el módulo de Young y las deformaciones horizontales mínimas y máximas, como la Ec. 4.16, el coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) se considera igual a 0.7 <sup>[31]</sup> y los valores de la relación de Poisson son tomados de la tabla 4.11. La comparativa del cálculo del esfuerzo horizontal mínimo por los dos casos antes mencionados es mostrada en la Figura 4.18.

La línea en color rojo representa las magnitudes del gradiente de presión de poro previamente calculados, la línea en color morado representa la predicción del esfuerzo horizontal mínimo utilizando la ecuación de Eaton combinada con la teoría de la poroelasticidad, la cual considera el coeficiente de Biot <sup>[31]</sup>, los valores predichos, son altamente sobreestimados, no muestra ajuste con las pérdidas de circulación (círculo rojo) y las pruebas de integridad a la formación (circulo azul), al no tener una buena calibración con estos eventos, la correlación antes mencionada es descartada, esto debido a la problemática que podría presentarse en la perforación del pozo al considerarse una venta operativa bastante amplia de la que realmente es. Por otro lado la línea en color negro, representa los valores predichos del esfuerzo horizontal mínimo con la correlación de Wang <sup>[21]</sup>, dicha

predicción es bastante precisa, ya que los valores fueron calibrados con los resultados que se obtuvieron de las pruebas integridad a la formación (círculo azul), así mismo a la profundidad de 3577 m y 3730 m muestra una buena calibración con las pérdidas de circulación (círculo rojo) reportadas durante la perforación de dicho intervalo.

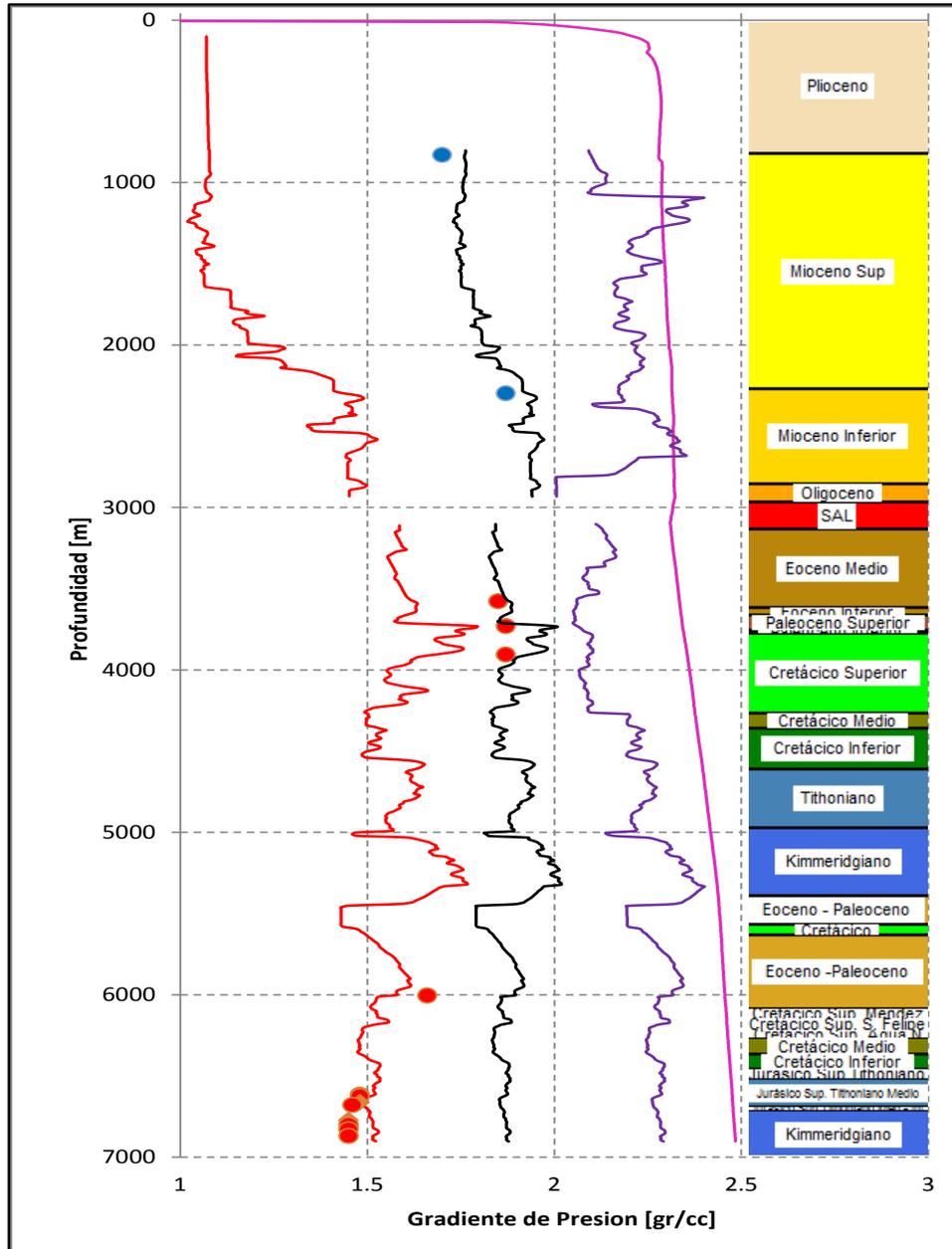


Figura 4.18 Predicción de Esfuerzo Horizontal Mínimo



De la figura 4.19, la línea en color rojo, representa el gradiente de presión de poro, la línea en color negro el esfuerzo horizontal mínimo y por último la línea en color café el esfuerzo horizontal máximo, el esfuerzo horizontal mínimo y máximo fueron calculadas por medio de la correlación de Wang.

#### 4.2.4.3. Clasificación de Falla.

De acuerdo a las magnitudes de los gradientes del esfuerzo de sobrecarga, esfuerzo horizontal máximo y esfuerzo horizontal mínimo, mostrados en la figura 4.19, se establece la siguiente relación.

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h \dots\dots\dots 4.19$$

Considerando la clasificación de fallas geológicas propuestas en 1951 por el geólogo E.M. Anderson <sup>[22]</sup>, para el caso de Navegante 1, se considera una falla normal, (Figura 4.20) donde no conocemos la dirección de los esfuerzos horizontales mínimos y máximos, solo las magnitudes calculadas, esto debido a que no se tiene información de la dirección de los esfuerzos.

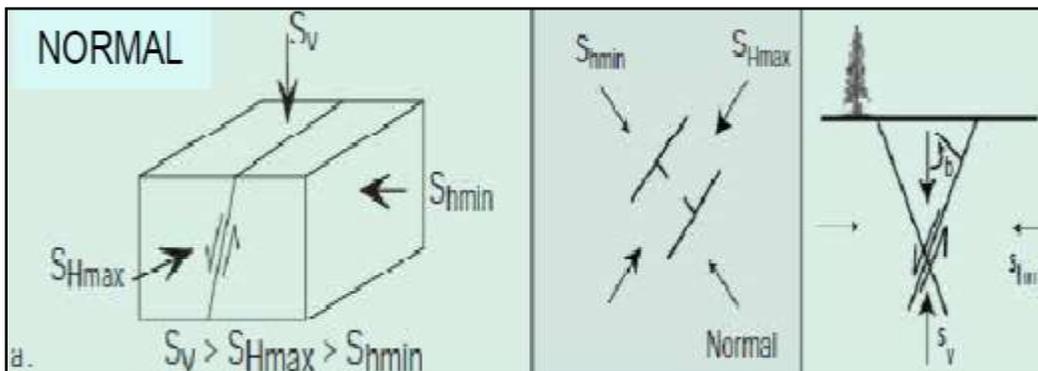
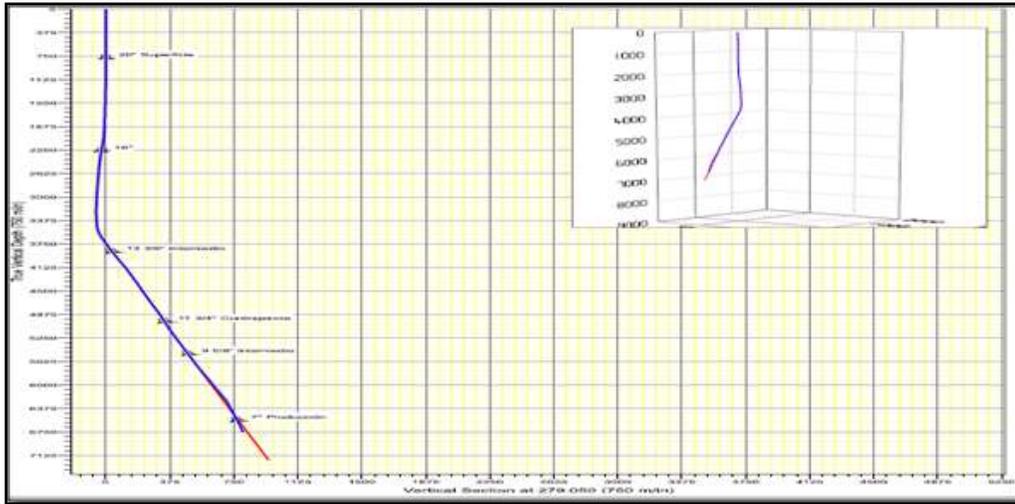


Figura 4.20 Falla normal para Navegante 1.

La magnitud del esfuerzo horizontal máximo y mínimo en la zona de sal no es representativa.

### 4.3. Análisis de Criterio de Falla en las Paredes del Agujero.

El análisis se centró en dos secciones, la parte vertical del agujero y la parte desviada, debido a que son dos diferentes análisis que aplican para cada intervalo.



La segunda consideración se basó en el análisis de litología en cada una de las secciones, debido a que las correlaciones para la predicción de las propiedades físicas (Cohesión y ángulo de presión interna) varían de acuerdo al tipo de litología al cual se desean aplicar. (Figura 4.21).

		Era	Litología			
Aloctono		PLIOC	arenisca	Autoctono	EOC-PAL	lutita
		M.S.	lutita		K	caliza
		M.I.	lutita		EOC-PAL	lutita
		OLIG	lutita		K.S. MEND.	caliza
		SAL	halita		K.S. S. FEL.	
		EOC. MED	lutita		K.S. AN.	
		EOC. INF			KM	
		PAL. SUP			KI	
		PAL. INF.			J.S.T.	
		KS	caliza		J.S.T. MED	
		KM			J.S.T. MD-IF	
		KI			J.S.K.	
		J.S.T.				
	J.S.K.					

Figura 4.21 Clasificación de intervalos de acuerdo a la litología.

#### 4.3.1. Propiedades Mecánicas.

Son dos las propiedades mecánicas que fueron predichas para el análisis de estabilidad mecánica, el ángulo de fricción y la resistencia a la compresión (UCS por sus siglas en ingles), los datos de entrada que se utilizaron para estimar dichas propiedades, son:

- Porosidad.
- Módulo de Young.
- Registro Sónico Complexional (DTCO).
- Registro Sónico de Cizalla (DTSM).

##### 4.3.1.1. Angulo de Fricción Interna y Angulo de Falla.

- Angulo de Fricción Interna para Lutitas <sup>[32]</sup>.

$$\varphi = \sin^{-1} \left( \frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \dots\dots\dots 4.20$$

Donde  $V_p$  es la velocidad primaria en [m/s]

- Angulo de Fricción Interna para Calizas <sup>[33]</sup>.

$$\varphi = -0.893^\circ(\phi * 100) + 49^\circ \dots\dots\dots 4.21$$

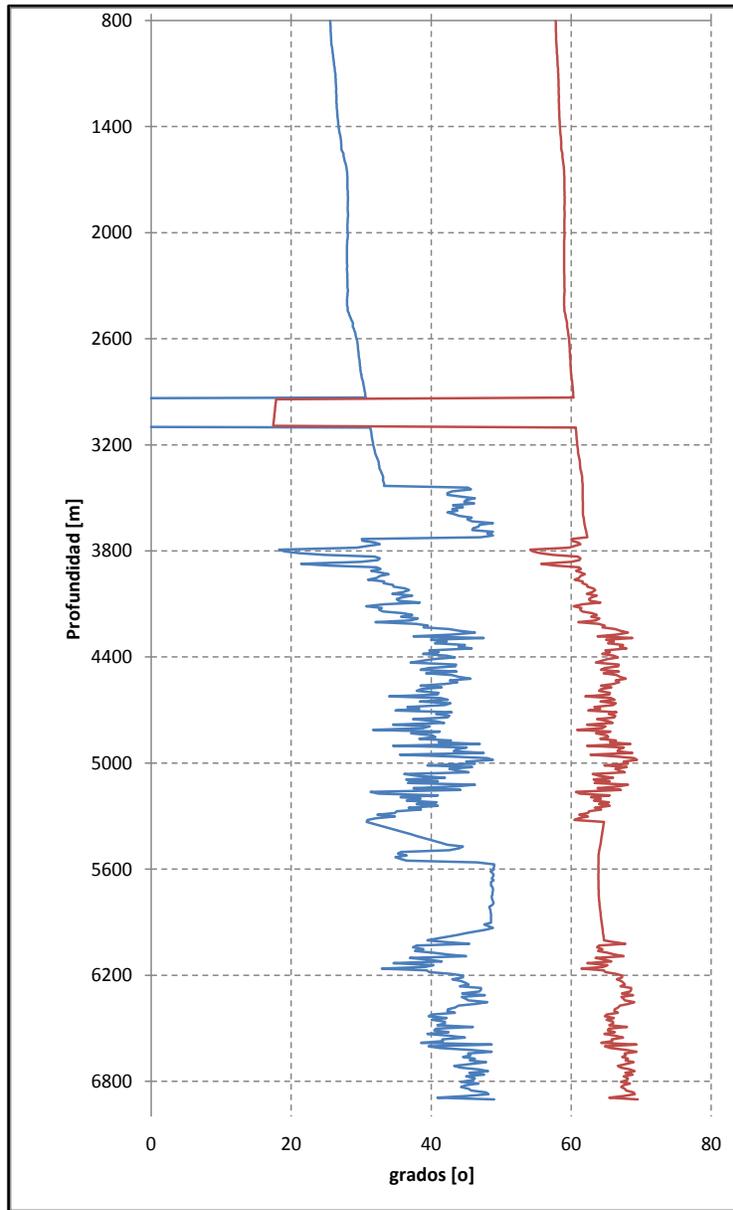
Donde  $\phi$  , es la porosidad de la formación, en fracción, [-].

- Angulo de Falla Lutitas y Calizas.

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \dots\dots\dots 4.22$$

Donde  $\varphi$  , es el ángulo de fricción interna.

En la figura 4.22 la línea en color azul muestra los resultados obtenidos del ángulo de fricción interna [ $\varphi$ ] y la línea en color verde son las magnitudes obtenidas del ángulo de falla [ $\beta$ ].



**Figura 4.102** Predicción del Ángulo de fricción y Ángulo de falla.

Los valores obtenidos del ángulo de fricción interna para las lutitas del bloque autóctono, son altas, esto debido al porcentaje de areniscas en ellas, lo cual fue observado en el registro de rayos gamma.

Los valores promedio calculados del ángulo de fricción interna y ángulo de falla son mostrados en la tabla. 4.12. Valores promedio reportados en la literatura del ángulo de fricción interna y ángulo de falla para una lutita y caliza son mostrados en la tabla 4.13.

Bloque	Era	Formacion	Angulo de friccion	Angulo de falla
Aloctono	PLIOC	ARENISCAS	28	59
	M.S.	LUTITA		
	M.I.	LUTITA		
	OLIG	LUTITA		
	SAL	HALITA	N/A	N/A
	EOC. MED	LUTITA	38	61
	EOC. INF			
	PAL. SUP			
	PAL. INF.			
	KS	CALIZA	38	64
	KM			
	KI			
	J.S.T.			
J.S.K.				
Autoctono	EOC-PAL	LUTITA	44	64
	K	CALIZA		
	EOC-PAL	LUTITA		
	K.S. MEND.	CALIZA	43	67
	K.S. S. FEL.			
	K.S. AN.			
	KM			
	KI			
	J.S.T.			
	J.S.T.MED			
	J.S.T. MD-IF			
J.S.K.				

**Tabla. 4.12.** Angulo de fricción interna y Angulo de falla

Clase de rocas	Rangos de ángulos de fricción interna	Tipos de roca típicos
Fricción baja	20 – 27°	Esquistos (con alto contenido de mica), lutita, marga
Fricción media	27 – 34°	Arenisca, limolita, caliza de Creta, gneis, pizarra
Fricción alta	34 – 40°	Basalto, granito, caliza, conglomerado

**Tabla 4.9** Rangos típicos de ángulos de fricción para diferentes tipos de roca.

Los valores en el intervalo de la sal, no son representativos.

4.3.1.2. Resistencia Uniaxial a la Compresión (UCS).

Debido a que no se contó con información directa de laboratorio, se optó por utilizar diferentes correlaciones para estimar la resistencia uniaxial a la compresión tanto en lutitas y calizas.

- Resistencia Uniaxial a la Compresión en Lutitas. Zobak [34].

$$S_o = \frac{5(V_p-1)}{\sqrt{V_p}} \dots\dots\dots 4.23$$

Donde  $S_o$  es la cohesión de la roca.

Con valores del ángulo de fricción y cohesión de la roca previamente calculados, se empleó la ecuación 4.23, para calcular la resistencia uniaxial a la compresión, [UCS].

$$UCS = \frac{2*S_o*cos\theta}{1-sen\theta} \dots\dots\dots 4.24$$

Donde UCS [MPa], para efectos de esta investigación las UCS fueron convertidas a unidades de [psi].

En la literatura podemos encontrar diferentes nomenclaturas para llamar a la resistencia uniaxial a la compresión, Co, UCS, entre otras.

- Resistencia Uniaxial a la Compresión en Calizas.

Para determinar la resistencia uniaxial a la compresión (UCS o Co) en las calizas del cretácico y jurásico que abarca el bloque alóctono y el bloque autóctono, figura 4.23, se evaluaron cuatro correlaciones:

1. Militzer, H. [35].

$$UCS = \frac{1}{145} \left( \frac{7682}{DTCO} \right)^{1.82} \dots\dots\dots 4.25$$

2. Goluber, A. [36].

$$UCS = \frac{1}{145} 10^{[2.44 + (\frac{109.14}{DTCO})]} \dots\dots\dots 4.26$$

3. Chang, C. <sup>[37]</sup>.

$$UCS = 135.9e^{*4.8*\phi} \dots\dots\dots 4.27$$

4. Bemmer, E. <sup>[33]</sup>.

$$UCS = 40.3e^{-5.4*\phi} \dots\dots\dots 4.28$$

Donde UCS [MPa], para efectos de esta investigación las UCS fueron convertidas a unidades de [psi].

De la figura 4.23, la línea en color morado representa las magnitudes de la resistencia uniaxial a la compresión para las lutitas calculada por la correlación de Zobak.

Para las calizas, la correlación que obtiene menores magnitudes es la desarrollada por Bemmer, E. línea en color verde, mientras que las correlaciones desarrolladas por Chang, C. y Militzer, H. son las que obtienen magnitudes intermedias, línea en color rosa y color azul, por último, la correlación desarrollada por Goluber, A. es la que presenta mayores magnitudes que las tres anteriores, línea en color rojo.

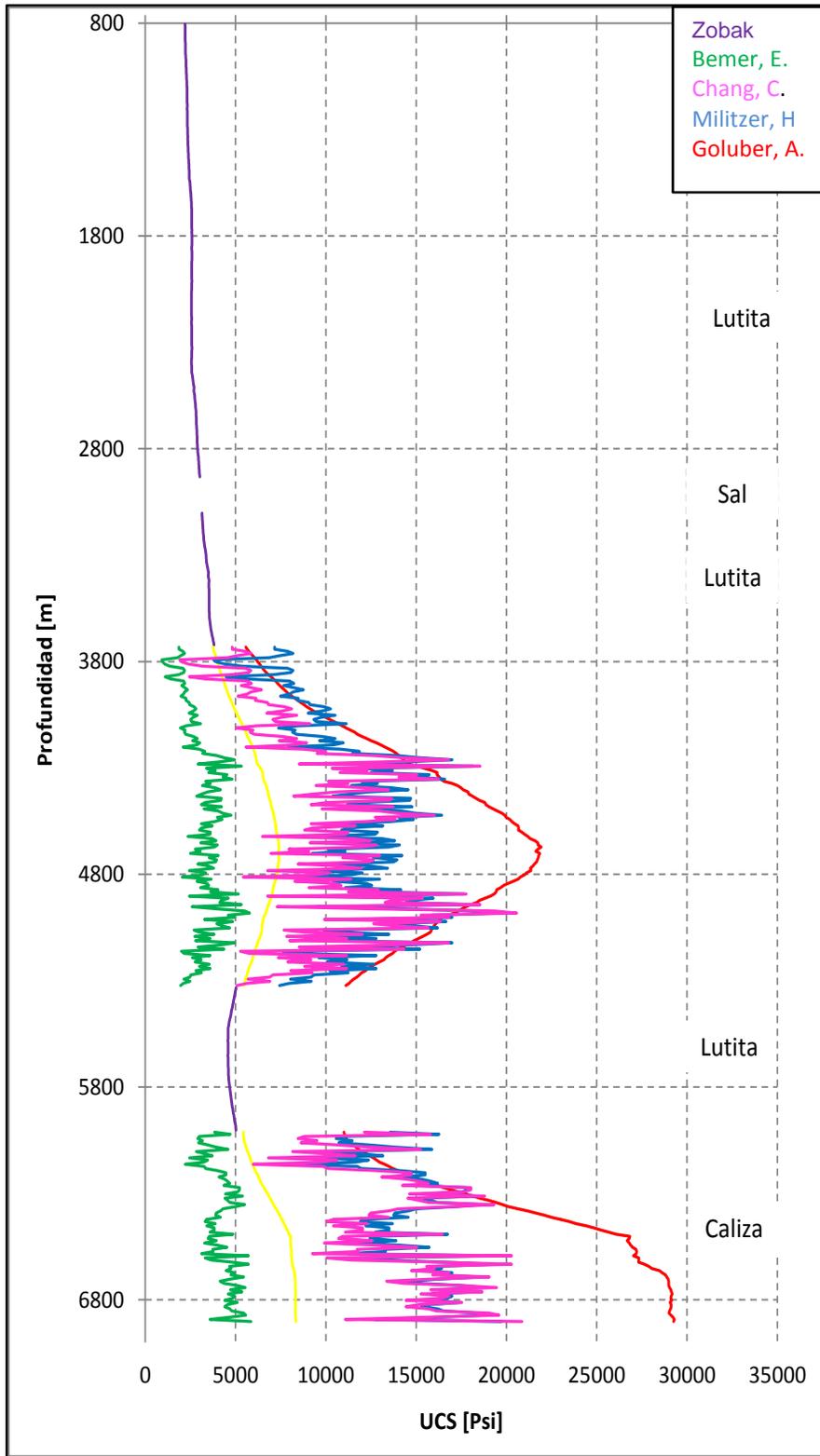


Figura 4.23 Resistencia uniaxial a la compresión para lutitas y calizas.

Después de efectuar un minucioso análisis respecto a los resultados obtenidos de las magnitudes uniaxiales a la compresión para las calizas por medio de las cinco correlaciones, se decidió utilizar la correlación desarrollada por Chang, C. (figura 4.24).

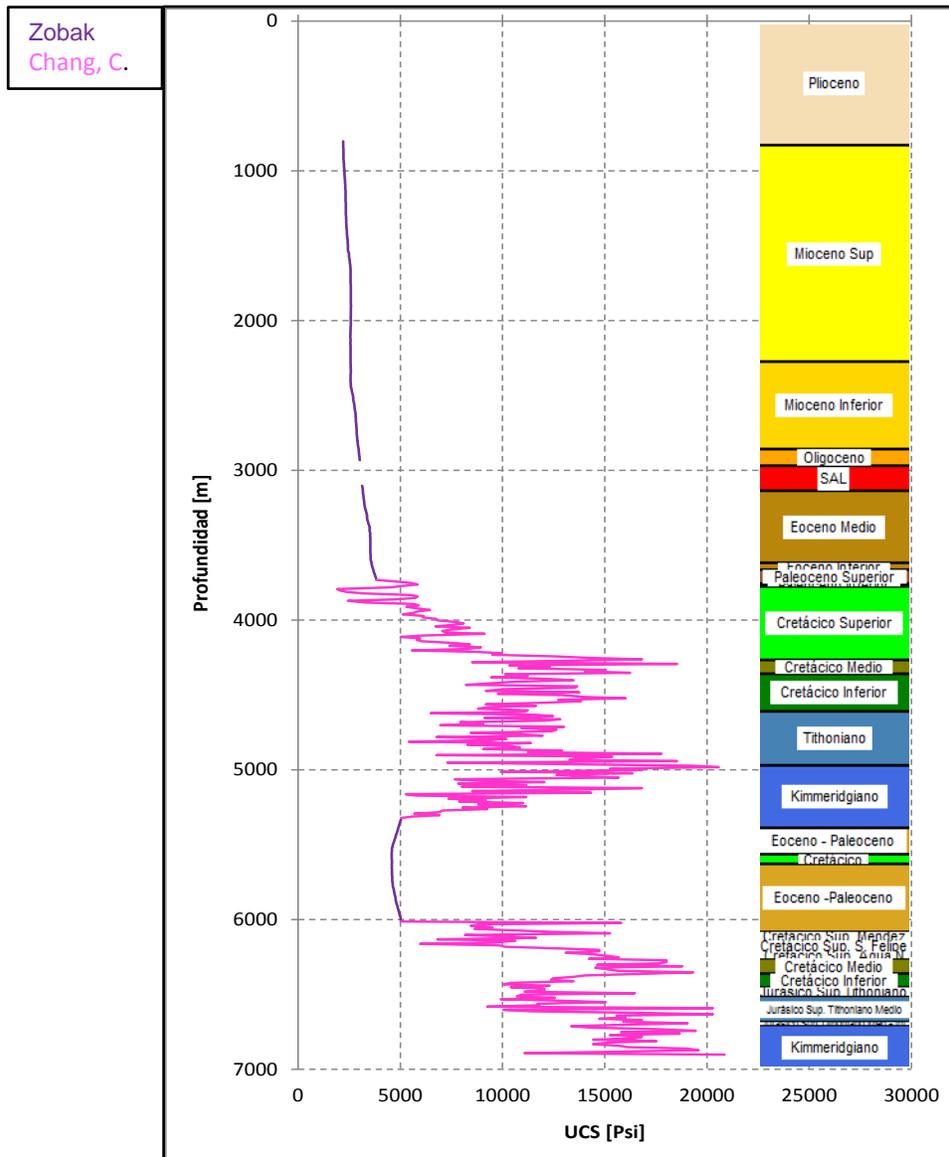


Figura 4.24 Magnitudes finales de UCS para Navegante-1.

En la figura 4.24, se puede observar que los valores de la resistencia uniaxial a la compresión para las lutitas se mantienen en un valor aproximado entre 1500 psi a 4500 psi, mientras para las calizas los valores mínimos son de 6000 psi hasta valores máximos del orden de hasta 19000 psi.

### 4.3.2 Análisis de criterio de falla en agujero vertical.

Para dicho análisis se basó en el mecanismo de falla presente en las paredes del agujero.

Teniendo como base:

- Pozo Vertical.
- Nula Inclinación ( $i=0$ ).
- Nulo azimut ( $a=0$ ).
- Supone medio Anisotrópico ( $\sigma_H \neq \sigma_h$ ).
- El cálculo es considerado en la pared del mismo pozo, donde,  $R=r$  y  $R/r=1$ .

Es importante mencionar que en el análisis de presión de colapso, el esfuerzo tangencial máximo se presenta a los  $90^\circ$  del  $\sigma_H$ , por lo tanto  $\cos 2\theta = -1$ .

En base a estas consideraciones y tomando el grupo de Ecuaciones 4.29, los esfuerzos efectivos en la pared del agujero son calculados por:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= P_w - P_p \\ \sigma_{\theta \max} &= 3\sigma_H - \sigma_h - P_w - P_p \\ \sigma_z &= S_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) - P_o - P_p \dots\dots\dots 4.29 \end{aligned}$$

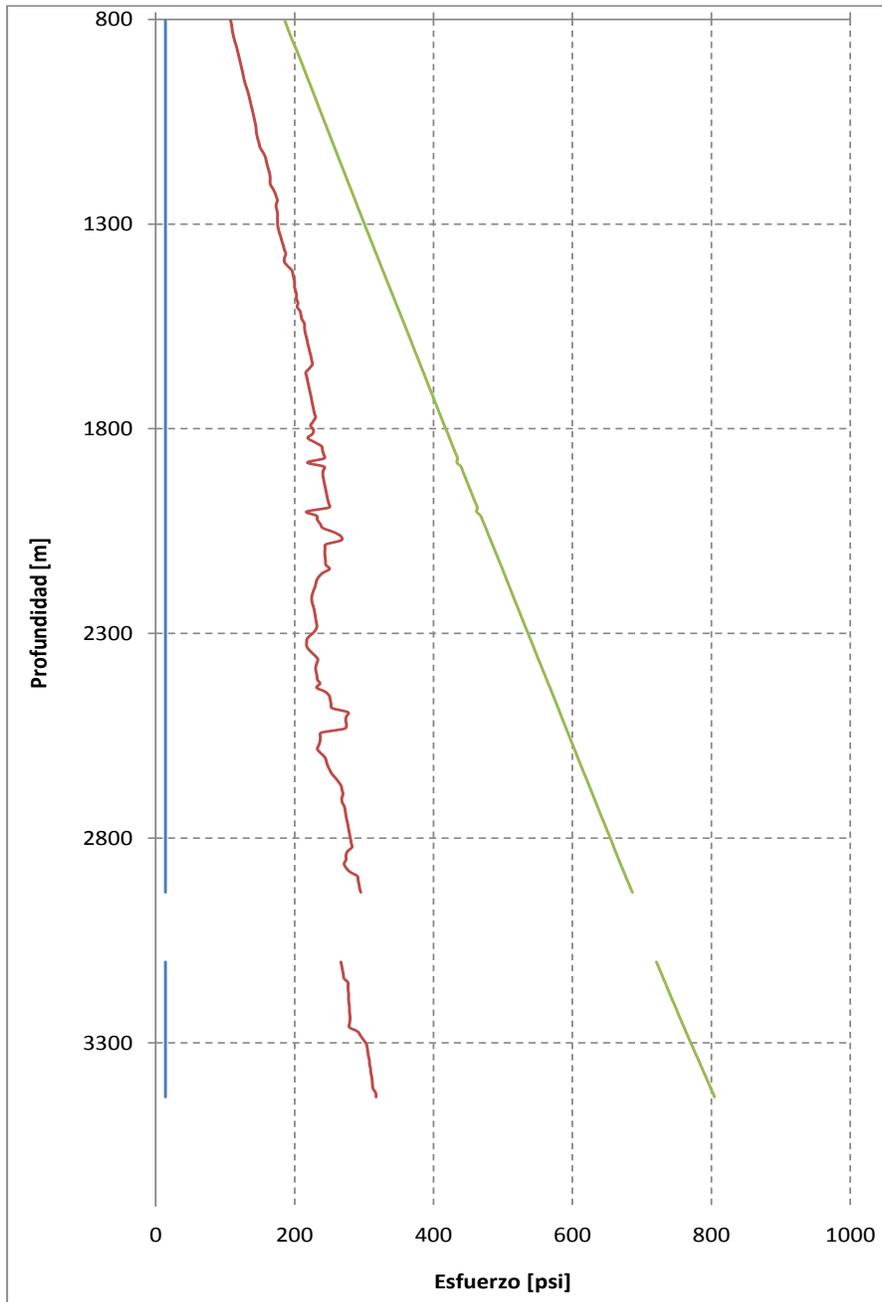
Así mismo, el peso del lodo  $P_w$  más bajo que se puede utilizar es el equivalente a  $14.065 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$  de sobrebalance, es decir,  $14.065 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$  más que la presión de poro, Ecuación 4.30:

$$P_w = 14.065 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right] + P_p \dots\dots\dots 4.30$$

Entonces:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= 14.065 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right] \\ \sigma_{\theta \max} &= 3\sigma_h - \sigma_H - 2P_p - 14.065 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right] \\ \sigma_z &= \sigma_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) - P_p \dots\dots\dots 4.31 \end{aligned}$$

Los datos de entrada para el grupo de ecuaciones 4.31, son la magnitud del esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal máximo, esfuerzo horizontal mínimo, presión de poro, y la relación de Poisson, las cuales fueron previamente calculadas



**Figura 4.115** Esfuerzos efectivos en las paredes del agujero

La línea en color azul son las magnitudes calculadas del esfuerzo radial  $[\sigma_r]$ , la línea en color verde son las magnitudes calculadas del esfuerzo axial  $[\sigma_z]$ , la línea en color rojo son las magnitudes calculadas del esfuerzo tangencial  $[\sigma_\theta]$ , en base a los resultados mostrados en la Figura 4.25, podemos concluir la siguiente relación:

$$\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r \dots\dots\dots 4.32$$

De acuerdo a la relación ecuación 4.32, se determina que el mecanismo de falla presente en las paredes del agujero vertical corresponde a un mecanismo de falla por esfuerzo de corte. (Figura 4.26).

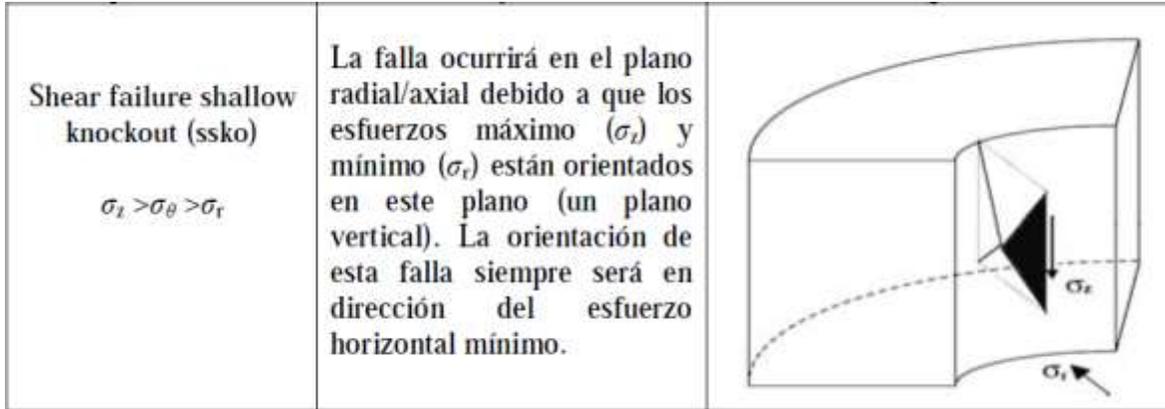


Figura 4.6 Mecanismo de falla agujero vertical.

Una vez identificado el régimen de esfuerzos en las paredes del agujero vertical, se aplicó el criterio de falla de Mohr-Coulomb para pozos verticales con régimen de esfuerzo  $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$ . ecuación 4.33.

- Presión de Colapso.

$$P_w \min \leq \frac{\sigma_v + P_f(\tan^2 \beta - 1) - C_o}{(1 + \tan^2 \beta)} \dots\dots\dots 4.33$$

Se resolvió para  $P_w$  y se obtiene la presión de colapso del agujero vertical o el límite mínimo para la densidad del fluido de control para evitar el colapso en las paredes del agujero.

#### 4.3.3 Análisis de criterio de falla en agujero desviado.

El análisis de criterio de falla para un agujero desviado es bastante complejo, esto debido a en particular porque los esfuerzos cortantes aquí son diferentes de cero, por tanto,  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  y  $\sigma_z$  no son esfuerzos principales en el caso general donde el hoyo de perforación es desviado, o el esfuerzo horizontal es anisotrópico.

Fue necesario seccionar el procedimiento para realizar dicho análisis, esto por la complejidad de las ecuaciones.

1. Transformación de la magnitud de los esfuerzos principales [ $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$ ] hacia un sistema coordenado orientado a la inclinación y azimuth del agujero. Con información del ángulo de inclinación [ $i$ ] y el azimuth [ $a$ ] a lo largo de la trayectoria del agujero desviado, se obtuvieron los cosenos directores. ecuaciones 4.34, Capítulo III.

$$\begin{aligned}
 I_{xx'} &= \cos a * \cos i & I_{yx'} &= -\sin a & I_{zx'} &= \cos a * \sin i \\
 I_{yx'} &= \sin a * \cos i & I_{yy'} &= \cos a & I_{zx'} &= \cos a * \sin i \dots\dots\dots 4.34 \\
 I_{xz'} &= -\sin i & I_{yz'} &= 0 & I_{zz'} &= \cos i
 \end{aligned}$$

Expresados en el sistema ( $\sigma_x^o$ ,  $\sigma_y^o$ ,  $\sigma_v^o$ ), los esfuerzos de la formación  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$  y  $\sigma_h$ , son transformados en:

- $\sigma_x^o = I_{xx'}I_{xx'}\sigma_H + I_{xy'}I_{xy'}\sigma_h + I_{xz'}I_{xz'}\sigma_v$
- $\sigma_y^o = I_{yx'}I_{yx'}\sigma_H + I_{yy'}I_{yy'}\sigma_h + I_{yz'}I_{yz'}\sigma_v$
- $\sigma_z^o = I_{zx'}I_{zx'}\sigma_H + I_{zy'}I_{zy'}\sigma_h + I_{zz'}I_{zz'}\sigma_v$
- $\tau_{xy}^o = I_{xx'}I_{yx'}\sigma_H + I_{xy'}I_{yy'}\sigma_h + I_{xz'}I_{yz'}\sigma_v$
- $\tau_{xz}^o = I_{zx'}I_{xx'}\sigma_H + I_{zy'}I_{xy'}\sigma_h + I_{zz'}I_{xz'}\sigma_v$
- $\tau_{yz}^o = I_{yx'}I_{zx'}\sigma_H + I_{yy'}I_{zy'}\sigma_h + I_{yz'}I_{zz'}\sigma_v$

El superíndice (°) en los esfuerzos indica que estos son los esfuerzos originales de la formación transformados en dirección de la inclinación y azimuth del pozo.

2. Con los valores [ $\sigma_x^o$ ,  $\sigma_y^o$ ,  $\sigma_v^o$ ,  $\tau_{xz}^o$ ] obtenidos en el punto número uno, se estimaron los esfuerzos alrededor del agujero perforado  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  y  $\sigma_z$ , por medio del grupo de ecuaciones 3.59, capítulo III y teniendo como base:

- Agujero Desviado.
- Inclinación ( $i \neq 0$ ).
- Azimut ( $a \neq 0$ ).
- Supone medio Anisotrópicos ( $\sigma_H \neq \sigma_h$ ).

- El cálculo es considerado en la pared del mismo pozo, donde,  $R=r$  y  $R/r=1$ .

Es importante mencionar que en el análisis de presión de colapso, el esfuerzo tangencial máximo se presenta a los  $90^\circ$  del  $\sigma_H$ , por lo tanto  $\cos 2\theta = -1$ .

$$\sigma_r = P_w - P_p$$

$$\sigma_\theta = 3\sigma_x^o - \sigma_y^o - P_w - P_p$$

$$\sigma_z = \sigma_v^o + 2\nu(\sigma_x^o - \sigma_y^o) - P_p$$

$$\tau_{\theta z} = -2(\tau_{xz}^o)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 \dots\dots\dots 3.59$$

3. Aplicación de criterio de falla de Mohr-Coulomb para agujeros desviados.

$$\sigma'_1 = UCS + \sigma'_3 \tan^2 \beta \dots\dots\dots 4.35$$

La solución del criterio de falla por Mohr-Coulomb, Ec. 4.35, no puede ser aplicada directamente, porque los esfuerzos cortantes aquí son diferentes de cero. Por tanto,  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  y  $\sigma_z$  no son esfuerzos principales en el caso general donde el hoyo de perforación es desviado, o el esfuerzo horizontal es anisotrópicos. Sobre el grupo de ecuaciones 3.59, los esfuerzos principales efectivos sobre las paredes del pozo (que son ortogonales entre sí) en el sistema local de coordenadas del pozo, puede ser expresadas por:

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) + \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2}$$

$$\sigma_3 = \sigma_r = P_w - P_p \dots\dots\dots \text{Ec. 4.36}$$

Las ecuaciones 4.36, asumen que la presión efectiva del fluido de perforación sobre las paredes del agujero es el esfuerzo efectivo mínimo.

Sustituyendo ecuaciones 4.36 en ecuación 4.35.

$$\frac{1}{2}(\sigma_{\theta} + \sigma_z) + \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_{\theta} - \sigma_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} = C_o + P_w - P_p \tan^2 \beta \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 4.37}$$

Sustituyendo grupo de ecuaciones 3.59 en ecuación 4.37:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2}((3\sigma_x^o - \sigma_y^o - P_w - P_p) + (\sigma_v^o + 2\nu(\sigma_x^o - \sigma_y^o) - P_p)) \\ & + \frac{1}{2}\sqrt{((3\sigma_x^o - \sigma_y^o - P_w - P_p) - (\sigma_v^o + 2\nu(\sigma_x^o - \sigma_y^o) - P_p))^2 + 4(-2(\tau_{xz}^o))^2} = \\ & UCS + P_w \tan^2 \beta - P_p \tan^2 \beta \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 4.38} \end{aligned}$$

Fue necesario desarrollar una subrutina en visual basic (anexo I), que nos ayudara a obtener el valor de la presión de colapso,  $P_w$  por medio del criterio de falla de Mohr-Coulomb, esto debido a la alta dificultad para resolver la ecuación 4.38 manualmente.

Finalmente se obtuvo la Presión de Colapso para todo el agujero (figura 4.27).

En la figura 4.27, la línea en color rojo representa el gradiente de presión de poro, la línea en color morado el gradiente de presión de colapso, la línea en color azul representa las magnitudes del gradiente de presión de fractura, la línea en color negro representa las magnitudes del gradiente de esfuerzo horizontal mínimo, la línea en color café las magnitudes del gradiente de esfuerzo horizontal máximo y por último la línea en color rosa las magnitudes del gradiente de esfuerzo de sobrecarga.

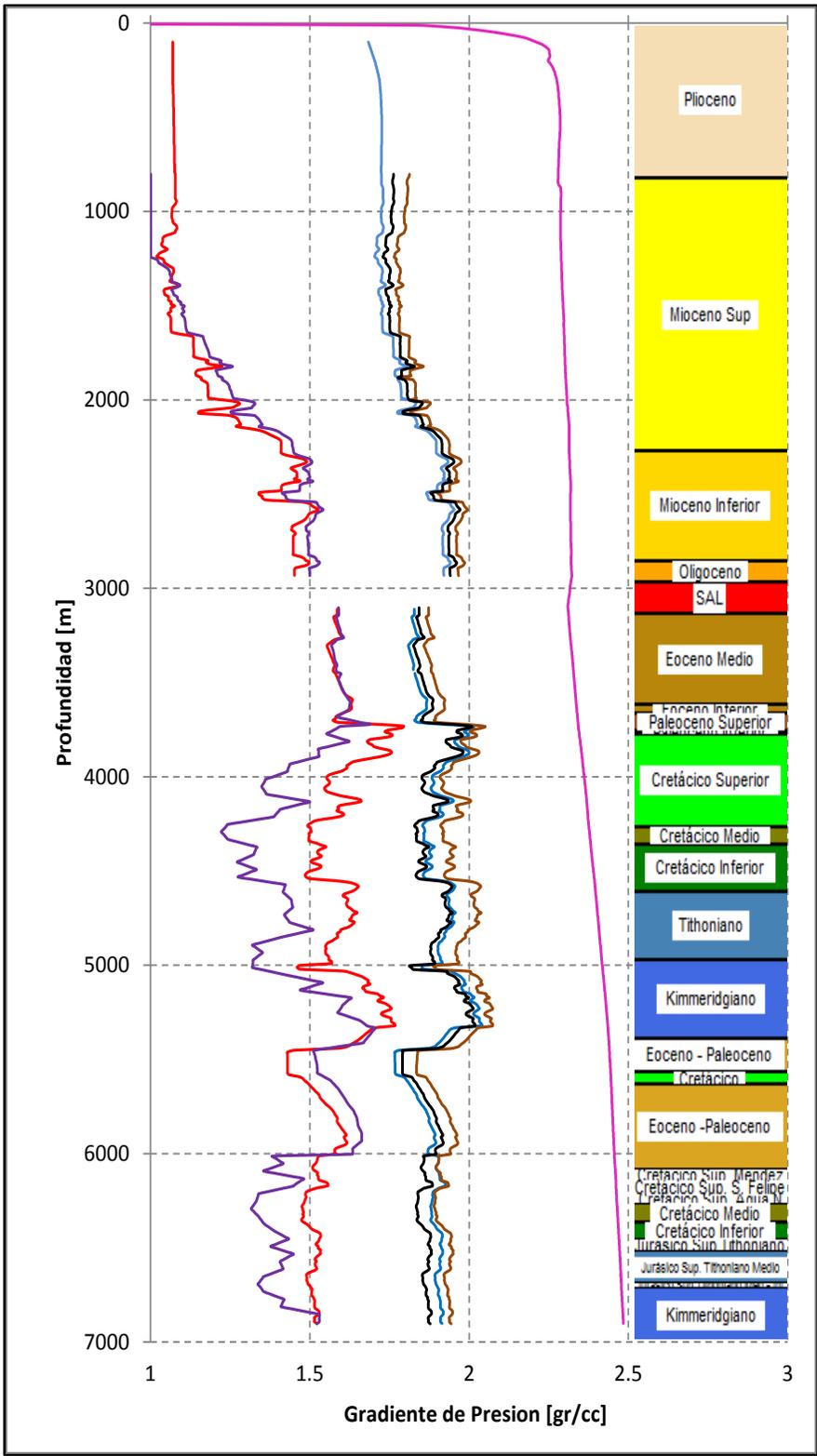


Figura 4.27 Modelo Geomecánico del pozo Navegante-1.

#### 4.4 Análisis Geomecánico por etapa.

Fundamentado en el modelo geomecánico anterior y sobreponiendo la densidad del fluido de control (línea en color verde) que se utilizó para perforar cada una de las etapas, así como el asentamiento de las tuberías de revestimiento, tabla 4.14, para realizar un análisis detallado, es necesario la identificación de cada uno de los eventos que se presentaron a lo largo de la operaciones de perforación, con el fin de ampliar el entendimiento respecto a las presiones que se fueron encontrando con forme avanza la perforación del pozo Navegante-1 (Figura 4.28).

Cada uno de los símbolos presentes en la Fig. 4.28, presenta los eventos que se registraron durante la perforación.

- ▲ Gasificaciones.
- Atrapamientos.
- ◆ Fricciones.
- ▲ Perdidas de fluido de control.
- Pruebas de integridad a la formación.

Tuberías de Revestimiento		
H [m]	Diámetro [pg]	Clasificación
50	30	Conductora
800	20	Superficial
2282	16	Intermedia
3905	13 3/8	Intermedia
5005	11 3/4	Intermedia
5525	9 5/8	Intermedia
6584	7	Explotación
6911	5 7/8	Agujero descubierto

**Tabla 4.14.** Tuberías de Revestimiento Actuales.

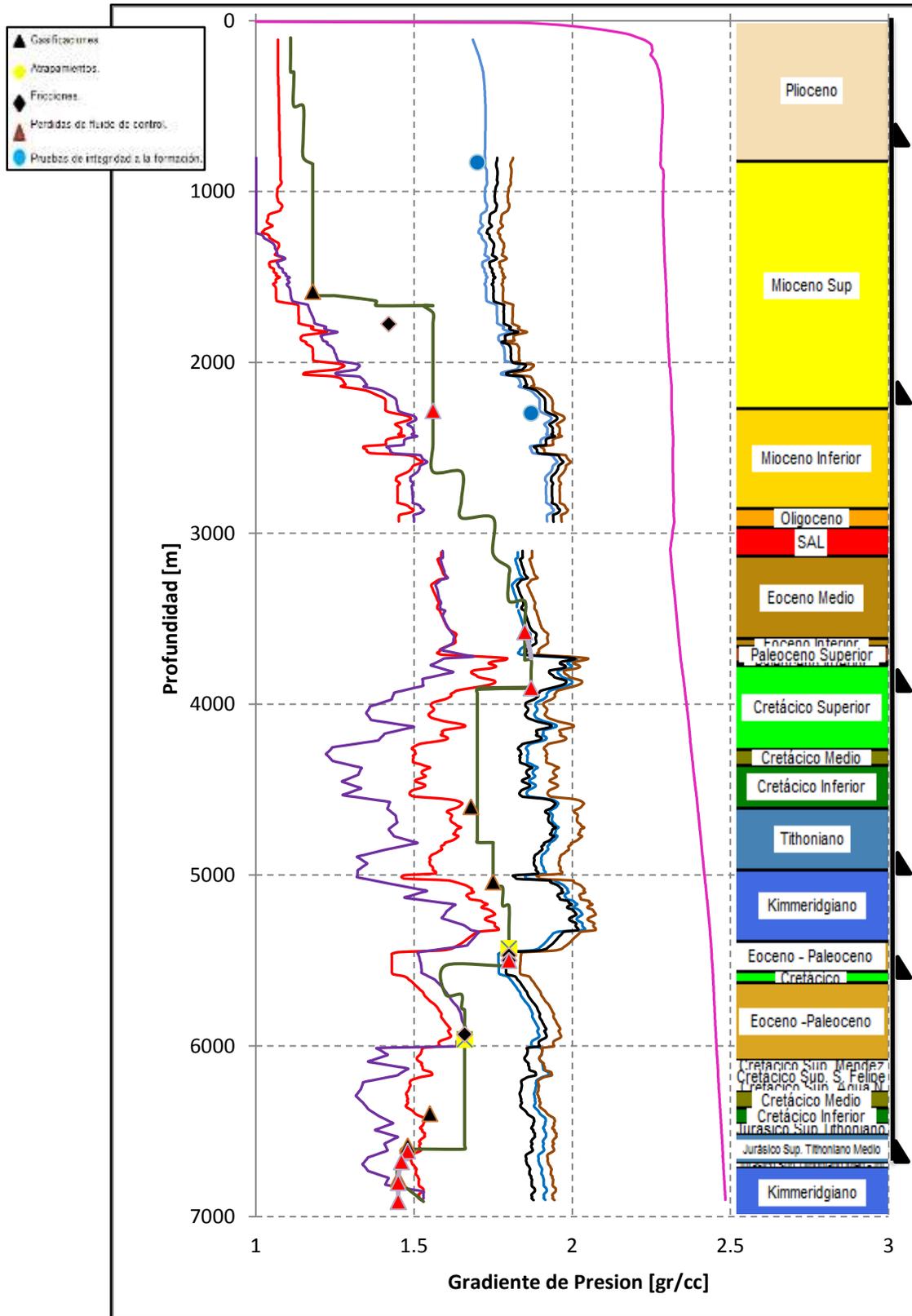


Figura 4.28 Análisis Geomecánico Navegante-1.

**Etapa TR 20”.**

Bloque Alóctono	Etapa TR 20"	
	Agujero	Barrena 26"
	Intervalo Perforado	50 - 800 m
	Asentamiento TR	800 m
	Fluido de perforación.	1.11 - 1.15 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	Reciente - Plioceno

Análisis geomecánico de la etapa.

Se perforó zona de presión de poro normal correspondiente a la Formación Reciente- Plioceno. No se observaron eventos de inestabilidad, ni de pérdidas de circulación con la densidad de lodo máxima utilizada de 1.15 g/cm<sup>3</sup>.

De la evaluación del registro cáliper de agujero de diámetro 26”, el intervalo 150 – 360 m: Se observó un agujero derrumbado con lecturas máximas de diámetro de 33”, asociado principalmente a formaciones de baja consolidación.

**Etapa TR 16”.**

Bloque Alóctono	Etapa TR 16"	
	Agujero	Barrena 12 1/4", Ampliador a 19 1/2"
	Intervalo Perforado	800 a 2282 m
	Asentamiento TR	2282
	Fluido de perforación.	1.15 - 1.56 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	Mioceno Superior - Mioceno Inferior

Análisis geomecánico de la etapa.

Para esta sección se perforo zona de presión de poro normal hasta la profundidad aproximada de 1620 m basados en la tendencia del registro Resistividad (RT, AT90) y sónico compresional (DTCO) se corrobora dicha profundidad como la zona de transición, misma que fue verificada con una gasificación reportada a 1609 m, lo que origino el aumento de la densidad en el lodo de perforación de 1.15 – 1.24 gr/cm<sup>3</sup>. Al inicio de la etapa realizo prueba de integrad a la formación alcanzando  $P_{max}= 677$  psi, equivalente a 1.70 gr/cm<sup>3</sup>. El gradiente de pérdida (esfuerzo mínimo) se estimó de 1.79 gr/cm<sup>3</sup>. Durante la etapa de perforación no se presentaron perdidas con el rango de lodo utilizado 1.15 – 1.56 gr/cm<sup>3</sup>.

Los recurrentes eventos de resistencias, intento de atrapamiento, bajo ROP y fricciones durante la perforación de la sección en los intervalos 774 – 1207 m, 1609 – 1678 m, 1635 – 1643 m, 1668 – 1600 m, fueron asociados principalmente a presencia de intercalaciones lutita-arena-arenisca y a presencia de formaciones de baja consolidación, así mismo se logra observar que en estos intervalos se tiene una zona de alto colapso, la cual se mantiene hasta la profundidad donde se asentó la TR 16" a 2282 m, lo que originó un incremento de densidad en el lodo de perforación hasta 1.56 gr/cm<sup>3</sup> para finalizar la etapa, la zona de alto colapso no fue identificada en el programa de perforación ya que considero densidad máxima de etapa de 1.40 gr/cm<sup>3</sup>.

**Etapa TR 13 3/8".**

Bloque Alóctono	Etapa TR 13 3/8"	
	Agujero	Barrena 10 5/8", Ampliador a 17 1/4"
	Intervalo Perforado	2282 - 3905 m
	Asentamiento TR	3905
	Fluido de perforación.	1.60 - 1.87 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	Mioceno Inferior, Oligoceno, Sal, Eoceno Medio e inferior, Paleoceno superior e inferior y Cretácico Superior.

Análisis Geomecánico de la etapa.

Al inicio de la etapa realizo prueba de densidad equivalente con 5.8 bls alcanzando una equivalente de 1.87 gr/cm<sup>3</sup>.

De acuerdo al análisis, dichas pérdidas se asociaron a la presencia de formaciones altamente fracturadas correspondiente a las formación del Cretácico Superior, principalmente en los intervalos 3714 – 3905 m, dicho intervalo se asocia con la entrada del cretácico superior, así mismo se puede observar en la sección perforada en la salida del Paleoceno inferior una ventana operacional muy estrecha. Fig. 4.30. La segunda causas por las cuales se presentaron graves pérdidas de circulación fue después de atravesar el intervalo de sal, en donde se incrementó la densidad hasta 1.85 gr/cm<sup>3</sup>, alcanzando los valores de presión de fractura, ocasionando con esto fracturar la formación en este intervalo 3286 m – 3690 m. La pérdida más severa, se originó durante la circulación y desplazamiento de cementación T.R. de 13 3/8", dejando 321 m<sup>3</sup> perdidos acumulados en esta

etapa. Se recomienda el asentamiento de la TR en la transición del Paleoceno inferior y el Cretácico superior, para evitar dichas problemáticas asociadas a pérdidas de circulación.

**Etapa TR 11 3/4”.**

		Etapa TR 11 3/4"
Bloque Alóctono	Agujero	Barrena 8 1/2", Ampliador a 14 1/2"
	Intervalo Perforado	3905 - 5005 m
	Asentamiento TR	5005
	Fluido de Perforación.	1.7 - 1.75 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	Cretácico superior, medio e inferior, JST y JSK.

Análisis geomecánico de la etapa.

Durante la etapa de perforación, el pozo se mantuvo estable con rango de densidad de 1.7 a 1.75 gr/cm<sup>3</sup> hasta finalizar la etapa, no se presentaron perdidas de circulación durante la perforación. En los reportes operativos se informó que en el intervalo de 4100 a 4199 m, recorte abundante en el área de las temblorinas, esto es corroborado con una pequeña zona de alto colapso.

A 4600 m se presentó una manifestación de gas, esto debido a que la densidad de control no era suficiente para controlar el intervalo de alta presión que se puede apreciar a esta misma profundidad.

**Etapa TR 9 5/8”.**

		Etapa TR 9 5/8"
Bloque Alóctono - Autóctono	Agujero	Barrena 10 5/8", Ampliador a 12"
	Intervalo Perforado	3905 - 5525 m
	Asentamiento TR	5525
	Fluido de perforación.	1.75 - 1.82 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	KSK, Mezcla de Eoceno-Paleoceno y Cretácico

Análisis Geomecánico de Etapa.

El asentamiento de esta TR no fue planeada originalmente a esta profundidad, se presentaron diferentes eventos asociados a una zona de alta presión correspondiente al JSK, así mismo se tuvo problemas de pérdidas de circulación asociadas a los carbonatos del Eoceno-Paleoceno, esto debido principalmente a que esta zona mostro baja presión comparara con la observada en el JSK, eventos de gasificación , resistencias e intentos de atrapamientos en la zona de los carbonatos del Eoceno-Paleoceno, originaron el asentamiento de la TR a esta profundidad. Esta etapa comprende la zona de alta presión en donde se utilizó un fluido de perforación de 1.75 a 1.82 gr/cm<sup>3</sup> al finalizar la etapa.

**Etapa TR 7”.**

Etapa TR 7”		
Bloque Autóctono	Agujero	Barrena 8 1/2”
	Intervalo Perforado	5525 - 6584 m
	Asentamiento TR	6584
	Fluido de perforación.	1.60 - 1.66 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	Eoceno / Paleoceno, KSMZ, KSSF, KSAN, KM, KI y JST

**Análisis Geomecánico de etapa.**

Esta etapa comprende la perforación de la zona de alta presión, zona de regresión y las formaciones naturalmente fracturadas del Cretácico y Jurásico Superior Tithoniano. Durante la perforación de la etapa se reportaron gasificaciones a partir de 6435 m (Formación K.S.A.N.) con máximo de 4800 unidades. En la Figura 4.30, se muestra el comportamiento de las gasificaciones donde resalta como a partir de 6435 m, se comienzan a observar importantes gasificaciones las cuales están asociadas con un incremento notable en el nivel de fracturas parcialmente abiertas de acuerdo a la interpretación de la presión de poro.

En cuanto a las pérdidas de circulación observadas durante la perforación de la etapa, las mismas están directamente relacionadas al grado de fracturamiento de las formaciones perforadas. Los primeros eventos de pérdidas se registraron a la entrada del Cretácico superior a 6000 m y después se incrementó el nivel de perdida a partir de 6573 m dentro de la formación JST-medio.

En cuanto al grado de inestabilidad mecánica se resaltan varios intervalos a partir de 5854 m, en donde se presentaron varios eventos de atrapamiento y altas

resistencias asociadas a un intervalo de alta presión y alto colapso que originaron dichos eventos, dichas presiones no fueron contempladas en el programa original de perforación, por lo tanto se recomienda que dichas formaciones se deben perforar con 1.70 gr/cm<sup>3</sup> como densidad mínima de control para evitar este tipo de eventos.

**Agujero Descubierta 5 7/8”.**

Agujero Descubierta		
Bloque Autóctono	Agujero	Barrena 5 7/8"
	Intervalo Perforado	6584 - 6911 m
	Asentamiento TR	N/A
	Fluido de perforación.	1.45 -.53 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	JSK

**Análisis Geomecánico de Etapa.**

Los eventos de pérdida parcial severa observados en la etapa son consistentes con los intervalos identificados como zonas con alta probabilidad de fracturamiento. Desde el punto de vista geomecánico-operacional, frente a carbonatos altamente fracturados no existe ventana operativa o la misma es muy estrecha, ya que al perforar con DEC superiores a la presión de poro se generaban pérdidas de lodo severas, y por el contrario, cuando se perforaba con DEC muy cercanas al gradiente de presión de poro se presentaban eventos de ganancias en presas. Debido a estas consideraciones en la perforación se utilizaba densidad de fluido de 1.45 gr/cm<sup>3</sup> y para cuando se requería realizar viaje se incrementó la densidad a 1.53 gr/cm<sup>3</sup>, esto para mantener controlado el pozo y así efectuar los viajes con seguridad.

Se perforo hasta la profundidad de 6911 m, durante la perforación se observaron perdida de fluido y gasificación observando salir densidad mínima de 1.40 a 1.12 gr/cm<sup>3</sup>. La pérdida de fluido a formación durante la etapa fue de 740 m<sup>3</sup>, la cual se presentó a partir de 6615 m. Se determinó dejar el pozo en agujero descubierta por considerar todo el intervalo de interés de 6584 m – 6911 m.

**4.5. Optimización del Fluido de Perforación y Asentamiento de Tuberías de Revestimiento.**

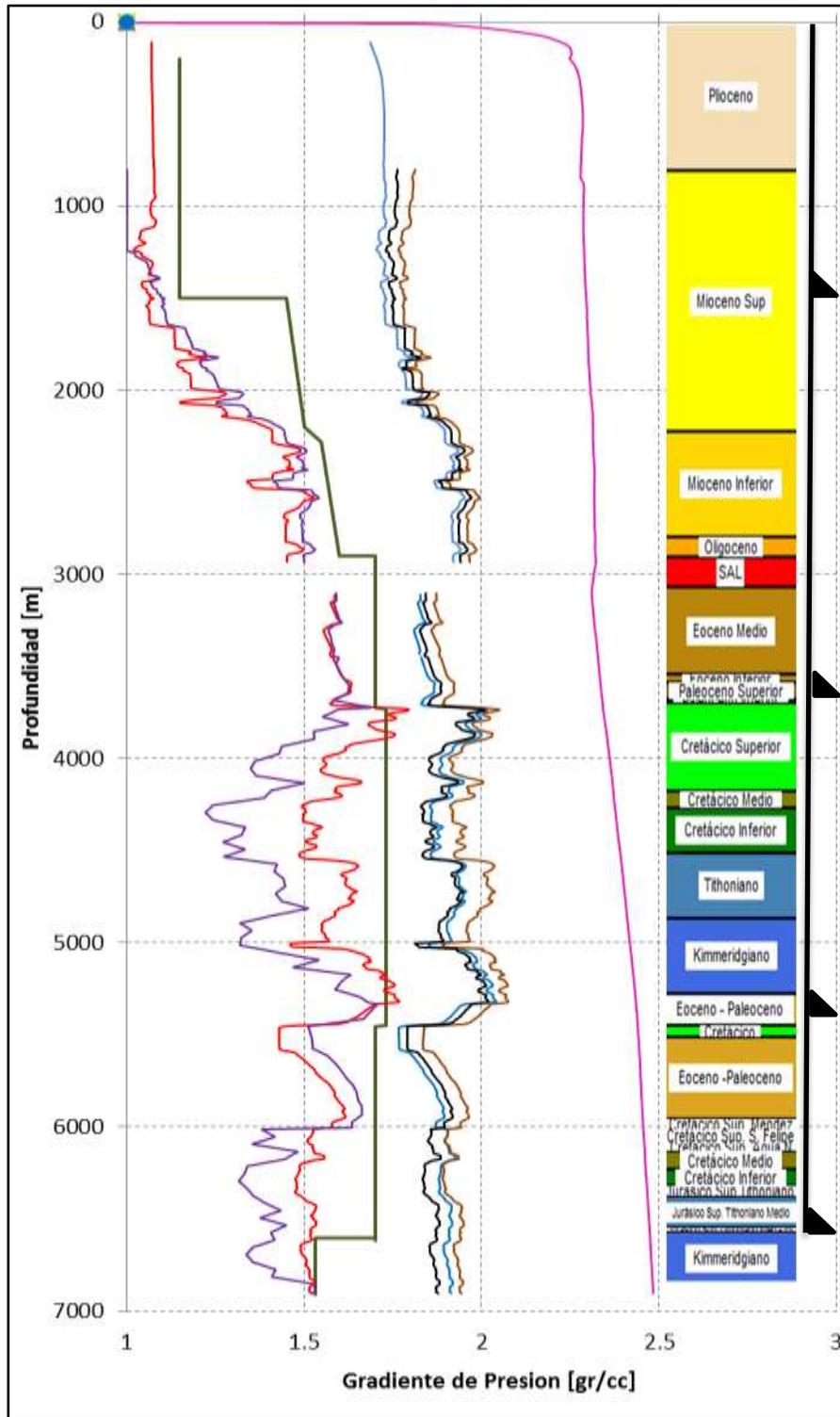


Figura 4.12 Modelo Geomecánico final pozo Navegante 1.

La línea en color rojo, representa el gradiente de presión de poro, la línea en color morado, representa el gradiente de presión de colapso, la línea en color verde, representa la densidad del fluido de perforación propuesta, la línea en color azul, representa el gradiente de presión de fractura, la línea en color negro, representa las magnitudes del esfuerzo horizontal mínimo, la línea en color café, representa las magnitudes del esfuerzo horizontal máximo y por último la línea en color rosa, representa la magnitud del esfuerzo de sobrecarga.

En base al análisis post-mortem echo al modelo geomecánico del pozo Navegante 1, se generó un nuevo modelo que define y visualiza el comportamiento de las presiones y eventos observados durante la perforación del pozo, lo cual permite un nuevo esquema de densidades de fluido de control y asentamiento de tuberías de revestimiento (Figura 4.31).

Los rangos de densidad del fluido de control para cada una de las etapas de perforación representa el valor de densidad del fluido máximo y mínimo en cada etapa de perforación, el cual puede considerarse como un margen de operación equivalente de circulación del fluido de control (tabla 4.13).

Etapa	Intervalo perforado		Rango Densidad	Tipo de Fluido	Tipo de TR
	[m]		[gr/cm <sup>3</sup> ]		
0	0	50	1	Agua	Conductora
1	50	1500	1.15	Polimérico	Superficial
2	1500	3727	1.45 – 1.70	Emulsión Inversa	Intermedia I
3	3727	5450	1.73	Emulsión Inversa	Intermedia II
4	5450	6584	1.70	Emulsión Inversa	Explotación
5	6584	6911	1.53	Emulsión Inversa	Agujero Descubierto

**Tabla 4.10** Optimización del peso del fluido de control y asentamiento de TR's.

Dichos asentamientos y densidades deberán ser correlacionados y ajustados con Navegante 1DL y Navegante 4, esto para tener un mejor control de la perforación de futuros proyectos.

### Etapa Conductora.

Bloque Autóctono	TC 30"	
	Agujero	No Aplica
	Intervalo Perforado	0 – 50 m
	Asentamiento TR	Hincado a 50 m
	Fluido de perforación.	1.0 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	Reciente

#### Recomendaciones.

Se recomienda hincado a 50m, las operaciones de hincado de la tubería conductora serán efectuados antes de la instalación del equipo de perforación.

### Etapa Superficial.

Bloque Autóctono	TR 20"	
	Agujero	BNA 26"
	Intervalo Perforado	50 - 1500 m
	Asentamiento TR	1500 m
	Fluido de perforación.	1.15 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	Plioceno y M.S.

#### Recomendaciones.

Perforar con BNA de 26" desde 50m hasta 1500m, se recomienda la perforación de etapa al máximo gasto posible para evitar cualquier tipo de obstrucción en el agujero perforado, esto debido al tratarse de 1450 m de intervalo perforado en formaciones de baja consolidación y un diámetro de BNA alto, así mismo, el correcto control del fluido de perforación para evitar problemas mecánicos del agujero asociados al fluido de control.

La perforación de esta etapa, contempla la zona de presión normal, por lo cual se considera fluido de control polimérico de 1.15 gr/cm<sup>3</sup> hasta finalizar la etapa a 1500 m.

### Etapa Intermedia I.

Bloque Autóctono	TR 13 3/8"	
	Agujero	BNA 17 1/2"
	Intervalo Perforado	1500 - 3727 m
	Asentamiento TR	3727 m
	Fluido de perforación.	1.45 – 1.70 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	M.S, Olí, Sal, Eoc. Med. e Inf, Pal Sup. e Inf.

#### Recomendaciones.

Perforar con BNA de 17 1/2" de 1500 m a 3727m, la etapa de perforación contempla el mioceno superior, oligoceno, eoceno medio e inferior, y paleoceno superior e inferior, la densidad de inicio de etapa es de 1.45 gr/cm<sup>3</sup> y se incrementara paulatinamente a 1.70 gr/cm<sup>3</sup> a la entrada de la sal a 2930 m, esto con el fin de garantizar la estabilidad mecánica del cuerpo salino <sup>[38]</sup>, la densidad de 1.70 gr/cm<sup>3</sup> es segura para finalizar la etapa. El asentamiento de la TR de 13 3/8" se recomienda en el cuerpo del paleoceno inferior, es importante que se establezca el asentamiento de la TR por lo menos 50 m de la entrada del cretácico superior alóctono, esto con el fin de evitar pérdidas de circulación asociados a la zona fracturada del cretácico.

El intervalo perforado es de 2227 m, al ser un intervalo largo, se recomienda la circulación a gasto óptimo, así como el bombeo de baches de barrido de alta viscosidad por lo menos cada 150 m perforados, esto para garantizar la correcta limpieza del agujero.

### Etapa Intermedia II.

Bloque Autóctono Y Autóctono	TR 9 5/8"	
	Agujero	BNA 12 1/4"
	Intervalo Perforado	3727 - 5450 m
	Asentamiento TR	5450 m
	Fluido de perforación.	1.73 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	K.S., K.M., K.I., JST, J.S.K y Eoc-Pal.

Recomendaciones.

Perforar con BNA de 12 ¼” desde 3727 m a 5450 m, de acuerdo a la predicción del modelo geomecánico, se observa a la entrada del cretácico superior, una ventana inexistente entre la presión de poro y el esfuerzo horizontal mínimo, así mismo, este mismo evento es observado a la salida de la mezcla del eoceno-paleoceno a 5495 m. Se recomienda perforar este intervalo en una sola etapa con densidad única de 1.73 gr/cm<sup>3</sup>, dicha densidad no es capaz de controlar las presiones observadas en el cretácico superior alóctono y en el jurásico superior kinmeridiagno, el incremento de la densidad del fluido de control se ve limitada de acuerdo a la ventana operativa tan reducida en los dos intervalos antes mencionados, así como de la zona fracturada del cretácico, debido a estas consideraciones, se recomienda utilizar equipo de bajo balance en esta sección, esto con el fin de convivir con la zona de alta presión, evitando el riesgo de pérdidas de circulación asociadas a un incremento en la densidad del fluido de control.

Así mismo, al tratarse de un intervalo perforado de 2723 m, se recomienda gasto optimo durante la perforación del intervalo, baches de barrido de alta viscosidad por lo menos cada 150 m perforados, con el fin de garantizar la correcta limpieza del agujero.

Es importante que el asentamiento se realice dentro del cuerpo de la mezcla del eoceno-paleoceno, ya que de llegar al cretácico superior, al tratarse este de una formación fracturada, se corre el riesgo de pérdidas de circulación y demás problemáticas inherentes a estas.

**Etapas Explotación.**

Bloque Autóctono	TR 7”	
	Agujero	BNA 8 1/2”
	Intervalo Perforado	5450 - 6600 m
	Asentamiento TR	6584 m
	Fluido de perforación.	1.70 gr/cm <sup>3</sup>
	Formaciones Perforadas	K., Eoc-Pal., K.S.M., K.S.S.F., K.S. A.N.,K.M., K.I. y J.S.T.

Recomendaciones.

Perforar con BNA 8 ½ desde 5450 m a 6600 m. con densidad única de 1.70 gr/cm<sup>3</sup> para toda la sección perforada, al tratarse de una sección naturalmente fracturada se recomienda la incorporación de material antiperdida en concencarriliones seguras para la herramienta direccional y de toma de información.

Se recomienda el asentamiento de la tubería de revestimiento de 7” en la base del jurásico superior tithoniano.

**Etapa Agujero Descubierto.**

		Agujero Descubierto	
Bloque Autóctono	Agujero	BNA 5 7/8”	
	Intervalo Perforado	6600 - 6911 m	
	Asentamiento TR	6911 m	
	Fluido de perforación.	1.43 – 1.53 gr/cm <sup>3</sup>	
	Formaciones Perforadas	J.S.K.	

Recomendaciones.

Debido a la alta complejidad de perforar la zona altamente fracturada del Jurásico superior Kimmeridgiano, se recomienda la perforación con equipo de bajo balance con densidad equivalente a 1.46 gr/cm<sup>3</sup> y mantener controlado el pozo con 1.53 gr/cm<sup>3</sup>, se deberá evaluar la seguridad del pozo conviviendo con pérdidas e influjos en esta etapa.

El presente capitulo establece la metodología que debe seguir una serie de 11 pasos para la creación de un modelo geomecánico, la cual considera conocer y entender el origen de las presiones que se encuentran en el subsuelo, un análisis comparativo de las presiones de poro encontradas en la perduración del Navegante 1, facilito la interpretación y validación de las presiones estimadas con la presente metodología y los métodos utilizados.

## Capítulo V

# Uso del Monitoreo en Tiempo Real para el Seguimiento y Calibración del Modelo Geomecánico.

Hoy en día, es necesario incrementar la eficiencia de las operaciones de exploración en materia de perforación de pozos, costos y desempeño con respecto a la seguridad y el medio ambiente. Para lograr tales objetivos, es necesario contar con una nueva generación de procesos, nuevas mediciones y accesos oportunos a toda la información necesaria que facilite la toma de mejores decisiones. La decisión puede consistir en ajustar la trayectoria del pozo, modificar la densidad del lodo, analizar registros durante la perforación para calibrar el modelo geomecánico o ejecutar cualquier número de operaciones rutinarias o excepcionales, en busca de aplicar la reingeniería en tiempo real para prever condiciones de operación de alto riesgo y proponer soluciones de ingeniería para enfrentarlas. Los costos operativos durante las operaciones ligadas a la perforación han disminuido sustancialmente, esto debido a la incorporación del análisis de los datos remotos que son transmitidos día a día en las operaciones de perforación de pozos. Las localizaciones se encuentran alejadas de los centros de ingeniería y el tiempo que anteriormente se llevaba en enviar los datos operativos a los centros era tal que muchas de las veces no era posible realizar una predicción correcta o anticiparse a una eventualidad que desencadenara en

tiempos no productivos, el monitoreo en tiempo real es una valiosa herramienta que brinda a un grupo de especialistas tener datos confiables en tiempo real para realizar la toma de decisiones anticipadas a cualquier eventualidad no planeada durante las operaciones.

Los tres elementos esenciales para la toma de decisiones oportunas y exitosas son la tecnología, la calidad del dato y la gente. La tecnología es clave porque posibilita la adquisición, transmisión e integración de la información en forma oportuna. La calidad del dato, desempeña un rol fundamental, ya que, proveerá la información requerida para la visualización asertiva de los acontecimientos del pozo. El elemento final y esencial es la gente, que se encargan de la interpretación del dato con las competencias necesarias para la toma de decisiones oportunas en marcos de tiempos acelerados. Con la creación del CMTR, se planteó la necesidad de un seguimiento riguroso de la construcción del pozo en tiempo real, involucrando en este, un equipo de especialistas de las diferentes áreas relevantes a la planeación, geociencias e ingeniería de perforación, al lograr el acceso oportuno a toda la información necesaria, se facilita la toma de mejores decisiones aplicando la ingeniería preventiva.

### 5.1. Centro de Monitoreo en Tiempo Real.

El Centro de Monitoreo en Tiempo Real (CMTR), permiten la interacción del equipo multidisciplinario con todas las ventajas que esto implica, especialmente la toma de decisiones oportunas y acertadas, actuando bajo la filosofía de trabajo en conjunto para planear, medir, capturar y realimentar el conocimiento, de esta manera formar el círculo de mejoramiento continuo. Fig. 5.1.



*Figura 5.1. Centro de Monitoreo en Tiempo Real (CMTR)*

Bajo las anteriores premisas y debido a la complejidad geológica y operacional de la construcción de los pozos a cargo del AECST, se decidió implementar el Centro de Monitoreo en Tiempo Real, con los objetivos de:

- Un mejor posicionamiento del agujero dentro del yacimiento, mediante el análisis de los registros proporcionados en tiempo real de las herramientas de fondo de pozo LWD “Logging while Drilling”.
- Trabajo multidisciplinario, en el cual interviene personal del área de geomecánica, petrofísica, geofísica e ingeniería de perforación, con el fin de tomar decisiones acertadas y de manera inmediata, concerniente a la construcción y posicionamiento del pozo.
- La disminución de tiempos no productivos mediante la planeación de modelos hidráulicos, modelos de torque y arrastre, y el análisis en tiempo real de datos de la herramienta de fondo PWD “Presión while Drilling” para garantizar una correcta limpieza del agujero previniendo pegadas de tubería ocasionadas por acumulación de recortes y/o derrumbes en el anular, detección temprana de influjos o pérdidas de fluido de perforación.
- Realizar un seguimiento y análisis en tiempo real de datos de los sensores de vibración y de los diferentes parámetros de superficie; con el objetivo de prevenir fallas, fisuras o rompimiento de los componentes de la sarta de perforación, adicionalmente optimizar la cantidad de energía transmitida a la barrena, que se pierde y disipa cuando existen eventos de vibración afectando negativamente las tasas de penetración.
- Análisis de tiempos estadísticos para la cuantificación y seguimiento de problemas asociados al equipo de perforación, el cual, permite una toma de decisiones para el control y mitigación de fallas que se traducen en tiempos no productivos, con el objetivo de cumplir con el diseño establecido y mejorar de manera continua futuros proyectos pozos.

#### **4.2. Beneficios del seguimiento operacional en tiempo real.**

En el CMTR, se desarrolló una metodología, llamada A.M.I® , con el fin de minimizar los tiempos no productivos, así como documentar y aplicar sus mejores prácticas operacionales mediante un ciclo constante de aprendizaje, soportados con aplicaciones de ingeniería, trabajando de manera consistente, sistémica y

multidisciplinaria para incrementar la probabilidad de éxito en las intervenciones programadas, basados en ideas tempranas, objetivos compartidos y decisiones oportunas.

### 4.3. Metodología de trabajo.

En la actualidad se tiene disponible una metodología llamada A.M.I.® que al ser implementada conlleva a tener prácticamente el seguimiento minuto a minuto, dato a dato, hasta los centros operativos y de diseño de pozos, para que así, mediante la integración de un grupo multidisciplinario se tenga exacta atención a los pozos que en su momento se estén perforando y con esto se pueda realizar un análisis preciso y confiable, que conlleven a tener una correcta administración integral de los riesgos asociados a la perforación de pozos y como resultado de dicha metodología se tengan garantizados alcanzar los objetivos en el tiempo establecido en el diseño del pozo. Figura 5.2.

Dicha metodología, involucra la participación en conjunto de todo el equipo multidisciplinario y se rige por un protocolo de comunicación con las distintas unidades de negocios relacionadas con la perforación de pozos, coordinadores de proyectos, ingenieros supervisores de proyecto, ingenieros de pozo y demás personal involucrado en las operaciones.



Figura 5.2. Metodología A.M.I.®

4.3.1. Administración y visualización de parámetros en tiempo real.

Los visualizadores de parámetros en superficie, son plantillas configuradas según el criterio de que cada pozo o en su defecto los parámetros disponibles para el monitoreo; esto lo podemos clasificar en dos plantillas:

Plantilla digital: Consta de parámetros puntuales digitales que sirven para tener una visión rápida de la actividad operacional que se está ejecutando en el pozo. Fig. 5.3.

Plantilla gráficas: Este sistema de monitoreo gráfico permite tener una visión detallada de la actividad que se ejecuta antes y durante la construcción del agujero, de tal forma que se puede evaluar alguna operación transcurrida durante la perforación del pozo, ya que la información queda gráficamente grabada en el plot. Figura 5.4.



Figura 5.3. Plantilla digital

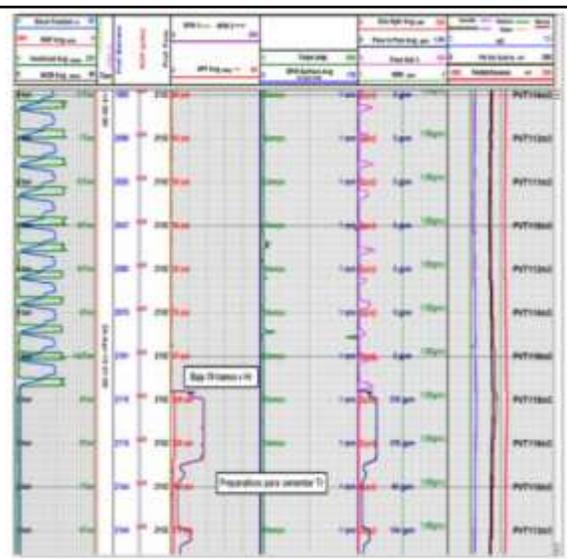


Figura 5.4. Plantilla grafica

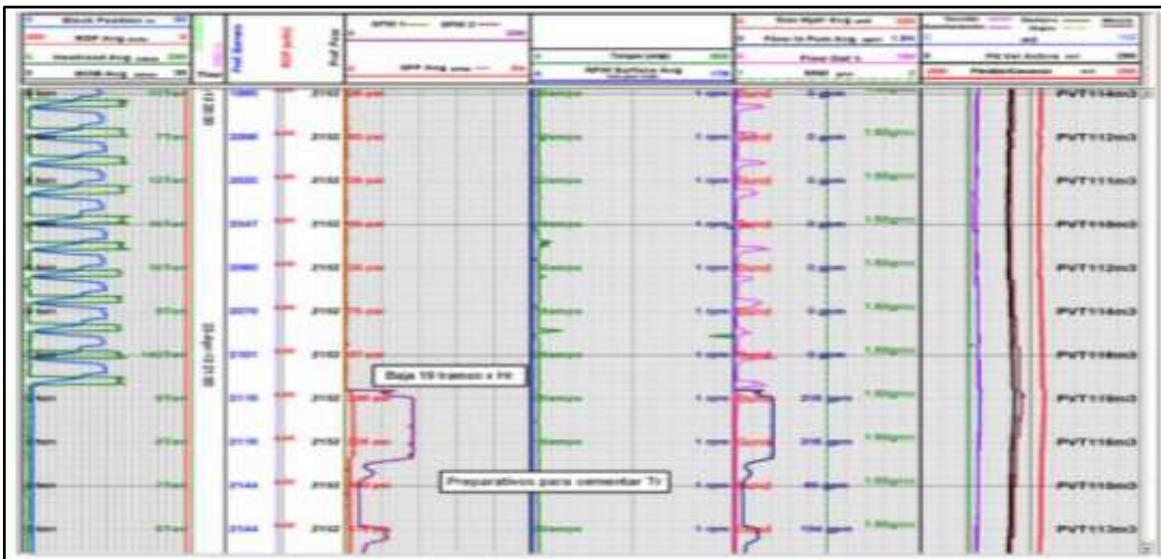
4.3.2. Monitoreo de Parámetros en Tiempo Real.

Se clasifican en dos variables:

Parámetros Superficiales: Información directa e indirecta recabada por los diferentes sensores que son colocados en puntos estratégicos en el equipo de perforación, dichos parámetros brindan información tanto en forma como en tiempo respecto a Profundidad de Agujero, Profundidad de Barrena, Peso en

Gancho, Peso en Barrena, Emboladas, Presión de Bomba, Flujos de Entrada y Salida, Posición del Bloque, Torque Superficial, Rotaria, Unidades de Gas, Volumen en Presas, Cromatografía del gas, etc. Los cuales sirven como eventos relevantes durante la perforación para el ajuste y la calibración del modelo geomecánico. Figura 5.5.

Parámetros de Fondo: Es la información que proporcionan las herramientas LWD, MWD, PWD, sensores de vibración entre otras. Proporciona información valiosa para el seguimiento en el área en geociencias y operaciones de perforación. Dichos valores son de valiosa importancia debido a que son utilizados para realizar una reinterpretación del modelo geomecánico sintético el cual fue desarrollado antes de la perforación del pozo, la re-ingeniería nos ayuda a tener una comparativa del modelo sintético establecido con el real, el cual nos da la pauta para continuar con los parámetros esblencados o tomar la decisión de cambiar algún tipo de parámetro para así tener la confiabilidad de llevar las operaciones sin ningún tipo de eventualidad. Figura. 5.6.



**Figura 5.5.** Parámetros Superficiales.

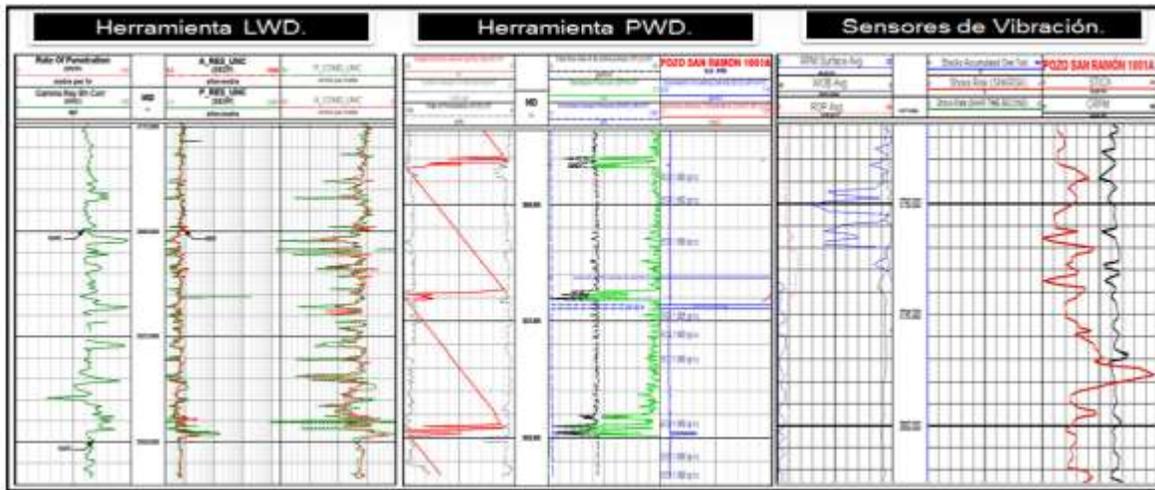


Figura 5.6. Parámetros de Fondo.

#### 4.3.3. Ingeniería preventiva.

El análisis y seguimiento en ingeniería preventiva durante la perforación de los pozos exploratorios, inicia con el seguimiento y visualización de los parámetros de perforación en tiempo real, tanto de superficie como de fondo, así como también la evaluación de tendencias operativas sustentadas en base a la actualización de los modelos de ingeniería, y aplicando la filosofía de planear, medir y optimizar, a cada ensamblaje de fondo de pozo (BHA) que ingresa al agujero. Figura 5.7.

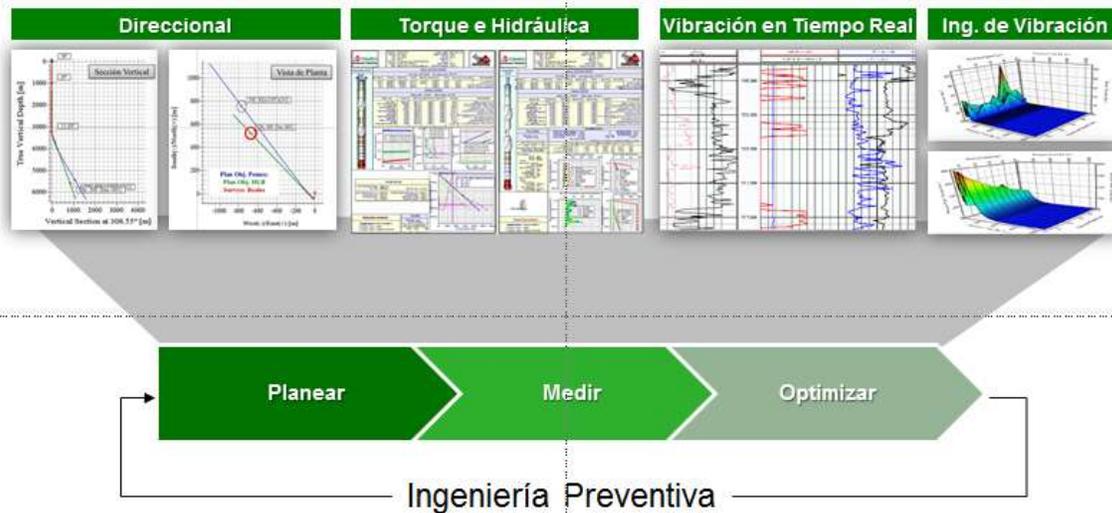


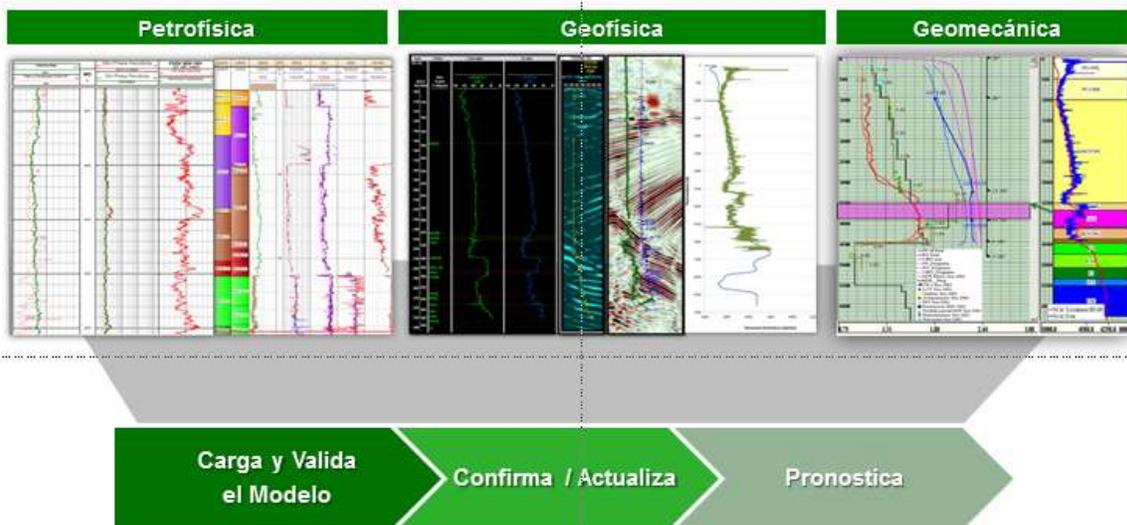
Figura 5.7. Ingeniería Preventiva.



Con la aplicación de la filosofía de planear, medir y optimizar, el modelo de ingeniería preventiva, brinda soporte a la visualización de parámetros operacionales, con el objeto de anticipar posibles eventos no deseados durante la construcción del pozo.

En la actualidad, la eficiencia de la perforación de pozos exploratorios, el manejo adecuado del riesgo y la colocación exacta del pozo, son los puntos clave para minimizar tiempos no productivos, previniendo problemas mecánicos, tales como la inestabilidad del agujero, inlfujos o pérdidas de circulación. El monitoreo en tiempo real de los registros que proporcionan las herramientas de fondo -LWD- (Rayos Gama, Resistivo, Conductivo, Sónico, etc) brindan al equipo de geociencias los datos necesarios para definir el ambiente geológico y el proceso de perforación, así como también para confirmar, o actualizar los modelos en geociencias establecido en el diseño. Las inconsistencias entre el diseño y la realidad indican la necesidad de tomar medidas preventivas o correctivas.

El equipo geociencias actualiza el modelo geológico utilizando la información geológica obtenida en tiempo real, reinterpreta la información sísmica, así como la información generada por el geólogo de operaciones en sitio lo que permite actualizar la columna geológica (edad, litología y espesor) y con esto validar el modelo geomecánico. Figura 5.8.



**Figura 5.8.** Seguimiento en Geociencias.

**Seguimiento Geociencias**

- ✓ El equipo de Geociencias, beneficia a la definición del ambiente geológico durante el proceso de perforación, así como confirmar o actualizar los modelos establecidos en el diseño.
- ✓ Las inconsistencias entre el diseño y la realidad indican la necesidad de tomar medidas preventivas o correctivas.

#### 4.3.3.1. Actualización de modelo petrofísico.

Es importante mencionar que este modelo deberá ser actualizado durante toda la trayectoria del pozo, a fin de identificar de manera oportuna cualquier problema o desviación al programa de perforación con el apoyo que brinda la transmisión del CMTR. Para la evaluación petrofísica del pozo en toda su trayectoria, es necesario que la sarta de perforación este equipada con la herramienta LWD, la cual debe contemplar los registros Rayos Gamma, Registro Resistividad y Registro Sónico.

La actualización de este modelo permitirá, entre otras cosas:

- ✓ Detectar zonas de alta saturación de agua que podrían ocasionar manifestación y contaminación al fluido de perforación.
- ✓ Identificar posibles zonas de hidrocarburos, que pueden generar manifestaciones y contaminación del fluido de perforación.
- ✓ Detectar zonas permeables que pudieran generar atrapamientos por presión diferencial y/o pérdida de fluidos.
- ✓ Identificar cuellos arcillosos que podrían generar hinchamientos e inestabilidad del agujero, incremento en el torque y arrastre, derrumbe, dificultad para realizar conexiones y descalibre del agujero.
- ✓ Identificar arenas deleznable que pudieran ocasionar cavernas, secamientos o lavado de agujero.
- ✓ Identificar zonas de sal no programadas para realizar los ajustes correspondientes.
- ✓ Detectar zonas de fallas.
- ✓ Efectuar análisis característicos y tipo de formaciones para la selección de barrena.

#### 4.3.3.2. Actualización del modelo sísmico.

Partiendo del modelo de velocidades usando en la interpretación sísmica que sirvió de soporte en la propuesta de la localización y utilizando la información de los datos sísmicos en tiempo real obtenidos durante la ejecución del pozo, se genera un sismograma sintético, con el cual se hace calibración sísmica-pozo y se actualiza la función de velocidades TZ (velocidad en función de la profundidad).

La actualización de este modelo permitirá, entre otras:

- ✓ Actualizar el modelo de geopresiones (presión de poro y presión de fractura).

- ✓ Identificar ajustes en las profundidades de asentamientos de las tuberías de revestimiento.
- ✓ Definir la utilización de las tuberías de contingencia consideradas en el programa.
- ✓ Identificar zonas de al no programadas para realizar ajustes correspondientes.

#### 4.3.3.3. Actualización del modelo geológico.

Para la actualización de este modelo en tiempo real, es necesario trabajar de manera vinculada con el grupo multidisciplinario, con la finalidad de tener los mismos escenarios al momento de tomar decisiones, respecto a cambios que se pudieran generar en el modelo.

En la actualización de este modelo, se utiliza la información geológica obtenida en tiempo real, la TZ ajustada y calibrada, la actualización del modelo petrofísico y la reinterpretación sísmica, así como la información generada por el geólogo de operaciones en sitio, lo que permite actualizar la columna geológica (edad, litología y espesor).

La actualización de este modelo permitirá, entre otras:

- ✓ Calibrar la columna geológica programada.
- ✓ Seleccionar la variación de los cambios litológicos, tipo y características de la formación.
- ✓ Ajustar las profundidades de asentamiento cuando sea definida por contacto geológico.
- ✓ Definir la utilización de las tuberías de contingencia no programadas debido a cambios del contacto geológico.

#### 4.3.3.4. Actualización del modelo geomecánico.

Para la actualización de este modelo, se deberá considerar los ajustes de los modelos sísmicos, geológicos y petrofísicos lo cual permitirá redefinir la ventana de operación (presión de poro, fractura, sobrecarga y colapso).

La actualización de este modelo permitirá, entre otras:

- ✓ Ajustar la densidad del fluido de perforación de acuerdo al modelo de geopresiones actualizado, para prevenir:
  - Atrapamientos por presión diferencial, debido a una mayor densidad del fluido a la requerida por la presión de poro.
  - Atrapamiento por densidad del fluido inferior al gradiente de colapso estimado, generando cierre del agujero.
  - Atrapamiento por derrumbes (empacamientos), derivado de la falta de presión hidrostática para mantener las paredes del agujero.
  - Altos torques para rotar la tubería, debido a cambios de formaciones o zonas de derrumbes.
  - Perdidas de circulación, al atravesar zonas muy permeables, fracturadas o zonas de fallas, donde la densidad del fluido es mayor que el gradiente de fractura de la formación.
  - Influjos al atravesar zonas muy permeables o fracturadas saturadas de fluido a altas presiones y una densidad del fluido menor que el gradiente de presión de la formación.
  - Gasificación, al atravesar zonas saturadas de gas de alta presión.
  - Posibles atrapamientos debido a zonas de presiones anormales (zonas lutíticas).
  
- ✓ Ajustar la densidad del fluido de perforación para evitar atrapamientos de las tuberías durante su introducción.
- ✓ Calibrar las curvas de presión de fractura a través de pruebas de goteo o integridad de la formación.
- ✓ Calibrar las curvas de presión de poro mediante mediciones con herramientas de toma de presión.

El CMTR es una herramienta que brinda un punto de convergencia común para la Colaboración y el debate entre las diferentes disciplinas de trabajo. La optimización del desempeño en las operaciones de perforación de pozos exploratorios incorpora la implementación del Centro de Monitoreo en Tiempo Real, que permite pasar de la adquisición y el análisis de los datos, a la acción y toma de decisiones acertadas y oportunas. El monitoreo en tiempo real se está volviendo cada vez más importante para el manejo del desarrollo y el cumplimiento de la entrega de los pozos en tiempo y costo.

## Conclusiones.

1. La geomecánica aplicada a la industria petrolera está desempeñando un rol cada vez más importante en la evaluación y el desarrollo de nuevos campos, en muchas regiones, el entendimiento de los esfuerzos a través de la columna geológica, es de vital importancia para una mejor predicción de las presiones a las cuales nos estaremos enfrentando en cada una de las etapas a la cual se planeó el pozo.
2. La experiencia del pasado reciente ha demostrado que la remediación de los problemas asociados por la mala evaluación de los procesos geomecánico puede ser extremadamente costosa e incluso impide llegar al yacimiento.
3. En pozos exploratorios, uno de los insumos de mayor importancia para un estudio geomecánico, es el modelo de velocidades Interválica en profundidad, sin embargo, como se ha señalado. Para este estudio no se contó con un modelo de velocidades Interválica con la calidad suficiente que permitiera evaluar las velocidades litológicas y su impacto en el análisis geomecánico.
4. La actualización del modelo geomecánico debe realizarse antes, durante y después de la perforación del pozo.
5. La predicción de la magnitud del esfuerzo de sobrecarga es de vital importancia para la estimación de la presión de poro, esfuerzos horizontales, etc, por tal motivo se recomienda un control de calidad muy estricto en la toma de los registros eléctricos.
6. Los modelos establecidos para la predicción de la presión de poro en formaciones terciarias están basados en el principio de Terzaghi.
7. Para esta investigación se concluyó que el método de Eaton es el que mejor calibra, es importante mencionar que el exponente de Eaton deberá ser ajustado en base a la información de eventos presentados durante la perforación (gasificaciones, influjos) de los pozos de correlación o en el mismo pozo.

8. La mayoría de los problemas operativos reportados en las operaciones de perforación de Navegante-1, se asociaron a no contar con una adecuada predicción de las presiones de poro en los intervalos de carbonatos.
9. La incorporación del método de las compresibilidades desarrollado por Atasbhari, abre un panorama importante en la predicción de la presión de poro en carbonatos, se observó que dicho método tiene un ajuste muy cercano al análisis post-mortem efectuado al pozo.
10. La constante de calibración para el método de las compresibilidades desarrollado por Atasbhari, calibro en 0.945 para el cretácico y 0.948 para el jurásico, bloque Alóctono, para el cretácico y jurásico del bloque Autóctono, la constante de calibración fue estimada en 0.94.
11. La correcta caracterización del exposte de Eatón y la constante de calibración del método de Atasbhari, garantizan una adecuada predicción de la presión de poro, en formaciones del terciario y mesozoico.
12. Para el cálculo de la relación de Poisson por medio de las diferentes correlaciones que se encuentran disponibles, se observó que se obtienen valores sobreestimados, principalmente para aquellas en las que los datos de entrada son los valores de velocidad primaria y secundaria. Una incorrecta predicción de la relación de Poisson puede arrojar ventanas operativas bastante alejadas de la realidad y con ellos problemas asociados de diferentes naturalezas.
13. Para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimos y máximo se pudo observar que las ecuaciones utilizadas, son bastante sensibles a los valores de la relación de Poisson, más que a los valores del módulo de Young. Valores altos de la relación de Poisson arrojan esfuerzos horizontales bastante alejados de la realidad, mientras que entre valores bajos y altos del módulo de Young la magnitud de los esfuerzos horizontales difieren 5 kg/c<sup>2</sup> según ensayos realizados en la tesis.
14. Las magnitudes obtenidas del esfuerzo horizontal máximo, son poco mayores a las del esfuerzo horizontal mínimo, debido a esto se consideró un régimen de falla normal en toda la profundidad de Navegante-1.

15. Los valores obtenidos del ángulo de fricción interna para las lutitas del bloque Autóctono, son altas, esto debido al porcentaje de areniscas en ellas, lo cual fue observado en el registro de rayos gamma.
16. En la predicción de la presión de colapso por medio del criterio de falla de Mohr-Coulomb para agujeros verticales, la problemática se ve reducida, ya que los esfuerzos de corte son nulos y los esfuerzos normales se convierten en esfuerzos principales, bajo estas consideraciones y en base a la relación existente entre el esfuerzo axial, tangencial y radial, es posible obtener una ecuación que nos ayude a obtener la presión de colapso para diferentes mecanismos de falla presentes en las paredes del agujero perforado.
17. Para la predicción de la presión de colapso por medio del criterio de falla de Mohr-Coulomb en agujeros desviados, es bastante complejo, esto debido a que los esfuerzos cortantes son diferentes de cero, Por tanto,  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  y  $\sigma_z$  no son esfuerzos principales en el caso general donde el agujero de perforación es desviado, o el esfuerzo horizontal es anisotrópicos.
18. Los recurrentes eventos de resistencias, intento de atrapamiento, bajo ROP y fricciones durante la perforación del terciario, Alóctono, fueron asociados principalmente a presencia de intercalaciones lutita-arena-arenisca y a presencia de formaciones de baja consolidación, así mismo se logra observar que en estos intervalos se tiene una zona de alto colapso.
19. Se puede observar en la sección perforada a la salida del Paleoceno inferior una ventana operacional muy estrecha que no pudo ser visualizada en el modelo geomecánico inicial.
20. De acuerdo al análisis, las pérdidas de circulación en la etapa TR 13 3/8" se asociaron a la presencia de formaciones altamente fracturadas correspondiente a la formación del Cretácico Superior, Alóctono.
21. Los eventos de pérdida parcial severa observados en la zona del JSK Autóctono, son consistentes con los intervalos identificados como zonas con alta probabilidad de fracturamiento. Desde el punto de vista geomecánico-operacional, frente a carbonatos altamente fracturados no existe ventana operativa o la misma es muy estrecha.

22. El monitoreo en tiempo real de los registros que proporcionan las herramientas de fondo -LWD- (Rayos Gama, Resistivo, Conductivo, Sónico, etc) brindan al equipo de geociencias los datos necesarios para definir el ambiente geológico y el proceso de perforación, así como también para confirmar, o actualizar los modelos en geociencias establecido en el diseño. Las inconsistencias entre el diseño y la realidad indican la necesidad de tomar medidas preventivas o correctivas.

## Recomendaciones.

1. Se recomienda emplear preferentemente correlaciones que involucren al tiempo de tránsito como dato de entrada, esto debido a que se eliminan los problemas originados por los cambios de salinidad del agua de formación, los registros resistivos y conductivos son sensibles a estos cambios.
2. Para el método de Eaton en la predicción de la presión de poro, una vez que se cuente con información suficiente, se recomienda caracterizar el exponente de la ecuación de Eaton para todo el campo Navegante.
3. Es importante la adecuada predicción de la presión de poro en carbonatos, para ello y en base a los resultados presentados en esta tesis, se recomienda el método de las compresibilidades desarrollado por Atasbhari, así mismo, se recomienda apoyarse en los pozos de correlación para la caracterización de la constante de calibración.
4. Algunos de los problemas que se tuvieron para lograr obtener una buena calibración de las curvas presentadas en el modelo geomecánico, fue debido a que no se contaba con información de las propiedades elásticas del área, por tal motivo se recomienda pruebas estáticas a los núcleos para determinar las magnitudes exactas, principalmente de la relación de Poisson y módulo de Young.
5. La pérdida más severa, se originó durante la circulación y desplazamiento del cemento en la T.R. de 13 3/8", dejando 321 m<sup>3</sup> perdidos acumulados en esta etapa. Se recomienda el asentamiento de la TR en la transición del Paleoceno inferior y el Cretácico superior, para evitar dichas problemáticas asociadas a pérdidas de circulación.
6. No se recomienda ningún asentamiento en las zonas de del cretácico.
7. Debido a la alta complejidad de perforar la zona altamente fracturada del Jurásico superior kimmeridgiano Autóctono, se recomienda la perforación con equipo de bajo balance con densidad equivalente a 1.46 gr/cc y mantener controlado el pozo con 1.53 gr/cc, se deberá evaluar la seguridad del pozo conviviendo con pérdidas e influjos en esta etapa.

8. Los asentamiento de tuberías de revestimiento y densidades deberán ser correlacionados y ajustados con Navegante 1DL y Navegante 4, esto para tener un mejor control de la perforación de futuros proyectos.
9. Se recomienda el apego al seguimiento de las operaciones en tiempo real, lo cual ayudara a confirmar o actualizar los modelos en geociencias que fueron establecidos en la etapa de diseño.

## Anexo I.

### Obtención de la presión de colapso en agujeros desviados por medio del criterio de falla de Mohr-Coulomb (Visual Basic).

```
'-----Dimensionar variables
Dim CoV(), PpV(), Sx0V(), Sy0V(), Sz0V(), TyzV(), Tan2bV()
Dim CoA(), PpA(), Sx0A(), Sy0A(), Sz0A(), TyzA(), Tan2bA()
Dim CoVV(), PpVV(), Sx0VV(), Sy0VV(), Sz0VV(), TyzVV(), Tan2bVV()
Dim CoAA(), PpAA(), Sx0AA(), Sy0AA(), Sz0AA(), TyzAA(), Tan2bAA()
Dim profundidad()
Dim i As Integer
Dim PoissonV, PoissonVV, PoissonA, PoissonAA As Double
'-----Generar lista de cada punto analizado (Profundidad)

ReDim profundidad(347)
profundidad(1) = 3442.497
List1.AddItem profundidad(1)
    For i = 2 To 29
        profundidad(i) = profundidad(i - 1) + 10
        List1.AddItem profundidad(i)
    Next i

'-----cálculo de Pw
PoissonV = 0.25
PoissonA = 0.29
PoissonVV = 0.25
PoissonAA = 0.25

Dim Steta(), Sz(), TtetaZ(), a(), b(), c(), d(), e(), f(), g(), h(), k(), l(), m(), n(), AA(), BB(), CC(), Pw() As
Double
Dim j As Integer
Dim dd(), ee(), ff(), gg(), hh()
ReDim Steta(347), Sz(347), TtetaZ(347), a(347), b(347), c(347), d(347), e(347), f(347), g(347),
h(347), k(347), l(347), m(347), n(347)
ReDim AA(347), BB(347), CC(347), Pw(347), dd(347), ee(347), ff(347), gg(347), hh(347)
Dim GPw(), GPp()
ReDim GPw(347), GPp(347)

Pw(309) = 923.0270708
'-----Calculo para la primer sección de lutitas
For j = 1 To 29
    Steta(j) = (3 * Sx0V(j)) - Sy0V(j) - PpV(j)
```

```

Sz(j) = SzOV(j) + ((2 * PoissonV) * (SxOV(j) - SyOV(j))) - PpV(j)
TtetaZ(j) = -2 * TyzV(j)
a(j) = Steta(j) + Sz(j)
b(j) = (Steta(j) - Sz(j)) ^ 2
c(j) = -2 * (Steta(j) - Sz(j))
d(j) = 4 * (TtetaZ(j) ^ 2)
e(j) = 2 * CoV(j)
f(j) = 2 * Tan2bV(j)
g(j) = -2 * PpV(j) * Tan2bV(j)
h(j) = e(j) - a(j) + g(j)
k(j) = 1 + f(j)
l(j) = (h(j) ^ 2)
m(j) = (k(j) ^ 2)
n(j) = 2 * h(j) * k(j)
AA(j) = 1 - m(j) '-----AA,BB,CC Representan los coeficientes de una ecuación de
segundo grado.
BB(j) = c(j) - n(j)
CC(j) = b(j) - l(j)

If AA(j) <> 0 Then
  dd(j) = Sqr((BB(j) ^ 2) - (4 * AA(j) * CC(j)))
  ee(j) = (2 * AA(j))
  Pw(j) = ((BB(j) * -1) - dd(j)) / ee(j)
  GPw(j) = (Pw(j) * 10) / profundidad(j)
  List14.AddItem GPw(j)
  GPP(j) = (PpV(j) * 10) / profundidad(j)
  List15.AddItem GPP(j)
  List12.AddItem Pw(j)
Else
  MsgBox ("El sistema no tiene solución real, se recomienda
revisar la metodología empleada en el cálculo de esfuerzos")
End If

```

Next j

'----- Cálculos de la primer sección de calizas

For j = 1 To 160

```

Steta(j) = (3 * SxOA(j)) - SyOA(j) - PpA(j)
Sz(j) = SzOA(j) + ((2 * PoissonA) * (SxOA(j) - SyOA(j))) - PpA(j)
TtetaZ(j) = -2 * TyzA(j)
a(j) = Steta(j) + Sz(j)
b(j) = (Steta(j) - Sz(j)) ^ 2
c(j) = -2 * (Steta(j) - Sz(j))
d(j) = 4 * (TtetaZ(j) ^ 2)
e(j) = 2 * CoA(j)
f(j) = 2 * Tan2bA(j)
g(j) = -2 * PpA(j) * Tan2bA(j)

```

```

h(j) = e(j) - a(j) + g(j)
k(j) = 1 + f(j)
l(j) = (h(j) ^ 2)
m(j) = (k(j) ^ 2)
n(j) = 2 * h(j) * k(j)
AA(j) = 1 - m(j) '-----AA, BB, CC Representan los coeficientes de una ecuación de segundo grado.
BB(j) = c(j) - n(j)
CC(j) = b(j) - l(j)

```

```

If AA(j) <> 0 Then
  dd(j) = Sqr((BB(j) ^ 2) - (4 * AA(j) * CC(j)))
  ee(j) = (2 * AA(j))
  Pw(j) = ((BB(j) * -1) - dd(j)) / ee(j)
  List13.AddItem Pw(j)
  GPw(j) = (Pw(j) * 10) / profundidad(j + 29)
  List16.AddItem GPw(j)
  GPP(j) = (PPA(j) * 10) / profundidad(j + 29)
  List17.AddItem GPP(j)

```

```

Else
  MsgBox ("El sistema no tiene solución real, se recomienda revisar la
  metodología empleada en el cálculo de esfuerzos")

```

```

End If
Next j

```

'-----Calculo para la segunda sección de lutitas

```

For j = 1 To 68
  Steta(j) = (3 * SxOVV(j)) - SyOVV(j) - PpVV(j)
  Sz(j) = SzOVV(j) + ((2 * PoissonVV) * (SxOVV(j) - SyOVV(j))) - PpVV(j)
  TtetaZ(j) = -2 * TyzVV(j)
  a(j) = Steta(j) + Sz(j)
  b(j) = (Steta(j) - Sz(j)) ^ 2
  c(j) = -2 * (Steta(j) - Sz(j))
  d(j) = 4 * (TtetaZ(j) ^ 2)
  e(j) = 2 * CoVV(j)

  f(j) = 2 * Tan2bVV(j)
  g(j) = -2 * PpVV(j) * Tan2bVV(j)
  h(j) = e(j) - a(j) + g(j)
  k(j) = 1 + f(j)
  l(j) = (h(j) ^ 2)
  m(j) = (k(j) ^ 2)
  n(j) = 2 * h(j) * k(j)

```

$AA(j) = 1 - m(j)$  '-----AA, BB, CC Representan los coeficientes de una ecuación de segundo grado.

$$BB(j) = c(j) - n(j)$$

$$CC(j) = b(j) - l(j)$$

If  $AA(j) <> 0$  Then

$$dd(j) = \text{Sqr}((BB(j) ^ 2) - (4 * AA(j) * CC(j)))$$

$$ee(j) = (2 * AA(j))$$

$$Pw(j) = ((BB(j) * -1) - dd(j)) / ee(j)$$

List33.AddItem Pw(j)

$$GPw(j) = (Pw(j) * 10) / \text{profundidad}(j + 160 + 29)$$

List34.AddItem GPw(j)

$$GPP(j) = (PpVV(j) * 10) / \text{profundidad}(j + 160 + 29)$$

List35.AddItem GPP(j)

Else

MsgBox ("El sistema no tiene solución real, se recomienda revisar la metodología empleada en el cálculo de esfuerzos")

End If

Next j

'-----Calculo para la segunda sección de calizas

For j = 1 To 90

$$Steta(j) = (3 * SxOAA(j)) - SyOAA(j) - PpAA(j)$$

$$Sz(j) = SzOAA(j) + ((2 * PoissonAA) * (SxOAA(j) - SyOAA(j))) - PpAA(j)$$

$$TtetaZ(j) = -2 * TyzAA(j)$$

$$a(j) = Steta(j) + Sz(j)$$

$$b(j) = (Steta(j) - Sz(j)) ^ 2$$

$$c(j) = -2 * (Steta(j) - Sz(j))$$

$$d(j) = 4 * (TtetaZ(j) ^ 2)$$

$$e(j) = 2 * CoAA(j)$$

$$f(j) = 2 * Tan2bAA(j)$$

$$g(j) = -2 * PpAA(j) * Tan2bAA(j)$$

$$h(j) = e(j) - a(j) + g(j)$$

$$k(j) = 1 + f(j)$$

$$l(j) = (h(j) ^ 2)$$

$$m(j) = (k(j) ^ 2)$$

$$n(j) = 2 * h(j) * k(j)$$

$AA(j) = 1 - m(j)$  '-----AA, BB, CC Representan los coeficientes de una ecuación de segundo grado.

$$BB(j) = c(j) - n(j)$$

$$CC(j) = b(j) - l(j)$$

If  $AA(j) <> 0$  Then

$$dd(j) = \text{Sqr}((BB(j) ^ 2) - (4 * AA(j) * CC(j)))$$

$$ee(j) = (2 * AA(j))$$

$$Pw(j) = ((BB(j) * -1) - dd(j)) / ee(j)$$

List39.AddItem Pw(j)

$$GPw(j) = (Pw(j) * 10) / profundidad(j + 160 + 29 + 68)$$

List40.AddItem GPw(j)

$$Gpp(j) = (PpAA(j) * 10) / profundidad(j + 160 + 29 + 68)$$

List41.AddItem Gpp(j)

Else

MsgBox ("El sistema no tiene solución real, se recomienda revisar la metodología empleada en el cálculo de esfuerzos")

End If

Next j

End sub

\*\*\*\*El código que genera la interfaz gráfica del programa desarrollado no se presenta en este anexo, sin embargo a continuación se muestra el menú para el usuario (figura A1.1) y la ventana que arroja los resultados (figura A1.2)

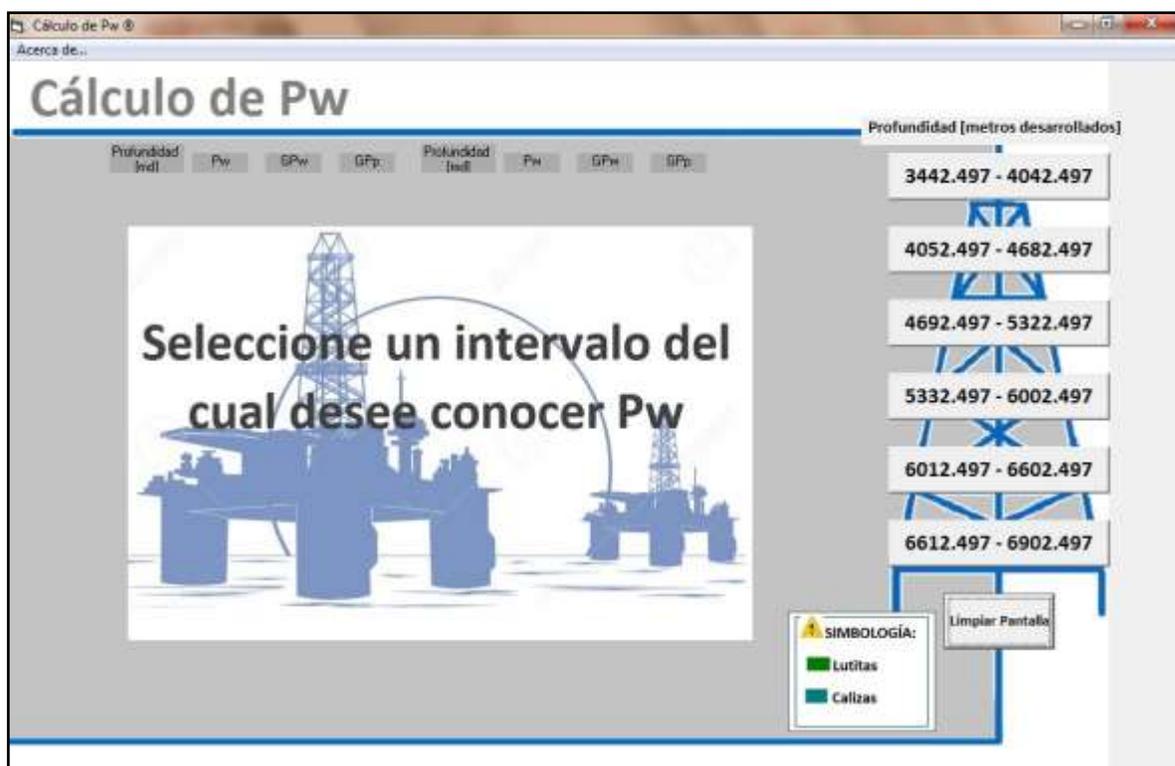


Figura A1.1 Interfaz gráfica del programa para calcular Pw: Menú de usuario

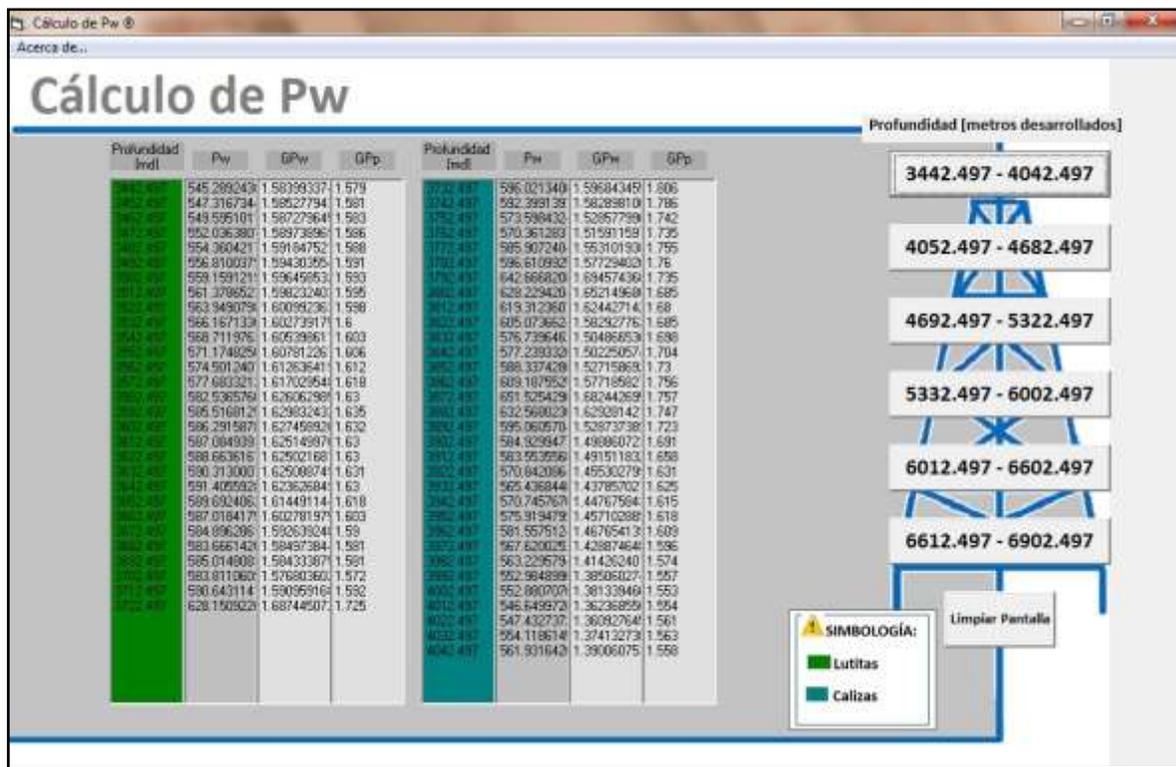


Figura A1.2 Interfaz gráfica del programa para calcular Pw: Ventana de resultados

## Anexo II.

### Obtención de la presión de colapso en agujeros verticales por medio del criterio de falla de Mohr –Coulomb (Matlab). <sup>[39]</sup>

```

clc
clear all
format long g
load ku21tablacompleta.txt -ascii

% Entrada de datos

% profundidad, presion de poro y esfuerzo de sobrecarga en unidades de
presión (Psi).
prof=ku21tablacompleta(:,1);
pp=ku21tablacompleta(:,2);
eds=ku21tablacompleta(:,3);

% Constantes elasticas de la formación.
v=0.341;
E=1.5e6;
k=0.528

% Deformaciones unitarias.
DeformacionesfuerzoHorizontalmax=0.0001;
Deformacionesfuerzohorizontalmin=0.00001;

% Esfuerzo horizontal máximo y mínimo (Psi).
sigmaHmin=((v)/(1.0-v))*eds+(((1-(2*v))/(1-v))*pp)+((E)/(1-
((v^2))))*Deformacionesfuerzohorizontalmin)+((E)/(1-
((v^2))))*v*DeformacionesfuerzoHorizontalmax);
sigmaHmax=((v)/(1.0-v))*eds+(((1-(2*v))/(1-v))*pp)+((E)/(1-
((v^2))))*DeformacionesfuerzoHorizontalmax)+((E)/(1-
((v^2))))*v*Deformacionesfuerzohorizontalmin);

% Presion de Fractura (Psi).
pf=pp+((eds-pp)*((v)/(1.0-v)));

% Presion de inicializacion de la fractura (Psi).
pini=(k*(eds-pp))+pp;

% Ángulo de fricción (grados) y cohesión (Psi).

```

```

Co=2000; Phi=36; Beta=(Phi/2)+45;
Phirad=Phi*(pi/180); Betarad=Beta*(pi/180); Pw=pp+198.70; to=1661;
UCS=(2*Co)*(cos(Phirad)/(1-(sin(Phirad))));

% Esfuerzos alrededor del agujero (Psi).
SigmaRadial=Pw-pp;
Sigmatangencialminimo=(3*sigmaHmin)-sigmaHmax-Pw-pp;
Sigmatangencialmaximo=(3*sigmaHmax)-sigmaHmin-Pw-pp;
Sigmaaxil=eds+(2*sigmaHmax*v)-(2*sigmaHmin*v)-pp;
Sigmaaxilg=eds-pp;
b=(3*sigmaHmax)-sigmaHmin-Pw;

% Predicción de la presión de colapso (Psi).

if Sigmatangencialmaximo>Sigmaaxil

Pc=((3*sigmaHmax)-sigmaHmin-pp-
Co+(pp*(tan(Betarad)^2)))/(1+(tan(Betarad)^2));

else
Pc=pp+((eds+(2*v*(sigmaHmax-sigmaHmin))-pp-Co)/(tan(Betarad)^2));

end
tabla= [prof, pp, Pc, sigmaHmin, sigmaHmax, pini, pf, eds];

disp('prof pp Pc sigmaHmin sigmaHmax pini pf eds')

disp(' (m) (psi) (psi) (psi) (psi) (psi) (psi) (psi) ')

disp(tabla)

xlswrite('ku21tablacompletaPC.xls',tabla)

plot(pp,prof,eds,prof,pf,prof,sigmaHmin,prof,sigmaHmax,prof,pini,prof,Pc,
prof)

grid

title('Pozo Ku-21 Ventana, APKMZ,Ciudad del Carmen,Campeche.')
legend('Presión de poro','Esfuerzo de Sobrecarga','Esfuerzo horizontal
minimo', 'Esfuerzo horizontal máximo','Presión de Fractura', 'Presión de
inicialización de la fractura' , 'Presión de Colapso');

xlabel('Presión (Psi)')

ylabel('Profundidad (m)')

```

## Anexo III.

# Resultado numérico de los gradientes de presión.

DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG	DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG
[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
801	1.078	0.797	1.725	1.763	1.812	2.28	1251	1.037	1.015	1.711	1.737	1.771	2.289
811	1.078	0.797	1.725	1.763	1.812	2.28	1261	1.043	1.023	1.714	1.739	1.771	2.289
821	1.078	0.806	1.725	1.762	1.809	2.28	1271	1.043	1.026	1.714	1.739	1.772	2.29
831	1.078	0.814	1.725	1.76	1.806	2.279	1281	1.052	1.035	1.718	1.743	1.775	2.29
841	1.078	0.822	1.725	1.76	1.805	2.279	1291	1.061	1.044	1.723	1.747	1.779	2.29
851	1.078	0.83	1.725	1.76	1.805	2.28	1301	1.071	1.053	1.727	1.752	1.783	2.29
861	1.078	0.84	1.726	1.761	1.807	2.282	1311	1.073	1.058	1.728	1.753	1.784	2.29
871	1.078	0.849	1.729	1.763	1.808	2.287	1321	1.073	1.061	1.729	1.753	1.785	2.291
881	1.078	0.857	1.73	1.764	1.808	2.288	1331	1.07	1.061	1.727	1.751	1.783	2.291
891	1.078	0.865	1.73	1.764	1.808	2.288	1341	1.067	1.064	1.726	1.75	1.781	2.291
901	1.078	0.872	1.73	1.764	1.807	2.289	1351	1.066	1.066	1.726	1.75	1.781	2.291
911	1.078	0.879	1.73	1.763	1.807	2.289	1361	1.064	1.067	1.725	1.749	1.78	2.291
921	1.078	0.886	1.73	1.763	1.806	2.289	1371	1.061	1.068	1.723	1.747	1.779	2.292
931	1.078	0.892	1.73	1.763	1.805	2.288	1381	1.079	1.081	1.732	1.756	1.787	2.292
941	1.081	0.899	1.731	1.764	1.806	2.288	1391	1.091	1.092	1.738	1.762	1.793	2.292
951	1.081	0.905	1.731	1.764	1.806	2.288	1401	1.075	1.084	1.73	1.754	1.785	2.292
961	1.078	0.909	1.73	1.762	1.805	2.288	1411	1.047	1.069	1.718	1.741	1.772	2.292
971	1.073	0.911	1.727	1.76	1.802	2.288	1421	1.042	1.068	1.716	1.739	1.771	2.293
981	1.069	0.915	1.725	1.758	1.8	2.288	1431	1.044	1.071	1.716	1.74	1.771	2.293
991	1.068	0.919	1.725	1.757	1.799	2.288	1441	1.045	1.073	1.717	1.741	1.772	2.293
1001	1.068	0.924	1.725	1.756	1.798	2.288	1451	1.056	1.082	1.722	1.746	1.778	2.294
1011	1.067	0.928	1.724	1.756	1.797	2.287	1461	1.057	1.085	1.723	1.747	1.778	2.294
1021	1.067	0.933	1.724	1.755	1.796	2.287	1471	1.057	1.086	1.723	1.747	1.778	2.294
1031	1.067	0.938	1.724	1.755	1.796	2.287	1481	1.066	1.095	1.728	1.752	1.783	2.295
1041	1.069	0.944	1.725	1.756	1.797	2.287	1491	1.064	1.095	1.727	1.75	1.781	2.295
1051	1.07	0.95	1.725	1.756	1.797	2.287	1501	1.076	1.105	1.732	1.756	1.787	2.295
1061	1.072	0.955	1.726	1.757	1.797	2.287	1511	1.065	1.101	1.728	1.751	1.782	2.295
1071	1.079	0.964	1.729	1.76	1.8	2.287	1521	1.063	1.103	1.727	1.75	1.781	2.296
1081	1.083	0.971	1.731	1.762	1.801	2.287	1531	1.064	1.106	1.727	1.751	1.781	2.296
1091	1.083	0.975	1.731	1.761	1.801	2.287	1541	1.055	1.099	1.723	1.747	1.778	2.296
1101	1.079	0.976	1.729	1.759	1.798	2.287	1551	1.059	1.101	1.726	1.749	1.78	2.297
1111	1.077	0.98	1.729	1.758	1.796	2.287	1561	1.063	1.106	1.728	1.751	1.781	2.297
1121	1.062	0.975	1.722	1.751	1.789	2.287	1571	1.064	1.108	1.728	1.751	1.782	2.297
1131	1.045	0.969	1.714	1.742	1.78	2.287	1581	1.064	1.109	1.728	1.752	1.782	2.298
1141	1.039	0.97	1.711	1.74	1.777	2.287	1591	1.064	1.11	1.728	1.751	1.781	2.297
1151	1.039	0.975	1.711	1.739	1.776	2.287	1601	1.064	1.11	1.728	1.751	1.781	2.297
1161	1.038	0.979	1.711	1.739	1.776	2.288	1611	1.064	1.111	1.728	1.751	1.781	2.297
1171	1.035	0.981	1.71	1.738	1.774	2.288	1621	1.064	1.112	1.728	1.751	1.781	2.298
1181	1.036	0.985	1.71	1.738	1.774	2.288	1631	1.065	1.114	1.729	1.752	1.781	2.298
1191	1.044	0.994	1.714	1.741	1.777	2.288	1641	1.067	1.116	1.73	1.752	1.782	2.298
1201	1.053	1.005	1.718	1.745	1.78	2.288	1651	1.094	1.136	1.743	1.765	1.794	2.298
1211	1.042	1.002	1.713	1.741	1.776	2.289	1661	1.13	1.16	1.759	1.782	1.811	2.299
1221	1.029	0.998	1.707	1.734	1.769	2.289	1671	1.135	1.165	1.762	1.784	1.813	2.299
1231	1.024	0.998	1.705	1.732	1.767	2.289	1681	1.135	1.167	1.762	1.784	1.812	2.299
1241	1.02	1	1.704	1.73	1.765	2.289	1691	1.135	1.17	1.762	1.784	1.812	2.299

DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG	DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG
[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
1711	1.135	1.174	1.762	1.784	1.812	2.3	2171	1.359	1.405	1.873	1.891	1.914	2.314
1721	1.135	1.176	1.762	1.784	1.812	2.3	2181	1.371	1.413	1.879	1.896	1.919	2.314
1731	1.136	1.179	1.763	1.784	1.812	2.3	2191	1.383	1.422	1.884	1.902	1.925	2.314
1741	1.136	1.181	1.763	1.784	1.811	2.3	2201	1.396	1.432	1.89	1.908	1.93	2.314
1751	1.136	1.184	1.763	1.784	1.811	2.3	2211	1.406	1.44	1.895	1.912	1.935	2.314
1761	1.136	1.185	1.763	1.784	1.811	2.3	2221	1.41	1.443	1.897	1.914	1.936	2.314
1771	1.136	1.187	1.763	1.784	1.811	2.301	2231	1.41	1.444	1.897	1.914	1.937	2.314
1781	1.156	1.202	1.773	1.793	1.82	2.301	2241	1.41	1.445	1.897	1.915	1.938	2.314
1791	1.181	1.22	1.784	1.805	1.831	2.301	2251	1.41	1.447	1.897	1.915	1.938	2.314
1801	1.175	1.218	1.781	1.802	1.829	2.301	2261	1.41	1.448	1.897	1.915	1.938	2.314
1811	1.188	1.228	1.788	1.809	1.837	2.301	2271	1.41	1.449	1.897	1.915	1.938	2.314
1821	1.225	1.254	1.805	1.826	1.854	2.302	2281	1.41	1.45	1.897	1.915	1.938	2.314
1831	1.195	1.237	1.791	1.812	1.84	2.302	2291	1.422	1.459	1.903	1.92	1.944	2.315
1841	1.151	1.21	1.771	1.792	1.819	2.302	2301	1.447	1.476	1.914	1.932	1.955	2.315
1851	1.143	1.208	1.767	1.788	1.815	2.302	2311	1.475	1.496	1.927	1.945	1.968	2.315
1861	1.142	1.209	1.767	1.788	1.815	2.303	2321	1.487	1.504	1.933	1.951	1.974	2.316
1871	1.145	1.213	1.768	1.789	1.816	2.303	2331	1.49	1.507	1.934	1.952	1.975	2.316
1881	1.159	1.224	1.775	1.779	1.784	2.303	2341	1.477	1.501	1.929	1.946	1.969	2.316
1891	1.159	1.225	1.776	1.793	1.817	2.304	2351	1.458	1.49	1.92	1.937	1.96	2.316
1901	1.169	1.233	1.78	1.801	1.828	2.304	2361	1.441	1.481	1.912	1.929	1.952	2.316
1911	1.178	1.241	1.784	1.805	1.831	2.304	2371	1.447	1.486	1.915	1.932	1.955	2.317
1921	1.18	1.245	1.785	1.806	1.832	2.305	2381	1.457	1.494	1.92	1.937	1.959	2.317
1931	1.18	1.247	1.786	1.806	1.832	2.305	2391	1.46	1.497	1.922	1.938	1.961	2.317
1941	1.18	1.249	1.786	1.806	1.831	2.305	2401	1.459	1.498	1.921	1.938	1.96	2.318
1951	1.181	1.252	1.787	1.806	1.832	2.306	2411	1.46	1.499	1.922	1.939	1.961	2.318
1961	1.181	1.254	1.787	1.806	1.832	2.306	2421	1.451	1.494	1.918	1.935	1.957	2.318
1971	1.181	1.256	1.787	1.806	1.832	2.306	2431	1.47	1.507	1.927	1.944	1.966	2.319
1981	1.181	1.258	1.787	1.807	1.832	2.307	2441	1.436	1.486	1.911	1.928	1.95	2.319
1991	1.184	1.261	1.789	1.808	1.834	2.307	2451	1.415	1.472	1.902	1.918	1.94	2.319
2001	1.232	1.293	1.811	1.814	1.819	2.307	2461	1.411	1.469	1.9	1.917	1.939	2.319
2011	1.273	1.321	1.83	1.846	1.868	2.307	2471	1.411	1.468	1.9	1.917	1.939	2.319
2021	1.28	1.327	1.833	1.853	1.878	2.307	2481	1.41	1.467	1.9	1.917	1.939	2.319
2031	1.268	1.322	1.829	1.848	1.872	2.309	2491	1.342	1.422	1.868	1.885	1.908	2.319
2041	1.257	1.317	1.824	1.843	1.867	2.31	2501	1.34	1.419	1.867	1.884	1.907	2.318
2051	1.199	1.283	1.797	1.816	1.84	2.31	2511	1.35	1.424	1.871	1.889	1.911	2.318
2061	1.154	1.256	1.777	1.795	1.819	2.31	2521	1.351	1.426	1.872	1.889	1.912	2.318
2071	1.151	1.256	1.776	1.794	1.818	2.311	2531	1.363	1.435	1.877	1.895	1.918	2.318
2081	1.24	1.315	1.817	1.835	1.858	2.311	2541	1.474	1.506	1.928	1.946	1.969	2.318
2091	1.265	1.332	1.829	1.847	1.871	2.312	2551	1.501	1.523	1.941	1.959	1.982	2.318
2101	1.273	1.339	1.832	1.851	1.874	2.312	2561	1.506	1.527	1.943	1.961	1.984	2.318
2111	1.277	1.344	1.835	1.853	1.876	2.313	2571	1.516	1.533	1.948	1.966	1.989	2.318
2121	1.28	1.347	1.836	1.854	1.877	2.313	2581	1.527	1.54	1.953	1.971	1.995	2.318
2131	1.283	1.35	1.838	1.856	1.879	2.314	2591	1.518	1.534	1.949	1.967	1.99	2.318
2141	1.269	1.343	1.831	1.849	1.873	2.314	2601	1.501	1.523	1.941	1.959	1.983	2.318
2151	1.307	1.369	1.849	1.867	1.89	2.314	2611	1.495	1.519	1.938	1.957	1.98	2.318

DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG	DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG
[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
1711	1.135	1.174	1.762	1.784	1.812	2.3	2171	1.359	1.405	1.873	1.891	1.914	2.314
1721	1.135	1.176	1.762	1.784	1.812	2.3	2181	1.371	1.413	1.879	1.896	1.919	2.314
1731	1.136	1.179	1.763	1.784	1.812	2.3	2191	1.383	1.422	1.884	1.902	1.925	2.314
1741	1.136	1.181	1.763	1.784	1.811	2.3	2201	1.396	1.432	1.89	1.908	1.93	2.314
1751	1.136	1.184	1.763	1.784	1.811	2.3	2211	1.406	1.44	1.895	1.912	1.935	2.314
1761	1.136	1.185	1.763	1.784	1.811	2.3	2221	1.41	1.443	1.897	1.914	1.936	2.314
1771	1.136	1.187	1.763	1.784	1.811	2.301	2231	1.41	1.444	1.897	1.914	1.937	2.314
1781	1.156	1.202	1.773	1.793	1.82	2.301	2241	1.41	1.445	1.897	1.915	1.938	2.314
1791	1.181	1.22	1.784	1.805	1.831	2.301	2251	1.41	1.447	1.897	1.915	1.938	2.314
1801	1.175	1.218	1.781	1.802	1.829	2.301	2261	1.41	1.448	1.897	1.915	1.938	2.314
1811	1.188	1.228	1.788	1.809	1.837	2.301	2271	1.41	1.449	1.897	1.915	1.938	2.314
1821	1.225	1.254	1.805	1.826	1.854	2.302	2281	1.41	1.45	1.897	1.915	1.938	2.314
1831	1.195	1.237	1.791	1.812	1.84	2.302	2291	1.422	1.459	1.903	1.92	1.944	2.315
1841	1.151	1.21	1.771	1.792	1.819	2.302	2301	1.447	1.476	1.914	1.932	1.955	2.315
1851	1.143	1.208	1.767	1.788	1.815	2.302	2311	1.475	1.496	1.927	1.945	1.968	2.315
1861	1.142	1.209	1.767	1.788	1.815	2.303	2321	1.487	1.504	1.933	1.951	1.974	2.316
1871	1.145	1.213	1.768	1.789	1.816	2.303	2331	1.49	1.507	1.934	1.952	1.975	2.316
1881	1.159	1.224	1.775	1.779	1.784	2.303	2341	1.477	1.501	1.929	1.946	1.969	2.316
1891	1.159	1.225	1.776	1.793	1.817	2.304	2351	1.458	1.49	1.92	1.937	1.96	2.316
1901	1.169	1.233	1.78	1.801	1.828	2.304	2361	1.441	1.481	1.912	1.929	1.952	2.316
1911	1.178	1.241	1.784	1.805	1.831	2.304	2371	1.447	1.486	1.915	1.932	1.955	2.317
1921	1.18	1.245	1.785	1.806	1.832	2.305	2381	1.457	1.494	1.92	1.937	1.959	2.317
1931	1.18	1.247	1.786	1.806	1.832	2.305	2391	1.46	1.497	1.922	1.938	1.961	2.317
1941	1.18	1.249	1.786	1.806	1.831	2.305	2401	1.459	1.498	1.921	1.938	1.96	2.318
1951	1.181	1.252	1.787	1.806	1.832	2.306	2411	1.46	1.499	1.922	1.939	1.961	2.318
1961	1.181	1.254	1.787	1.806	1.832	2.306	2421	1.451	1.494	1.918	1.935	1.957	2.318
1971	1.181	1.256	1.787	1.806	1.832	2.306	2431	1.47	1.507	1.927	1.944	1.966	2.319
1981	1.181	1.258	1.787	1.807	1.832	2.307	2441	1.436	1.486	1.911	1.928	1.95	2.319
1991	1.184	1.261	1.789	1.808	1.834	2.307	2451	1.415	1.472	1.902	1.918	1.94	2.319
2001	1.232	1.293	1.811	1.814	1.819	2.307	2461	1.411	1.469	1.9	1.917	1.939	2.319
2011	1.273	1.321	1.83	1.846	1.868	2.307	2471	1.411	1.468	1.9	1.917	1.939	2.319
2021	1.28	1.327	1.833	1.853	1.878	2.307	2481	1.41	1.467	1.9	1.917	1.939	2.319
2031	1.268	1.322	1.829	1.848	1.872	2.309	2491	1.342	1.422	1.868	1.885	1.908	2.319
2041	1.257	1.317	1.824	1.843	1.867	2.31	2501	1.34	1.419	1.867	1.884	1.907	2.318
2051	1.199	1.283	1.797	1.816	1.84	2.31	2511	1.35	1.424	1.871	1.889	1.911	2.318
2061	1.154	1.256	1.777	1.795	1.819	2.31	2521	1.351	1.426	1.872	1.889	1.912	2.318
2071	1.151	1.256	1.776	1.794	1.818	2.311	2531	1.363	1.435	1.877	1.895	1.918	2.318
2081	1.24	1.315	1.817	1.835	1.858	2.311	2541	1.474	1.506	1.928	1.946	1.969	2.318
2091	1.265	1.332	1.829	1.847	1.871	2.312	2551	1.501	1.523	1.941	1.959	1.982	2.318
2101	1.273	1.339	1.832	1.851	1.874	2.312	2561	1.506	1.527	1.943	1.961	1.984	2.318
2111	1.277	1.344	1.835	1.853	1.876	2.313	2571	1.516	1.533	1.948	1.966	1.989	2.318
2121	1.28	1.347	1.836	1.854	1.877	2.313	2581	1.527	1.54	1.953	1.971	1.995	2.318
2131	1.283	1.35	1.838	1.856	1.879	2.314	2591	1.518	1.534	1.949	1.967	1.99	2.318
2141	1.269	1.343	1.831	1.849	1.873	2.314	2601	1.501	1.523	1.941	1.959	1.983	2.318
2151	1.307	1.369	1.849	1.867	1.89	2.314	2611	1.495	1.519	1.938	1.957	1.98	2.318

DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG	DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG
[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
2621	1.492	1.517	1.937	1.955	1.979	2.318	3071	N/A	N/A	N/A	0	0	2.312
2631	1.487	1.514	1.935	1.953	1.977	2.318	3081	N/A	N/A	N/A	0	0	2.311
2641	1.48	1.51	1.932	1.95	1.974	2.318	3091	N/A	N/A	N/A	0	0	2.31
2651	1.468	1.503	1.926	1.945	1.969	2.319	3101	1.349	1.352	1.74	1.567	1.592	2.31
2661	1.456	1.496	1.92	1.939	1.963	2.319	3111	1.586	1.591	1.828	1.843	1.873	2.311
2671	1.445	1.489	1.916	1.934	1.959	2.319	3121	1.586	1.591	1.828	1.843	1.873	2.311
2681	1.444	1.489	1.915	1.934	1.958	2.319	3131	1.586	1.591	1.828	1.843	1.873	2.312
2691	1.443	1.489	1.915	1.933	1.958	2.319	3141	1.586	1.591	1.828	1.843	1.873	2.312
2701	1.452	1.495	1.919	1.937	1.962	2.319	3151	1.575	1.584	1.821	1.836	1.866	2.313
2711	1.455	1.497	1.92	1.939	1.963	2.319	3161	1.576	1.585	1.821	1.837	1.867	2.313
2721	1.449	1.493	1.918	1.936	1.961	2.319	3171	1.578	1.586	1.823	1.838	1.868	2.313
2731	1.448	1.493	1.917	1.936	1.961	2.319	3181	1.58	1.588	1.824	1.84	1.87	2.314
2741	1.448	1.494	1.917	1.936	1.96	2.319	3191	1.583	1.59	1.827	1.842	1.872	2.314
2751	1.448	1.494	1.917	1.936	1.96	2.319	3201	1.585	1.592	1.828	1.844	1.874	2.315
2761	1.448	1.495	1.917	1.936	1.961	2.32	3211	1.587	1.594	1.83	1.845	1.876	2.315
2771	1.448	1.495	1.917	1.936	1.961	2.32	3221	1.59	1.596	1.832	1.847	1.878	2.316
2781	1.448	1.496	1.918	1.936	1.961	2.32	3231	1.591	1.596	1.833	1.848	1.879	2.316
2791	1.448	1.496	1.918	1.937	1.961	2.321	3241	1.594	1.598	1.835	1.85	1.881	2.317
2801	1.448	1.496	1.918	1.937	1.961	2.321	3251	1.599	1.602	1.839	1.854	1.885	2.317
2811	1.448	1.497	1.918	1.937	1.961	2.321	3261	1.604	1.605	1.842	1.858	1.889	2.318
2821	1.448	1.496	1.918	1.937	1.961	2.321	3271	1.58	1.588	1.826	1.843	1.874	2.318
2831	1.469	1.51	1.927	1.946	1.971	2.32	3281	1.57	1.58	1.82	1.836	1.868	2.319
2841	1.482	1.519	1.934	1.953	1.977	2.32	3291	1.562	1.574	1.815	1.831	1.863	2.319
2851	1.487	1.521	1.935	1.955	1.98	2.32	3301	1.555	1.569	1.81	1.827	1.859	2.32
2861	1.498	1.529	1.941	1.96	1.985	2.32	3311	1.555	1.57	1.81	1.827	1.86	2.321
2871	1.496	1.528	1.94	1.959	1.984	2.32	3321	1.558	1.572	1.812	1.829	1.862	2.321
2881	1.483	1.52	1.934	1.954	1.979	2.321	3331	1.56	1.574	1.814	1.831	1.865	2.322
2891	1.456	1.502	1.922	1.942	1.967	2.321	3341	1.562	1.575	1.815	1.833	1.867	2.323
2901	1.452	1.499	1.92	1.94	1.965	2.321	3351	1.565	1.576	1.817	1.835	1.869	2.323
2911	1.452	1.499	1.92	1.94	1.966	2.322	3361	1.567	1.577	1.819	1.837	1.872	2.324
2921	1.452	1.5	1.92	1.94	1.966	2.322	3371	1.57	1.578	1.821	1.839	1.874	2.324
2931	1.452	1.5	1.921	1.941	1.966	2.323	3381	1.572	1.579	1.823	1.841	1.877	2.325
2941	N/A	N/A	N/A	0.291	0.294	2.322	3391	1.574	1.581	1.824	1.843	1.879	2.325
2951	N/A	N/A	N/A	0	0	2.321	3401	1.577	1.584	1.826	1.845	1.881	2.326
2961	N/A	N/A	N/A	0	0	2.32	3411	1.578	1.585	1.827	1.846	1.883	2.326
2971	N/A	N/A	N/A	0	0	2.319	3421	1.575	1.582	1.825	1.845	1.882	2.327
2981	N/A	N/A	N/A	0	0	2.318	3431	1.574	1.583	1.825	1.841	1.881	2.327
2991	N/A	N/A	N/A	0	0	2.317	3441	1.574	1.583	1.825	1.841	1.881	2.328
3001	N/A	N/A	N/A	0	0	2.317	3451	1.581	1.598	1.83	1.849	1.886	2.328
3011	N/A	N/A	N/A	0	0	2.316	3461	1.583	1.595	1.831	1.85	1.887	2.329
3021	N/A	N/A	N/A	0	0	2.316	3471	1.586	1.593	1.833	1.852	1.889	2.329
3031	N/A	N/A	N/A	0	0	2.315	3481	1.588	1.591	1.835	1.854	1.891	2.33
3041	N/A	N/A	N/A	0	0	2.314	3491	1.591	1.592	1.837	1.856	1.893	2.33
3051	N/A	N/A	N/A	0	0	2.313	3501	1.593	1.594	1.839	1.858	1.894	2.331
3061	N/A	N/A	N/A	0	0	2.312	3511	1.595	1.597	1.84	1.859	1.896	2.331

DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG	DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG
[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
4421	1.537	1.313	1.883	1.864	1.95	2.385	4871	1.57	1.367	1.914	1.893	1.976	2.411
4431	1.527	1.3	1.878	1.858	1.944	2.386	4881	1.557	1.345	1.906	1.885	1.967	2.411
4441	1.509	1.287	1.867	1.846	1.933	2.386	4891	1.552	1.324	1.904	1.881	1.963	2.412
4451	1.503	1.274	1.864	1.842	1.929	2.387	4901	1.549	1.327	1.902	1.879	1.961	2.413
4461	1.517	1.285	1.873	1.853	1.94	2.388	4911	1.552	1.335	1.903	1.88	1.961	2.413
4471	1.534	1.3	1.883	1.864	1.952	2.388	4921	1.549	1.343	1.902	1.879	1.959	2.414
4481	1.534	1.315	1.884	1.865	1.953	2.389	4931	1.55	1.351	1.903	1.879	1.958	2.414
4491	1.52	1.331	1.875	1.855	1.944	2.39	4941	1.551	1.346	1.904	1.88	1.958	2.415
4501	1.5	1.321	1.864	1.843	1.931	2.39	4951	1.558	1.338	1.908	1.884	1.962	2.415
4511	1.49	1.306	1.858	1.836	1.925	2.391	4961	1.56	1.331	1.91	1.885	1.963	2.416
4521	1.486	1.291	1.856	1.834	1.923	2.392	4971	1.56	1.323	1.91	1.885	1.962	2.416
4531	1.488	1.277	1.858	1.836	1.925	2.392	4981	1.569	1.322	1.915	1.891	1.967	2.417
4541	1.501	1.306	1.865	1.844	1.933	2.393	4991	1.568	1.321	1.915	1.891	1.967	2.417
4551	1.577	1.343	1.911	1.895	1.985	2.394	5001	1.469	1.321	1.857	1.824	1.9	2.418
4561	1.625	1.38	1.939	1.928	2.017	2.394	5011	1.46	1.32	1.851	1.818	1.893	2.419
4571	1.644	1.418	1.95	1.94	2.03	2.395	5021	1.47	1.343	1.858	1.825	1.899	2.419
4581	1.653	1.422	1.956	1.947	2.036	2.395	5031	1.605	1.37	1.938	1.915	1.989	2.42
4591	1.648	1.42	1.953	1.944	2.033	2.396	5041	1.63	1.397	1.953	1.931	2.004	2.42
4601	1.641	1.418	1.95	1.939	2.029	2.396	5051	1.648	1.424	1.964	1.943	2.016	2.421
4611	1.628	1.417	1.942	1.931	2.021	2.397	5061	1.665	1.452	1.974	1.955	2.027	2.422
4621	1.61	1.422	1.932	1.919	2.009	2.397	5071	1.674	1.48	1.979	1.961	2.033	2.422
4631	1.604	1.428	1.929	1.916	2.006	2.398	5081	1.684	1.509	1.985	1.967	2.038	2.423
4641	1.614	1.435	1.935	1.923	2.013	2.399	5091	1.682	1.537	1.985	1.966	2.037	2.423
4651	1.62	1.441	1.938	1.927	2.018	2.399	5101	1.689	1.526	1.989	1.97	2.04	2.424
4661	1.618	1.443	1.937	1.925	2.016	2.4	5111	1.671	1.508	1.979	1.958	2.027	2.424
4671	1.615	1.444	1.936	1.924	2.015	2.4	5121	1.666	1.49	1.976	1.955	2.023	2.425
4681	1.616	1.445	1.936	1.924	2.015	2.401	5131	1.673	1.473	1.98	1.959	2.026	2.425
4691	1.62	1.446	1.939	1.927	2.018	2.401	5141	1.677	1.504	1.983	1.962	2.028	2.426
4701	1.63	1.441	1.945	1.934	2.025	2.402	5151	1.711	1.544	2.003	1.984	2.05	2.427
4711	1.636	1.434	1.949	1.938	2.029	2.402	5161	1.719	1.584	2.008	1.989	2.054	2.427
4721	1.649	1.427	1.957	1.947	2.037	2.403	5171	1.732	1.624	2.016	1.997	2.062	2.428
4731	1.637	1.421	1.95	1.939	2.029	2.403	5181	1.719	1.624	2.008	1.988	2.053	2.428
4741	1.632	1.423	1.948	1.936	2.025	2.404	5191	1.714	1.617	2.006	1.985	2.049	2.429
4751	1.63	1.428	1.947	1.935	2.024	2.405	5201	1.734	1.611	2.018	1.999	2.062	2.429
4761	1.625	1.432	1.944	1.931	2.02	2.405	5211	1.745	1.604	2.025	2.005	2.068	2.43
4771	1.64	1.436	1.953	1.941	2.029	2.406	5221	1.752	1.6	2.029	2.01	2.071	2.43
4781	1.635	1.453	1.95	1.938	2.026	2.406	5231	1.756	1.596	2.032	2.013	2.073	2.431
4791	1.628	1.471	1.946	1.933	2.02	2.407	5241	1.743	1.593	2.024	2.004	2.064	2.431
4801	1.616	1.49	1.939	1.925	2.011	2.407	5251	1.728	1.589	2.016	1.994	2.053	2.432
4811	1.598	1.509	1.929	1.912	1.999	2.408	5261	1.725	1.603	2.014	1.991	2.05	2.432
4821	1.596	1.489	1.928	1.911	1.996	2.408	5271	1.738	1.62	2.022	2	2.058	2.433
4831	1.586	1.463	1.922	1.904	1.989	2.409	5281	1.755	1.637	2.032	2.011	2.068	2.433
4841	1.587	1.438	1.923	1.904	1.989	2.409	5291	1.755	1.654	2.032	2.011	2.068	2.434
4851	1.588	1.412	1.924	1.905	1.989	2.41	5301	1.757	1.663	2.033	2.012	2.068	2.434
4861	1.578	1.389	1.918	1.898	1.981	2.41	5311	1.766	1.672	2.039	2.017	2.073	2.435

DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG	DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG
[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
5321	1.767	1.68	2.04	2.018	2.073	2.435	5771	1.572	1.637	1.865	1.887	1.93	2.45
5331	1.709	1.702	1.959	1.98	2.034	2.436	5781	1.576	1.64	1.867	1.889	1.932	2.45
5341	1.693	1.702	1.941	1.969	2.022	2.436	5791	1.579	1.643	1.87	1.892	1.935	2.45
5351	1.686	1.697	1.936	1.964	2.017	2.436	5801	1.583	1.645	1.872	1.895	1.938	2.45
5361	1.678	1.692	1.931	1.958	2.011	2.437	5811	1.587	1.648	1.875	1.898	1.941	2.451
5371	1.671	1.688	1.926	1.953	2.005	2.437	5821	1.586	1.649	1.874	1.897	1.941	2.451
5381	1.664	1.683	1.922	1.949	2	2.438	5831	1.586	1.65	1.874	1.897	1.941	2.451
5391	1.657	1.678	1.917	1.944	1.995	2.438	5841	1.59	1.651	1.877	1.9	1.944	2.451
5401	1.649	1.673	1.912	1.939	1.989	2.439	5851	1.594	1.652	1.88	1.903	1.947	2.452
5411	1.639	1.668	1.906	1.932	1.982	2.439	5861	1.598	1.654	1.883	1.906	1.95	2.452
5421	1.629	1.634	1.899	1.925	1.974	2.439	5871	1.602	1.657	1.886	1.909	1.953	2.452
5431	1.619	1.595	1.893	1.918	1.967	2.44	5881	1.607	1.66	1.889	1.912	1.956	2.452
5441	1.587	1.556	1.872	1.897	1.945	2.44	5891	1.611	1.663	1.892	1.915	1.96	2.453
5451	1.453	1.518	1.782	1.807	1.855	2.44	5901	1.615	1.663	1.894	1.917	1.962	2.453
5461	1.43	1.513	1.767	1.792	1.839	2.441	5911	1.608	1.663	1.89	1.913	1.958	2.453
5471	1.43	1.515	1.767	1.791	1.838	2.441	5921	1.61	1.663	1.891	1.914	1.959	2.454
5481	1.43	1.516	1.767	1.791	1.838	2.441	5931	1.613	1.663	1.894	1.917	1.962	2.454
5491	1.43	1.518	1.767	1.791	1.837	2.441	5941	1.617	1.657	1.896	1.919	1.964	2.454
5501	1.43	1.519	1.767	1.791	1.837	2.442	5951	1.613	1.65	1.893	1.917	1.962	2.454
5511	1.43	1.52	1.767	1.791	1.836	2.442	5961	1.598	1.643	1.883	1.907	1.953	2.455
5521	1.43	1.522	1.768	1.791	1.836	2.443	5971	1.583	1.636	1.874	1.897	1.943	2.455
5531	1.43	1.523	1.768	1.791	1.835	2.443	5981	1.578	1.635	1.871	1.894	1.94	2.455
5541	1.43	1.523	1.768	1.791	1.835	2.443	5991	1.579	1.635	1.871	1.895	1.941	2.456
5551	1.43	1.524	1.768	1.791	1.835	2.444	6001	1.58	1.634	1.872	1.896	1.942	2.456
5561	1.43	1.524	1.768	1.791	1.835	2.444	6011	1.531	1.42	1.899	1.863	1.909	2.456
5571	1.43	1.524	1.768	1.791	1.835	2.444	6021	1.525	1.39	1.905	1.859	1.905	2.456
5581	1.435	1.533	1.772	1.795	1.839	2.445	6031	1.524	1.399	1.905	1.859	1.905	2.457
5591	1.465	1.544	1.792	1.814	1.858	2.445	6041	1.522	1.407	1.904	1.858	1.904	2.457
5601	1.478	1.554	1.8	1.823	1.867	2.445	6051	1.519	1.416	1.903	1.856	1.903	2.457
5611	1.483	1.565	1.804	1.827	1.87	2.445	6061	1.513	1.404	1.899	1.852	1.899	2.458
5621	1.491	1.571	1.809	1.832	1.876	2.446	6071	1.509	1.388	1.896	1.849	1.897	2.458
5631	1.497	1.576	1.813	1.836	1.88	2.446	6081	1.51	1.373	1.897	1.851	1.898	2.459
5641	1.502	1.581	1.817	1.839	1.883	2.446	6091	1.516	1.357	1.901	1.855	1.903	2.459
5651	1.508	1.587	1.821	1.843	1.887	2.447	6101	1.525	1.382	1.906	1.861	1.909	2.459
5661	1.514	1.591	1.825	1.847	1.891	2.447	6111	1.523	1.413	1.906	1.861	1.909	2.46
5671	1.519	1.595	1.828	1.851	1.894	2.447	6121	1.527	1.445	1.908	1.863	1.912	2.46
5681	1.526	1.6	1.833	1.855	1.898	2.447	6131	1.527	1.477	1.908	1.864	1.913	2.46
5691	1.53	1.604	1.836	1.858	1.901	2.448	6141	1.53	1.474	1.91	1.866	1.915	2.461
5701	1.532	1.607	1.837	1.859	1.902	2.448	6151	1.55	1.465	1.922	1.88	1.929	2.461
5711	1.536	1.611	1.84	1.862	1.905	2.448	6161	1.557	1.457	1.926	1.885	1.935	2.461
5721	1.542	1.615	1.844	1.866	1.909	2.448	6171	1.556	1.448	1.926	1.884	1.935	2.461
5731	1.547	1.618	1.848	1.87	1.913	2.448	6181	1.525	1.424	1.908	1.864	1.915	2.461
5741	1.553	1.623	1.852	1.874	1.917	2.449	6191	1.506	1.397	1.897	1.852	1.903	2.462
5751	1.561	1.628	1.857	1.879	1.922	2.449	6201	1.491	1.37	1.888	1.842	1.894	2.462
5761	1.567	1.632	1.861	1.883	1.926	2.449	6211	1.487	1.344	1.886	1.839	1.892	2.462

DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG	DEPTH	GP. poro	GP. colapso	GP. fractura	Goh	GoH	OBG
[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
6221	1.487	1.338	1.885	1.84	1.893	2.463	6671	1.49	1.347	1.893	1.854	1.923	2.477
6231	1.489	1.336	1.887	1.841	1.895	2.463	6681	1.493	1.343	1.895	1.856	1.924	2.477
6241	1.486	1.334	1.885	1.84	1.894	2.463	6691	1.494	1.338	1.896	1.857	1.925	2.478
6251	1.484	1.332	1.884	1.839	1.893	2.463	6701	1.5	1.341	1.899	1.861	1.929	2.478
6261	1.482	1.329	1.883	1.838	1.893	2.464	6711	1.504	1.346	1.902	1.864	1.932	2.478
6271	1.478	1.325	1.881	1.835	1.891	2.464	6721	1.508	1.351	1.905	1.867	1.935	2.478
6281	1.475	1.32	1.879	1.834	1.89	2.465	6731	1.506	1.355	1.904	1.866	1.933	2.479
6291	1.478	1.316	1.881	1.836	1.893	2.465	6741	1.506	1.369	1.903	1.865	1.933	2.479
6301	1.478	1.321	1.881	1.837	1.894	2.465	6751	1.505	1.385	1.903	1.865	1.932	2.479
6311	1.481	1.326	1.883	1.839	1.897	2.466	6761	1.511	1.401	1.907	1.869	1.936	2.48
6321	1.478	1.332	1.882	1.838	1.896	2.466	6771	1.513	1.416	1.908	1.87	1.937	2.48
6331	1.481	1.338	1.884	1.84	1.899	2.466	6781	1.516	1.417	1.91	1.872	1.94	2.48
6341	1.478	1.343	1.882	1.838	1.898	2.467	6791	1.515	1.415	1.91	1.872	1.939	2.481
6351	1.474	1.347	1.879	1.836	1.896	2.467	6801	1.515	1.413	1.91	1.872	1.939	2.481
6361	1.478	1.352	1.882	1.839	1.9	2.467	6811	1.515	1.41	1.91	1.872	1.938	2.481
6371	1.488	1.356	1.888	1.846	1.907	2.468	6821	1.517	1.436	1.911	1.873	1.94	2.482
6381	1.496	1.364	1.893	1.852	1.914	2.468	6831	1.526	1.466	1.917	1.879	1.946	2.482
6391	1.501	1.373	1.896	1.856	1.918	2.468	6841	1.53	1.496	1.919	1.882	1.948	2.482
6401	1.507	1.381	1.9	1.86	1.923	2.469	6851	1.529	1.526	1.919	1.881	1.948	2.483
6411	1.519	1.39	1.907	1.868	1.932	2.469	6861	1.521	1.53	1.914	1.876	1.942	2.483
6421	1.531	1.4	1.914	1.877	1.941	2.469	6871	1.514	1.53	1.91	1.871	1.937	2.483
6431	1.534	1.411	1.916	1.879	1.944	2.47	6881	1.516	1.53	1.911	1.873	1.939	2.484
6441	1.534	1.422	1.916	1.88	1.944	2.47	6891	1.514	1.53	1.91	1.872	1.938	2.484
6451	1.53	1.433	1.914	1.877	1.943	2.47	6901	1.523	1.523	1.915	1.877	1.943	2.484
6461	1.529	1.422	1.914	1.877	1.943	2.471	6911	1.523	1.523	1.915	1.877	1.943	2.484
6471	1.524	1.408	1.911	1.874	1.94	2.471							
6481	1.519	1.393	1.908	1.871	1.938	2.471							
6491	1.526	1.379	1.912	1.876	1.943	2.472							
6501	1.526	1.392	1.913	1.877	1.944	2.472							
6511	1.534	1.41	1.917	1.882	1.949	2.472							
6521	1.533	1.428	1.917	1.882	1.949	2.473							
6531	1.534	1.446	1.917	1.882	1.95	2.473							
6541	1.526	1.44	1.913	1.877	1.945	2.473							
6551	1.52	1.429	1.909	1.873	1.941	2.474							
6561	1.516	1.419	1.907	1.87	1.938	2.474							
6571	1.521	1.408	1.91	1.874	1.942	2.474							
6581	1.517	1.409	1.908	1.871	1.939	2.475							
6591	1.517	1.411	1.908	1.871	1.939	2.475							
6601	1.52	1.414	1.91	1.874	1.941	2.475							
6611	1.522	1.416	1.911	1.875	1.942	2.475							
6621	1.513	1.403	1.906	1.869	1.936	2.476							
6631	1.498	1.388	1.898	1.859	1.927	2.476							
6641	1.49	1.373	1.893	1.854	1.922	2.476							
6651	1.49	1.358	1.893	1.854	1.922	2.476							
6661	1.491	1.352	1.894	1.855	1.923	2.477							

## Referencias.

1. Lona S, J.F. "Informe Final Geológico del Pozo Navegante 1", PEP-AECST, 2013.
2. Terzaghi K. and Peck R.B. "Soil Mechanics in Engineering Practice", John Wiley and Sons, New York, 1948.
3. ATHY, L.F. "Density, porosity and compactation of sedimentary rocks". *Amer. Assoc. Petrol. Geol.* v. 14, pp. 1-24, 1930.
4. Hottmann and Johnson, "Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties", JPT, 1965.
5. Wyllie, M. R. J., A. R. Gregory, and G. H. F. Gardner, 1958 "An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media, Geophysics, 1958.
6. Walsh, J.B. "The Effect of Crack on the Compressibility of Rock" *Journal of Geophysical Research*, 1965.
7. Hottman, C. E., y Johnson, R. K., "Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties", *Journal of Petroleum Technology*, 1965.
8. Foster, J.B. and H.E. Whalen. "Estimation of Formation Pressures from Electric Surveys-Offshore Louisiana" *Journal of Petroleum Technology*, (2/66), 165-171.
9. Eaton, Ben A. "Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide". *World Oil* (7/76), pp 100-104.
10. Atashbari V. and Tingay M.. "Pore Pressure Prediction in Carbonate Reservoirs", SPE 150835, 2012.
11. Zimmerman, R.W. "Compressibility of Sandstones", Elsevier Science Publishers B.V., 1991.
12. VanGolf-Ragth, T.D. "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering", *Developments in Petroleum Science*, 1982.
13. Bourgoyne Jr, A.T. and Young, F.S. "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series, Vol 2, 1984.
14. Hubbert, M. and Willis, D.G. "Mechanics of Hydraulic Fracturing", AIME, 1965.
15. Matthews, W. R., and Kelly, J. "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient", *The Oil and Gas Journal*, 1967.
16. Eaton, B. A., "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", *Journal of Petroleum Technology*, 1969.
17. Stephen R.D. "Prediction of Fracture Pressures for Wildcat Wells", SPE 9254, 1982.
18. Erling, F., Rune, M., Her, H, Arne, M. and Ramus, R. "Petroleum Related Rock Mechanics", Elsevier, Holanda, 1992.
19. Pemex Exploración y Producción, "Guía para la Aplicación de la Geomecánica en el Diseño de la Perforación de Pozos", 2006.
20. Pemex Exploración y Producción, "Manual de Procedimientos para las Pruebas de Goteo", Gerencia de Perforación y Reparación de Pozos, 2011.

21. Wang, H., Sweatman, R., and Deeg, W. "The difference between fracture gradient and wellbore pressure containment and effect on drilling beyond natural pressure limit", National Technology Conference, 2003.
22. Anderson, E.M., "The Dynamics of Faulting and Dyke Formation", Ed. Oliver and Boyd, 1951.
23. Pemex, UPMP, "Guia para la Prediccion de Geopresiones", 2006.
24. McLeand, M.R. and Addis, M.A, "Wellbore Stability: The Effect of Strength Criteria on Mud Weight Recommendations", SPE 20405, 1990.
25. Ewy, R.T. "Wellbore-Stability Predictions by Use of a Modified Lade Criterion", SPE 56862, 1999.
26. Borivoje Pasic, Nediljka Gaurina, Davorin Matanovic. "Wellbore Insestability: Causes and Consequences", University of Zagred, 2007.
27. Bradley, W.B., 1979: *Failure of Inclined Boreholes* J. of Energy Resources Tech., Trans., ASME, p. 232-239.
28. Zhou, S. and Sandiford, M. "On the Mechanical Stability of Inclined Wellbores". University of Adelaide.
29. Wylliw, M.R., Gregory, A.R., Gardner, W. Geophysics 21(1), pp 41-70, 1956.
30. Raymer, L. L., Hunt, E. R., and Gardner, J. S., 1980, An improved sonic transit time to porosity transform: SPWLA 21st Annual Logging Symposium.
31. VanGolf-Rangth, T.D. "Experimental Determination of the Biot Elastic Constant: Application in Formation Evaluation (Sonic Porosity, Rock Strength Earth Stress and Sanding Predictions)", SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 1988.
32. LAL, M., "Shale stability: Drilling fluid interaction and shale strength". SPE 54356, 1999.
33. Bermer, E. and Vincke, O., Longuemare, P., "Geomechanical log deduce from porosity and mineralogical content", Oil and Gas Science and Technology, 2004.
34. Zobak, M.D., Reservoir Geomechanics", Cambridge University Press, 2007.
35. Militzer, H. Stoll, R. "Einige Beitrageder Geophysics Zur primadatenerfassung im Bergbau", Neue Berbaugtechnik, 1973.
36. Golubev, A.A., Rabinovich., "Resultary Primeneia Appartury Akusticeskogo karotasa dlja predeleina proconstych svoistv gornych porod na mestorosdinnach tverdych isjopaemych", Prikl. Geofiz, 1976.
37. Chang, C., Zoback, M.D. and Khaksar, A. "Rock strength and physical property measurements in sedimentary rocks", SRB Annual Report, Vol. 96, 2004.
38. Barker, J.W., Feland, K.W. Tsao, Y-H, "Drilling Long Salt Sections Along the U.S. Gulf Coast", SPE 24605, Exxon.