

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **CARACTERIZACION GEOMECANICA DEL YACIMIENTO EOCENO FRAC B2-X-68, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS EN LA UNIDAD DE PRODUCCION LAGUNILLAS LAGO, LAGO NORTE, ESTADO ZULIA**

Trabajo Especial de Grado presentado ante la  
Ilustre Universidad Central de Venezuela  
por los Bachilleres:  
Ricardo José Guacuto  
Yorman Oscar Azocar Ibarra  
para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017



# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **CARACTERIZACION GEOMECANICA DEL YACIMIENTO EOCENO FRAC B2-X-68, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS EN LA UNIDAD DE PRODUCCION LAGUNILLAS LAGO, LAGO NORTE, ESTADO ZULIA**

Tutor académico: Prof. Miguel Castillejo

Tutor industrial: Ing. Jorge Barrios

Trabajo Especial de Grado presentado ante la  
Ilustre Universidad Central de Venezuela  
por los Bachilleres:  
Ricardo José Guacuto  
Yorman Oscar Azocar Ibarra  
para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

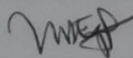
Caracas, 2017



Los abajo firmantes del jurado designado por el Consejo de Escuela de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Ricardo José Guacuto y Yorman Oscar Azocar Ibarra, titulado

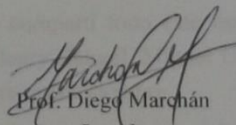
CARACTERIZACION GEOMECANICA DEL YACIMIENTO  
EOCENO FRAC B2-X-68, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS EN LA  
UNIDAD DE PRODUCCION LAGUNILLAS LAGO, LAGO NORTE,  
ESTADO ZULIA

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique hacerse solidarios con las ideas expuestas por los Autores, lo declaran **APROBADO**.



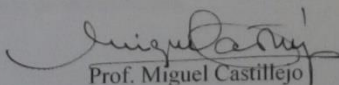
Prof. Miguel Expósito

**Jurado**



Prof. Diego Marchán

**Jurado**



Prof. Miguel Castillejo

**Tutor Académico**



## **DEDICATORIA**

### **Ricardo José Guacuto**

A mis padres Yaneth Guacuto e Ismael Salas

A mis abuelos Andrés, Lila.

A mis hermanos, Mervins, Yamerlys, Kesnert, Stephanie.

A Richard Alexander Apolinar Mora por todo el apoyo dado.

A mi cuñado José Rafael Arvelaez Castillo por todo el apoyo incondicional.

### **Yorman Oscar Azocar**

A mi Dios Todopoderoso por haberme dado salud y sabiduría en la persecución de mis estudios y hacer realidad un sueño anhelado en el fondo de mi corazón ser un profesional

A mi madre Atris Ibarra por no desampararme y brindarme en todo momento su cariño, apoyo comprensión

A mis pequeñas hermanas, Milagro y Diniosca, gracias por ser fuente de inspiración

A Edwuyñ Aranguren por ser un apoyo incondicional en el transcurso de mi carrera universitaria.

A todos mis compañeros de estudio con los cuales compartí todo este tiempo, en especial a mi compañero de tesis Ricardo Guacuto, Henry Rangel, Miguel Uzcátegui y Carmelo Lezama, amigos incondicionales que recordare por siempre

A todos mis familiares, amigos y compañeros quienes sus nombres no cito, pero los llevo en mi mente y corazón

De ustedes mi triunfo, mía la satisfacción.





## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios

A nuestras familias

A Venezuela

Al profesor y amigo Miguel Castillejo Cans, muchas gracias por todo el apoyo brindado en todo momento

Al profesor y amigo Miguel Expósito, muchas gracias por todo el apoyo brindado en todo momento

Al profesor Jorge Barrios por la ayuda prestada

A Diego Alexander Marchán Marchán por recomendaciones y ayuda en momentos de dificultades

A la Universidad Central de Venezuela por aceptarnos, y abrirnos sus puertas para formarnos como profesional y ser la casa que vence las sombras. También a PDVSA Occidente por darnos la oportunidad de desarrollar este maravilloso trabajo

Y para finalizar, nuestro agradecimiento también va dirigido a nuestros amigos y a todos los que fueron nuestros compañeros de clases durante todos los niveles de la universidad

**Ricardo José Guacuto & Yorman Oscar Azócar**



**Ricardo José Guacuto & Yorman Oscar Azócar Ibarra**  
**CARACTERIZACION GEOMECANICA DEL YACIMIENTO**  
**EOCENO FRAC B2-X-68, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS**  
**EN LA UNIDAD DE PRODUCCION LAGUNILLAS LAGO,**  
**LAGO NORTE, ESTADO ZULIA**

**Tutor Académico: Prof. Miguel Castillejo**

**Tutor Industrial PDVSA: Ing. Jorge Barrios**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.**

**Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2017, 276 p.**

**Palabras Clave:** Yacimiento natural fracturado, Geomecánica, Yacimiento Eoceno, Presión de poros, Geopresiones.

## **RESUMEN**

La investigación se llevó a cabo con la finalidad de generar el modelo geomecánico del Yacimiento B2-X-68 perteneciente al campo Eoceno Frac, que permita la optimización de fracturas a realizar, ya que los resultados obtenidos por las fracturas antes practicadas en su mayoría no resultaron efectivas y se obtuvieron pérdidas significativas de tiempo y dinero. La metodología del estudio consistió en determinar inicialmente los valores de las características elásticas y mecánicas de las rocas mediante ensayos geomecánicos de laboratorio practicados a tapones pertenecientes a núcleos de los pozos LL-2899,LL-3577,LL-2925,LL-2935; posteriormente se determinaron los gradientes de sobrecarga y presión de poro generándose un modelo de geopresiones representativo y ajustado con los valores de los ensayos geomecánicos de laboratorio, identificando dirección de esfuerzos y el campo de esfuerzos, magnitud del máximo, mínimo y vertical. Generando finalmente las envolventes de fallas creando así el modelo geomecánico para el yacimiento B2-X-68. Con los resultados obtenidos se formularon comparaciones entre las ventanas operacionales de perforación más atractivas. Finalmente se determinaron las variables inmersas a tomar en cuenta para la optimización de fractura las cuales son: La presión necesaria para fracturar la formación, la dirección indicada que debe tener la estimulación, las características que debe poseer el fluido de fractura y por último la resistencia asociada a los esfuerzos in situ que debe tener el apuntalante a utilizar. Se recomienda para complementar este

estudio una mejora del set de registros que permitan optimizar el estudio geomecánico tales como (Caliper de 4 brazos, sónicos dipolares, registro de imágenes, sónicos de corte), así como el desarrollo de la sísmica del yacimiento, para estudiar la posibilidad de llevar este modelo geomecánico a un ámbito 3D.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA .....	vii
AGRADECIMIENTOS .....	ix
RESUMEN.....	xi
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xviii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xxiii
SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.....	xxv
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I EL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	1
1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION .....	1
1.2.1. Internacionales.....	2
1.2.2. Nacionales .....	4
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION .....	6
1.3.1. Objetivo General.....	6
1.3.2. Objetivos Específicos .....	6
1.4. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION .....	6
1.5. LIMITACIONES.....	6
<b>CAPITULO II MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>7</b>
2.1. Geomecánica.....	7
2.2. Modelo Geomecánico.....	7
2.3. Propiedades mecánicas de la roca.....	8
2.3.1. Resistencia a la compresión.....	8
2.3.2. Resistencia a la tensión.....	8
2.3.3. Resistencia al corte o cizalla.....	8
2.3.4. Resistencia a la tracción .....	8
2.4. Módulos elástico estáticos y dinámicos.....	8
2.5. Propiedades elásticas de la roca.....	9
2.5.1. Módulo de Young.....	9
2.5.2. Módulo de Corte.....	9
2.5.3. Relación de Poisson.....	10

2.6.	Cohesión .....	10
2.7.	Angulo de fricción interna.....	10
2.8.	Coeficiente de fricción interna.....	11
2.9.	Ensayos Geomecánico .....	11
2.9.1.	Tracción indirecta o ensayo brasilero.....	11
2.9.2.	Compresión uniaxial sin confinamiento .....	12
2.9.3.	Ensayo de compresión triaxial.....	12
2.9.4.	Ensayo de corte directo.....	13
2.10.	Criterios de rotura .....	14
2.10.1	A) Criterio Mohr- Coulomb .....	14
2.10.2.	B) Criterio de Hoek-Brown .....	15
2.11.	Colapso de poros.....	16
2.12.	Registros de pozos .....	16
2.12.1.	Registro gamma ray.....	16
2.12.2.	Registro densidad .....	17
2.12.3.	Registro sísmico .....	17
2.12.4.	Registro de imagen .....	17
2.13.	Campo de esfuerzos dentro de la corteza terrestre .....	19
2.13.1.	Esfuerzo vertical de sobrecarga.....	20
2.13.2.	Esfuerzo horizontal.....	20
2.14.	Régimen tectónico según la magnitud de los esfuerzos ortogonales principales.....	21
2.15.	Presión de formación .....	22
2.16.	Presión de poros.....	23
2.17.	Presión de fractura .....	23
2.18.	Fracturamiento hidráulico.....	23
2.18.1.	Diseño de fracturamiento hidráulico .....	25
2.18.2.	Parámetros que intervienen en el proceso de fracturamiento hidráulico .....	25
2.18.3.	Selección de candidatos.....	27
2.18.4.	Parámetros principales a considerar para la aplicación de un tratamiento de fractura.....	28
2.18.5.	Fluidos de fractura .....	28
2.18.6	Etapas principales del fluido de fractura .....	29
2.18.7.	Tipos de fluido de fractura.....	29
2.18.8.	Agente de soporte .....	32
2.18.9.	Tipos de agente de soporte .....	32
2.18.10.	Geometría de la fractura .....	33

2.18.11. Minifrac	34
2.18.12. Óptimo tratamiento de diseño.....	36
2.19. Enfoque geomecánico del fracturamiento hidráulico .....	40
<b>CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>43</b>
3.1. Área de estudio .....	43
3.2. Nivel de investigación .....	43
3.3. Diseño de investigación.....	44
3.4. Población y muestra.....	45
3.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	46
3.6. Metodología.....	48
3.6.1. Fase I: Ensayos geomecánico .....	48
3.6.2. Fase II: Recopilación y análisis de información.....	52
3.6.3. Fase III: Construcción del modelo geomecánico y aplicaciones.....	53
3.6.5. Fase IV: Análisis de resultados .....	61
<b>CAPITULO IV RESULTADOS Y ANÁLISIS .....</b>	<b>63</b>
4.1. Propiedades mecánicas y elásticas de las formaciones alcanzadas por los pozos a los que se le realizaron ensayos geomecánico.....	63
4.1.1. Ensayo de compresión simple (Uniaxial).....	63
4.1.2. Ensayo brasilero .....	64
4.1.3. Ensayo Triaxial.....	65
4.1.4. Ensayo de corte.....	73
4.1.5. Aplicación de los criterios de roturas .....	78
4.2. Modelo Geomecánico.....	86
4.2.1. Auditoria de información.....	86
4.2.2. Modelo estructural y análisis de evento de perforación .....	88
4.2.3. Modelo estratigráfico.....	98
4.2.4. Esfuerzo de sobrecarga.....	106
4.2.5. Presión de poros .....	109
4.2.6. Resistencia de la roca y propiedades elástica .....	114
4.2.7. Dirección de esfuerzos horizontales .....	115
4.2.8. Magnitud de esfuerzo horizontal mínimo (Shmin).....	115
4.2.9. Magnitud de esfuerzo horizontal máximo (SHmax) .....	118
4.2.10. Análisis de falla .....	121
4.3. Aplicaciones .....	127
4.3.1. Ventana operacional .....	127
4.3.2. Fracturamiento.....	131
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>137</b>

<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>139</b>
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>145</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>151</b>
1. Reportes de compresión uniaxial.....	151
2. Reportes de ensayo brasilero .....	151
3. Reportes de ensayo triaxial.....	151
4. Reportes de ensayo de corte directo .....	151





## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.	Medición experimental del módulo de corte o rigidez.....	10
Figura 2.2.	Ensayo de tracción indirecta (brasileiro).....	11
Figura 2.3.	Ensayo de uniaxial sin confinamiento.....	12
Figura 2.4.	Ensamblaje del ensayo de compresión Triaxial.....	13
Figura 2.5.	Ensayo de corte directo.....	14
Figura 2.6.	Gráfico esfuerzo de corte vs esfuerzo normal (Mohr-Coulomb).....	15
Figura 2.7.	Gráfico de esfuerzo normal vs esfuerzo de corte Hoek-Brown.....	16
Figura 2.8.	Herramienta de registro de imágenes microrresistivas y ultrasónicas.....	18
Figura 2.9.	Escala de colores en un registro de imágenes microrresistivas.....	18
Figura 2.10.	Ejemplo de registros de imágenes microrresistivas y ultrasónicas.....	19
Figura 2.11.	Componentes ortogonales del tensor de esfuerzos en la corteza terrestre.....	20
Figura 2.12.	Clasificación de regímenes tectónicos según la magnitud de los esfuerzos ortogonales principales.....	22
Figura 2.13.	Rangos de valores de gradiente de presión.....	22
Figura 2.14.	Representación gráfica de una fractura hidráulica.....	24
Figura 2.15.	Especificaciones de los apuntalantes utilizados en el fracturamiento.....	33
Figura 2.16.	Representación de la geometría de una fractura.....	34
Figura 2.17.	JD vs Cfd con Número de Propantes $\leq 0,1$ .....	39
Figura 2.18.	JD vs Cfd con Número de Propantes $>0,1$ .....	39
Figura 2.19.	Fractura en régimen normal.....	41
Figura 2.20.	Fractura en régimen transcurrente.....	42
Figura 2.21.	Fractura en régimen transcurrente.....	42
Figura 3.1.	Ubicación del área de estudio.....	43
Figura 3.2.	Metodología utilizada en el trabajo de investigación.....	48
Figura 3.3.	Muestra 1846 en ensayo de compresión uniaxial.....	49
Figura 3.4.	Ensayo triaxial a la muestra 1847.....	50
Figura 3.5.	Muestra 1863-A en ensayo brasileiro.....	51
Figura 3.6.	Procedimiento para el ensayo de corte directo.....	52
Figura 3.7.	Flujo de Trabajo para el Modelo Geomecánico.....	53
Figura 4.1.	Gráficos de esfuerzo vs deformación de las muestras usadas en TRX para los pozos LL-2899 y LL-3577.....	69
Figura 4.2.	Gráficos de esfuerzo vs deformación de las muestras usadas en TRX para los pozos LL-2925 y LL-2935.....	70

Figura 4.3.	Módulo de Young estáticos y dinámico del pozo LL-3577 .....	72
Figura 4.4.	Aplicación del criterio de Mohr Coulomb a la muestra 2179-1- DSH del pozo LL-2925 .....	75
Figura 4.5.	Condiciones de cómo pueden ser realizados los ensayos de corte en el laboratorio.....	76
Figura 4.6.	Etapas realizadas en el ensayo de corte de la muestra 2179-1 del pozo LL-2925 .....	78
Figura 4.7.	Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2899 .....	79
Figura 4.8.	Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-3577 .....	80
Figura 4.9.	Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2925 .....	82
Figura 4.10.	Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2935 .....	82
Figura 4.11.	Criterio de Mohr Coulomb aplicado a muestras del pozo LL-2925....	84
Figura 4.12.	Criterio de Mohr Coulomb aplicado a muestras del pozo LL-2935....	85
Figura 4.13.	Mapa de pozos claves para el estudio geomecánico del yacimiento eoceno frac B2-X-68. ....	87
Figura.4.14.	Mapa geológico de superficie del occidente de Venezuela. En el mapa se localiza las áreas de interés en el estudio correspondientes a B-2-X.79/70 y B2-X-80 y B2-X-68 .....	89
Figura 4.15.	Mapa estructural del yacimiento B2-X-68, donde se encuentra ubicado el pozo LL-3577 .....	90
Figura 4.16.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-005 .....	91
Figura 4.17.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-088. ....	91
Figura 4.18.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-0224 .....	92
Figura 4.19.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1441 .....	92
Figura 4.20.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1452 .....	93
Figura 4.21.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1522. ....	93
Figura 4.22.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1735. ....	94
Figura 4.23.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-2701. ....	94
Figura 4.24.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-2707 .....	95
Figura 4.25.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-2716 .....	95
Figura 4.26.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3358 .....	96
Figura 4.27.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3565 .....	96
Figura 4.28.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3569 .....	97
Figura 4.29.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-4047. ....	97
Figura 4.30.	Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3577 .....	98

Figura 4.31.	Sección esquemática regional de los tres eventos progradacionales más distintivos de la formación Misoa. ....	99
Figura 4.32.	Columna estratigráfica generada para el proyecto Eoceno Frac B2-X-68.....	101
Figura 4.33.	Comportamiento petrográfico de las facies S11.....	102
Figura 4.34.	Nicoles paralelos y cruzados muestra # 1 .....	103
Figura 4.35.	Nicoles paralelos y cruzados muestra # 2 .....	104
Figura 4.36.	Nicoles paralelos y cruzados muestra # 3 .....	104
Figura 4.37.	Nicoles paralelos y cruzados muestra # 4 .....	105
Figura 4.38.	Nicoles paralelos y cruzados muestra # 5 .....	105
Figura 4.39.	Representación grafica de porosidad vs % de cuarzo del pozo LL-3577 .....	106
Figura 4.40.	Registros sintéticos RHOB a partir de la ecuación calibrada a la Cuenca del Lago De Maracaibo (pozo LL-3577).....	108
Figura 4.41.	Gradiente de sobrecarga (pozo LL-3577). ....	109
Figura 4.42.	Tendencia de declinación de presión.....	110
Figura 4.43.	RFT del Pozo LL-3956.....	111
Figura 4.44.	Discretización de Formaciones (pozo LL-3577).....	112
Figura 4.44.1	Identificación de zonas de presiones anormales (pozo LL-3577).....	113
Figura 4.45.	Identificación de zonas de presiones anormales comparado con el perfil de presión de poros final,( pozo LL-3577) .....	114
Figura 4.46.	Registro de imagen pozo LL-4047 (Breakouts 120° SE-NO).....	115
Figura 4.47.	Esfuerzo horizontal minimo (Shmin) .....	118
Figura 4.48.	Esfuerzo horizontal maximo (Shmax).....	120
Figura 4.49.	Régimen de esfuerzos actuantes en el campo.....	121
Figura 4.50.	Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-3577 .....	122
Figura 4.51.	Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2899 .....	123
Figura 4.52.	Presion de colapso .....	124
Figura 4.53.	Presion de fractura.....	125
Figura 4.54.	Shmin, Pf, Pp, Pc calculados para el pozo LL-3577 .....	126
Figura 4.55.	Ventana operacional 1 .....	128
Figura 4.56.	Ventana operacional 2 .....	130
Figura 4.57.	Litología y propiedades estimadas .....	133
Figura 4.58.	Agentes apuntalantes .....	133
Figura 4.59.	Perfil de fractura .....	134
Figura 4.60.	Resumen de los parametros de simulación.....	135

Figura 4.61 fracturas naturales orientadas paleomagneticamente del pozo LL-3577..... 136



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.	Parámetros de diseño de fractura.....	28
Tabla 3.1.	Población y muestra en estudio .....	45
Tabla 3.2.	Equipos utilizados en el trabajo de investigación .....	47
Tabla 4.1.	Resistencia a la compresión de las muestras del pozo LL-2899 .....	63
Tabla 4.2.	Resistencia a la compresión de las muestras del pozo LL-3577 .....	63
Tabla 4.3.	Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo LL-2899 .....	64
Tabla 4.4.	Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo LL-3577 .....	65
Tabla 4.5.	Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-2899 .....	66
Tabla 4.6.	Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-3577.....	66
Tabla 4.7.	Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-2925.....	67
Tabla 4.8.	Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-2935 .....	68
Tabla 4.9.	Módulos de Young estáticos y dinámicos del pozo LL-3577 .....	71
Tabla 4.10.	Ensayo de corte directo-Rigidez Normal Constante (CNS) de las muestras del pozo LL-2925 .....	73
Tabla 4.11.	Ensayo de corte directo-Rigidez Normal Constante (CNS) de las muestras del pozo LL-2935 .....	73
Tabla 4.12.	Comparación de resultados obtenidos de los pozos LL-2899 y LL-3577 a partir del criterio de Hoek-Brown .....	80
Tabla 4.13.	Clasificación del tipo de roca según el Modulo de Young y Relación de Poisson.....	81
Tabla 4.14.	Comparación de los resultados obtenidos de los pozos LL-2925 y LL-2935 a partir del criterio de Hoek-Brown .....	83
Tabla 4.15.	Comparación de resultados obtenidos de los pozos LL-2925, LL-2935 con el criterio de Morh-Coulomb a partir del ensayo de corte .....	85
Tabla 4.16.	Muestras del Pozo LL-3577 .....	103





## SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

### Símbolos griegos

$\tau$ :	Esfuerzo de corte
$\sigma_1 = \sigma_a = S_a$ :	Esfuerzo axial
$\sigma_n$ :	Esfuerzo normal
$\sigma_3$ :	Presión de confinamiento
$\sigma_d = S_d$ :	Esfuerzo desviador
$\Phi$ :	Ángulo de fricción
$\nu$ :	Coficiente o módulo de Poisson
$\varepsilon$	Deformación

### Símbolos castellanos

c	Cohesión
E	Módulo de Young o de elasticidad



## Abreviaturas

API:	Instituto Americano de Petróleo
ASTM:	Sociedad Americana de Ensayos y Materiales
BRA:	Ensayo brasilero o tracción indirecta
DSH:	Resistencia al corte directo
ISRM	Sociedad internacional para mecánica de roca
PDVSA:	Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima
SPE:	Sociedad de Ingenieros de Petróleo
SPEC.:	Especificación
TRX	Ensayo triaxial
UCS:	Compresión uniaxial sin confinamiento
RC = Co	Resistencia a la compresión
PC	Presión de confinamiento

## Unidades

Pa:	Pascales
M:	Mega
psi:	Libras por pulgadas cuadradas según sus siglas en inglés
lbf:	Libra fuerza
ft:	Pie
lb:	Libra
mD:	Milidarcy
g:	Gramo
Tnf	Toneladas fuerza



## INTRODUCCIÓN

El área del Eoceno-Frac, corresponde a una extensión del subsuelo de aproximadamente 230 km<sup>2</sup> ubicada al Noreste del Lago de Maracaibo en el área de Lagunillas, en donde se han definido los Miembros informales B-2-X y B-3-X como principales arenas productoras de hidrocarburos de la Formación Misoa de Edad Eoceno, clasificando el yacimiento B2-X-68 como el primero en reservas a nivel de campo y como el segundo a nivel occidental.

El yacimiento B2-X-68 posee un crudo de 24°API, los trabajos comenzaron en el año 1927 perforando el primer pozo LL-005 como el descubridor del área, este yacimiento posee una consolidación importante la cual agrava el problema de poca fluidez de hidrocarburo a las intermediaciones del pozo, el fracturamiento hidráulico ha sido tradicionalmente el procedimiento para incrementar el recobro de petróleo.

Posee actualmente cuarenta y nueve (49) pozos, de los cuales se encuentran en diferentes estados siendo activos dieciséis (16), inactivos seis (6), abandonados siete (7), tres (3) esperando abandono y finalmente diecisiete (17) esperando trabajos de reacondicionamiento para la fecha de 13 de enero de 2013, el principal problema que afecta la producción de dichos pozos es la poca movilidad.

La necesidad de emprender un estudio Geomecánico enfocado a optimizar los diseños de fracturas surge por los comportamientos fallidos de las mismas, con este nuevo estudio se pretende analizar y proporcionar una estrategia adecuada para un fracturamiento hidráulico eficiente debido a que se tiene una nueva localización con miras a convertirse en un nuevo pozo, este estudio a su vez brindaría una ventana óptima operacional para la perforación y satisface la necesidad de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimiento (EIIYY) de rescatar el yacimiento y extraer de forma efectiva el crudo presente.



# **CAPITULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El yacimiento B2-X-68 ubicado al Noreste del Lago de Maracaibo en el área de Lagunillas, presenta bajo nivel de producción y recobro debido a las características petrofísicas de la roca (baja porosidad 15% y permeabilidad de 4 md a 6 md).

Al generar un estudio Geomecánico se busca alcanzar un bajo índice de incertidumbre al momento de realizar un diseño de fractura hidráulica para incrementar y mantener la producción, así como generar una ventana segura de perforación.

### **1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION**

Los proyectos de desarrollo de campos petrolíferos son en la actualidad técnicamente y económicamente desafiantes para la industria del petróleo, y debido a esto, recientemente ha surgido un nuevo enfoque hacia áreas como la geomecánica para optimizar el entendimiento de los yacimientos, en relación a la deformación de las rocas al inducir una perturbación en la corteza terrestre. La geomecánica relaciona el cambio de los esfuerzos con la presión de poro, y ésta directamente afecta las propiedades petrofísicas y pronostica fallas en las rocas.

Por esta razón, han surgido ecuaciones y métodos que determinan la variación de estos parámetros, los cuales son importantes en los cálculos de los diseños de proyectos en la ingeniería de petróleo, como son la perforación, estrategias de explotación, simulación optima de yacimientos, control de arenas y la estimulación de pozos mediante el correcto entendimiento de la orientación de las fracturas inducidas y la presión, para poder originar una fractura óptima en condiciones de permeabilidad secundaria y longitud de la fractura.

Por lo tanto, debido a la importancia de estas aplicaciones geomecánicas en la ingeniería de petróleo es necesario tener los datos de entrada para poder realizar los cálculos, que permitan optimizar los diseños de ingeniería en las distintas áreas en que tiene aplicación esta ciencia.

### **1.2.1. Internacionales**

Jordan Schofield (2014) en Reino Unido, en su trabajo de grado titulado “Optimización de la estimulación de la fractura hidráulica en el desarrollo del campo”. Estudio y analizo algunas de las técnicas existentes y propuestas de estimulación de fractura hidráulica. Patrones geométricos de pozos y fracturas donde se muestra que tiene el mayor efecto. Realizo una simulación numérica la cual indico que la interferencia de esfuerzos entre las fracturas en el mismo pozo y en los pozos adyacentes se puede utilizar para optimizar la producción. Simulados mapas microsísmicos mostraron que el aumento del número de fracturas en una longitud de pozo puede dar lugar a ineficiencias de re-estimular la roca previamente estimulada. Operacionalmente, al colocar más fracturas dentro del mismo espacio puede conducir a la incapacidad de propagar fracturas, este problema ha impulsado el diseño de técnicas de secuenciación de la fractura. La investigación mostró poca diferencia entre la alternativa, la cremallera, y las técnicas de fracturación simultánea. Sin embargo, el método de cremallera modificado parecía tener algún beneficio en el pozo muy cercano y el espaciamiento de fractura, y se comportan de manera diferente en el pozo y en el espacio de la fractura. La cremallera modificada creó la mayor región de interferencia de esfuerzos de tracción entre las puntas de fractura (en el pozo cercano y el espaciamiento de fractura), dando lugar a un aumento del volumen estimulado. Demostró que el número de fracturas dentro de una distancia fija del pozo no es directamente proporcional a la producción. En la práctica, los tratamientos más frecuentes implican patrones geométricos para el espaciamiento de pozos y fracturas, completando luego los pozos con fractura de cremallera. En el futuro, si los embalses deben ser explotados a su máximo potencial, los datos de los registros de pozos deberían usarse para decidir el espaciamiento de las fracturas en lugar de patrones geométricos.

Hernández, Bladimir (2013) en México, en su trabajo de grado titulado “Metodología para la elaboración de un modelo geomecánico y de estabilidad de pozos, con información de propiedades elásticas y de resistencia de roca, obtenida de núcleos”. En este trabajo se presenta la metodología para realizar el modelo Geomecánico y la estabilidad de pozos para formaciones del periodo terciario, empleando para el cálculo de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, correlaciones empíricas determinadas a partir de la información de los núcleos cortados en el pozo H-1. Esta metodología y correlaciones empíricas fueron validadas con la elaboración del modelo geomecánico y de estabilidad, de otro pozo perforado a 1.72 km del pozo H-1. Las correlaciones empíricas obtenidas con información de núcleos del pozo H-1



y validadas en el pozo H-101, nos proporcionan una herramienta importante para la obtención de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, que nos va a permitir elaborar el modelo geomecánico y de estabilidad de pozo más confiable y así programar las densidades del lodo de perforación que nos permitan optimizar los tiempos y costos de perforación de los pozos perforados en el área, haciendo más rentable los proyectos de inversión.

El modelo geomecánico que se desarrolló en esta investigación es un proceso de diez (10) etapas, donde la: Etapa 1: Auditoria de los datos y análisis de resultados; Etapa 2: Modelo estructural y evento de perforación; Etapa 3: Mecánica estratigráfica; Etapa 4: Sobrecarga; Etapa 5: Presión de poro; Etapa 6: Propiedades elásticas-resistencia de la roca-criterios de falla; Etapa 7: Determinación de dirección de esfuerzos; Etapa 8: Esfuerzo mínimo horizontal; Etapa 9: Esfuerzo máximo horizontal; Etapa 10: Análisis de estabilidad del pozo, este modelo funciona como guía para la construcción del modelo geomecánico que se realizara en el yacimiento B2-X-68.

Antoine Marc Marie Montaut (2012) en Estados Unidos, en su trabajo de grado titulado “Detección y cuantificación de las propiedades físicas de la roca para la fractura hidráulica mejorada en las lutitas con hidrocarburo”. Cuantificó las propiedades de la estructura de las rocas considerando las lutitas hidrocarbonadas que afectan las propiedades elásticas, incluyendo la matriz portadora, las grietas anisotrópicas y la forma de los componentes rocosos. Valido con registros sísmicos la estructura de la roca y los resultados se utilizaron para identificar zonas adecuadas para perforar un pozo horizontal, iniciar la estimulación hidráulica y contener la propagación de la fractura. Posteriormente utilizo la teoría de Gassmann para saturar la roca con fluidos y determinar las propiedades elásticas de baja frecuencia para comparar con los registros sísmicos. Las propiedades de la roca permanecen constantes en una formación verticalmente homogénea. El método de simulación e interpretación lo implemento en cuatro pozos, en las lutitas de Haynesville y Barnett. En las lutitas de Haynesville demostró que las propiedades de la estructura de la roca son constantes con la profundidad en ambos pozos. En consecuencia, identifiqué las zonas adecuadas para perforar un pozo horizontal o para contener la propagación de fractura. Muestro que la relación de Poisson simulada es más sensible a errores en velocidades que el módulo de Young y por lo tanto no lo utiliza en la interpretación. En las lutitas de Barnett, los dos pozos exhiben diferentes estructuras de roca. Tal comportamiento indica que la formación es lateralmente heterogénea. Las simulaciones asumieron un comportamiento elástico anisotrópico. Observo las fracturas verticales naturales en los registros de imágenes eléctricas y los modelos con

la teoría de Hudson. La heterogeneidad de las rocas en los pozos de Barnett se dedujo con el uso necesario de la tipificación de rocas para reproducir adecuadamente los registros sínicos en ambos pozos. Los intervalos con gran porosidad y alta saturación de gas se encontraron en zonas adecuadas para realizar la estimulación hidráulica. Entre estas zonas, los tipos de roca que presentan matrices rígidas de carga (que comprenden principalmente calcita, por ejemplo) indican profundidades adecuadas para perforar pozos horizontales o para contener fracturas hidráulicas.

### **1.2.2. Nacionales**

Valenzuela y Galindo (2011), en su trabajo de grado titulado “Evaluación de la factibilidad técnico-económica del fracturamiento hidráulico en el campo Guárico”, se desarrolló en la universidad de oriente, esta investigación consistió en estudiar la factibilidad técnico-económica de aplicación del método de estimulación por fracturamiento hidráulico en la Formación Merecure, en el Miembro MES6 del Campo Guarío, Distrito Anaco; con la finalidad de incrementar la producción de esta arena, la cual está siendo producida actualmente por el pozo G-101 cuya producción actual de gas y petróleo se encuentra en los 9.233 MMPCND y 547 BND respectivamente. Se seleccionaron tres pozos del Campo Guarío G-69, G-77 y G-101, se generó una base de datos que incluyen los trabajos de fracturamiento realizados en el Distrito Anaco; que permitió verificar que variables influyen en el comportamiento de la fractura, y así se pudo optimizar el diseño de éstas. Posteriormente se analizaron las propiedades de los pozos involucrados, para diseñar el tratamiento de fractura apropiado a las condiciones presentes en el miembro Merecure S6 con la ayuda del simulador FracPro PT10.2. La técnica de fracturamiento hidráulico resultó ser factible desde el punto de vista técnico y económico para la arena de estudio, los pozos G-77 y G-101 aumentaron su producción en un 400% y 80% respectivamente. Cabe destacar que el pozo G-101 presenta una producción actual excelente por lo que su estudio fue hecho para ser tomado en cuenta en un futuro cuando decline su producción actual.

El aporte de esta investigación fue como lograr un fracturamiento hidráulico óptimo y que sea económicamente rentable en el tiempo, para lograr dicho fracturamiento en nuestra investigación se deben considerar las fracturas previas que fueron realizadas en pozos que pertenecen a la arena B-2-X, para así poder verificar que variables influyen en su comportamiento y así poder optimizar la fractura que se realice.

Liz Mairin Lozano Guerra (2009), en su trabajo de grado titulado “Caracterización geomecánica de las arenas de C-Inferior del Eoceno en la región I del yacimiento

VLC-363”, realizó la caracterización geomecánica a partir de registros de densidad y acústicos dipolares de la Región I del Yacimiento VLC-363 en las arenas correspondientes al Eoceno C-Inferior, debido a que el yacimiento, en los últimos años ha presentado una caída brusca de producción y problemas en la aplicación de fracturamiento hidráulico efectivo. Contaron con información de 6 pozos para el cálculo de los parámetros elásticos, magnitud, dirección, campo de esfuerzos, parámetros poroelásticos y el cálculo del diferencial de presión crítica a fin de establecer los valores óptimos para la producción de los pozos. Las magnitudes de los diferentes módulos elásticos evidenciaron que el yacimiento está conformado por rocas consolidadas de resistencia media. El régimen de esfuerzos que actúan en la región es del tipo Strike Slip Fault, en el cual la relación de esfuerzos es definida como  $\sigma_h < \sigma_v < \sigma_H$ , encontraron una diferencia importante entre el valor del  $\sigma_h$  y  $\sigma_H$ . El esfuerzo tangencial en la zona plástica para algunos pozos presentó valores negativos, lo que es indicio de zonas de debilidad. Establecieron la densidad del lodo entre 11.0 y 11.2 lbs/gal para C-Inferior y la caída de presión crítica presenta su límite inferior en 1500 lpc. Esto le permitió concluir que el problema del yacimiento está asociado a producción de finos ya que es poco probable la producción generalizada de arenas, y la magnitud de los esfuerzos calculados debe ser considerada al diseñar el fracturamiento hidráulico de las arenas.

Álvarez. & Rodríguez. (2008), en su trabajo de grado titulado “Caracterización geomecánica para el proyecto del sistema subterráneo Metro de Caracas. Línea 5, tramo Zona Rental de la UCV-Bello Monte”, realizaron la caracterización geomecánica de los materiales que conforman el subsuelo (mediante 24 perforaciones realizadas a lo largo del tramo) a través del cual circularán los túneles gemelos y las estaciones del Proyecto Línea 5 del Metro de Caracas C. A., con el objeto de estimar las propiedades índices de la roca intacta, aplicando las clasificaciones geomecánicas de mayor uso en la actualidad para proyecto de túneles, así como también, se estimaron los parámetros de resistencia del macizo rocoso (resistencia a la compresión del macizo (cm), módulo de elasticidad (Em), ángulo de fricción del macizo ( $\delta_m$ ) y cohesión del macizo (cm) según las correlaciones propuestas por hoek & brown (1997)

### **1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION**

#### **1.3.1. Objetivo General**

Caracterizar Geomecánicamente el yacimiento Eoceno Frac B2-X-68 para el diseño de fracturas en la unidad de producción Lagunillas Lago, Lago Norte, Estado Zulia.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- ✓ Determinar propiedades mecánicas y elásticas de las formaciones alcanzadas por los pozos pertenecientes al Eoceno Frac B2-X-68.
- ✓ Estimar las geopresiones y la dirección de los esfuerzos horizontales en el área del yacimiento Eoceno Frac B2-X-68.
- ✓ Construir el modelo Geomecánico para los pozos claves del yacimiento Eoceno Frac B2-X-68.
- ✓ Proponer la ventana operacional de perforación para futuras localizaciones, producto del modelo Geomecánico del área de estudio.
- ✓ Determinar el mejor proceso de fracturamiento hidráulico en base al estudio Geomecánico.

### **1.4. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION**

La gerencia de estudios integrados de Yacimientos (EIIYY) de PDVSA occidente propone realizar un estudio que ayude a disminuir la problemática de una baja permeabilidad que afecta la producción de los pozos del yacimiento Eoceno Frac B2-X-68, con la caracterización Geomecánica del yacimiento se puede lograr un diseño óptimo de fractura que permita solucionar la baja producción como también establecer en esa nueva localización la perforación de pozos de manera más eficiente.

La información que se recopile de este trabajo de investigación es de fundamental importancia para el desarrollo exitoso de futuros proyectos tanto de perforación, como en producción a través de fracturamiento hidráulico dentro de este yacimiento, a nivel profesional representa un complemento en nuestra formación, ya que permite la adquisición de nuevos conocimientos.

### **1.5. LIMITACIONES**

Las limitaciones que se presentaron en la investigación surgió por la falta de registros y estudios recientes en el campo.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

A continuación, se describen algunos conceptos teóricos que complementan el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado.

#### **2.1. Geomecánica**

La geomecánica es la ciencia que se encarga del estudio del comportamiento mecánico de las rocas cuando se le aplica un esfuerzo y esta sufre deformación. (Chalatumyk et al, 1995).

#### **2.2. Modelo Geomecánico**

Según Plumb *et al* (2000), el entendimiento de mecánica de la roca no es nuevo en la industria petrolera, pero la introducción de éste dentro de un concepto de modelo geomecánico si lo es (Finales de los años 90). El concepto consiste en integrar datos de varias fuentes en un modelo que provea parámetros geomecánico para estudiar el comportamiento general de un campo, pozo o yacimiento. La salida de datos que ofrece el modelo son, propiedades elásticas, presión de poro, magnitud y dirección de los esfuerzos *in situ*. Estos representan la principal entrada de datos para cualquier subsiguiente análisis. Con el tiempo, el modelo geomecánico se ha convertido en la base de cualquier trabajo geomecánico y potencialmente el paso más importante en el flujo de trabajo para aplicaciones como, por ejemplo:

- a) Predecir la estabilidad del pozo
- b) Optimizar los procesos de perforación
- c) Diseñar estrategias de control de arena
- d) Diseñar la óptima terminación del pozo
- e) Pronosticar la orientación y magnitud de fracturas inducidas por presión hidrostática para estimular el pozo
- f) Diseño de modelos numéricos para simular yacimientos sensitivos a esfuerzos.
- g) Monitorear la integridad del yacimiento, roca suprayacente al reservorio y posible reactivación de fallas y efectos de subsidencia.

- h) Es un aspecto importante a considerar en el diseño de una estrategia de explotación, así como la correcta aplicación de métodos de recuperación secundarios y terciarios.

### **2.3. Propiedades mecánicas de la roca**

Las propiedades mecánicas definen la capacidad del material para resistir acciones externas o internas que implican la aplicación de fuerzas sobre el mismo. Esencialmente, estas fuerzas son de compresión, tensión (o extensión), flexión y de impacto.

#### **2.3.1. Resistencia a la compresión**

Es el máximo esfuerzo que un material rígido puede resistir bajo compresión longitudinal. Esta puede ser medida mediante ensayos destructivo y no destructivo (ultrasónico).

#### **2.3.2. Resistencia a la tensión**

Capacidad de un material sólido a soportar esfuerzos tensionales.

#### **2.3.3. Resistencia al corte o cizalla**

Capacidad de un material sólido a soportar esfuerzos de cizalla producto del desbalance de las fuerzas aplicadas.

#### **2.3.4. Resistencia a la tracción**

Es el máximo esfuerzo que un material puede resistir antes de su rotura por estiramiento desde ambos extremos.

### **2.4. Módulos elástico estáticos y dinámicos**

Los módulos elásticos, en las rocas, son propiedades que pueden medirse mediante ensayos de laboratorio (compresión uniaxial o triaxial) o por propagación de ondas acústicas. El conjunto de módulos elásticos medidos por ensayos de laboratorio en núcleos geológicos se denominan módulos estáticos, porque las mediciones se realizan mediante la deformación gradual de las muestras de las rocas, siendo ésta infinitesimal. Mientras que los obtenidos mediante propagación de ondas acústicas se denominan módulos dinámicos porque la deformación es casi instantánea. Los módulos elásticos se obtienen gracias a los esfuerzos que se ejercen sobre las

moléculas de las rocas a través de las ondas acústicas, produciendo deformaciones de carácter elástico

## 2.5. Propiedades elásticas de la roca

### 2.5.1. Módulo de Young

Es una medida de la resistencia de la muestra a ser comprimida por esfuerzos uniaxiales. Este módulo, pertenece a un grupo de coeficientes llamados módulos elásticos, y es considerado como una medida de la rigidez del cuerpo, ya que a través de él es posible cuantificar que tanto se deforma un material en respuesta a una fuerza externa. Es medido en libras por pulgadas cuadradas (psi por sus siglas en inglés).

### 2.5.2. Módulo de Corte

El módulo de rigidez (G) es una constante elástica que caracteriza el cambio de forma que experimenta un material elástico cuando se aplican esfuerzos cortantes. Este módulo recibe una gran variedad de nombres: módulo de corte, módulo de cizalladura, módulo elástico tangencial o módulo de elasticidad transversal (Vásquez, 2001).

Experimentalmente el módulo de rigidez (G) puede medirse de varios modos, la forma más sencilla es considerar un cubo del material que se quiere estudiar y someterlo a una fuerza cortante, para pequeñas deformaciones se puede calcular la distorsión angular (Figura 2.1).

La ecuación del módulo de rigidez (G) está relacionada con el módulo de elasticidad de Young (E) y el coeficiente de Poisson ( $\nu$ ):

$$G = \frac{1}{2} E(1 - \nu) \quad (2.1)$$

En términos prácticos, el módulo de corte puede determinarse a partir de la siguiente ecuación:

$$G = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \times a \quad (2.2)$$

donde:

**G:** es el Módulo de Corte o Rigidez.

**$\Delta t_s$ :** Tiempo de tránsito de onda de corte.

**a:** Constante,  $1,34 \text{ E} +10$ .

$\rho_b$ : Densidad del fluido del registro de densidad.

E: Módulo de Young;  $\nu$ : Relación de Poisson.

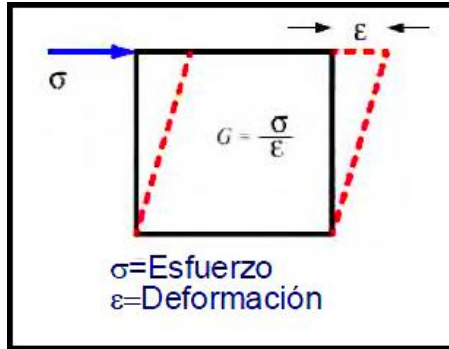


Figura 2.1. Medición experimental del módulo de corte o rigidez

### 2.5.3. Relación de Poisson

La relación de Poisson, es un parámetro importante, ya que relaciona la expansión de la roca lateralmente con la expansión vertical, en rocas que contienen una alta relación de Poisson, a gran profundidad, los esfuerzos horizontales suelen ser altos, ya que gracias a que la roca no puede deformarse a grandes profundidades, debido a rocas suprayacentes, esta deformación se transforma en esfuerzo que se acumula en la roca. La ecuación 2.3 describe la relación de Poisson.

$$\nu = - \epsilon_l / \epsilon_a \quad (2.3)$$

donde:

$\epsilon_l$ : deformación por expansión lateral

$\epsilon_a$ : deformación por compresión longitudinal

### 2.6. Cohesión

Es la fuerza de atracción entre partículas adyacentes dentro de un mismo cuerpo. En términos generales la cohesión es una constante que representa la tensión cortante que puede resistir la muestra sin que exista ninguna tensión normal aplicada.

### 2.7. Ángulo de fricción interna

Es una medida de la fricción entre las partículas. El ángulo de fricción depende de varios factores entre ellos algunos de los más importantes son: tamaño y forma de las partículas, distribución de los tamaños de las partículas y su densidad. El ángulo se



forma a partir de una tangente como la relación entre la fuerza que resiste el deslizamiento de los granos, a lo largo de un plano, y la fuerza normal aplicada a dicho plano.

## 2.8. Coeficiente de fricción interna

También se conoce como resistencia de fricción y es una medida de la resistencia al cizallamiento del material ocurrido a lo largo de una superficie imaginaria que es interna a la roca antes de que ocurra la falla en los ensayos de laboratorio. Es un factor adimensional, y se relaciona de forma simple con el ángulo de fricción interna ( $\theta$ ) como sigue:

$$\mu = \tan(\theta) \quad (2.4)$$

## 2.9. Ensayos Geomecánico

### 2.9.1. Tracción indirecta o ensayo brasilero

El ensayo tiene como objetivo determinar la resistencia a tracción indirecta de probetas cilíndricas, sometiéndolas a una fuerza de compresión aplicada en una banda estrecha en toda su longitud, en consecuencia, el resultado de la fuerza de tracción ortogonal resultante origina que la probeta se rompa a tracción, como se muestra en la Figura 2.2.

El ensayo brasilero no sólo da información de la resistencia a tracción indirecta, sino que también informa sobre propiedades elásticas y deformaciones.

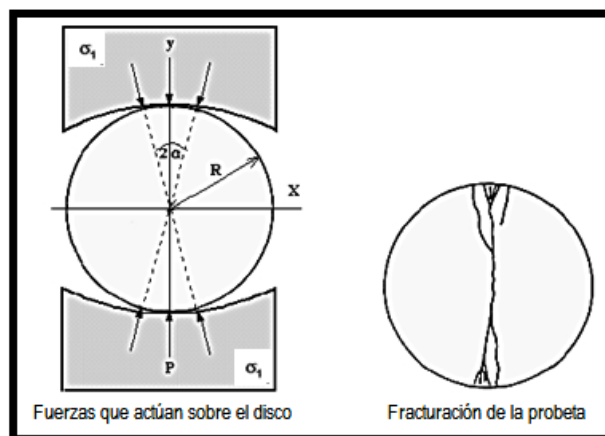
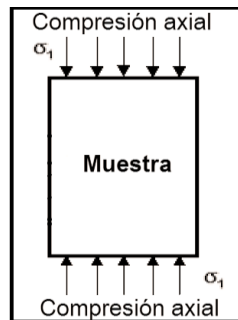


Figura 2.2. Ensayo de tracción indirecta (brasiler)

### 2.9.2. Compresión uniaxial sin confinamiento

Se conoce como resistencia a la compresión uniaxial a la aplicación del esfuerzo de compresión a un material, que tiene lugar solamente a lo largo de un eje, el eje longitudinal de la muestra, como se observa en la Figura 2.3 También, es conocido como la resistencia a la compresión no confinada (UCS), definida como el esfuerzo de compresión axial máximo, que puede tolerar una muestra cilíndrica recta bajo condiciones no confinadas, es decir, donde el esfuerzo de confinamiento es cero.



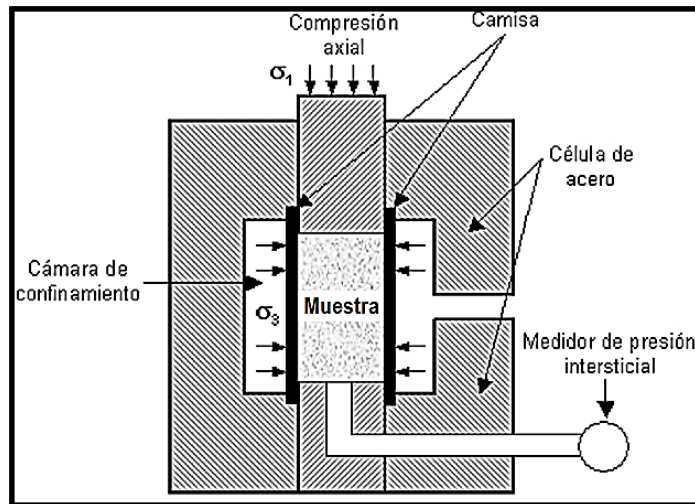
**Figura 2.3. Ensayo de uniaxial sin confinamiento**

Además de determinar la resistencia de un material, este ensayo puede proporcionar también las constantes elásticas de la muestra como su módulo de Young y su coeficiente de Poisson. Permite clasificar el material según su resistencia, el cual es un parámetro importante en los criterios de rotura más utilizados (Mohr-Coulomb y Hoek-Brown).

En cuanto a la heterogeneidad de las probetas de un mismo material, la resistencia a la compresión simple puede variar ampliamente y los factores que más intervienen son: tamaño de grano, porosidad, densidad, presión y temperatura al que estará sometido.

### 2.9.3. Ensayo de compresión triaxial

Con este ensayo es posible obtener una gran variedad de estados reales de carga. Esta prueba es la más común para determinar las propiedades esfuerzo-deformación. En la Figura 2.4 se muestra el ensamblaje del ensayo de compresión triaxial donde una muestra cilíndrica es sometida a una presión de confinamiento en todas sus caras. A continuación, se incrementa el esfuerzo axial hasta que la muestra rompe. Como no existen esfuerzos tangenciales sobre las caras de la muestra cilíndrica, el esfuerzo axial y la presión de confinamiento, son los esfuerzos principales. Al incremento de esfuerzo axial, se denomina esfuerzo desviador.



**Figura 2.4. Ensamblaje del ensayo de compresión Triaxial**

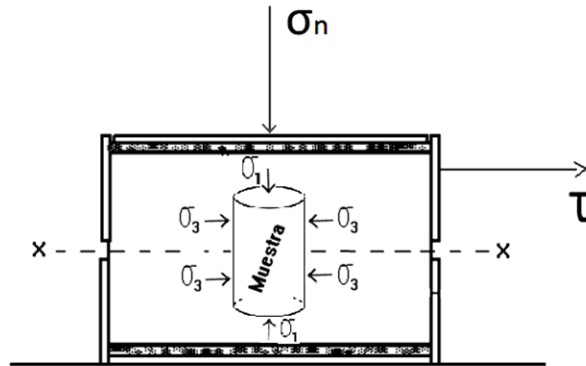
#### **2.9.4. Ensayo de corte directo**

EL ensayo que se lleva a cabo en laboratorio para analizar el comportamiento de las discontinuidades es el ensayo de corte directo, este ensayo puede ser realizado con las siguientes condiciones: Esfuerzo normal constante [Constant Normal Load (CNL)] y rigidez normal constante [Constant Normal Stiffnees (CNS)].

Al realizar el ensayo manteniendo  $\sigma_n = \text{constante}$  (Constant normal load, CNL) es lo más indicado para taludes, donde la presión existente en la discontinuidad depende del peso del bloque superior, movilizado, que no variara durante el desplazamiento. No obstante, en otras circunstancias como en una obra subterránea, la presión normal a la superficie podría no ser constante y aumentar conforme se inicie el movimiento. Esto ocurriría dado que el inicio del desplazamiento paralelo a la discontinuidad supone un desencaje de las paredes, lo que provocara una abertura entre estas, y, si este movimiento del bloque desplazado es perpendicular a la discontinuidad se ve condicionado ante el encaje con otro bloque,  $\sigma_n$  aumentara. En este caso hablaremos de condiciones de rigidez constante (Constant normal stiffnees, CNS) si se permite la dilatancia pero con esta se aumenta  $\sigma_n$  de manera directamente proporcional.

Este ensayo es usado para medir la fuerza de cizalladura y los desplazamientos horizontales a medida que la muestra es sometida a una carga normal y un esfuerzo de corte. Consiste en colocar el espécimen en una caja de cizalladura directa, aplicar un esfuerzo normal determinado, consolidar el espécimen bajo el esfuerzo normal, soltar los marcos que contienen la muestra y desplazar un marco horizontalmente respecto al otro a una velocidad constante de deformación. En la Figura 2.5 se

observa como en el ensayo se induce la falla a través de un plano determinado, donde actúan el esfuerzo normal ( $\sigma_n$ ) y el esfuerzo cortante ( $\tau$ ).



**Figura 2.5. Ensayo de corte directo.**

Generalmente se ensayan tres o más especímenes, cada uno bajo una carga normal diferente para determinar su efecto sobre la resistencia al corte y al desplazamiento.

## 2.10. Criterios de rotura

Un criterio de rotura es una relación entre tensiones que permite predecir la resistencia de una roca sometida a un campo tensional. En general, los criterios de rotura se refieren a la resistencia de pico, aunque también se pueden emplear para la resistencia residual. Los criterios de rotura más utilizados en mecánicas de rocas son los de Mohr- Coulomb y Hoek- Brown (1980).

### 2.10.1 A) Criterio Mohr- Coulomb

Introducido por primera vez por Coulomb en el año 1773, es un criterio de rotura lineal, por lo tanto, la ecuación que define la superficie bidimensional que permite visualizar el conjunto de tensiones posibles sobre un cuerpo deformable, es la ecuación de una recta.

El criterio de Mohr-Coulomb se define en función de la tensión tangencial (esfuerzo de corte) y la tensión normal en un plano mediante la Ecuación 2.5:

$$\tau = \sigma_n \tan \phi + c \quad (2.5)$$

donde:

$\sigma_n$ : esfuerzo normal en el plano de rotura (MPa)

$\tau$ : esfuerzo de corte en ese plano (MPa)

c: cohesión del material (MPa)

$\Phi$ : ángulo de fricción ( $^{\circ}$ )

Este criterio de rotura supone que la envolvente de los círculos de Mohr correspondientes a las combinaciones críticas de las tensiones principales, las que dan lugar a la rotura, es lineal. Mediante esta envolvente se obtienen los parámetros de cohesión y el ángulo de fricción. A su vez por encima de esta envolvente se encuentran los estados de tensiones que están en rotura, mientras que los que están internos a ésta se encuentran en dominio elástico. La Figura 2.6 muestra los diferentes círculos de Mohr construidos a partir de los valores de esfuerzos obtenidos mediante los ensayos mecánicos; al trazar una recta tangente a través de los círculos de Mohr se obtienen el valor de cohesión y ángulo de fricción, siendo la cohesión, el corte de la recta con el eje de las ordenadas, y el ángulo de fricción, el ángulo que se forma entre esa recta y una horizontal.

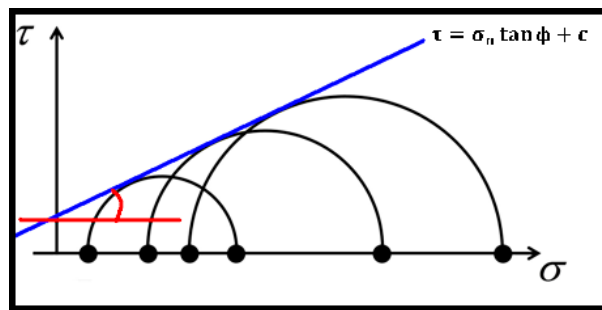


Figura 2.6. Gráfico esfuerzo de corte vs esfuerzo normal (Mohr-Coulomb)

### 2.10.2. B) Criterio de Hoek-Brown

El criterio propuesto por Hoek y Brown surge en 1980, desde entonces su uso se ha generalizado en el ámbito de la mecánica de rocas, ya que va dirigido a estimar la estabilidad y estados tensionales en macizos rocosos duros. Debido a esto, y con el fin de mejorarlo, el criterio ha sufrido varias modificaciones, siendo su última modificación en el año 2002. La principal ventaja de este criterio modificado, es que no es aplicable solo para macizos rocosos duros sino también para macizos de rocas débiles. Este criterio viene representado por la Ecuación 2.6:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + \sqrt{(m * \sigma_c * \sigma_3) + (s * \sigma_c^2)} \quad (2.6)$$

donde:

$\sigma_1$ : tensión principal mayor en la rotura (MPa)

$\sigma_3$ : tensión principal menor aplicada a la muestra (MPa)

$\sigma_c$ : resistencia a compresión simple de la muestra (MPa)

m y s: constantes que dependen de la muestra, el parámetro “s” es la medida de disminución de la resistencia a compresión simple de la roca debido a la fracturación. Por su parte, “m” influye en la resistencia al corte del material.

La principal diferencia entre el criterio de Mohr-Coulomb y el de Hoek-Brown, es que el primero es lineal, mientras que el segundo no lo es, como se puede apreciar en la Figura 2.7 Este criterio es más adecuado al comportamiento mecánico real de las rocas (González de Vallejo, Ferrer, Ortuño y Oteo, 2002).

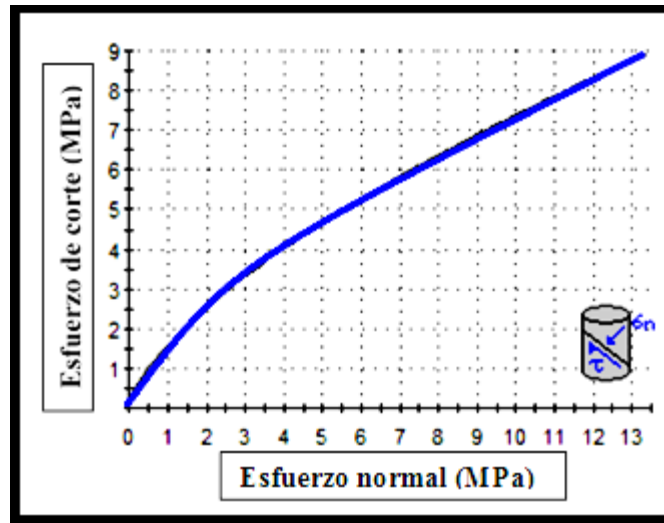


Figura 2.7. Gráfico de esfuerzo normal vs esfuerzo de corte Hoek-Brown

## 2.11. Colapso de poros

La presión de sobrecarga a la que está sometida la formación, es soportada por los granos que constituyen el esqueleto mineral del sistema y por los fluidos contenidos dentro del espacio poroso. De esta manera, el esfuerzo al cual está sometido el esqueleto mineral está en función del esfuerzo efectivo. Este aumentará a medida que se reduce la presión de poros y puede llegar a producir roturas en el esqueleto mineral, colapsando los poros.

## 2.12. Registros de pozos

### 2.12.1. Registro gamma ray

El registro gamma ray consiste en un conjunto de mediciones continuas de la radioactividad natural provenientes de las formaciones. En las formaciones

sedimentarias el registro indica el contenido de arcilla presente en las mismas (Vsh), debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. En el caso de las formaciones limpias, estas poseen un nivel muy bajo de radioactividad. La unidad de medida es en grados API (Darwin y Singer, 2008).

### **2.12.2. Registro densidad**

Este registro mide la densidad de la formación, por medio de la atenuación de los rayos gamma entre una fuente y un receptor. El principio de la herramienta, consiste en la emisión de rayos gamma que chocan con los electrones presentes en la formación. Con cada colisión, los rayos gamma pierden energía y esta es absorbida por los electrones, continuando su tránsito con menor energía, esta interacción se conoce como Efecto Compton. Finalmente, los rayos llegan al detector que está ubicado a una distancia fija de la fuente y son contados para indicar la densidad (Bernaez, 2010).

### **2.12.3. Registro sónico**

La herramienta sónica, parte del mismo principio del método sísmico: mide el tiempo de tránsito que tarda una onda en viajar a través de la formación, por un camino paralelo a la pared del pozo. El objetivo del registro es determinar la porosidad de la roca, y sus unidades son microsegundo por pie ( $\mu\text{seg/ft}$ ) (Alfonzo, 2011).

### **2.12.4. Registro de imagen**

#### **2.12.4.1. Registros de imágenes de la pared del hoyo**

Los registros de imágenes de la pared del hoyo son registros especializados de alta resolución, mediante los cuales pueden identificarse elementos que ayudan a la interpretación geológica, tales como: buzamientos, fracturas naturales abiertas y cerradas, estratificación cruzada, superficies erosivas, lenticularidad. Existen dos tipos de herramientas de registros de imágenes (Cheung y otros, 2002):

**a) Imágenes microrresistivas:** Son herramientas de contacto, toman las lecturas mediante patines que hacen contacto con las paredes del hoyo (Figura 2.8). La cobertura que se logra del hoyo depende de la cantidad de patines que se utilicen, si la herramienta es de 4 patines, se logrará cubrir un 35% a 40% del diámetro del hoyo, si la herramienta es de 6 patines se logrará cubrir entre 60% a 65% como máximo. Hay dos tipos de herramientas de imágenes resistivas: para lodo base agua (conductivo) y para lodo base aceite (resistivo). Las herramientas de lodo base agua tienen mejor rendimiento y adquieren imágenes de mejor calidad que las de lodo base aceite

(Cheung y otros, 2002). La escala de valores que se registran con una herramienta de imágenes microresistivas depende de las características litológicas de la formación. Las microresistividades muy altas se presentan en las calizas compactas, las cuales tienen muy baja porosidad. En yacimientos de sedimentos siliciclásticos (arenas, limos, arcillas), las areniscas limpias presentarán microresistividades intermedias a altas, mientras que las rocas arcillosas como las lutitas presentaran microresistividades bajas a muy bajas (Figura 2.9).

**b) Imágenes ultrasónicas o acústicas:** Estas herramientas toman las lecturas mediante un transductor ultrasónico enfocado, logrando obtener imágenes de 360° de las paredes del hoyo (Figura 2.8). El rendimiento de la herramienta depende de la densidad del lodo de perforación, a mayor densidad del lodo, menor será la calidad de las imágenes que se adquieran (Cheung y otros, 2002).



Figura 2.8. Herramienta de registro de imágenes microresistivas y ultrasónicas

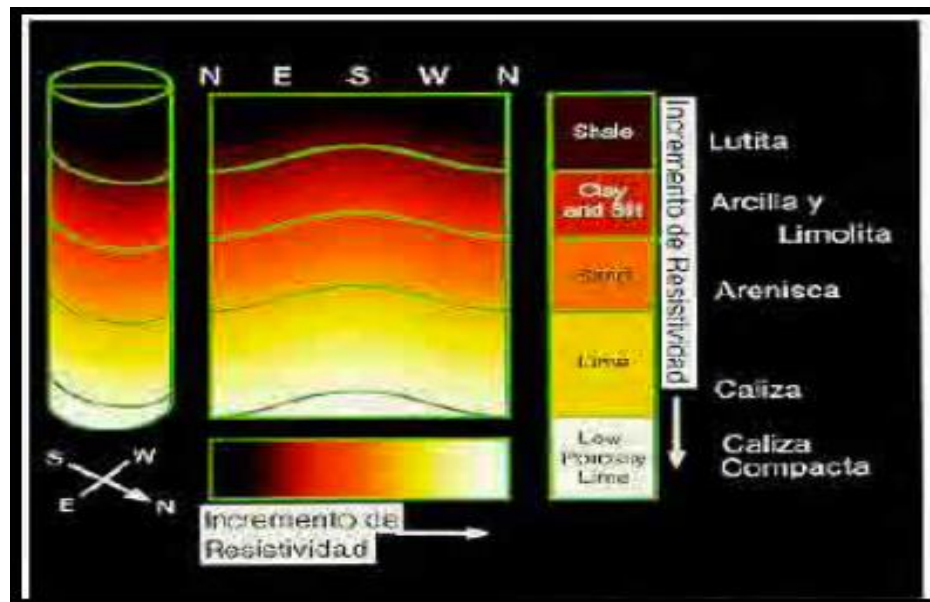
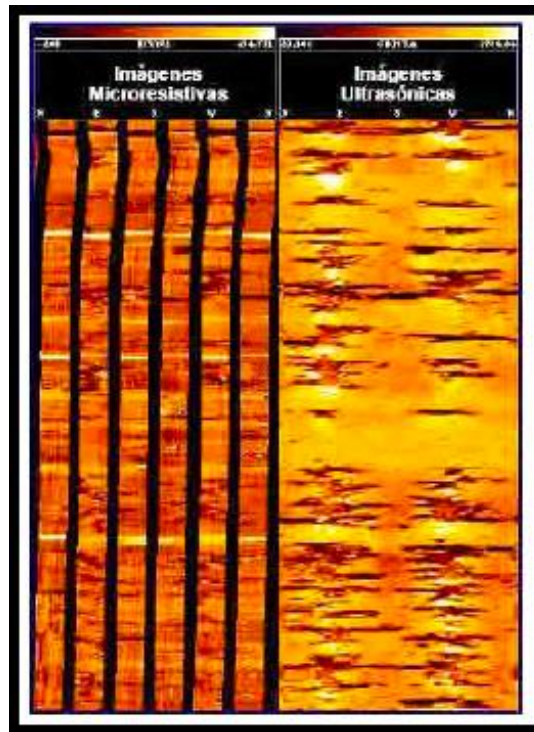


Figura 2.9. Escala de colores en un registro de imágenes microresistivas





**Figura 2.10. Ejemplo de registros de imágenes microrresistivas y ultrasónicas**

De estas dos herramientas, ninguna es mejor que la otra, ya que cada una tiene sus ventajas y desventajas: las imágenes ultrasónicas han resultado de mayor utilidad para el análisis de breakouts y estabilidad de hoyos (interpretación geomecánica), mientras que las imágenes microrresistivas tienen mayor utilidad para la caracterización de fracturas naturales, análisis estructural y análisis estratigráfico (interpretación geológica). Para obtener resultados integrales, generalmente se corren ambos registros (Cheung y otros, 2002) (Figura 2.10).

### **2.13. Campo de esfuerzos dentro de la corteza terrestre**

El campo de esfuerzos en sitio (llamado también estado de esfuerzos) de cualquier punto de la corteza terrestre está definido por cuatro elementos: los 3 esfuerzos ortogonales principales y la presión de poros (Almeida y Cornielis, 2010).

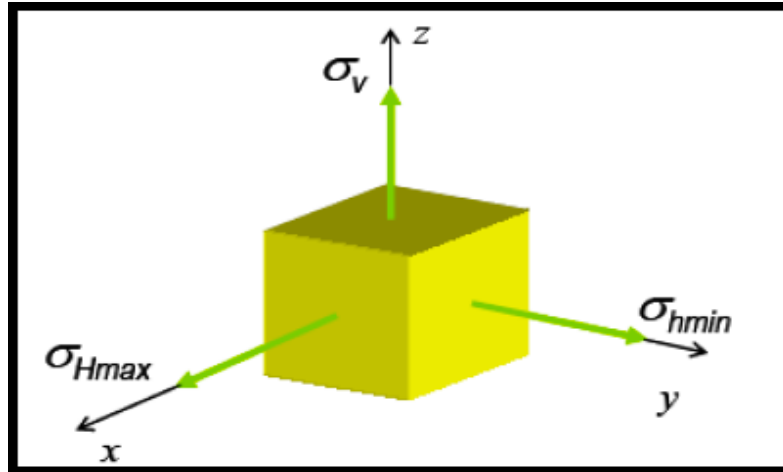
Todas las rocas que componen la corteza terrestre están sometidas a tres esfuerzos ortogonales principales: un esfuerzo vertical de sobrecarga ( $\sigma_v$ ), originado por los estratos que se encuentran suprayacentes, un esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_{Hmax}$ ) y un esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_{Hmin}$ ). Estas tres componentes más la presión de poros (PP) conforman el tensor de esfuerzos en cualquier punto de la corteza terrestre

(Ver Figura 2.11). Los tres esfuerzos ortogonales principales se pueden representar de la siguiente manera:

a)  $\sigma_z = \sigma_v = \text{Esfuerzo Vertical de sobrecarga}$

b)  $\sigma_x = \sigma_{Hmax} = \text{Esfuerzo Horizontal maximo}$

c)  $\sigma_y = \sigma_{hmin} = \text{Esfuerzo Horizontal minimo}$



**Figura 2.11. Componentes ortogonales del tensor de esfuerzos en la corteza terrestre**  
Estos tres esfuerzos son denominados por algunos autores como “esfuerzos geoestáticos” porque actúan en el “entorno de la roca” (Vásquez, 2001). Las diferencias entre las magnitudes de estos esfuerzos van a determinar el tipo de campo de esfuerzos o régimen tectónico predominante.

### 2.13.1. Esfuerzo vertical de sobrecarga

El esfuerzo vertical de sobrecarga ( $\sigma_v$ ) también es denominado carga litostática (overburden). Es el esfuerzo que se produce en los materiales geológicos dentro de la corteza terrestre, debido a la sobrecarga de los estratos suprayacentes. La magnitud de este esfuerzo depende de la profundidad y del peso específico de los estratos (Vásquez, 2001).

### 2.13.2. Esfuerzo horizontal

Existen dos componentes del esfuerzo horizontal, máximo y mínimo, orientados perpendicularmente uno con respecto a otro y su predicción está basado en dos premisas: a) El esfuerzo está regido por la envolvente de falla y, en consecuencia, es independiente de las propiedades elásticas de la roca; b) Se supone una dependencia

de los esfuerzos con el comportamiento elástico de la roca e independiente de la envolvente de falla o de alguna actividad tectónica.

## **2.14. Régimen tectónico según la magnitud de los esfuerzos ortogonales principales**

Según Vásquez (2001), dependiendo de las magnitudes relativas de cada esfuerzo ortogonal principal, el geólogo E. M. Anderson (1951) definió tres estados de esfuerzo o regímenes de esfuerzos principales y sus fallas asociadas, tal y como se menciona a continuación:

### **A) Régimen normal**

También denominado régimen extensivo. Se presenta en regiones donde el esfuerzo mayor es la sobrecarga vertical y el menor es el esfuerzo horizontal mínimo, es decir:  $\sigma_v > \sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin}$ . Es el régimen tectónico más común en la naturaleza. En este tipo de régimen existe predominio del fallamiento normal o gravitacional, muchas veces del tipo lístrico.

### **B) Régimen transcurrente**

Se presenta en regiones donde el esfuerzo mayor es el esfuerzo horizontal máximo y el menor es el esfuerzo horizontal mínimo, es decir:  $\sigma_{Hmax} > \sigma_v > \sigma_{hmin}$ . Es el segundo régimen tectónico más común en la naturaleza. En este tipo de régimen existe predominio del fallamiento transcurrente con fallas secundarias normales e inversas.

### **C) Régimen inverso**

También denominado régimen compresivo. Se presenta en regiones donde el esfuerzo mayor es el esfuerzo horizontal máximo y el menor la sobrecarga vertical, es decir:  $\sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin} > \sigma_v$ . En este tipo de régimen existe predominio del fallamiento inverso.

El estado de esfuerzos bajo los cuales está sometido un yacimiento está directamente relacionado a tectónica que ha imperado en la región y al movimiento relativo de las fallas mayores (Ejemplo: Boconó, Valera, Barúa – Motatán, Burro Negro – Tía Juana, Lama – Icoatea, Pueblo Viejo – Ceuta, etc.). La Figura 2.12 muestra un ejemplo ilustrativo de los tipos de regímenes tectónicos.

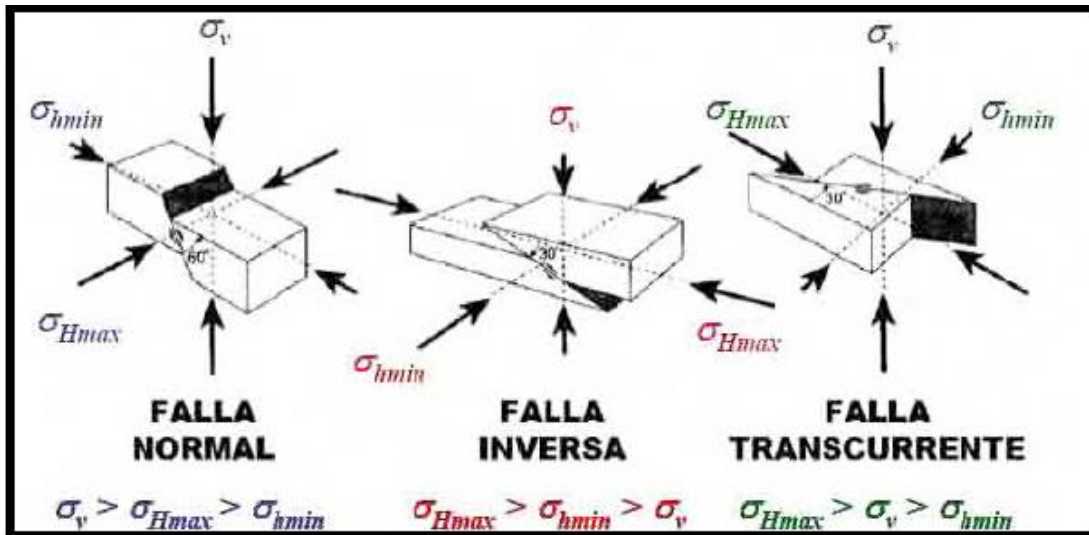


Figura 2.12. Clasificación de regímenes tectónicos según la magnitud de los esfuerzos ortogonales principales

## 2.15. Presión de formación

Es la presión de los fluidos contenida en los espacios porosos de una roca. También se le llama presión de poros, presión de la roca o presión de yacimiento. Dependiendo del gradiente de presión se ha clasificado en:

**Normal:** Cuando la presión de la formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica para una profundidad vertical dada.

**Anormal:** Cuando la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática teórica para una profundidad vertical dada.

**Subnormal:** Cuando la presión de la formación es menor que la presión hidrostática teórica para una profundidad vertical dada. Corresponden a yacimientos naturalmente fracturados o formaciones agotadas.

SUBNORMAL	NORMAL	ANORMAL
0.433 lpc/pie	0.465 lpc/pie	
Aqua Dulce	Aqua Salada	

Figura 2.13. Rangos de valores de gradiente de presión

## **2.16. Presión de poros**

La presión de poros es uno de los parámetros más importantes para el diseño de un plan de perforación y para los análisis geomecánico. Se establece como presión de poros, la presión del fluido en los espacios porales en las formaciones porosas. La presión de poros varía de la presión hidrostática a severas sobrepresiones o subpresiones. Si la presión de poro es más baja o más alta que la presión hidrostática (presión de poro normal), esta es una presión anormal de poro. Cuando la presión de poro excede la presión normal, esta es una sobrepresión (Zhang, 2011).

## **2.17. Presión de fractura**

Es la presión que resiste la formación antes de abrirse o fracturarse en un punto dado del hoyo abierto. Las variaciones de la presión de fractura están dadas por la presión de la formación, la presión de sobrecarga y las características de la formación. Son muchas las aplicaciones que tiene el conocimiento del gradiente de fractura, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

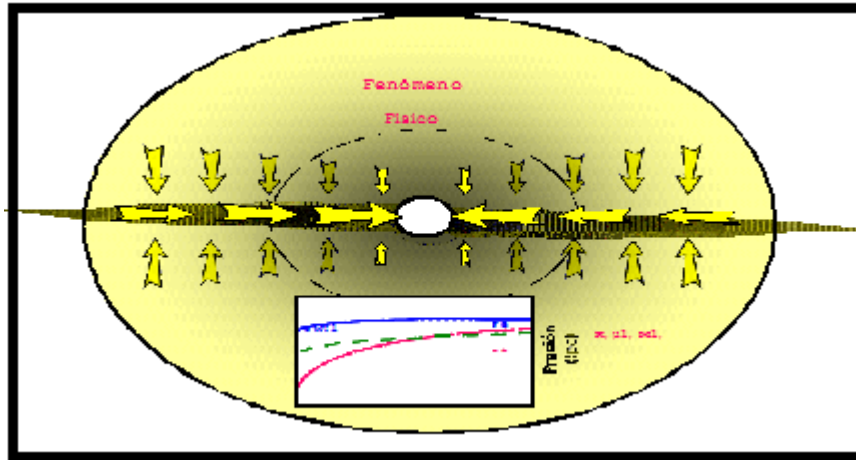
- ✓ Determinar los puntos de asentamiento adecuado de los revestidores.
- ✓ Ayuda a evaluar la calidad de la prueba de fuga (“leak off test”), por conocimiento del resultado esperado.
- ✓ Para determinar el máximo peso de lodo que puedan soportar las secciones del hoyo durante la perforación.
- ✓ Se usa en los programas de fracturamiento hidráulico.
- ✓ De este modo se reducen las pérdidas de tiempo y las posibilidades de flujo de fluidos de la formación al pozo y fracturamiento del mismo no planificado.

## **2.18. Fracturamiento hidráulico**

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación más comunes utilizadas a escala mundial, sus usos principalmente fueron direccionados para sobrepasar la zona dañada por las actividades de perforación. Después de la década de 1980, se descubrió su gran contribución en yacimientos de baja permeabilidad, donde han resultado con beneficios mucho más altos que una simple estimulación.

Como es bien conocido, el fracturamiento hidráulico es una técnica basada en inyectar un fluido a presiones superiores a los esfuerzos de ruptura de las formaciones para crear un canal preferencial, que se extiende en direcciones opuestas desde el pozo. La longitud de la fractura se propaga en un plano perpendicular a la dirección

del esfuerzo horizontal mínimo. Al mantenerse abierta (mediante un agente apuntalante) estas fisuras conductivas aumentan el radio efectivo del pozo facilitando un flujo lineal hacia la fractura y hacia el pozo, tal como se muestra en la Figura 2.14. (PDVSA, 2005).



**Figura 2.14. Representación gráfica de una fractura hidráulica.**

Fuente: PDVSA (2005)

Prats (1961) demostró que excepto por el grado de la fractura, todas las variables de la fractura afectan el funcionamiento del pozo mediante la siguiente relación:

$$C_{fd} = \frac{K_f \cdot W_f}{\pi \cdot K \cdot x_f} \quad (2.7)$$

donde:

$C_{fd}$ : conductividad adimensional de la fractura

$K$ : permeabilidad del yacimiento (mD)

$x_f$ : longitud de la fractura (pie)

$W_f$ : ancho promedio de la fractura (pie)

$K_f$ : permeabilidad de la fractura (mD)

El fracturamiento hidráulico, es utilizado en formaciones que presentan problemas de arenamiento, precipitación de asfaltenos, yacimientos con baja permeabilidad y altamente dañados, esta técnica de estimulación es usada con el fin de corregir y controlar estas situaciones, siendo la baja permeabilidad de la formación la principal causa de un trabajo de fracturamiento hidráulico.

Según BJ Services (1986), los objetivos principales de un tratamiento de fracturamiento hidráulico son:

- ✓ Incrementar la tasa de Producción del pozo.
- ✓ Disminuir los diferenciales de presión del pozo, al reducir el daño a la formación.
- ✓ Controlar la producción de arena, deposición de asfáltenos, parafinas y escamas.
- ✓ Atravesar la zona dañada debido a la condensación de líquido en la cara de la arena en pozos de gas condensado.
- ✓ Aumentar el área de drenaje del pozo.
- ✓ Reducir el número de pozos necesarios para drenar el área.
- ✓ Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.

### **2.18.1. Diseño de fracturamiento hidráulico**

El diseño de un tratamiento de fractura hidráulica consiste en hallar la mejor relación entre las propiedades del yacimiento, las condiciones del pozo, los parámetros de la operación y los beneficios económicos previstos de la estimulación. Se debe empezar con una evaluación de la extensión del daño, ya que las características físicas requeridas de la misma difieren marcadamente entre yacimientos dañados y no dañados.

Además del daño también se deben estudiar:

- ✓ Distribución de esfuerzos in situ.
- ✓ Presión del yacimiento.
- ✓ Profundidad.
- ✓ Condiciones físicas del cemento e integridad mecánica del pozo.
- ✓ Área de drenaje.

Luego de la validación de parámetros de producción y presión, los principales factores a considerar en el diseño del fracturamiento son la longitud, ancho, alto, conductividad, tipo de fluido y agentes de sostén. (BJ SERVICES).

### **2.18.2. Parámetros que intervienen en el proceso de fracturamiento hidráulico**

#### **2.18.2.1. Conductividad**

La conductividad de una fractura es la propiedad definida como el producto de la fractura apuntalada por la permeabilidad del agente de sostén dentro de la fractura

Ver Ecuación 2.8. Es una medida de la capacidad de flujo y generalmente se expresa en md-pie. Este parámetro es de suma importancia para el éxito de una operación, porque de éste depende el incremento del índice de productividad. (PDVSA, 2012).

$$C_f = K_f \cdot W_f \quad (2.8)$$

donde:

Kf: permeabilidad de fractura (mD)

Wf: ancho promedio de fractura (pie)

#### **2.18.2.2. Eficiencia**

La eficiencia de un trabajo de fracturamiento puede ser definida como el volumen de la fractura dividido por el volumen de fluido (Ver Ecuación 2.9). (PDVSA, 2012).

$$E_{ff} = \frac{V_F}{V_I} = \frac{W \cdot A}{Q_i \cdot T_p} \quad (2.9)$$

donde:

W: ancho promedio de la fractura (pies)

Qi: tasa de inyección durante el bombeo (bpm)

A: área de una cara de la fractura (pies<sup>2</sup>)

Tp: tiempo de cierre (min)

Una eficiencia con valor de uno (1) o 100 %, representa la inexistencia de pérdida de fluido hacia la formación, por lo tanto, el volumen de la fractura es igual al volumen inyectado. Sin embargo, una eficiencia tendiendo a cero significa una pérdida casi total del fluido a la formación y el área de fractura es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, indicando esto último un crecimiento en extensión de la fractura.

#### **2.18.2.3. Iniciación de la fractura**

El fracturamiento hidráulico implica la aplicación de una fuerza contra la roca que constituye el yacimiento, lograda por el bombeo de fluido a presión a través del pozo hasta la profundidad en que se quiere lograr la fractura. Esta operación se efectúa con el fin de sobrepasar la resistencia a la tensión de la roca, así como el esfuerzo horizontal mínimo, creándose una fractura por tensión en la formación. (PDVSA, 2012).

#### **2.18.2.4. Propagación de la fractura**

Después de aplicar presión hidráulica a la formación para originar una falla o fractura se requiere continuar su aplicación para extenderla más allá del punto de rotura. Esta



presión adicional, se denomina presión de propagación. Si después de alcanzada la presión de ruptura de la formación, se sigue inyectando fluido a la fractura, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo desaparece y la misma se extenderá en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo, siguiendo el camino de la menor oposición o resistencia de la propagación de la misma. (PDVSA, 2012, p. 12).

**Pérdida de Fluidos de Fractura:** Para el cálculo de la geometría de la fractura, se utilizan ecuaciones relacionando con las propiedades de las rocas, los fluidos del reservorio, los fluidos fracturantes y el caudal de inyección. Es importante calcular cual es el caudal filtrado a la formación el cual está determinado por el coeficiente "C" de pérdida de filtrado total del fluido de fractura. El valor de "C" es un coeficiente combinado el cual toma en cuenta tres mecanismos de flujo:

- ✓ CI: pérdida de filtrado determinada por la viscosidad.
- ✓ CII: pérdida de filtrado determinada por la viscosidad y compresibilidad de los fluidos del reservorio.
- ✓ CIII: pérdida de filtrado determinada por el revoque el cual se va formando sobre la pared del hoyo cañoneado a medida que el fluido filtra a la formación, también llamado  $c_w$ .

$C_I$  y  $C_{II}$ , pueden ser determinados a partir de datos del yacimiento y de la viscosidad del fluido de fracturamiento.

$C_{III}$  o  $C_w$  representa un coeficiente dependiente de los aditivos, los cuales se incorporan para disminuir la pérdida por filtrado, debiendo ser determinado experimentalmente. Durante la operación de fractura, todos estos coeficientes actúan simultáneamente y se complementan incrementando su efectividad. (PDVSA, 2012).

### **2.18.3. Selección de candidatos**

Los pozos candidatos para fracturamiento, son los pozos con baja productividad, los que no producen o los que manifiestan indicaciones de deposición de asfaltenos o producción de arena, así como también bajas permeabilidades. Generalmente la mayoría de los pozos son fracturados para eliminar un daño que no puede ser removido por tratamientos químicos, para incrementar su producción o infectividad o como aplicación adicional para prevenir control de arena.

Uno de los puntos críticos del proceso de selección de pozos candidatos es la disponibilidad de información representativa de las características de la roca reservorio y de su variabilidad vertical. Esto es especialmente importante en los casos de yacimientos multicapas con grandes espesores cañoneados, donde incluso la

procedencia de la producción puede no estar completamente definida. (PDVSA, 2012).

#### 2.18.4. Parámetros principales a considerar para la aplicación de un tratamiento de fractura

El informe técnico de PDVSA (2012) establece que los principales parámetros a considerar al momento de seleccionar pozos candidatos a la aplicación de un trabajo de fracturamiento hidráulico son los mostrados en la Tabla 2.1, donde se jerarquiza la importancia de estos parámetros en el diseño de una fractura.

Tabla 2.1. Parámetros de diseño de fractura

Parámetro	Símbolo	Unidades	% De Peso
Permeabilidad/viscosidad	$k/\mu$	mD/cP	25
Factor de daño	S	Adim.	20
Gradiente de presión del yacimiento.	GP	Lpc/pie	10
Espesor neto	h	pie	10
Saturación de agua	Sw	%	10
Condición mecánica	WD	Adim	10
Profundidad	D	pie	5
Área de drenaje	A	Acres	5
Porosidad	$\phi$	%	5

#### 2.18.5. Fluidos de fractura

Los fluidos utilizados en el fracturamiento hidráulico, también conocidos como geles de fractura, son generalmente mezclas de polímeros con entrecruzadores de metales pesados y estabilizadores para altas temperaturas, teniendo como fluido base soluciones acuosas de diferentes sales (salmueras) tales como cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio y bromuro de calcio, aunque algunos fluidos son hechos a base de hidrocarburos y otras sustancias; generalmente se utilizan bactericidas, dado que la presencia de las bacterias en el fluido puede afectar significativamente su efectividad.

En una fractura hidráulica, la selección de un adecuado fluido de transporte es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de la operación. Su adecuada elección dependerá de un gran número de consideraciones previas obtenidas del análisis de las condiciones particulares del pozo.

Las propiedades más importantes que debe cumplir un fluido de fractura son las siguientes: baja pérdida de fluido, buena capacidad de transporte de agente de sostén, baja pérdida de fricción, fácilmente recuperable de la formación compatible con los fluidos de la formación, compatible con productos, causar el mínimo daño a la formación, ser estable a la temperatura de fondo y seguridad en la manipulación. (PDVSA, 2005).

## **2.18.6 Etapas principales del fluido de fractura**

### **2.18.6.1. Pre-colchón**

Fluido ligeramente gelificado o no gelificado que se bombea antes del fluido de fracturamiento. En muchos casos se utiliza un pequeño volumen de ácido clorhídrico para remover escamas o mejorar el estado de las perforaciones de cañoneo. Si antes de comenzar el tratamiento, la tubería del pozo contiene fluido, éste será bombeado y se considerará como un pre-colchón. (PDVSA, 2012).

### **2.18.6.2. Colchón**

Fluido gelificado (viscoso) que se bombea antes de agregar el agente de soporte. Entre sus funciones están:

- ✓ Generar una grieta de ancho suficiente para permitir el ingreso del agente de soporte.
- ✓ Absorber las mayores pérdidas por filtrado y reducir así las pérdidas del fluido con agente de soporte.
- ✓ Mantener al agente de soporte alejado de la punta de la fractura para evitar arenamiento en punta. (PDVSA, 2012, p 19).

### **2.18.6.3. Desplazamiento**

Al terminar el bombeo del agente de soporte, se vuelve a bombear fluido limpio con la finalidad de desplazar la mezcla fluido-agente de soporte que pueda quedar en la tubería de producción. (PDVSA, 2012).

## **2.18.7. Tipos de fluido de fractura**

**Fluido bases acuosas:** Son los más comunes usados en fracturas hidráulicas. Poseen la ventaja de ser fáciles de preparar en el campo y poseer excelentes propiedades de

transporte de agente de sostén y control de filtrado. Con el uso de este tipo de fluidos se obtienen las siguientes ventajas adicionales:

- ✓ No existen problemas de incendios.
- ✓ Fácilmente disponibles en todas las áreas.
- ✓ Bajo costo.
- ✓ La alta densidad reduce potencia con respecto a los fluidos de base hidrocarburo.
- ✓ Son fácilmente adaptables a las condiciones de cada reservorio.

Con el objetivo de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se han usado en un principio productos naturales de origen vegetal como la goma guar o celulosas simples. Con el tiempo, se han incorporado otros productos más sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de alta presión y temperatura de fondo de pozo, y que producen menor residuo. Los productos más usados como gelificantes de fluidos base acuosa son los siguientes:

- ✓ Goma Guar.
- ✓ Hidroxietil celulosa (HEC).
- ✓ Hidroxipropil guar (HPG).
- ✓ Carboximetil hidroxxipropil guar (CMHPG).
- ✓ Carboximetil celulosa (CMC).
- ✓ Carboximetil hidroxietil celulosa (CMHEC).
- ✓ Poliacrilamidas (PAA) Sintético.
- ✓ Xanatan (XC) Bacteriano.

De estos productos existen modificaciones con los que se logra una mejor capacidad de transporte, sobre todo a altas temperaturas. Ese fenómeno se obtiene con el agregado de sustancias activadoras que modifican la estructura molecular con uniones y entrecruzamientos de ligaduras.

La formación de ligaduras en un fluido gelificado mejora considerablemente las propiedades generales durante la operación de fractura. Con ello se logra incrementar la capacidad de sustentación del agente de sostén, obteniendo fracturas más anchas y al mismo tiempo se reduce la pérdida de fluido a la formación. Todas estas ventajas están relacionadas con el incremento de la viscosidad aparente. (PDVSA, 2012).

**Fluidos base hidrocarburos:** Los fluidos base hidrocarburos surgieron de la necesidad de contar con un sostén de transporte de grava que no provoque alteración apreciable sobre formaciones altamente sensibles a las soluciones acuosas. (PDVSA, 2012).

**Fluido base petróleo:** El petróleo crudo cuando se usa como fluido de fracturamiento, no daña las formaciones susceptibles al agua, siempre y cuando no contenga cera o parafina. El petróleo puede producir fracturas más grandes que la mayoría de los fluidos base agua y además, posee propiedades de arrastre de arena bastante satisfactorias. La elevada pérdida por circulación limita el uso del petróleo a las bajas o medianas profundidades, excepto en aquellos pozos profundos de baja permeabilidad donde no se requieren tasas elevadas de inyección. (PDVSA, 2012).

**Geles base hidrocarburos de alta viscosidad:** Actualmente se han desarrollado fluidos de fractura base hidrocarburos que producen viscosidad similar a aquellas descritas para fluidos base acuosa. Los mismos corresponden a geles de hidrocarburos como kerosene, gasoil, condensados y algunos crudos livianos de 40°API o mayores. (PDVSA, 2012).

Estos fluidos poseen las siguientes ventajas:

- ✓ Excelente capacidad de transporte del agente de sostén.
- ✓ No producen daño a las formaciones sensibles al agua.
- ✓ Son compatibles con los fluidos de formación.
- ✓ Poseen una pérdida por fricción de hasta 80-90% menos que el fluido base para igual régimen de bombeo.
- ✓ Naturalmente, se obtiene pérdidas de fluidos sustancialmente menores que con el petróleo.
- ✓ Mantiene una alta viscosidad, aún a temperaturas de circulación del fondo del pozo.
- ✓ Una vez roto el gel, por acción del ruptor, puede recuperarse el fluido base conjuntamente con la producción del pozo.

**Fluidos a base de poliemulsión:** La poliemulsión es un fluido hecho por medio de la emulsión de petróleo y agua tratada. Al añadir petróleo crudo y un emulsificante al agua viscosificada, se formará una emulsión de agua-aceite. Este fluido tiene una viscosidad mucho más elevada que el agua viscosificada y es mucho más económico que los súper geles. La emulsión se rompe con el agua salada o por la degradación del polímero.

**Ácidos gelificados:** Para los ácidos gelificados son válidas las condiciones mencionadas para los fluidos base acuosa. Los ácidos gelificados deben ser considerados para la emulsión de pozos que requieren fracturas de gran longitud. Pueden obtenerse además penetraciones profundas de ácido reactivo y buena estabilización de arcilla.

### **2.18.8. Agente de soporte**

Un agente de soporte o propante es un material utilizado para crear canales de flujo en la fractura y generar el contraste de conductividad entre la formación y el pozo. Son los encargados de mantener la fractura abierta luego de que se libera la carga hidráulica sobre la formación. Este material es forzado hacia la misma por medio del fluido ya reticulado. El objetivo de la colocación del agente de sostén en el interior de la fractura, es mantener la conductividad deseada de la misma, dentro de los límites económicos permitidos.

La conductividad de la fractura depende de una serie de factores, relacionados entre sí, como son: tipo, tamaño y uniformidad del agente de sostén, grado de empaque del mismo, grado de trituración y/o deformación, cantidad y manera de colocación. Debido a la interdependencia existente entre todos los elementos que gobiernan el diseño de fracturas, debe tenerse cuidado especial con cada uno de ellos, especialmente cuando se trata del agente de sostén, debido a que es el responsable de lograr la conductividad final de la fractura. (PDVSA, 2012).

### **2.18.9. Tipos de agente de soporte**

El tipo de apuntalante escogido para mantener abiertas las fracturas y formar un filtro granular es una importante consideración de diseño. Concentraciones más altas de apuntalante esféricos grandes, minimizan el encapsulamiento y compensan los efectos del flujo turbulento en las fracturas apuntaladas. (Economides, Hill y Ehlig, 1994).

#### **2.18.9.1. Agentes de soporte de resistencia intermedia**

Las arenas recubiertas en resinas pretenden cubrir el espacio entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia. Por ese motivo, se les designa como de “resistencia intermedia”. Las recubiertas con resinas de curado completo, cumplen perfectamente este requerimiento, las de curado parcial, en cambio, poseen menos resistencia inicial, pero una vez ubicadas en la fractura se adhieren entre sí, constituyendo un medio poroso fijo y compacto. Estos agentes de sostén son particularmente útiles en el fracturamiento de pozos gasíferos o aquellos donde se produce una excesiva devolución de arena luego de la fractura. (PDVSA, 2005).

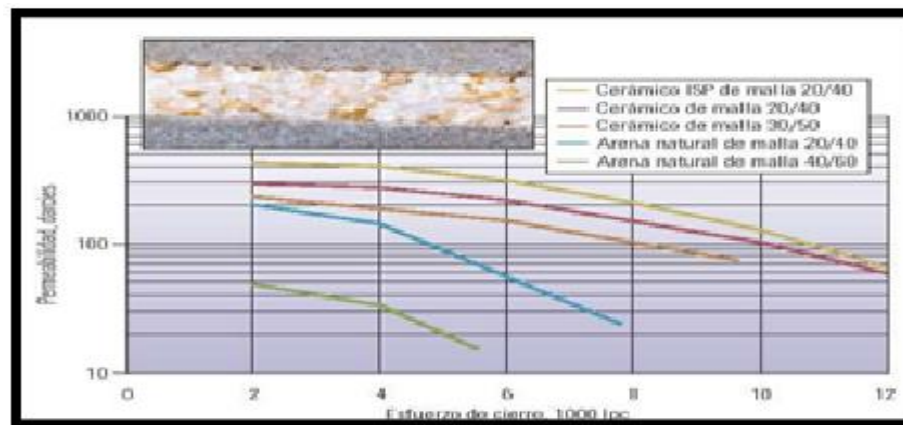
#### **2.18.9.2. Agentes de soporte de alta resistencia**

La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos. Presentan el inconveniente de su elevado costo comparado con la arena y otros agentes de sostén. Los agentes de sostén del tipo cerámico desarrollados últimamente

son más baratos que la bauxita y de una calidad similar a esta. Con ellos se ha logrado reducir la gran incidencia del costo del agente de sostén sobre el valor total de la operación.

Las completaciones de pozos más profundos con altos esfuerzos de cierre de fractura, llevó a la industria a incrementar el uso de los agentes cerámicos sintéticos, como la bauxita, ya que son más resistentes y aumentan la conductividad de la fractura. La mayoría de los tratamientos de fracturamiento y empaque utilizan apuntalantes de este tipo, malla 20/40 y de resistencia intermedia, en los casos que los esfuerzos de cierre no sean excesivos.

En la Figura 2.15 se muestran las permeabilidades y esfuerzos de cierre para diferentes tipos de apuntalantes que existen actualmente. Por los resultados obtenidos en las estimulaciones, la bauxita se ha convertido en el apuntalante preferido en el Golfo de México, Mar Del Norte, Estados Unidos, entre otros; para mantener la conductividad de la fractura frente a los mayores esfuerzos de cierre que se encuentran en las formaciones más profundas. (PDVSA, 2005).

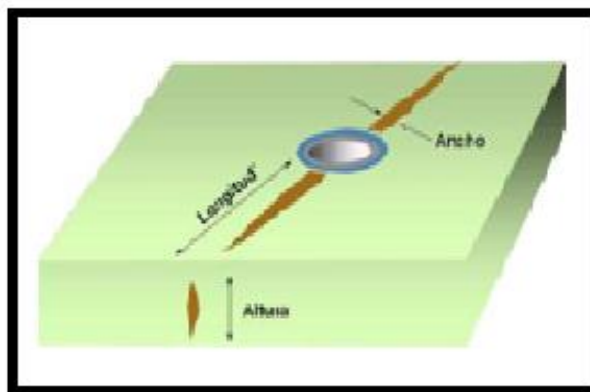


**Figura 2.15. Especificaciones de los apuntalantes utilizados en el fracturamiento**

Fuente: PDVSA (2005)

#### **2.18.10. Geometría de la fractura**

El crecimiento y propagación de la fractura en sus dimensiones largo, ancho y alto (Figura 2.16), ocurre durante el proceso de inyección del fluido fracturante PAD, definido como el volumen de fluido bombeado inicialmente para inducir la fractura y abrirla lo suficiente para colocar el agente de soporte. (PDVSA, 2005).



**Figura 2.16. Representación de la geometría de una fractura.**

Fuente: PDVSA (2005).

La geometría del diseño en una fractura, se ve afectada por los siguientes factores:

- ✓ Propiedades de la roca: permeabilidad, porosidad, tipo de roca.
- ✓ Geometría de roca (esfuerzos máximos y mínimos).
- ✓ Propiedades del fluido de formación.
- ✓ Tasa de inyección del fluido fracturante.
- ✓ Propiedades del fluido fracturante.
- ✓ Volumen del fluido inyectado.
- ✓ Pérdida de fluido en el medio poroso.

#### **2.18.11. Minifrac**

El minifrac es un fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, con un volumen menor pero representativo del tratamiento principal, es decir, al mismo caudal y con el mismo fluido de fractura, aunque con muy poca o ninguna cantidad de agente apuntalante. El minifrac finaliza con un periodo de cierre para observar la disipación de la presión. Durante la operación se registran las presiones de tratamiento en superficie, aunque en algunos casos especiales se han registrado también presiones de fondo. (Economides y Martin, 2007).

El minifrac es una prueba que se efectúa con el fin de obtener parámetros para el diseño de la fractura principal, algunos de estos parámetros son:

**Esfuerzo mínimo de la formación de interés:** Para determinar la presión de cierre de la formación la cual debe corresponder al valor obtenido a partir de la medición de esfuerzos y es puntual para la obtención del gradiente de fractura.

**Coefficiente de pérdida del fluido, así como su eficiencia:** El coeficiente de pérdida del fluido es el tiempo de cierre de la formación y se obtiene cuando se alcanza la



presión de cierre. La eficiencia del fluido a usarse durante el tratamiento de fractura, indica el gasto de fractura que se pierde en la formación durante el bombeo ya que es un indicador de la propagación de la fractura. La eficiencia del fluido determina el volumen de la fractura, el porcentaje de colchón requerido para abrir la fractura y se propague correctamente. La ineficiencia del fluido provocaría un arenamiento, daño a la conductividad de la fractura, etc.

**Permeabilidad de la formación:** Este parámetro se estima de la pendiente de declinación de presión antes del cierre de la formación.

**Perfil de esfuerzos:** Es uno de los parámetros más relevantes en la geometría de la fractura y existen varias formas de obtenerlo, una es por medio del Minifrac, donde de un análisis en tiempo real de las presiones de bombeo durante la operación, se obtiene el perfil de esfuerzos.

**Perfil de presiones:** El análisis de presiones durante y después del tratamiento de fractura es efectuado para establecer las características y parámetros críticos que gobiernan la propagación de la fractura.

**Detección de problemas mecánicos:** La prueba, por medio del comportamiento de presión en el espacio anular, puede detectar posibles problemas mecánicos, tal como una comunicación a través del empacador, también las presiones de bombeo indicarían alguna evidencia de una posible falla en la boca del liner.

**Tortuosidad y disparos:** Durante la prueba de inyección escalonada descendente, se puede obtener la tortuosidad y los posibles problemas de los disparos, evaluando una gráfica de presión contra gasto donde el comportamiento de curva convexa es indicativo de altas fricciones en la zona de los disparos, la curva cóncava indica la presencia de tortuosidad en las vecindades del agujero y la forma lineal indica la mínima fricción de los disparos y sin problemas de tortuosidad.

Es recomendable que después del minifrac, se realice un registro de temperatura para verificar el punto de inyección de los fluidos y tener una idea de la altura de la fractura generada durante la inyección. Otro método más preciso para determinar la altura de fractura y concentración área es a través de la utilización de isótopos radioactivos los cuales trazan ya sea el fluido o el material apuntalante, pudiéndose detectar la ubicación y área de afectación a través de un registro espectral. (PDVSA, 2012).

### 2.18.12. Optimo tratamiento de diseño

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico son diseñados utilizando diferentes programas computacionales. Existen dos grupos principales de estos, unos llamados simuladores de fractura y otros programas de diseño de fractura. Un simulador de fractura toma como entrada un escenario de tratamiento y, usando información relevante del pozo, yacimiento, fluido fracturante y propante, simula el crecimiento de la fractura, la distribución del propante contenido en ella y la respuesta de presión.

El uso principal de los simuladores de fractura es analizar o cotejar datos del tratamiento actual, comúnmente las presiones observadas, y comparar esas presiones con la respuesta del modelo estimado a partir de varios parámetros de la fractura creada. Sin embargo, encontrar el óptimo diseño de fractura para un pozo no es el objetivo principal de muchos de estos programas computacionales. De hecho, aún con las versiones más actuales de estos programas, no existe garantía de que el esquema seleccionado sea el óptimo.

Michael Economides y colaboradores en 2002, sugieren el primer paso práctico hacia una óptima metodología de diseño. En el libro Diseño Unificado de Fractura, UFD por sus siglas en inglés, la metodología original fue desarrollada siguiendo los simples modelos de propagación de fractura 2D (KGD y PKN). Desde la publicación de UFD muchas referencias han aparecido en la literatura.

Algunos de los conceptos claves de esta metodología son el índice de productividad adimensional ( $J_D$ ), el radio de penetración ( $I_x$ ), el número de propantes ( $N_p$ ) y la conductividad de la fractura adimensional ( $C_{fd}$ ). (Economides y Martin, 2002)

#### 2.18.12.1. Índice de productividad adimensional

El índice de productividad adimensional de un pozo hidráulicamente fracturado se indica en la Ecuación 2.10:

$$J_D = \frac{1}{\ln(r_e) - 0.75 - 0.5 \ln\left(\frac{K_f \cdot V_f}{K \cdot h}\right) + 0.5 \ln(C_{fd}) + \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) + S_f} \quad (2.10)$$

donde:

$r_e$ : radio de drenaje del pozo (pie)

$K_f$ : permeabilidad de fractura (mD)

$K$ : permeabilidad de yacimiento (mD)

$V_f$ : volumen de propante contenido en un ala de la fractura (pie<sup>2</sup>)

h: espesor de la arena (pie)

$C_{fd}$ : conductividad de fractura adimensional

$X_f$ : longitud de un ala de la fractura (pie),

$r_w$ : radio del pozo (pie)

$s_f$ : efecto de daño del propante

La Ecuación 2.10 sugiere que para un volumen dado de propante de permeabilidad  $k_f$ , inyectado en un pozo con radio de drenaje  $r_e$  y un producto de permeabilidad por espesor igual a  $kh$ , entonces los primeros tres términos del denominador de la ecuación son una constante. En consecuencia, para que  $J_D$  sea máximo, los restantes tres términos del denominador deben ser mínimos. Este valor siempre es mínimo para un  $C_{fd}$  igual a 1.6. Valores mayores o menores de  $C_{fd}$  disminuyen el  $J_D$ . (SPE, 2006).

#### **2.18.12.2. Radio de penetración**

El radio de penetración es la relación entre la longitud total de la fractura y dos veces el radio de drenaje del pozo (Ver Ecuación 2.11). El radio de penetración no puede exceder la unidad. (Economides y Martin, 2002).

$$I_x = \frac{2.X_f}{X_r} \quad (2.11)$$

donde:

$X_f$ : longitud de un ala de la fractura (pie)

$X_r$ : doble radio de drenaje

#### **2.18.12.3. Conductividad de la fractura**

La conductividad de fractura adimensional es una medida de la capacidad de la fractura de desplazar fluidos al pozo entre la capacidad del yacimiento de desplazar fluidos a la fractura (Ver Ecuación 2.12). (Economides y Martin, 2002).

$$C_{fd} = \frac{w.K_f}{K.X_f} \quad (2.12)$$

donde:

$k_f$ : permeabilidad de fractura (mD)

$k$ : permeabilidad de yacimiento (mD)

$x_f$ : Longitud de un ala de la fractura (pie)

$w$ : ancho promedio de la fractura propada (pie)

#### 2.18.12.4. Número de propantes

El número de propantes es la forma más apropiada de representar el tamaño relativo de un tratamiento de fracturamiento hidráulico y se define como la relación entre el volumen propado de la fractura y el volumen del yacimiento, por dos veces la relación entre las permeabilidades del propante y del yacimiento (Ver Ecuación 2.13). (Economides y Martin, 2002).

$$N_p = \frac{2 \cdot k_f \cdot V_p}{k \cdot V_r} \quad (2.13)$$

donde:

$k_f$ : permeabilidad de fractura (mD)

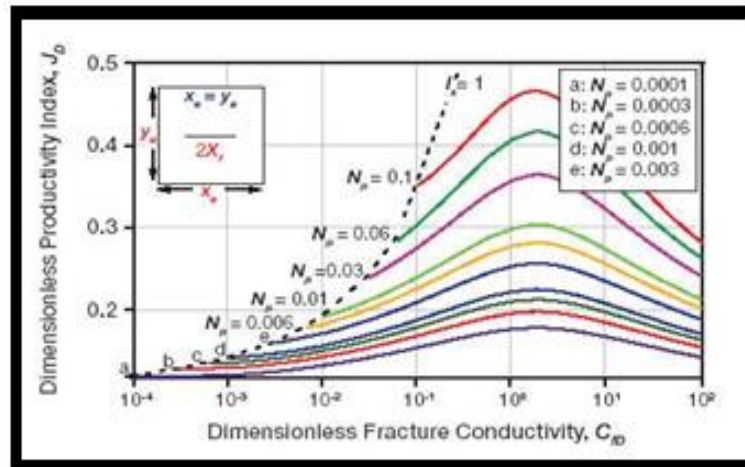
$k$ : permeabilidad de yacimiento (mD)

$V_p$ : volumen de propante contenido en la zona productora (pies<sup>3</sup>)

$V_r$ : volumen del yacimiento (pies<sup>3</sup>)

Economides y Martin (2002) encontraron que para un número de propante dado existe un óptimo valor de conductividad adimensional. Para bajos valores de  $N_p$  ( $\leq 0,1$ ) el óptimo  $C_{fd}$  es igual a 1,6. Cuando el número propante es mayor ( $N_p > 0,1$ ), a causa de un aumento en el volumen de propante o una disminución de la permeabilidad del yacimiento, la condición óptima se produce a mayores valores de  $C_{fd}$ .

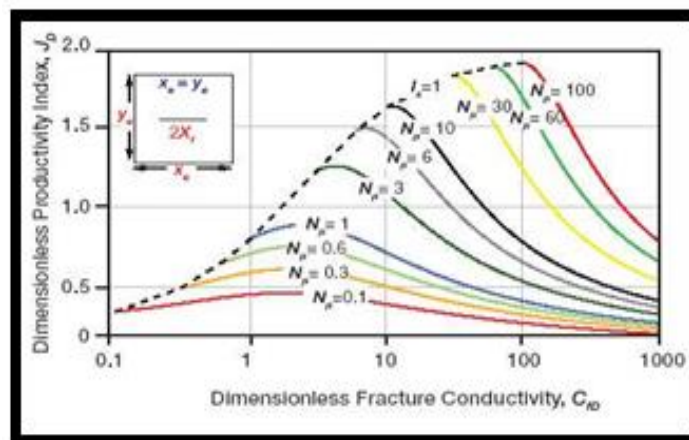
Al determinar los parámetros  $N_p$  y  $JD$  es posible representarlos en un grupo de curvas teóricas desarrolladas por Romero y Meyer. En los  $N_p \leq 0,1$  (Ver Figura 2.17) la fractura óptima se produce en un  $C_{fd}$  de 1,6. Como resultado, la mejor relación entre longitud y ancho de las fracturas se logran cuando el  $C_{fd}$  se encuentra cercano a los picos de cada una de las curvas. Valores más grandes o más pequeños crean una reducción en el  $JD$  alcanzable.



**Figura 2.17. JD vs Cfd con Número de Propantes ≤ 0,1**

Fuente: Economides y Martin (2007)

Para los casos en los cuales  $N_p > 0,1$  el grupo de curvas a utilizar se indican en la figura 2.18.



**Figura 2.18. JD vs Cfd con Número de Propantes >0,1**

Fuente: Economides y Martin (2007)

En las Ecuaciones 2.14 y 2.15, Valkó y Economides (1998) presentan un plan para optimizar el diseño de fractura en los números adimensionales. Ellos demostraron que el índice de productividad máximo está en función del número de propantes:

$$J_D = \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln(N_{pro})} \quad \text{Si } N_p \leq 0,1 \quad (2.14)$$

$$J_D = \frac{6}{\pi} - \exp \left[ \frac{0,423 - 0,311N_{prop} - 0,089(N_{prop})^2}{01 + 0,667N_{prop} - 0,015(N_{prop})^2} \right] \text{ Si } N_p > 0,1 \quad (2.15)$$

Las Ecuaciones 2.14 y 2.15 muestran que el número propantes tiene un importante impacto en el índice de productividad adimensional. Es por ello que al aumentar el número propantes, el índice de productividad adimensional incrementa. Como se observa en las Ecuaciones 2.16 y 2.17, el valor óptimo de conductividad de fractura adimensional también depende del número propantes.

$$C_{fd} = 1,6 \text{ Si } N_p \leq 0,1 \quad (2.16)$$

$$J_D = \frac{6}{\pi} + \exp \left[ \frac{-0,583 + 1,48 \text{Ln}(N_{prop})}{1 + 0,142 \text{Ln}(N_{prop})} \right] \text{ Si } 0,1 < N_p \leq 10 \quad (2.17)$$

Un esquema físico de optimización para diseños de fractura puede ser rápidamente establecido una vez que se ha determinado la conductividad de fractura adimensional óptima propia del tratamiento. Haciendo uso de las Ecuaciones 2.18 y 2.19 es posible determinar las dimensiones de longitud y ancho óptimas de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. (Economides y Martin, 2002)

$$X_{f_{opt}} = \left( \frac{k_f \cdot V_f}{C_{fd_{opt}} \cdot k \cdot h} \right)^{0,5} \quad (2.18)$$

$$W_{opt} = \left( \frac{C_{fd_{opt}} \cdot k \cdot V_f}{K_f \cdot h} \right)^{0,5} \quad (2.19)$$

donde:

$X_{f_{opt}}$ : longitud óptima de un ala de la fractura (pie)

$W_{opt}$ : ancho óptimo de la fractura (pie)

$k_f$ : permeabilidad de fractura (mD)

$k$ : permeabilidad de yacimiento (mD)

$V_f$ : volumen de propante contenido en un ala de la fractura (pie<sup>3</sup>)

$C_{fd_{opt}}$ : Conductividad adimensional óptima

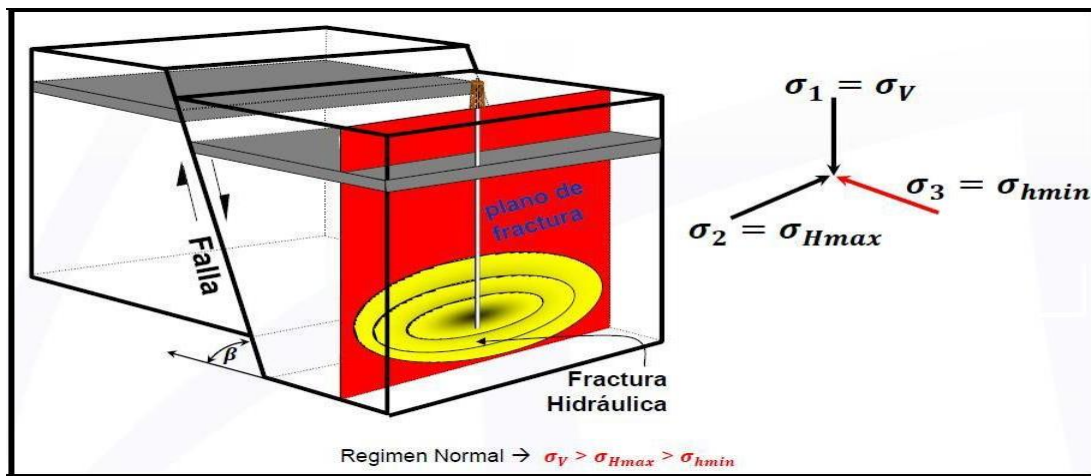
$h$ : espesor de la arena (pie)

## 2.19. Enfoque geomecánico del fracturamiento hidráulico

La relación existente entre el fenómeno de fractura y la geomecánica, tiene su origen en la anisotropía de esfuerzos que debe existir en la formación para que exista una

ruptura, es necesario que el esfuerzo dominante tenga una mayoría importante con respecto al esfuerzo sucesivo para además de alcanzar el Toughness (propiedad del material que refleja la resistencia de la roca para permitir que una fractura existente se propague, "Kic", también se puede mencionar como el alcance que debe tener el elemento fracturante al esfuerzo mínimo para romper siendo capaz de alcanzar el esfuerzo máximo para lograr una propagación de la fractura concluyendo que para el éxito de una fractura es necesario manejar diferencias importantes entre los esfuerzos. Por otro lado, la capacidad que tiene la geomecánica para brindar la dirección de los esfuerzos es de carácter predominante, con una orientación de los cañoneos se logra evitar el efecto de la tortuosidad en los puntos donde se aplique la fractura. La delimitación del régimen de esfuerzo presente en la zona influye directamente en las direcciones en las que se abriría la fractura.

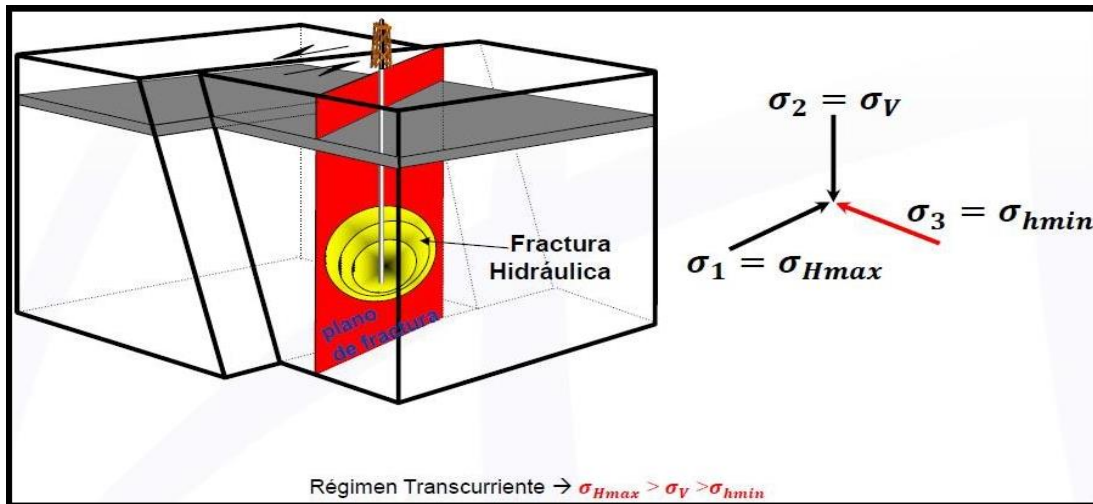
**Régimen normal:** Cuando se está en presencia de un régimen normal, en el cual el esfuerzo vertical es mayor que el esfuerzo máximo y este a su vez mayor que el esfuerzo mínimo, se espera que la fractura tenga una propagación con rumbo igual al de una fractura cercana ya que esta falla estaría marcando el rumbo.



**Figura 2.19. Fractura en régimen normal**

Fuente: Geomecánica aplicada al fracturamiento Baker Hughes (2015)

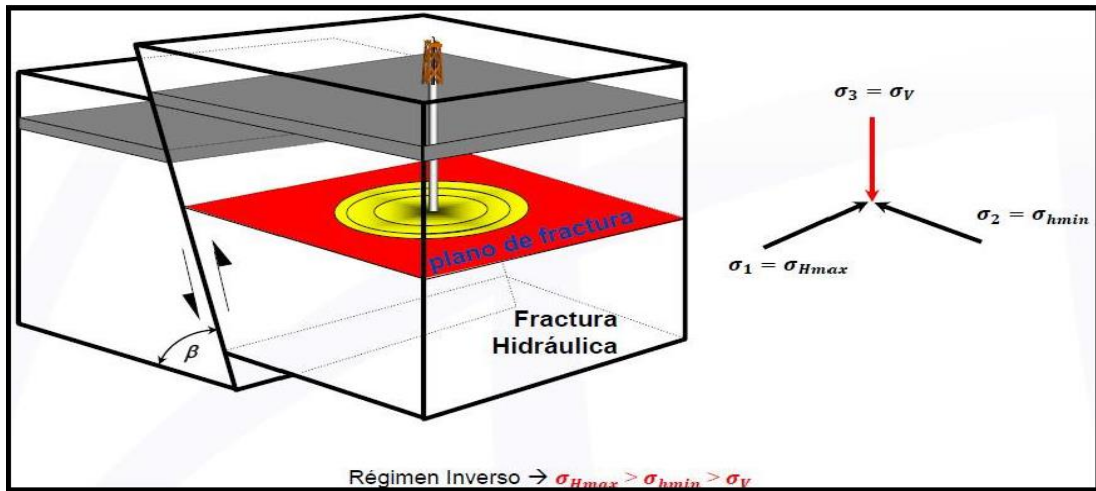
**Régimen transcurrente:** En presencia de este tipo de régimen se tiene que el esfuerzo máximo es la fuerza que lidera estando seguido por el esfuerzo vertical siendo el esfuerzo mínimo el menor, la fractura tiende a propagarse en dirección  $20^\circ$  a  $35^\circ$  respecto al rumbo de la falla más cercana.



**Figura 2.20. Fractura en régimen transcurrente**

Fuente: Geomecánica aplicada al fracturamiento Baker Hughes (2015).

**Régimen inverso:** El régimen inverso depende de que el esfuerzo predominante en el campo de esfuerzo sea el horizontal máximo, seguido este por el mínimo siendo el menor el esfuerzo propuesto por la sobrecarga o conocido como el vertical, en un régimen de este tipo la fractura tiende a propagarse rumbo hacia el horizonte.



**Figura 2.21. Fractura en régimen transcurrente**

Fuente: Geomecánica aplicada al fracturamiento Baker Hughes (2015)

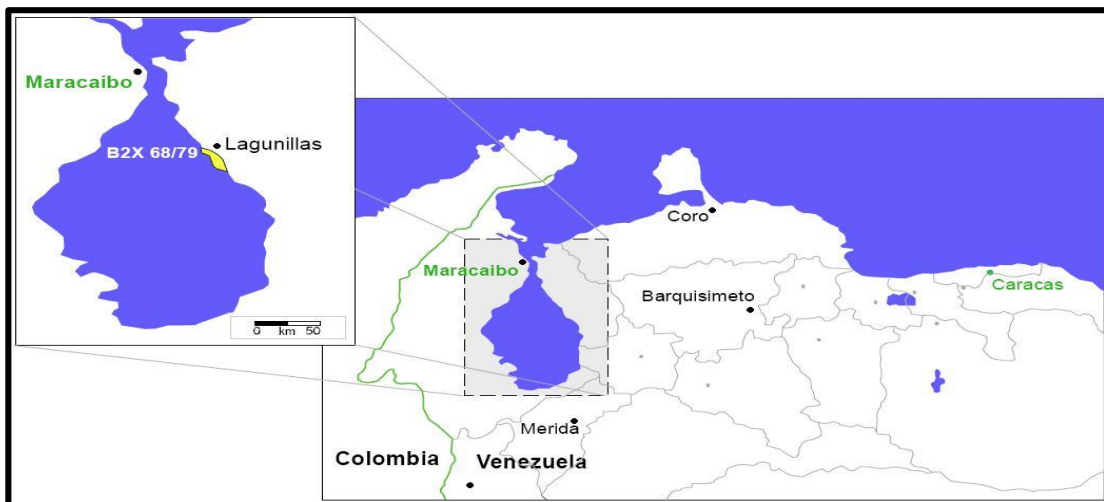


## CAPITULO III

### MARCO METODOLÓGICO

#### 3.1. Área de estudio

El yacimiento B2-X-68 se encuentra localizado en la cuenca del lago de Maracaibo (Estado Zulia, Venezuela). Sobre el sector nororiental del lago y que en conjunto con los yacimientos B2-X-79, B2-X-70 y B2-X-80 cubren una extensión aproximada de 84km<sup>2</sup> (8410 hectáreas), Dentro del campo Lagunillas. Figura 3.1.



**Figura 3.1. Ubicación del área de estudio**

El área de estudio del yacimiento B2-X-68 está dentro de la Cuenca de Maracaibo, la cual colinda hacia el sur con la Sierra de Périja, y hacia el este con los Andes de Mérida y el norte con el Mar Caribe.

#### 3.2. Nivel de investigación

Los niveles de investigación suelen ser las etapas cronológicas de todo estudio científico. Según Hernández, Fernández y Baptista (2010), los estudios descriptivos por lo general son la base de las investigaciones correlacionales, las cuales a su vez proporcionan información para llevar a cabo estudios explicativos que generan un sentido de entendimiento y son altamente estructurados.

El presente trabajo especial de grado es considerado de tipo descriptivo y correlacional.

Hernández y otros (2010), definen estos niveles de investigación de la siguiente forma:

- ✓ Nivel descriptivo, busca especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis.
- ✓ Nivel correlacional, evalúa el grado de asociación entre dos o más variables, mide cada una de ellas (presuntamente relacionadas) y, después, cuantifica y analiza la vinculación.

En ese mismo sentido este trabajo, es descriptivo, porque se determinaron las propiedades intrínsecas de las rocas con ensayos geomecánico que permitirán caracterizar el yacimiento, y correlacional porque los resultados que arrojen los ensayos geomecánico nos permitirán calibrar los registros eléctricos que se realizaron en los mismos pozos donde se realizaron dichos ensayos.

### **3.3. Diseño de investigación**

El diseño de investigación que se adopta para responder al problema planteado, es de carácter experimental en donde, se pretende someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos como variables independientes, para observar los efectos o reacciones que se producen siendo esta una variable dependiente.

Se utilizan como variables independientes las muestras que fueron suministrada por Petróleos de Venezuela (PDVSA) de los pozos LL-2899,LL-3577,LL-2925, LL-2935 que pertenecen al campo lagunillas y las variables dependientes son las pruebas que se van a realizar para obtener los parámetros geomecánico tales como la resistencia a la compresión simple, resistencia a la compresión confinada, resistencia a la tracción indirecta y la resistencia al corte, los cuales mediante herramientas podrán definir el comportamiento de la roca.

Por otra parte, según (Tamayo y Tamayo, 2003) el diseño de investigación plantea una serie de actividades sucesivas y organizadas, que pueden adaptarse a las particularidades de cada investigación y que nos indican los pasos y pruebas a efectuar y las técnicas a utilizar para una recolección y análisis de los datos, también pretende llegar a la causa de un fenómeno. Como se ha mencionado anteriormente el diseño que sigue este trabajo es precisamente de carácter experimental ya que se utilizaran las muestras de núcleos y registros para obtener parámetros geomecánico y así poder caracterizar geomecanicamente el yacimiento B2-X-68,para el diseño de

fractura en la unidad de producción lagunilla lago, lago norte, donde los registros se validaran con los resultados de los ensayos que se realizaran en el laboratorio de mecánica de roca de la Universidad Central de Venezuela, los mismos serán la data fuerte para el diseño de fractura que se realizara.

### 3.4. Población y muestra

La población es el conjunto de todos los casos que concuerdan con una serie de especificaciones (Selltiz, Whightsman y Cook, 1980). Éstas deben situarse claramente entorno a sus características de contenido, de lugar y en el tiempo (Hernández y otros, 2010).

La población en este trabajo fue representada por aquellos pozos perforados en el yacimiento B2-X -68 como en yacimientos vecinos, se tuvo que recurrir a pozos de yacimiento vecinos porque los mismos contaban con información que pozos del B2-X-68 no poseen y que eran de suma importancia para lograr la caracterización geomecánica.

Por otra parte, según Hernández y otros, 2010 definen que una muestra es un subgrupo de la población de interés sobre el cual se recolectarán datos, y que tiene que definirse o delimitarse de antemano con precisión, éste deberá ser representativo de dicha población.

Para fines del presente estudio, se consideró como muestra un subgrupo igual a la cantidad de elementos que constituyen la población, divididas según la información que posee cada pozo. En la tabla 3.1 se observa la población y muestra en estudio.

Tabla 3.1. Población y muestra en estudio

	Cantidad	Información
<b>Población</b>	8 Pozos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Información geomecánica</li> <li>• Información geomecánica-Registro-Pruebas RFT</li> <li>• Pruebas RFT-Minifrac</li> <li>• Secciones finas</li> <li>• Registro</li> </ul>
<b>Muestra</b>	3 pozos 1 pozo 1 pozo 1 pozo 2 pozos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Información geomecánica</li> <li>• Información geomecánica-Registro-Pruebas RFT</li> <li>• Pruebas RFT-Minifrac</li> <li>• Secciones finas</li> <li>• Registro</li> </ul>

### 3.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

(Arias, 1999) Define Las técnicas de recolección de datos como distintas formas o maneras de obtener la información. Son ejemplos de técnicas; la observación directa, la encuesta en sus dos modalidades (entrevista o cuestionario), el análisis documental, análisis de contenido, entre otros. De acuerdo a estas definiciones, la técnica empleada para desarrollar la presente investigación fue la técnica de revisión documental, ya que se tuvo que recurrir a información escrita en fuentes digitales, que se encontraron en forma de texto y de datos producto de observaciones o mediciones hechas por otros, esta información de los yacimientos B2-X-68 y B2-X-69 fue recolectada, procesada y suministrada por el equipo de EEIYY de PDVSA.




Según Alayón (2013) define las técnicas de recolección de datos como las distintas formas o maneras de obtener la información. En este estudio las técnicas utilizadas fueron a través de los ensayos mecánicos de muestras, tales como: compresión uniaxial sin confinamiento, tracción indirecta, compresión uniaxial y corte directo.

Asimismo, Alayón (2013) precisa que los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información. Adicionalmente, se utilizaron un conjunto de equipos y herramientas computacionales para el desenvolvimiento de las actividades y el alcance de los objetivos planteados en este trabajo de investigación, estos son:

**RocData (Rocscience):** Es un programa altamente interactivo que permite a los usuarios probar fácilmente diferentes parámetros de resistencia y observar cómo afectan la envolvente de rotura, brindando una mejor comprensión de la resistencia del material; utiliza un conjunto de herramientas versátil para el análisis de la roca y datos de la resistencia del suelo, así como para la determinación de la fuerza sobre parámetros físicos; puede emplearse para determinar los parámetros de fuerzas lineales y no lineales de roca y suelo, con base en el análisis de los datos de resistencia al corte, compresión triaxial o simple. Mediante el uso de esta herramienta se puede disminuir el grado de incertidumbre obtenida en los ensayos realizados en el laboratorio.

**Software Fraccade:** Es un software de ordenador para su uso en la estimulación de pozos de yacimientos petrolíferos, es decir, para el análisis, diseño, ejecución, simulación y evaluación de la fracturación hidráulica.

Tabla 3.2. Equipos utilizados en el trabajo de investigación

Instrumentos	Especificaciones	Objetivo
<p data-bbox="440 310 742 338"><b>Equipo para ensayos mecánicos</b></p> 	<p data-bbox="852 426 1000 485"><b>Marca GCTS Modelo RDS-50</b></p>	<p data-bbox="1057 422 1310 527"><b>Determinar valores de esfuerzos y deformaciones mediante los distintos ensayos mecánicos</b></p>
<p data-bbox="500 642 683 669"><b>Máquina cortadora</b></p> 	<p data-bbox="857 789 995 848"><b>Marca Leco Modelo CM-12</b></p>	<p data-bbox="1068 779 1300 863"><b>Realizar cortes transversales a probetas consolidadas</b></p>
<p data-bbox="526 1010 657 1037"><b>Refrentadora</b></p> 	<p data-bbox="857 1146 1000 1205"><b>Marca SBEL Modelo 1807-2</b></p>	<p data-bbox="1062 1094 1305 1257"><b>Pulir las caras de las muestras para que al momento de ser ensayadas el contacto entre la herramienta y el espécimen sea completo.</b></p>

### 3.6. Metodología

Con el fin de realizar la caracterización geomecánica del yacimiento eoceno frac B2-X-68 para el diseño de fractura en la unidad de producción lagunillas lago, lago norte, estado Zulia, fue necesario seguir la metodología expuesta en la figura 3.2.

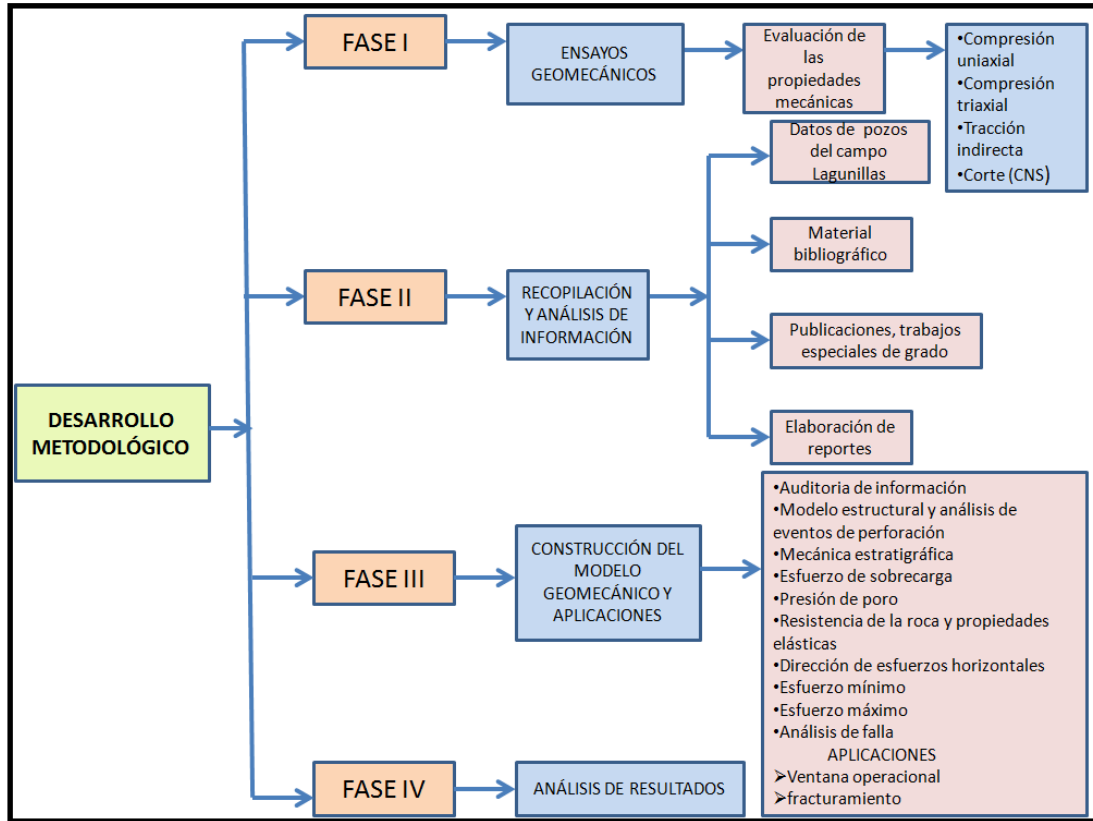


Figura 3.2. Metodología utilizada en el trabajo de investigación

#### 3.6.1. Fase I: Ensayos geomecánico

##### 3.6.1.1. Evaluación de las propiedades mecánicas

La evaluación de las propiedades mecánicas, se van a realizar con los ensayos geomecánico, pero ante de realizar los mismos, las muestras que serán utilizadas para los ensayos de compresión Uniaxial y compresión Triaxial fue necesario someterlas a un proceso de pulituras (refrentado), con el fin de que estas fuesen totalmente uniformes y lisas, haciendo que el área de contacto entre el equipo y la muestra fuera efectivo. Asimismo, debido al corte y refrentado hecho a estas, la relación de la longitud y el diámetro de la muestra cumplen con la especificación de que la longitud es el doble del diámetro.

Los ensayos mecánicos fueron realizados haciendo uso del equipo GCTS RDS-500 junto a la herramienta computacional C.A.T.S. (por sus siglas en inglés) para la configuración de las diferentes etapas y la ejecución de las pruebas según los requerimientos exigidos.

**A) Compresión uniaxial sin confinamiento:** Esta prueba se realizó con el objetivo de obtener la resistencia a la compresión simple, las deformaciones, módulo de Young y módulo de Poisson. El ensayo consiste en someter a las pruebas previamente refrentadas a un esfuerzo compresivo a lo largo de un eje longitudinal, donde el esfuerzo de confinamiento es igual a cero. El ensayo fue realizado bajo la ejecución de dos etapas, siendo la primera la de interés, ya que la muestra fue sometida al esfuerzo máximo hasta que se fracturo, mientras que la segunda fue la retracción de la carga que había sido aplicada. En la figura 3.3 se muestra un ejemplo del ensayo de compresión uniaxial en el espécimen 1846.

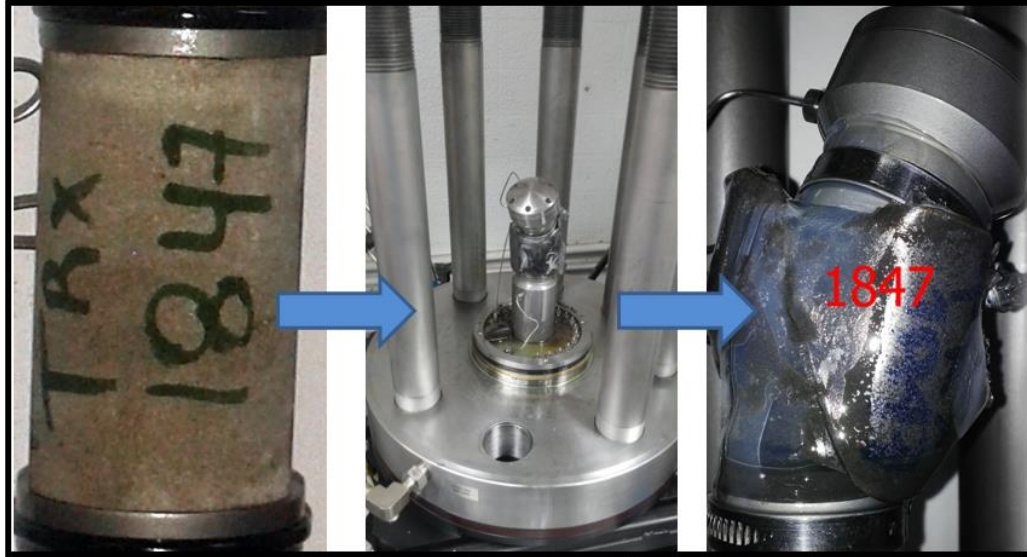


**Figura 3.3. Muestra 1846 en ensayo de compresión uniaxial**

**B) Ensayo de Compresión Triaxial:** Este tipo de ensayo se realizó a diferentes presiones de confinamiento 3.18; 11 y 20.7 MPa (461, 1600 y 3000 psi). La prueba fue configurada para ejecutarse en cinco etapas, siendo las dos primeras las etapas de interés, ya que en estas se aplicó la presión de confinamiento en las caras laterales de las muestras, mientras simultáneamente era aplicada una carga normal para que la muestra no fallara. Luego de que la presión de confinamiento llegara al valor deseado (fuese constante), se procedió a aumentar la carga normal hasta que la probeta alcanzara su máximo valor de resistencia al esfuerzo aplicado (Figura 3.4). El resto de las etapas consistió en la retracción de las fuerzas aplicadas. Cabe destacar que en

este ensayo se consideró el esfuerzo desviador ( $\sigma_d$ ) como el de mayor interés, ya que éste representa la diferencia del esfuerzo axial ( $\sigma_1$ ) y la presión de celda ( $\sigma_3$ ).

Con esta prueba se determinó, la resistencia máxima, el comportamiento esfuerzo-deformación, el módulo de Young y la relación de Poisson del material, para distintas presiones de confinamiento.

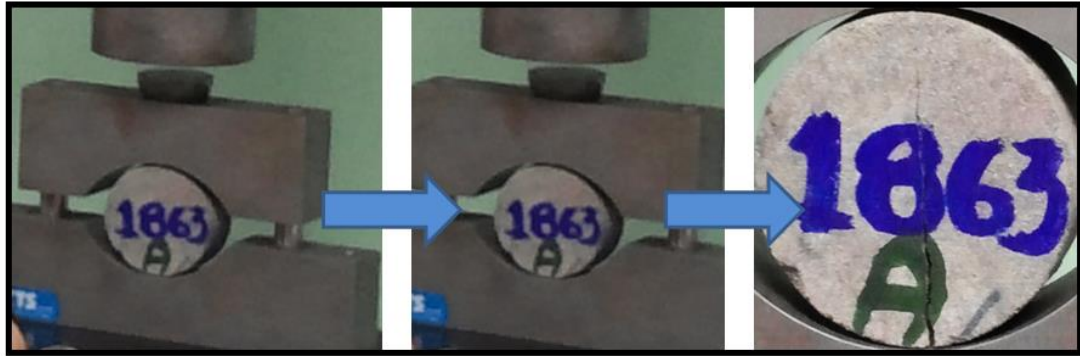


**Figura 3.4. Ensayo triaxial a la muestra 1847**

**C) Ensayo brasilero (BRA):** Para la realización de este ensayo la probeta fue seccionada de forma que su longitud fuese la mitad del diámetro (obteniendo tres o cuatro muestra por cada probeta), ya que en esta prueba el esfuerzo es aplicado en su banda estrecha a fin de que la muestra rompa a tracción.

El objetivo de este ensayo fue determinar la resistencia a tracción indirecta de las probetas, aplicándoles una fuerza de compresión por los laterales de las mismas, causando que estas se fracturen por tracción. La prueba constó de dos etapas, una donde la fuerza era aplicada hasta que la muestra fracturara y otra donde esa carga era retraída. En la Figura 3.5 se aprecia una muestra en ensayo brasilero.





**Figura 3.5. Muestra 1863-A en ensayo brasilero**

Las muestras para este ensayo no fueron refrentadas a diferencias de las usadas en compresión simple, ya que por lo general la superficie lateral era bastante lisa. Este ensayo da el valor de la carga aplicada a la muestra y éste es llevado a resistencia a la tracción mediante la siguiente expresión (Ecuación 3.1):

$$\sigma_t = \frac{2P}{\pi DL} \quad (3.1)$$

donde:

$\sigma_t$ : resistencia a la tracción (MPa)

P: presión de carga que produce la rotura (KN)

D: diámetro de la probeta (mm)

L: longitud de la probeta (mm)

**D) Ensayo corte directo (DSH):** Este ensayo se realizó a condiciones de rigidez normal constante [Constant Normal Stiffness (CNS)]. Tuvo como objetivo determinar el esfuerzo de cizalla de las muestras de los pozos LL-2925 y LL-2935 ambos pozos se encuentran en diferentes yacimientos, pero atraviesan la misma arena B-2-X. La prueba se efectuó a cuatro cargas distintas, para que al momento de aplicar el criterio de Mohr-Coulomb la regresión lineal fuese representativa, y de esta manera obtener valores de cohesión y fricción.

Esta prueba constó de dos etapas, en la primera se aplicó la carga normal y en la segunda el esfuerzo de corte con un desplazamiento horizontal de 15 mm, fue usado ese desplazamiento con el fin de conservar la superficie de contacto cuando se aplica el esfuerzo sobre las muestras, en esta misma segunda etapa se le aplica un valor de rigidez, donde la rigidez va referida al esfuerzo necesario que se requiere para pulir la cara de la muestra. Cuando se generan la discontinuidad las mismas presentan rugosidad, y lo que permite la rigidez constante CNS es pulir dicha rugosidad.

En la Figura 3.6 se resume el procedimiento usado para la ejecución del ensayo de corte directo con rigidez constante CNS.



**Figura 3.6 .Procedimiento para el ensayo de corte directo**

### **3.6.2. Fase II: Recopilación y análisis de información**

#### **3.6.2.1. Datos de pozos del campo lagunillas**

Se utilizaron pozos tanto del yacimiento B2-X-68 como de yacimientos vecinos, ya que los pozos del yacimiento en estudio son tan antiguos que la mayoría carecen de información, los datos de cada uno deben estar orientados en datos que sean de utilidad para la construcción del modelo geomecánico lo cual permitirá caracterizar geomecánicamente el yacimiento, por tal motivo la información a considerar es la siguiente: registros, ensayos geomecánico, pruebas RFT, entre otras.

#### **3.6.2.2. Revisión bibliográfica**

Esta fase consistió, en revisar información para la caracterización geomecánica del yacimiento B2-X-68, en la cual se tuvo que recurrir a investigaciones previas que caracterizan el yacimiento en estudio, como esta investigación está basada en la caracterización geomecánica también, se indago sobre los distintos ensayos que permitirán obtener propiedades mecánicas como: cohesión, ángulo de fricción, módulo de Young, relación de Poisson, resistencia a la tracción y resistencia a la compresión, que contribuirán en la construcción del modelo geomecánico el cual nos permitirá caracterizar el yacimiento.

### 3.6.2.3. Recolección y análisis de la información

Se recopiló la información necesaria para alcanzar los objetivos propuestos en la investigación. Para lograr todo esto, fue necesario la consulta de artículos científicos, tesis relacionadas al tema, informes de PDVSA, libros e información obtenida en diferentes bases de datos. (ONEPETRO)

### 3.6.2.4. Elaboración de reportes

Para sintetizar los resultados de los ensayos mecánicos se crearon hojas de reportes donde se describen características de las muestras (dimensiones y peso), configuración del equipo (etapas de ejecución), resultados (esfuerzos, deformaciones y módulos), algunos gráficos y fotos de las muestras antes y después del ensayo.

### 3.6.3. Fase III: Construcción del modelo geomecánico y aplicaciones

Esta fase describe la metodología empleada y el flujo de trabajo utilizado para elaborar el modelo geomecánico, usando la información de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, el cual es el insumo clave para el análisis de la estabilidad del agujero, fracturamiento y otras aplicaciones geomecánicas. El Modelo Geomecánico (MEM) es una representación numérica del estado de los esfuerzos in situ y de las propiedades mecánicas de la roca para una sección estratigráfica específica en un campo o cuenca. El MEM incluye las propiedades elásticas, la resistencia de la roca, el estado de esfuerzos en la corteza terrestre y la presión de poro. La construcción de un MEM es un proceso de 10 etapas como se muestra en la Figura 3.7. Un MEM puede ser 1D, 2D o 3D, dependiendo de la complejidad del problema estudiado y la disponibilidad de los datos.

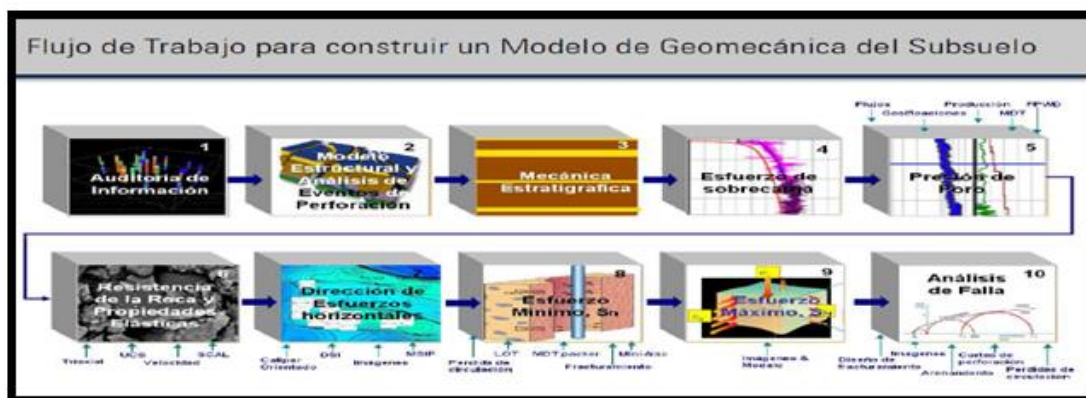


Figura 3.7. Flujo de Trabajo para el Modelo Geomecánico

### **3.6.3.1. Auditoria de información**

Esta es quizás la fase más importante en la elaboración del Modelo Geomecánico, ya que en esta se debe de integrar y validar toda la información disponible para el yacimiento en estudio. Se definieron los pozos de correlación o pozos claves para trabajar en el modelo, bajo la siguiente premisa:

- ✓ Cada disciplina define sus propios pozos de correlación en función de sus necesidades.
- ✓ En el área de Geomecánica, los pozos de correlación, en orden de prioridad, fijando un pozo o localización clave principal donde está el modelo 1-D. basado en lo anterior, se tiene las siguientes pautas:
- ✓ Pozos cercanos a la localización (0 - 5 Km.), que fueron perforados en la misma secuencia geológica, y donde se puede observar una buena continuidad en el comportamiento de los perfiles entre si y como estos pozos cercanos rodean la localización a explorar se puede predecir el comportamiento en esa zona.
- ✓ Pozos vecinos a la localización (5 - 10 Km.), que fueron perforados en una secuencia geológica similar, y donde se puede observar una continuidad en el comportamiento de los perfiles entre sí con la localización a explorar y que tienen algunos registros claves para calibrar el modelo de geomecánica.
- ✓ Pozos alejados de la localización (10 - 200 Km.), que pueden mostrar una secuencia geológica diferente a la localización a explorar, se usaran para definir un modelo de geomecánica inicial que se actualizará mientras se perfora. Las velocidades en la localización a perforar se deben comparar con los pozos alejados para seleccionar el mejor pozo de correlación.

Como parte de la metodología aplicada, se realizó una matriz de certidumbre donde se puede ver reflejado en porcentaje la calidad del dato por disciplina y su influencia, es decir, por este paso en el flujograma se podrá cuantificar con precisión la incertidumbre que se va a tener, de acuerdo a la información disponible.

### **3.6.3.2. Modelo estructural y análisis de evento de perforación**

El modelo estructural fue aportado por el equipo de estudios integrados de yacimientos, este consiste en la información de los pozos (coordenadas, desviaciones, registros y topes), las superficies de la interpretación sísmica y las fallas principales, mediante la búsqueda se lograron obtener información acerca del estilo estructural de la región y los mapas estructurales.

Para la validación de la presión de Poro, Gradiente de Fractura y colapso, es necesario revisar los reportes diarios de perforación y reportes geológicos de la perforación ya que con esto se obtiene información valiosa acerca de los problemas de perforación observados y cuales son útiles para el análisis geomecánico.

En la auditoria de datos se lograron definir pozos claves con los cuales se procedió a plasmar un formato homologado de eventos de perforación, toda la información ubicada en las carpetas de reportes diarios de perforación, dicho formato permite visualizar de forma gráfica todos los eventos relevantes que sucedieron en los pozos durante su perforación, con la cual se obtuvieron puntos importantes que permitan validar y calibrar el modelo geomecánico una vez terminado el flujograma, y de esta manera garantizar una representación del estudio lo más cercano a la realidad.

La idea de seleccionar pozos claves, es conocer la severidad y la reincidencia en las experiencias adquiridas durante la perforación en el área, aplicando la matriz de probabilidad y severidad.

### **3.6.3.3. Mecánica estratigráfica**

El concepto de la mecánica estratigráfica, está basado en la observación de las diferentes propiedades elásticas de la roca, que siguen diferentes tendencias dependiendo del tipo de material de la formación. Un material donde los minerales arcillosos son predominantes mostrara un comportamiento mecánico de la roca notoriamente diferente a una arenisca. La mecánica estratigráfica se obtiene de la integración de diferentes estudios y documentos validados por la gerencia del dato, a su vez se realizaron análisis de secciones finas al pozo clave LL-3577, aportando el reconocimiento y discretización de las arenas respecto a las zonas lutíticas de forma más acertada y confiable debido al dato tangible, como también el conocimiento de la depositación de los sedimentos para estimar la composición mineralógica del yacimiento.

### **3.6.3.4. Esfuerzo de sobrecarga**

La determinación del esfuerzo vertical in situ es expresada en términos de la columna de sedimentos que se encuentra por encima del punto en cuestión. Cuando la densidad de la roca es constante, el esfuerzo vertical es simplemente el producto entre la profundidad y la densidad. Generalmente este no es el caso, pues el estrato geológico suele ser heterogéneo; es más la densidad cambia con la profundidad debido a que el peso de los elementos de roca produce compactación del material a medida que incrementa la carga.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el esfuerzo vertical es estimado a partir del registro de densidad. Dichos cálculos se realizaron para el pozo clave de estudio LL-3577, el cual cuenta con un registro Density Rhob, para las profundidades donde no se contaba con información de registros se utilizó la ecuación homologada por PDVSA, calibrada por experiencia laboral en la cuenca del Lago de Maracaibo para construir la sección faltante de manera que se ajuste más a la realidad y generar una densidad sintética de baja incertidumbre.

#### **3.6.3.5. Presión de poros**

Se procedió a realizar una investigación a fondo en búsqueda de pruebas de presiones (RFT) de los pozos pertenecientes al yacimiento B2-X-68, disponibles para realizar la calibración adecuada a nivel de yacimiento, puesto que para la construcción del comportamiento de presión de poro en las zonas no yacimiento se utilizaron métodos empíricos (Bowers). La curva de gradiente de presión de poros fue calibrada a través de los diferentes eventos de perforación en zonas no yacimiento (influjos, pérdidas de circulación, entre otros).

Para el desarrollo completo de la curva de presión de poros el Departamento de Estudios Integrados de Yacimiento (EEIYY) de PDVSA, S.A. utilizó pozos con información pertinente, como lo fueron los pozos LL-3577 y LL-4047 que cuentan con un registro sísmico compresional (DT) uno desde la zona de discordancia a la arena B3 y el otro desde 1000 pies hasta discordancia respectivamente. De esta manera se generó una onda compresional sintética en la zona faltante para proceder a realizar un composite de las 3 deflexiones que representarían el comportamiento del pozo LL-3577, para la extrapolación de esta información se cuidaron bien los topes geológicos tratando de generar la menor incertidumbre posible.

Distintas pruebas de repetición de formación (RFT), fueron usadas para calibrar la curva de presión de poros en zonas yacimiento.

Del porcentaje de arcilla calculado en la mecánica estratigráfica que representa las formaciones del campo se creó una línea de base lutita sobre el registro del Gamma Ray (80%), para discriminar las formaciones contentivas de un alto porcentaje de arcilla, Este criterio se comparó con los Registros sísmicos compresionales de los pozos LL-3577 y LL-4047, donde el tiempo de viaje de la onda "P" es comúnmente mayor en las lutitas.

#### **3.6.3.6. Resistencia de la roca y propiedades elástica**

Las propiedades mecánicas y elásticas fueron determinadas con los ensayos geomecánicos previamente mencionados en la fase I, los ensayos de tracción indirecta

(Brasileño) permitieron obtener la resistencia a la tracción, mientras los ensayos de compresión uniaxial y compresión triaxial permitieron obtener la resistencia a la compresión, módulo de Young y relación de Poisson de manera estática, el ensayo de compresión uniaxial es realizado sin la muestra estar confinada, los valores que se obtienen no es tan real como los valores que se obtienen con el ensayo de compresión triaxial ya que se simula con la presión de confinamiento como si la muestra estuviera en yacimiento, por tal motivo los valores que se obtienen con este ensayo se ajustan más a la realidad. Estos ensayos fueron realizados a los pozos LL-2899 y LL-3577, el primer pozo se encuentra en el yacimiento B2-X-69 pero atraviesa la arena B-2-X, mientras el segundo pozo LL-3577 es del B2-X-68.

También se realizaron ensayos de corte directo a condiciones de rigidez constante (CNS) para determinar el esfuerzo de cizalladura o corte en las muestras de los pozos LL-2925 y LL-2935, ambos pozos se encuentran en yacimientos diferentes, pero atraviesan la arena B-2-X, que es nuestra arena de interés.

La relación de Poisson y el módulo de Young que se obtuvieron mediante los ensayos geomecánico son propiedades elásticas estáticas, y los que se obtienen a través de los registros son propiedades elásticas dinámicas y son calculadas a partir de ecuaciones, esas propiedades que se obtuvieron a través de los registros fue suministrada por PDVSA occidente, al realizar la comparación de los valores obtenidos uno con respecto al otro son bastantes similares en su comportamiento.

Es importante resaltar que los módulo de Young y la relación de Poisson forman parte de la data de entrada que requiere el software “fraccade” para generar el diseño de fractura, como los ensayos geomecánico resultan ser costoso la mayoría de las empresas que lo requieren realizan algunos ensayos que le permita contar con valores de referencia que permita calibrar los que se obtienen con registros, los valores que se obtienen con esos ensayos son más reales debido a que en laboratorio se recrea las condiciones a la que la muestra esta sometida en el yacimiento, es importante preservar la muestra y evitar que las muestras sean sometidas a perturbaciones ya que alteraría los valores de la misma.

#### **3.6.3.7. Dirección de esfuerzos horizontales**

Debido a la carencia de información pertinente para la determinación de direcciones de esfuerzos (sónicos bipolares, caliper de 4 o más brazos, Registro de imágenes), se procedió a inferir la dirección de esfuerzos utilizando registros de imágenes pertenecientes al pozo LL-4047 identificando así las profundidades y el azimut de los breakouts, siendo estas calibradas con la direcciones reportadas en el informe

generado por la compañía de servicios Schlumberger para Lagopetrol (Modelo geomecánico 1D/3D- Campo Lagunillas Lago- Yacimiento B2-X-70-80 2012).

#### **3.6.3.8. Esfuerzo mínimo**

En la construcción del esfuerzo horizontal mínimo el Departamento de Estudios Integrados de Yacimiento (EEIYY) de PDVSA, S.A. tomo en cuenta las variables del gradiente de sobrecarga (OBG), incluyendo la presión de poro final calculada y calibrada en su mayoría con pruebas de repetición de formación (*RFT*), conjunto a él gradiente de fricción interna calculado mediante ensayos geomecánico de laboratorio, y el valor de una prueba minifrac practicada en el pozo LL-3965, con esta información se adentraron los valores para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo.

Es de carácter primordial mencionar que para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo se utilizó la correlación propuestas por Warpinski (1998), la cual utiliza como información propiedades de la roca y características elásticas, como los coeficientes de Poisson, Young, Biot, a su vez necesito información sobre un valor de minifrac, valores del gradiente de sobrecarga (OBG), y los coeficientes de deformación tectónica máximos y mínimos.

Se utilizó la ecuación inmersa en el Software drillworks Predict , esta plataforma provee la herramienta necesaria para estimar el esfuerzo horizontal mínimo, utilizando información como las propiedades mecánicas y elásticas calculadas por ensayos de laboratorio, al igual que información sobre el gradiente de sobrecarga presente y la presión de poro final calibrada, y obtener el gradiente del esfuerzo horizontal mínimo a lo largo del pozo permitiendo esta ser ajustada mediante la prueba minifrac.

#### **3.6.3.9. Esfuerzo máximo**

El valor del esfuerzo horizontal máximo (SHG), es necesario para el análisis de estabilidad de hoyo. Por desventaja, no se puede medir directamente y sólo se calcula sobre una base de datos, tales como el régimen tectónico, eventos de perforación, datos arrojados en los registros de imagen y la magnitud del esfuerzo mínimo. Se realizó el cálculo de la magnitud de este esfuerzo a través de ecuaciones intrínsecas del software Drillworks.

#### **3.6.3.10. Análisis de falla**

Los análisis de falla se realizaron con el software “RocData” a partir de los esfuerzos principales que se obtuvieron con cada uno de los ensayos geomecánico. Para los pozos LL-2899 y LL-3577 se realizaron ensayos de tracción indirecta, compresión uniaxial y compresión triaxial que permitieron realizar los círculos de mohr y como



este software es tan versátil ofrece los siguientes de criterios de roturas: Generalizado de Hoek-Brown, Mohr-Coulomb, Barton-Bandis, curva de potencia, para estos dos pozos antes mencionados se realizó el primer criterio de rotura porque se trata de roca intacta ya que se encuentra exento de discontinuidades, las rocas a diferencias de los suelos tienen un comportamiento mecánico no lineal este criterio es no lineal y se ajusta al comportamiento mecánico.

Mientras que para los pozos LL-2925 y LL-2935 se realizaron ensayos de corte, y se obtuvieron esfuerzos normales y esfuerzos tangenciales o de corte que fueron ingresado en el “RocData” para generar el criterio de falla, la resistencia al corte de discontinuidades plana viene dada por la expresión de Mohr Coulomb, por tal motivo se utilizó ese criterio de falla.

A partir de estos criterios de falla se obtendrán parámetros mecánicos que contribuirán en la caracterización geomecánica del yacimiento en estudio.

#### **3.6.4. Aplicaciones**

En la industria petrolera, la geomecánica se refiere a la disciplina que estudia las deformaciones y fallas de las rocas sedimentarias, durante las etapas de exploración, avanzada, desarrollo, maduración y abandono de campos petroleros. Esta disciplina está orientada a buscar soluciones tecnológicas para calibrar registros sísmicos a través de la propagación de ondas de baja frecuencia en el laboratorio, minimizar las inestabilidades mecánicas del pozo durante la fase de perforación, desarrollar vías para establecer una matriz de selección de mechas y coronas, mejorar la conectividad del yacimiento con los pozos mediante las técnicas de fracturamiento hidráulico y de cañoneo, desarrollar estrategias para controlar y predecir la producción de arena durante la producción de los pozos, cuantificar la compactación del yacimiento y el hundimiento de la superficie ocasionado por la explotación de hidrocarburos, así como desarrollar técnicas para la protección ambiental a través de la inyección de ripsos de perforación en el subsuelo.

El propósito de la geomecánica no es proporcionar un espejo de la realidad, ni incluir todos los parámetros geológicos, litológicos, físicos y químicos que intervienen durante la construcción y producción de un pozo en sus proporciones exactas, sino más bien representar, de la manera más simple, aquellos parámetros o elementos que son decisivos para alcanzar una solución a los problemas, a través de un modelo que prediga las deformaciones de la roca bajo ciertas condiciones de carga. En dicho trabajo de investigación se desarrollarán dos aplicaciones importantes en la geomecánica que servirán en el futuro para la perforación y estimulación de nuevos pozos.

#### **3.6.4.1. Ventana operacional**

Desde el punto de vista geomecánico, la perforación de un pozo petrolero tiene como una consecuencia inmediata la generación de una distorsión en el campo de esfuerzos a las cuales se encuentra sometida la roca en su estado natural. En efecto, producto de la remoción de la roca por parte de la mecha de perforación, se genera una pérdida de sustentación en la roca inmediatamente alrededor a las paredes de hoyo. Esta pérdida de sustentación se manifiesta en la generación de esfuerzos que actúan tangencial y radialmente, induciendo a la vez esfuerzos de corte.

Esta concentración de esfuerzos es una función de la distancia y a medida que se aleja de la pared del pozo esta concentración de esfuerzos se disipa, igualándose a los esfuerzos locales. Sin consideraciones de algún otro tipo de efecto, si estos esfuerzos inducidos sobre la roca son superiores en magnitud a la resistencia mecánica, es de esperar una falla o fractura de la roca que eventualmente conduzca al desprendimiento de las paredes del hoyo. El desprendimiento de roca produce de forma inmediata el incremento del diámetro del pozo, mientras que la acumulación en el fondo de pozo de los cortes o desprendimientos puede generar problemas de pega de tuberías. Ambos fenómenos, constituyen manifestaciones típicas de problemas de estabilidad. En la práctica, la roca removida durante una operación de perforación es reemplazada con un fluido o lodo de densidad conocida. El peso del lodo tiene como principal función el ejercer una presión suficiente para sostener las paredes del hoyo y, adicionalmente, la de prevenir el influjo de los fluidos de la formación. Así, uno de los objetivos del análisis de estabilidad es el de establecer cuál es el peso mínimo o gradiente necesario que evite que los esfuerzos inducidos excedan la resistencia mecánica del material, siendo este peso una función de los parámetros característicos de la roca y de las condiciones naturales de los esfuerzos a los cuales ésta está sometida en el yacimiento.

Simultáneamente con la existencia de un peso mínimo, las paredes del hoyo están sometidas a una presión radial ocasionada por el peso del fluido. Este peso de fluido debe ser tal que no exceda la resistencia a la tracción de la roca y que pueda ocasionar la fractura de la formación. Un peso excesivo puede además de fracturar la roca, ocasionar una pérdida de circulación que de origen a una arremetida o blowout por reducción de la columna hidrostática que contiene a los fluidos de formación. Como se puede demostrar, este límite también es una función de las características mecánicas de la roca y del estado de esfuerzo en el cual se encuentra sometida.

Ambos límites, tanto el peso necesario para prevenir el colapso del hoyo como el peso máximo que no ocasione la fractura, definen la ventana operacional a la cual equivale al peso del lodo óptimo para la prevención de los problemas de estabilidad.

Con el fin de un diseño óptimo enfocado en disminuir los tiempos improductivos y riesgos operacionales se crearon ventanas de perforación con diferentes escenarios en base al modelo geomecánico obtenido previamente. Estas ventanas operacionales son ilustradas con el programa “GRAPHER 11”, en donde se logra apreciar claramente cuatro zonas, zona de influjos, zona de colapso, zona estable y zona de pérdidas; todas previamente calibradas con los diferentes eventos de perforación, minifrac entre otros.

#### **3.6.4.2. Fracturamiento**

Esta etapa consistió en la determinación de la mejor dirección para orientar una fractura, conjunto a las zonas óptimas que brindarían mejores resultados, al igual con el cálculo obtenido del gradiente de fractura se conoce la presión que se debe alcanzar para el rompimiento de las paredes de la formación. Las magnitudes de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos, y el esfuerzo vertical que actuarían sobre la fractura abre paso a la innovación de una teoría en la cual todos los esfuerzos presentes in situ afectan la abertura realizada determinando así la resistencia que debe tener los agentes sostén a depositar para el soporte. Se realizó un diseño preliminar de fracturamiento hidráulico de la formación B2-X.68 Eoceno frac mediante el simulador “Fraccade”, tomando como referencia el pozo LL-3577, con lo cual se busca incrementar la conexión yacimiento-pozo, a través de la creación de canales altamente conductivos.

Con base en las simulaciones se pretende estimar las dimensiones de las fracturas, predecir el comportamiento de las presiones durante el bombeo y visualizar el comportamiento de los fluidos y material apuntalante. El diseño final del programa de bombeo se obtendrá luego de la realización de las pruebas de Minifrac, a realizarse en cada intervalo a fracturar, cuando se tenga mayor precisión de parámetros como presión de cierre y eficiencia de filtrado del fluido de fractura.

#### **3.6.5. Fase IV: Análisis de resultados**

Una vez que se obtuvieron los resultados de los parámetros geomecánico, se procedió a organizar y presentar los datos mediante:

- ✓ **Tablas:** Fueron utilizadas para simplificar los resultados obtenidos en los diferentes ensayos geomecánicos realizados y a su vez comparar un pozo con respecto a otro ya que estos atraviesan la misma arena B-2-X.

- ✓ **Gráficos:** Son realizados con la finalidad de presentar datos numéricos mediante recursos gráficos, permitiendo una mejor visión de las variables. Para la elaboración de estos se hizo uso de herramientas computacionales como, Grapher y RocData.
- ✓ **Reportes:** Para sintetizar los resultados de los ensayos mecánicos se crearon hojas de reportes donde se describen características de las muestras (dimensiones y peso), configuración del equipo (etapas de ejecución), resultados (esfuerzos, deformaciones y módulos), algunos gráficos y fotos de las muestras antes y después del ensayo.

Los análisis de los ensayos geomecánico fueron realizados mediante comparaciones entre los resultados obtenidos, ya que todas las muestras de los pozos se encuentran en la misma arena B-2-X, y deben tener un comportamiento similar ya que en la naturaleza todo no es igual, se debe mencionar que los resultados obtenidos fueron reportados en psi y MPa para las presiones, debido a que en la industria petrolera las unidades manejadas son unidades inglesas de presión. Con el datapack suministrado por PDVSA occidente se realizaron las gráficas de las geopresiones, como también se pudo realizar la ventana operacional, esto se realizó con la ayuda de grapher ya que esta data suministrada cuenta con todos los valores necesario para realizar las gráficas antes mencionadas, se debe resaltar que la contribución de nuestra investigación en esos objetivos es su interpretación, ya que por parte de PDVSA no fue suministrada la data cruda para verificar estos resultados que fueron suministrado.

También es de destacar que para el diseño de fractura se utilizó el módulo de Young y la relación de Poisson que se encuentra en dicha data y que pertenecen al pozo LL-3577, por informe se sabe que el módulo de Young la relación de Poisson fueron calibrados con los que se obtiene con los ensayos geomecánico que fueron realizados en el laboratorio de mecánicas de roca de la UCV donde dicho informe elaborado por pdvsa mencionan que calibraron muy bien. Estos dos parámetros son importantes porque son unos de los tantos datos requeridos por el Software Fraccade para generar el diseño de fractura.

Con base en las simulaciones del software fraccadde se pretende estimar las dimensiones de las fracturas, predecir el comportamiento de las presiones durante el bombeo y visualizar el comportamiento de los fluidos y material apuntalante.

## CAPITULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

#### 4.1. Propiedades mecánicas y elásticas de las formaciones alcanzadas por los pozos a los que se le realizaron ensayos geomecánico

##### 4.1.1. Ensayo de compresión simple (Uniaxial)

A través de este ensayo fue determinado el esfuerzo axial pico ( $\sigma_a$ ) que soportaron las muestras a lo largo de su eje longitudinal sin una presión de confinamiento. En las tablas 4.1 y 4.2 se observan los resultados obtenidos de las muestras de los pozos LL-2899 y LL-3577 para ensayos de compresión Uniaxial.

Tabla 4.1. Resistencia a la compresión de las muestras del pozo LL-2899

ENSAYO UNIAXIAL					
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	Esfuerzo Axial Pico MPa (psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reporte
LL-2899	1842-TRX-0	4283' 0"	41.40 (6004.57)	1.029	Apendice 1.1
LL-2899	1846-TRX-0	4363' 8"	47.00 (6816.79)	0.983	Apendice 1.2
LL-2899	1849-TRX-0	4385' 0"	51.30 (7440.45)	0.983	Apendice 1.3
LL-2899	1852-TRX-0	4434' 4"	93.60 (13575.56)	1.261	Apendice 1.4
LL-2899	1857-TRX-0	4569' 0"	38.30 (5554.96)	0.881	Apendice 1.5
<b>PROMEDIO</b>			<b>54.32 (7878.46)</b>	<b>1.03</b>	-
<b>Desviación Estándar</b>			<b>20.15 (2923)</b>	<b>0.13</b>	-

Tabla 4.2. Resistencia a la compresión de las muestras del pozo LL-3577

ENSAYO UNIAXIAL					
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	Esfuerzo Axial Pico MPa (psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reporte
LL-3577	1862-TRX-0	3883' 6"	32.20(4670.22)	0.849	Apendice 1.6
<b>PROMEDIO</b>			<b>32.20(4670.22)</b>	<b>0.849</b>	
<b>Desviación Estándar</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

En las tablas anteriores se observa una resistencia a la compresión promedio para las muestras del pozo LL-2899 de 54.32 MPa (7878.46 psi) con una desviación estándar de 20.15 (2923), mientras que en el pozo LL-3577 solo se logró ejecutar un ensayo de

compresión simple debido a que solo se contaba con ese núcleo para realizar el ensayo, la resistencia que presentó la muestra de este pozo fue de 32.20 MPa (4670.22 psi). Se puede observar en el pozo LL-2899 que a medida que aumenta la profundidad la resistencia a la compresión va aumentando, pero también presenta que la resistencia a la compresión puede disminuir, esto es un indicativo que la resistencia puede aumentar o disminuir indiferentemente su profundidad.

Al comparar los resultados que se obtuvieron en ambos pozos se puede observar que la resistencia a la compresión que presenta el pozo LL-3577 es menor que la del pozo LL-2899 eso se debe que las muestras del primer pozo está en una profundidad menor que las del segundo pozo.

Es importante mencionar que ambos pozos corresponden al rango de moderadamente dura o R4 (25-50 MPa) (3626-7252 psi) de acuerdo a la clasificación de las rocas según ISRM (1981).

#### 4.1.2. Ensayo brasilero

Con este ensayo se determinó la resistencia a la tracción de manera indirecta. En las Tablas 4.3 y 4.4 se reflejan los resultados obtenidos en las muestras de los pozos LL-2899 y LL-3577.

Tabla 4.3. Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo LL-2899

ENSAYO BRASILEIRO					
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	Resistencia a la Tracción MPa (psi)	Esfuerzo Axial Aplicado MPa (Psi)	Reporte
LL-2899	1843-A	4322' _10"	-1.80(-261.07)	5.40(783.21)	Apendice 2.1
LL-2899	1843-B	4322' _10"	-2.83(-410.46)	8.49(1231.37)	Apendice 2.2
LL-2899	1843-C	4322' _10"	-3.07(-445.27)	9.21(1335.80)	Apendice 2.3
LL-2899	1845-A	4333' _3"	-5.60(-812.21)	16.81(2438.09)	Apendice 2.4
LL-2899	1845-B	4333' _3"	-5.28 (-765.8)	15.84(2297.40)	Apendice 2.5
LL-2899	1845-C	4333' _3"	-5.35 (-775.95)	16.06(2329.31)	Apendice 2.6
LL-2899	1851-A	4431' _0"	-2.33(-337.94)	6.98(1012.37)	Apendice 2.7
LL-2899	1851-B	4431' _0"	-4.65(-674.43)	13.95(2023.28)	Apendice 2.8
LL-2899	1851-C	4431' _0"	-3.88(-562.75)	11.64(1688.24)	Apendice 2.9
LL-2899	1855-A	4535' _6"	-5.45 (-790.46)	16.36(2372.82)	Apendice 2.10
LL-2899	1855-B	4535' _6"	-5.04 (-730.99)	15.11(2191.52)	Apendice 2.11
LL-2899	1855-C	4535' _6"	-4.72 (-684.58)	14.15(2052.29)	Apendice 2.12
<b>PROMEDIO</b>			<b>-4.17 (-605)</b>	<b>12.50 (1812.98)</b>	
<b>Desviación Estándar</b>			<b>1.28 (186)</b>	<b>3.85 (558.4)</b>	

Tabla 4.4. Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo LL-3577

ENSAYO BRASILERO					
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	Resistencia a la Tracción MPa (Psi)	Esfuerzo Axial Aplicado MPa (Psi)	Reporte
LL-3577	1863-A	3985' 0"	-2.28(-330.69)	6.84(992.06)	Apendice 2.13
LL-3577	1863-B	3985' 0"	-4.11 (-596.11)	12.34 (1789.77)	Apendice 2.14
LL-3577	1863-C	3985' 0"	-3.24 (-469.92)	9.72 (1409.77)	Apendice 2.15
LL-3577	1863-D	3985' 0"	-4.49 (-651.22)	13.47 (1953.66)	Apendice 2.16
<b>PROMEDIO</b>			<b>-3.53 (-512)</b>	<b>10.59 (1536.32)</b>	
<b>Desviación Estándar</b>			<b>0.85 (123.28)</b>	<b>2.56 (371.30)</b>	

Se aprecia que para el pozo LL-2899 la resistencia a la tracción promedio fue de -4.17 MPa (-605 psi) con una desviación estándar de 1.28 (186) y para las muestras del pozo LL-3577 se obtuvo un valor de tracción de -3.53 MPa (-512 psi) con una desviación estándar de 0.85 (123.28). También se observan los valores de resistencia a la compresión, los cuales son tres veces superior a los de tracción y vienen dados por la siguiente expresión (Ecuación 4.1):

$$\sigma_1 = -3 * \sigma_3 \quad (4.1.)$$

donde:

$\sigma_1$ : resistencia a la compresión en MPa

$\sigma_3$ : resistencia a la tracción MPa

Esto se realizó con la finalidad de comparar los resultados obtenidos con la clasificación de la roca de acuerdo a su compresión según la ISRM (1981). Las muestras del pozo LL-2899 tuvo un incremento en la resistencia a la compresión con respecto a la del pozo LL-3577 de 18.04 %. A pesar de este incremento las muestras de ambos pozos corresponden al rango de rocas blandas o R3 con valores entre (5-25) MPa (725-3626 psi).

### 4.1.3. Ensayo Triaxial

El ensayo Triaxial representa las condiciones de la roca in situ, sometidas a esfuerzos confinantes. Con este ensayo se determinó el esfuerzo axial pico que soporta una muestra sometida a una presión de confinamiento. En el estudio de esta prueba se hará hincapié en el esfuerzo desviador, ya que al estar involucrada la presión de confinamiento, el valor del esfuerzo axial incrementa a medida que esta presión

aumenta, mientras el esfuerzo desviador se ve menos afectado por la variación de ese parámetro.

En las Tablas 4.5 y 4.6, se detallan los resultados obtenidos en los pozos LL-2899 y LL-3577.

Tabla 4.5. Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-2899

ENSAYO TRIAXIAL							
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	( $\sigma_a = \sigma_1$ ) MPa (psi)	( $\sigma_3$ ) MPa (psi)	Esfuerzo Desviador Pico MPa (psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reporte
LL-2899	1844-TRX	4329'_9"	79.6 (11545.02)	3.3 (478.63)	76.4 (11080.90)	1.74	Apendice 3.1
LL-2899	1847-TRX	4381'_9"	101.8 (14764.87)	11 (1595.42)	90.9 (13183.95)	1.83	Apendice 3.2
LL-2899	1848-TRX	4383'_9"	113.5 (16461.81)	18.3 (2654.20)	95.3 (13822.12)	0.00	Apendice 3.3
LL-2899	1850-TRX	4429'_2"	74.4 (10790.83)	2.4 (348.09)	72 (10442.74)	0.00	Apendice 3.4
LL-2899	1856-TRX	4545'_0"	68.2 (9891.59)	2.5 (362.60)	65.7 (9529.00)	1.51	Apendice 3.5
LL-2899	1858-TRX	4577'_7"	92.5 (13416.02)	11.3 (1638.93)	81.2 (11777.09)	2.00	Apendice 3.6
LL-2899	1858-B-TRX	4577'_7"	93.3 (13532.05)	11.3 (1638.93)	82 (11893.12)	1.72	Apendice 3.7
LL-2899	1859-TRX	4615'_8"	155.7 (22582.42)	21 (3045.80)	134.7 (19536.62)	2.14	Apendice 3.8
<b>PROMEDIO</b>			<b>97.38 (14123.80)</b>	<b>10.14 (1470.69)</b>	<b>87.28 (12658.92)</b>	<b>1.37</b>	
<b>Desviación Estándar</b>			<b>26.02 (3773.88)</b>	<b>6.64 (963.05)</b>	<b>20.03 (2905.11)</b>	<b>0.81</b>	

Tabla 4.6. Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-3577

ENSAYO TRIAXIAL							
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	( $\sigma_a = \sigma_1$ ) MPa (Psi)	( $\sigma_3$ ) MPa (Psi)	Esfuerzo Desviador Pico MPa (Psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reporte
LL-3577	1860-TRX	3882'_3"	53.7 (7788.54)	3.5 (507.63)	50.2 (7280.91)	1.883	Apendice 3.9
LL-3577	1861-TRX	3883'_0"	91.1 (13212.96)	11.4 (1653.43)	79.7 (11559.53)	2.177	Apendice 3.10
LL-3577	1865-TRX	3881'_5"	114.4 (16592.35)	21.1 (3060.30)	93.3 (13532.05)	2.237	Apendice 3.11
<b>PROMEDIO</b>			<b>86.4 (12531.28)</b>	<b>12 (1740.46)</b>	<b>74.4 (10790.83)</b>	<b>2.10</b>	
<b>Desviación Estándar</b>			<b>25.00 (3626)</b>	<b>7.20 (1044.27)</b>	<b>17.99 (2609.23)</b>	<b>0.15</b>	



Se observa que para las muestras del pozo LL-2899 se obtuvo un esfuerzo desviador promedio de 87.28 MPa (12658.92 psi) con una desviación estándar de 20.03 (2905.11), mientras que para las muestras del pozo LL-3577 el esfuerzo promedio fue de 74.4 MPa (10790.83 psi) y una desviación de 17.99 (2609.23). EL descenso del esfuerzo del segundo pozo fue de 14.7% a pesar de ese descenso se debe destacar que ambos pozos de acuerdo al esfuerzo desviador pico entran en el rango de dura (R5) de acuerdo a la clasificación de las rocas a partir de su resistencia a la compresión simple según ISRM (1981).

En ambos pozos se puede evidenciar que a medida que aumenta la presión de confinamiento ( $\sigma_3$ ) el esfuerzo axial máximo aumenta ( $\sigma_a = \sigma_1$ ).

También que el esfuerzo desviador pico puede ser mayor indiferentemente a la profundidad que se encuentre como se puede ver en la tabla 4.6, en el pozo LL-2899 se puede ver que a medida que aumenta la profundidad el esfuerzo desviador pico aumenta y puede disminuir de igual manera. Es decir, no existe un comportamiento específico. Dicho comportamiento se debe a que la arena B-2-X es muy heterogénea.

En las tablas 4.7 y 4.8, se muestran los resultados obtenidos para las muestras del pozo LL-2925 y el pozo LL-2935, son pozos que se encuentran en yacimientos diferentes, pero atraviesan la misma arena B-2-X.

Tabla 4.7. Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-2925

ENSAYO TRIAXIAL							
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	( $\sigma_a = \sigma_1$ ) MPa (psi)	( $\sigma_3$ ) MPa (Psi)	Esfuerzo Desviador Pico MPa (psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reporte
LL-2925	2183-TRX	3858'-10"	54.3 (7875.56)	3.3 (478.63)	51.1 (7411.44)	1.25	Apendice 3.12
LL-2925	2184-TRX	3812'-9"	41.7 (6048.08)	11 (1595.42)	30.7 (4452.67)	1.34	Apendice 3.13
LL-2925	2184-1-TRX	3812'-9"	122.7 (17796.16)	11 (1595.42)	111.7 (16200.74)	1.72	Apendice 3.14
LL-2925	2185 TRX	3820'	115.7 (16780.90)	20.7 (3002.29)	94.9 (13764.11)	1.60	Apendice 3.15
<b>PROMEDIO</b>			<b>83.6 (12125.18)</b>	<b>11.5 (1668)</b>	<b>72.1 (10457.24)</b>	<b>1.48 (215)</b>	
<b>Desviación Estándar</b>			<b>35.96 (5216)</b>	<b>6.17 (895)</b>	<b>32.57 (4724)</b>	<b>0.19 (28)</b>	

Tabla 4.8. Compresión Triaxial de las muestras del pozo LL-2935

ENSAYO TRIAXIAL							
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	( $\sigma_a = \sigma_1$ ) MPa (psi)	( $\sigma_3$ ) MPa (psi)	Esfuerzo Desviador Pico MPa (psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reporte
LL-2935	2188- TRX	6239'-3"	63.1 (9151.90)	20.7 (3002.29)	42.4 (6149.61)	2.00	Apendice 3.16
LL-2935	2188-1- TRX	6239'-3"	67.8 (9833.58)	20.8 (3016.79)	47.0 (6816.79)	1.60	Apendice 3.17
<b>PROMEDIO</b>			<b>65.45</b> <b>(9493)</b>	<b>20.75</b> <b>(3010)</b>	<b>44.7</b> <b>(6483.19)</b>	<b>1.80</b> <b>(261)</b>	
<b>Desviación Estándar</b>			<b>2.35</b> <b>(341)</b>	<b>0.05</b> <b>(7.25)</b>	<b>2.30</b> <b>(334)</b>	<b>0.20</b> <b>(29)</b>	

Para las muestras del Pozo LL-2925 el esfuerzo desviador promedio fue de 72.1 MPa (10457.24 psi) con una desviación estándar de 32.57 (4724), mientras que para las muestras del Pozo LL-2935 el esfuerzo desviador promedio fue de 44.7 MPa (6483 psi) y una desviación de 2.30 (334). La disminución del esfuerzo desviador del pozo LL-2935 con respecto al del pozo LL-2925 es de 38%, el esfuerzo desviador pico del primer pozo entran en el rango de dura (R5) y la del segundo pozo entra dentro del rango moderadamente dura (R4) de acuerdo a la clasificación de las rocas a partir de su resistencia a compresión simple según ISRM (1981).

En la tabla 4.7 se puede evidenciar que a medida que se aumentaba la presión de confinamiento el esfuerzo que resisten las muestras pueden incrementar como disminuir, También se puede observar que sin importar la profundidad los valores de resistencia pueden ser mayores o menores.

Con respecto a las muestras del pozo LL-2935, no se puede ver cómo se comportan ya que se realizó solo una muestra, el esfuerzo axial pico que soporta la muestra se encuentra dentro del rango de (40-50) MPa, cuando se realizó el ensayo en el laboratorio al correr la muestra por primera vez no se obtuvo su valor de resistencia, no se pudo ver si la misma rompió, por tal motivo se volvió a correr con el número de muestra 2188-1, dando un valor de esfuerzo desviador pico de 47 MPa (6816.79 psi) con este valor de resistencia se pudo apreciar la rotura de la misma.

Al comparar ambos pozos se puede ver que las muestras del pozo LL-2935 se encuentra a una profundidad de 6239 pies y se obtuvo un valor de resistencia de 47 MPa (6816.79 psi) mientras que algunas muestras del pozo LL-2925 están en profundidades de (3812 -3820 pies) y presentan mayor valor de resistencia, también se puede decir que a mayor profundidad se tiene menor resistencia eso está sustentado

porque en el pozo LL-2925 las muestra que se encuentran a mayor profundidad presenta menor resistencia al igual que las muestras del pozo LL-2935.

Al realizar la comparación de los cuatro (4) pozos a los cuales se le realizaron los ensayos Geomecánico se puede decir que los mismos presentan valores de resistencia similares, como también presentan que sin importar la profundidad pueden tener valores de resistencia mayores o menores, estos pozos están dentro del rango de rocas duras(R5) de acuerdo a la clasificación de la ISRM(1981), solo el pozo LL-2935 está dentro del rango moredamente dura (R4), es importante resaltar que la clasificación de roca se debe realizar por los criterios de rotura de acuerdo a los valores de resistencia de compresión, ya que las rocas no aceptan estadística.

Por otra parte, el comportamiento de las curvas esfuerzo-deformación de las muestras de los pozos LL-2899 y LL-3577 se observan en la figura 4.1 y las muestras de los pozos LL-2925 y LL-2935 se encuentran en la figura 4.2, en ambas figuras estas muestras exhiben un comportamiento frágil-dúctil, debido a que una vez que alcanzan el limite elástico la carga axial continúa incrementando, estos experimentan una deformación permanente

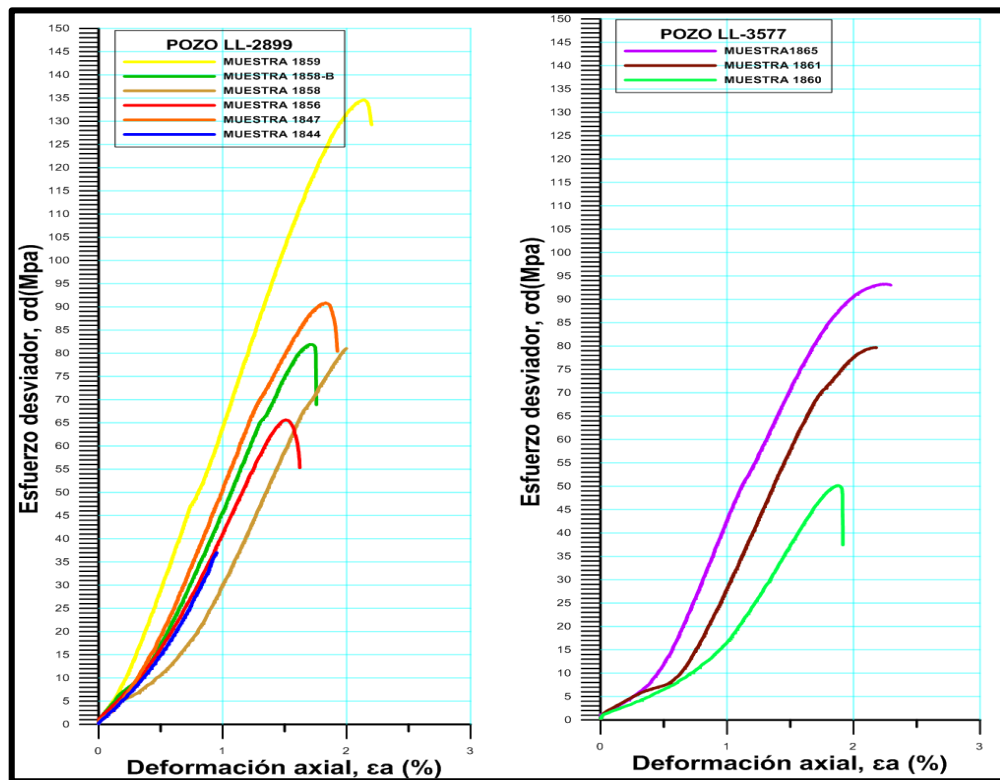
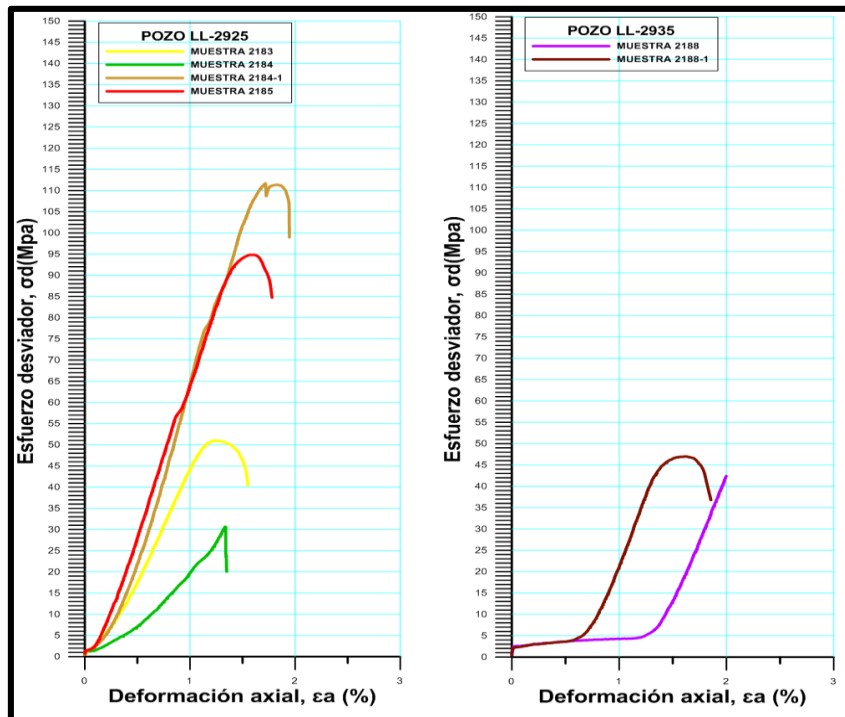


Figura 4.1. Gráficos de esfuerzo vs deformación de las muestras usadas en TRX para los pozos LL-2899 y LL-3577



**Figura 4.2. Gráficos de esfuerzo vs deformación de las muestras usadas en TRX para los pozos LL-2925 y LL-2935**

Este comportamiento frágil-dúctil se realizó con los valores de esfuerzos vs deformación que se obtuvieron con los ensayos Triaxial ya que simula condiciones in situ, los ensayos de compresión simple que permiten obtener estos mismos parámetros no se consideraron porque las muestras no son sometidas a ninguna presión de confinamiento, lo cual hace que los ensayos simulen una condición menos real del comportamiento elástico de la arena B-2-X.

También con este ensayos se obtuvieron el módulo de Young y la relación de Poisson estáticos, y PDVSA suministró los parámetros dinámicos, En la tabla 4.9 se encuentran los módulos de Young y la relación de Poisson estáticos y dinámicos del pozo LL-3577 de acuerdo a las profundidades donde se realizaron ensayos triaxiales donde se evidencia que los módulos elásticos denominados dinámicos son mayores a los módulos elásticos estáticos dado que las mediciones sísmicas son llevadas a cabo con altas frecuencias (alrededor de 10 KHz) las cuales involucran deformaciones muy pequeñas y las formaciones muestran esencialmente una respuesta no drenada de la muestra. Bajo estas condiciones dinámicas, la roca exhibe una respuesta de mayor dureza que la que ella mostraría bajo una carga estática como en un ensayo de laboratorio de mecánica de rocas o bajo la carga estática en el terreno cercano al pozo.

El módulo de Young estatico de las muestras ensayadas del pozo LL-3777 se encuentra dentro del rango de (371152- 755067 psi) mientras que el dinámico se encuentra entre (915124-965641 psi) para las mismas profundidades donde se realizaron el ensayo Triaxial. En la tabla 4.9 se encuentran los módulos de Young estáticos y dinámicos del pozo LL-3577.

Tabla 4.9. Módulos de Young estáticos y dinámicos del pozo LL-3577

Pozo	Muestra	Profundidad (Pies)	Estáticos		Dinámicos	
			Módulo de Young MPa (psi)	Relación de Poisson	Módulo de Young MPa (psi)	Relación de Poisson
LL-3577	1860	3882'_3"	2559 (371152.2)	0.33	6657.87 (965641.56)	0.255
LL-3577	1861	3883'_0"	4601 (667319.8)	0.33	6309.56 (915124.37)	0.296
LL-3577	1865	3881'_5"	5206 (755067.8)	0.33	6408.76 (929511.188)	0.288

En la figura 4.3 se puede observar los módulos de Young tanto los estáticos como los dinámicos del pozo LL-3577, donde se puede ver claramente que el módulo de Young estático es menor que el dinámico por lo comentado anteriormente. En esta misma figura se graficó el módulo de Young estático del pozo LL-2899 a pesar de este pozo encontrarse en un yacimiento vecino atraviesa la arena B-2-X, al compararlo con el módulo de Young dinámico del pozo LL-3577 resulta ser menor.

Es importante resaltar que la relación de Poisson que se obtuvo en el ensayo triaxial es un valor teórico, ya que esta predeterminado en el equipo, por tal motivo es recomendable realizar nuevos ensayos donde se calcule el valor real de la relación de Poisson de estos pozos, porque sería el único parámetro geomecánico que faltará por conocer su rango en este yacimiento y por supuesto en la arena B-2-X. El valor de la relación de poisson teórico que se calculó estaba muy cercano al valor de poisson dinámico suministrado por PDVSA.

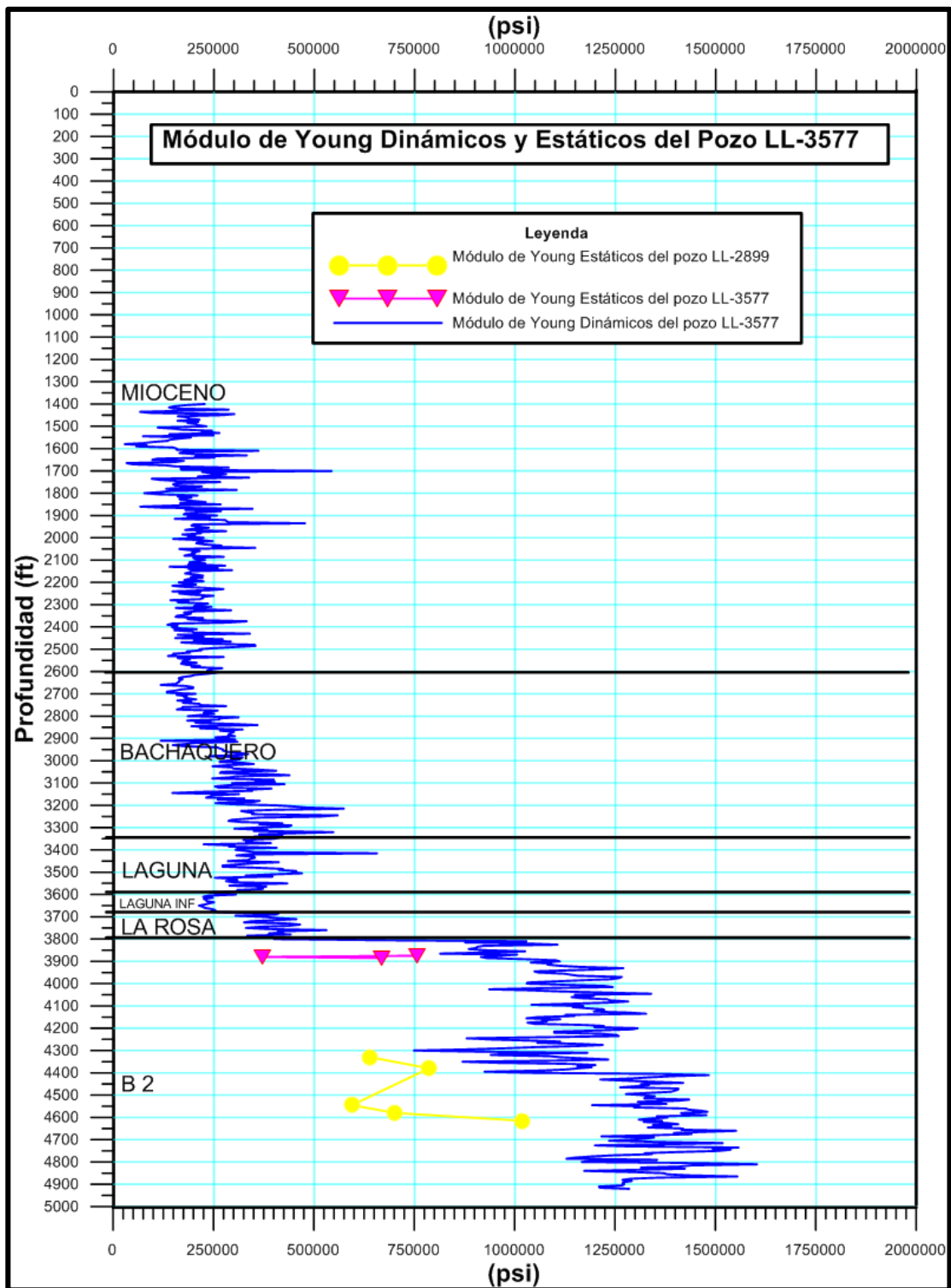


Figura 4.3. Módulo de Young estáticos y dinámico del pozo LL-3577

#### 4.1.4. Ensayo de corte

Este ensayo determina el esfuerzo de corte a medida que la muestra es sometida a una carga normal. En las Tablas 4.10 y 4.11 se reflejan los valores obtenidos de esfuerzo de corte, cohesión y ángulo de fricción de las muestras de los pozos LL-2925 y LL-2935.

Tabla 4.10. Ensayo de corte directo-Rigidez Normal Constante (CNS) de las muestras del pozo LL-2925

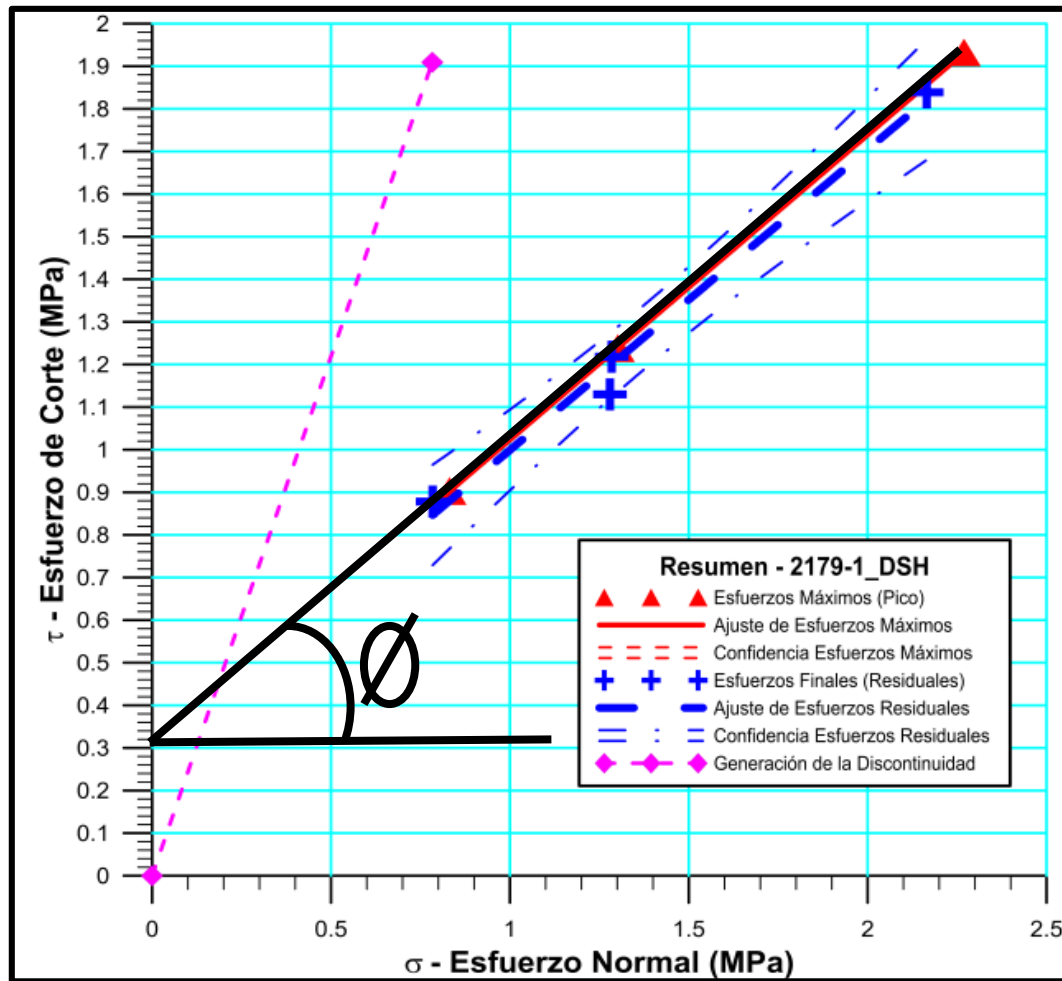
ENSAYO DE CORTE DIRECTO-RIGIDEZ NORMAL CONSTANTE (CNS)								
Pozo	Muestra	Profundidad (Pies)	Dirección del esfuerzo de corte	Esfuerzo de Corte MPa (psi)	Cohesión MPa (psi)	Angulo de Fricción (°)	R <sup>2</sup>	Reporte
LL-2925	2179-1	3868'_3"	Paralelo a los planos de estratificación	1.36 (197.25)	0.29 (42.06)	35.21	0.99	Apendice 4.1
LL-2925	2179-2	3868'_3"	Perpendicular a los planos de estratificación	1.90 (275.57)	0.20 (29.01)	43.19	0.99	Apendice 4.2
LL-2925	2180-A	3821'_1"	Perpendicular a los planos de estratificación	1.35 (195.80)	0.23 (33.36)	32.16	1.00	Apendice 4.3
LL-2925	2180-B	3821'_1"	Paralelo a los planos de estratificación	2.87 (416.26)	1.26 (182.75)	34.52	0.81	Apendice 4.4
LL-2925	2181	-	Perpendicular a los planos de estratificación	5.15 (746.95)	1.23 (178.40)	37.68	1.00	Apendice 4.5
<b>PROMEDIO</b>				<b>2.53</b> <b>(367)</b>	<b>0.64</b> <b>(93)</b>	<b>36.55</b>	-	-
<b>Desviación Estándar</b>				<b>1.42</b> <b>(206)</b>	<b>0.49</b> <b>(71.07)</b>	<b>3.76</b>	-	-

Tabla 4.11. Ensayo de corte directo-Rigidez Normal Constante (CNS) de las muestras del pozo LL-2935

ENSAYO DE CORTE DIRECTO-RIGIDEZ NORMAL CONSTANTE (CNS)								
Pozo	Muestra	Profundidad (Pies)	Dirección del esfuerzo de corte	Esfuerzo de Corte MPa (psi)	Cohesión MPa (psi)	Angulo de Fricción (°)	R <sup>2</sup>	Reportes
LL-2935	2186-A	6240'-2"	Paralelo a los planos de estratificación	5.63 (816.56)	1.99 (288.63)	30.79	0.94	Apendice 4.6
LL-2935	2186-B	6240'-2"	Perpendicular a los planos de estratificación	7.86 (1140.00)	4.81 (697.63)	26.42	0.71	Apendice 4.7
LL-2935	2187	6235'-8"	Paralelo a los planos de estratificación	0.77 (111.68)	0.28 (40.61)	30.38	1.00	Apendice 4.8
LL-2935	2187-1	6235'-8"	Perpendicular a los planos de estratificación	2.42 (350.99)	0.16 (23.21)	37.08	1.00	Apendice 4.9
<b>PROMEDIO</b>				<b>4.17(605)</b>	<b>1.81(263)</b>	<b>31.17</b>		-
<b>Desviación Estándar</b>				<b>2.76(400)</b>	<b>1.88(273)</b>	<b>3.82</b>		-

Se evidencia un incremento del esfuerzo de corte ( $\tau$ ) en las muestras de los pozos LL-2935 de 39.33% en relación a las muestras del pozo LL-2925. Los esfuerzos de corte promedio para cada pozo (LL-2925 y LL-2935) son de 2.53 y 4.17 MPa (367 y 605 psi), cuyos valores representan el esfuerzo de corte máximo para que la muestra rompa, con desviación estándar de 1.42 y 2.76 (206 y 400 psi) respectivamente. También se obtuvieron valores de cohesión y ángulo de fricción mediante la aplicación del criterio de Mohr-Coulomb con los puntos determinados en la ejecución de las últimas tres cargas normales como se observa en la figura 4.4.





**Figura 4.4. Aplicación del criterio de Mohr Coulomb a la muestra 2179-1-DSH del pozo LL-2925**

Los resultados promedios de cohesión y ángulo de fricción obtenidos en el pozo LL-2925 fueron de 0.64 MPa (93 psi) y 36. 55° mientras que para el pozo LL-2935 fueron de 1.81 MPa (263 psi) y 31. 17°, siendo notorio un incremento en la cohesión de este pozo como también un descenso en el ángulo de fricción. Los valores de cohesión de ambos pozos son bajos, implicando a su vez que la rugosidad entre las discontinuidades es baja, también se puede observar que los ángulos de fricción de un pozo con respecto al otro varían, debido a la anisotropía de la roca.

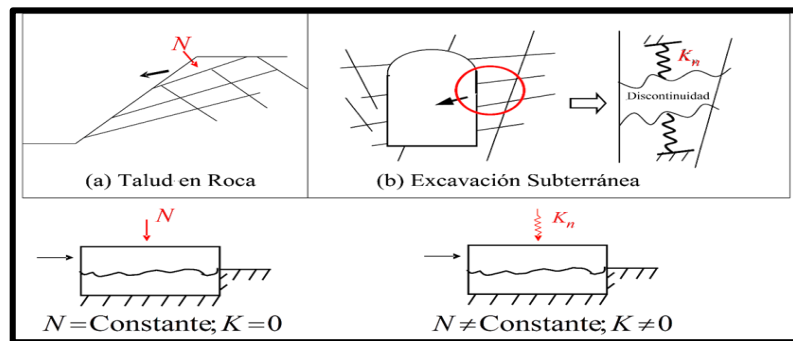
En esta investigación las fracturas o discontinuidad se generaron paralelas y perpendiculares a la estratificación que presentaba el espécimen.

En la tabla 4.10 se puede observar en la muestra 2179-1-DSH que el esfuerzo de corte que se encuentra en dirección del plano de estratificación es menor al que se obtiene cuando el esfuerzo de corte es perpendicular al plano de estratificación.

Contar con esfuerzos de corte que estén en sentido de la estratificación como perpendicular a ellas permitirá conocer el esfuerzo requerido para vencer la resistencia que presenta la muestra, conocer el esfuerzo de cizalla en ambos sentidos es de gran importancia porque se puede direccional la fractura pero no se sabe en qué dirección ella se moverá, no es controlable, conocer ambos valores contribuirá controlar tal variable, siempre es ideal considerar en un diseño el peor de los casos, en este caso el esfuerzo de cizalla que se tomaría en cuenta sería el esfuerzo de corte que se obtiene perpendicular a la estratificación porque es el que requiere mayor esfuerzo para romper la muestra y en un caso macro la formación.

El ensayo de corte directo puede ser realizado en dos condiciones: Esfuerzo normal constante [Constant Normal Load (CNL)] y rigidez normal constante [Constant Normal Stiffness (CNS)]. Como se puede observar en la figura 4.5.

Estas condiciones son realizadas en laboratorio.



**Figura 4.5. Condiciones de cómo pueden ser realizados los ensayos de corte en el laboratorio**

A las muestras de los pozos LL-2925 y LL-2935 se le realizaron el ensayo de corte con rigidez constante (CNS) ya que estas condiciones son aplicadas para obra subterránea como es el caso de este estudio, donde la presión normal a la superficie podría no ser constante y aumentar conforme se inicie el movimiento. Esto ocurre dado que el inicio del desplazamiento paralelo a la discontinuidad supone un desencaje de las paredes, lo que provocara una abertura entre estas, y, si este movimiento del bloque desplazado es perpendicular a la discontinuidad se ve condicionado ante el encaje con otro bloque,  $\sigma_n$  aumentara. En este caso se habla de condiciones de rigidez constante (Constant Normal Stiffness, CNS).

Se tomará como ejemplo la muestra 2179-1 del pozo LL-2925 para ver la rigidez que posee la roca.

Cuando se realiza el ensayo la muestra es sometida a un esfuerzo normal y aun esfuerzo de corte, a medida que aumenta el esfuerzo normal al mismo tiempo aumenta el esfuerzo de corte, el ensayo se realiza en el laboratorio de mecánica de roca de la UCV en 4 cargas, donde la primera carga es para generar la discontinuidad o fractura. Especial atención se prestará a que la discontinuidad quede asentada en dirección paralela al movimiento de corte que se va aplicar. La máquina básicamente consta de dos sistemas de aplicación de tensión (uno para tensión normal y otro para la tensión de corte) accionados por mecanismos hidráulicos o mecánicos con su correspondiente sistema de medida de la carga aplicada, las otras tres cargas se realizan para obtener parámetros de cohesión y ángulo de fricción de la discontinuidad mediante la aplicación del criterio de Mohr- Coulomb.

Como se puede observar en la figura 4.6 en la etapa 1, al comenzar a aplicar la tensión de corte, se produce un ligero desplazamiento cortante “elástico” que aumentara de manera más o menos directamente proporcional a la tensión hasta alcanzar un valor máximo de tensión cortante, que se denomina resistencia al corte pico de la discontinuidad, para la tensión normal aplicada. La pendiente de esta línea será denominada rigidez constante. La muestra 2179-1 se ensaya con una rigidez de 2000 KPa/mm. La rigidez que resiste la muestra en la etapa 1 es de 1600 kPa/mm, para el resto de las etapas del ensayo se puede ver como la rigidez disminuye eso se debe que a medida que se venza la rugosidad de las caras de los bloques donde se generó la fractura la rigidez disminuye ya que la cara de los bloques se pule. Las muestras de los pozos LL-2925 y LL-2935 presentan una rigidez menor de 2000 KPa/mm.

La rigidez es una propiedad propia de la roca, que está referida al esfuerzo que se requiere para vencer la rugosidad presente en las caras de la discontinuidad o fractura.

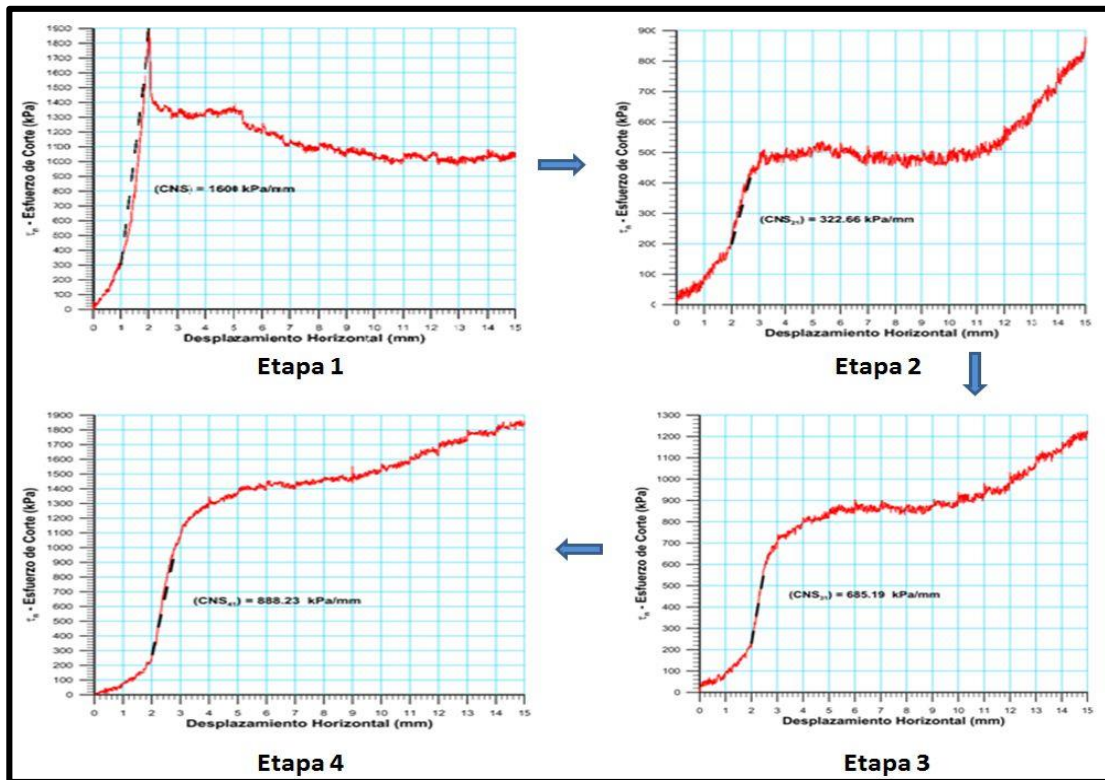


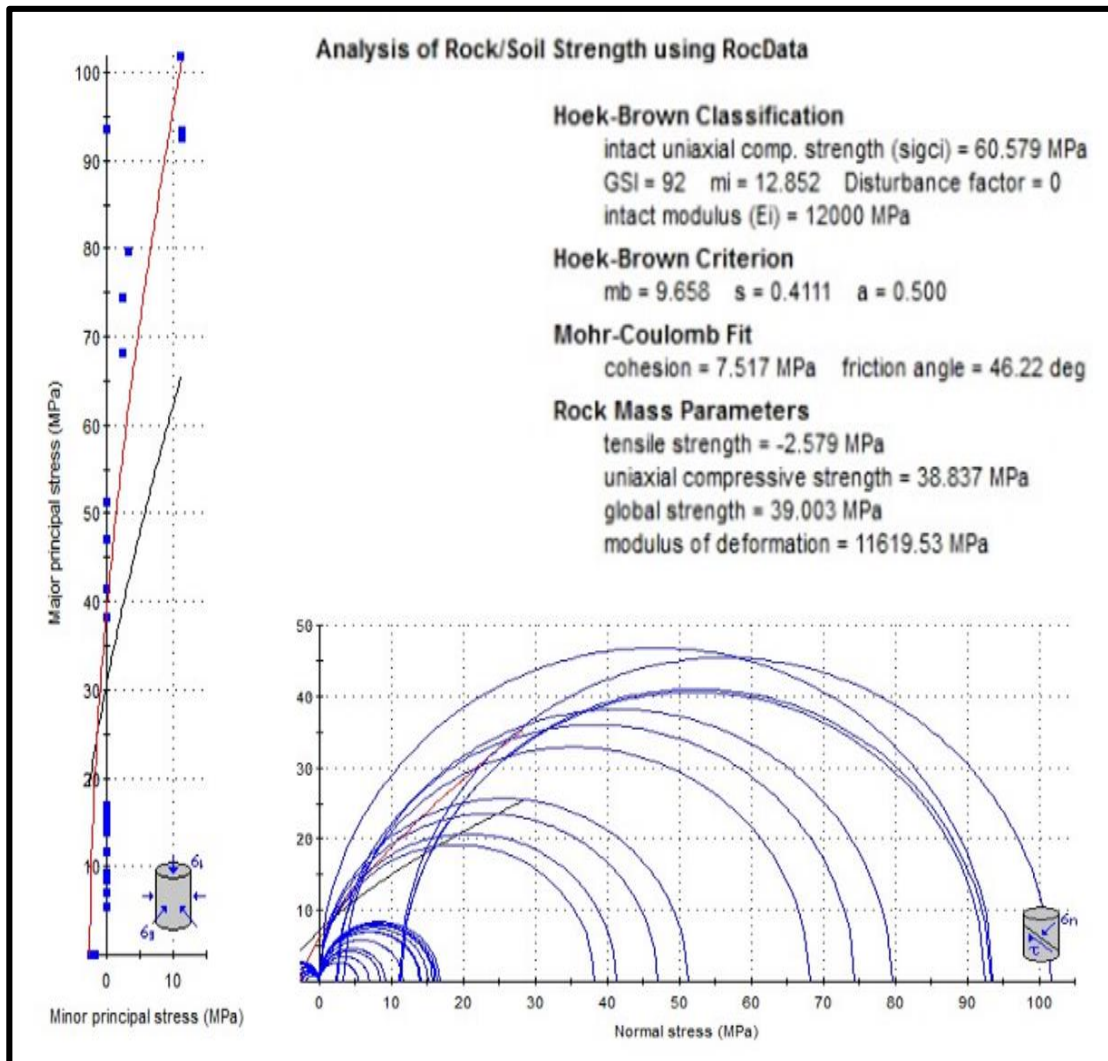
Figura 4.6. Etapas realizadas en el ensayo de corte de la muestra 2179-1 del pozo LL-2925

#### 4.1.5. Aplicación de los criterios de roturas

El uso de los criterios de rotura radica en estimar las propiedades mecánicas de los pozos LL2899, LL-3577, LL-2925, LL-2935; en base a los esfuerzos aplicados. Esto se realiza haciendo uso de los ensayos geomecánico mediante la aplicación de los criterios más utilizado en mecánica de roca como son el Hoek-Brown y Mohr-Coulomb, para obtener parámetros de cohesión, ángulo de fricción, módulo de Young, resistencia a la compresión y a la tracción.

##### 4.1.5.1. Hoek-Brown Generalizado

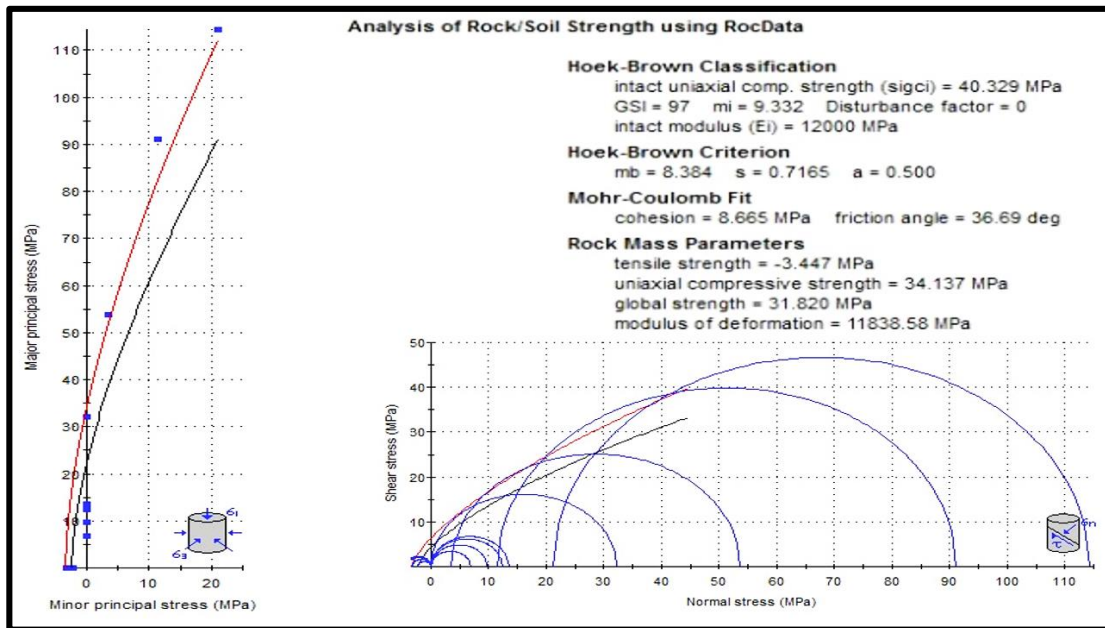
Este criterio se emplea, integrando los resultados obtenidos en tres ensayos: brasilero, compresión uniaxial y compresión triaxial. En la figura 4.7 se aprecian la envolvente (no lineal) que mejor ajusta el comportamiento mecánico de las muestras del pozo LL-2899.



**Figura 4.7. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2899**

La tendencia refleja un valor de cohesión de 7.52 MPa (1090.25 psi), un ángulo de fricción de 46. 22°, una resistencia a la tracción de -2.58 MPa (-374.05 psi), una resistencia a la compresión de 38.84 MPa (5632.84 psi) y un módulo de Young de 11619.53 MPa (1685273.39psi).

En cuantos a las muestras del pozo LL-3577, en la figura 4.8 se muestra de igual manera el ajuste realizado por el criterio de Hoek-Brown.



**Figura 4.8. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-3577**

La tendencia refleja una cohesión de 8.66 MPa (1255.30psi), un ángulo de fricción de 36.69 °, una resistencia a la tracción de -3.45 MPa (-499.95 psi), una resistencia a la compresión de 34.14 MPa (4951.16 psi) y un módulo de Young de 11838.58 MPa (1717043.97 psi).

Al realizar una comparación de los resultados obtenidos de ambos pozos se presenta la tabla 4.12.

Tabla 4.12. Comparación de resultados obtenidos de los pozos LL-2899 y LL-3577 a partir del criterio de Hoek-Brown

Parámetro	Pozo LL-2899	Pozo LL-3577	Observación
Cohesión MPa (psi)	7.52 (1090.25)	8.66(1255.30)	Incremento de 15.16%
Angulo de fricción (°)	46.22	36.39	Descenso de 21.27 %
Resistencia a la Tracción MPa (psi)	-2.58 (-374.05)	-3.45(-499.95)	Incremento de 33.72 %
Resistencia a la compresión MPa (psi)	38.84 (5632.84)	34.14 (4951.16)	Descenso de 12.1 %
Módulo de Young MPa (10 <sup>6</sup> psi)	11619.53 (1.69)	11838.58 (1.72)	Incremento de 1.89 %

En los parámetros determinados es notorio un incremento de las muestras del pozo LL-3577 con respecto al del pozo LL-2899, con excepción del ángulo de fricción y la resistencia a la compresión que fueron los únicos valores que presentaron un descenso, también se puede evidenciar que ambos pozos presentan una cohesión similar a pesar de estar en yacimientos diferentes, ya que el pozo LL-2899 forma parte del yacimiento B2-X-69.

Ambos pozos presentan un ángulo de fricción que está dentro del rango de una arenisca (30°-50°) de acuerdo a valores típicos de roca sana.

Se puede clasificar la roca de acuerdo a la ISRM (1981) como una roca moderadamente dura de acuerdo a los valores de resistencia a la compresión de ambos pozos ya que se encuentran dentro del rango de (25-50) MPa.

EL módulo de Young que presentan los pozos está dentro del rango de una arenisca consolidada como se puede apreciar en la tabla 4.12.

Tabla 4.13. Clasificación del tipo de roca según el Modulo de Young y Relación de Poisson

Tipo de Roca	Módulo de Young (10 <sup>6</sup> psi)	Relación de Poisson
Caliza	5-13	0.3-0.35
Arena no Consolidada	0.2-1.3	0.25-0.35
Arenisca Consolidada	1-8	0.15-0.30
Limolita	4-8	0.20-0.30
Lutita	1-5	0.25-0.45
Carbón	0.10-1.0	0.35-0.45

Se debe destacar que las muestras del pozo LL-3577 presenta menor resistencia a la compresión como menor cohesión en comparación con el pozo LL-2899 ya que está influenciado por la falla de pueblo viejo, mientras los pozos estén más cercanos a esta falla se tendrán menores resistencia ya que en esta zona se encuentra muchas fallas naturales.

Las muestras de los pozos LL-2925 y LL-2935 se le realizaron solo ensayos triaxiales, los resultados de estos contribuyeron a realizar las envolventes de falla de cada uno de estos pozos donde se aplicó el criterio de Hoek-Brown. En la figura 4.9 y 4.10 se puede observar las envolventes de falla.

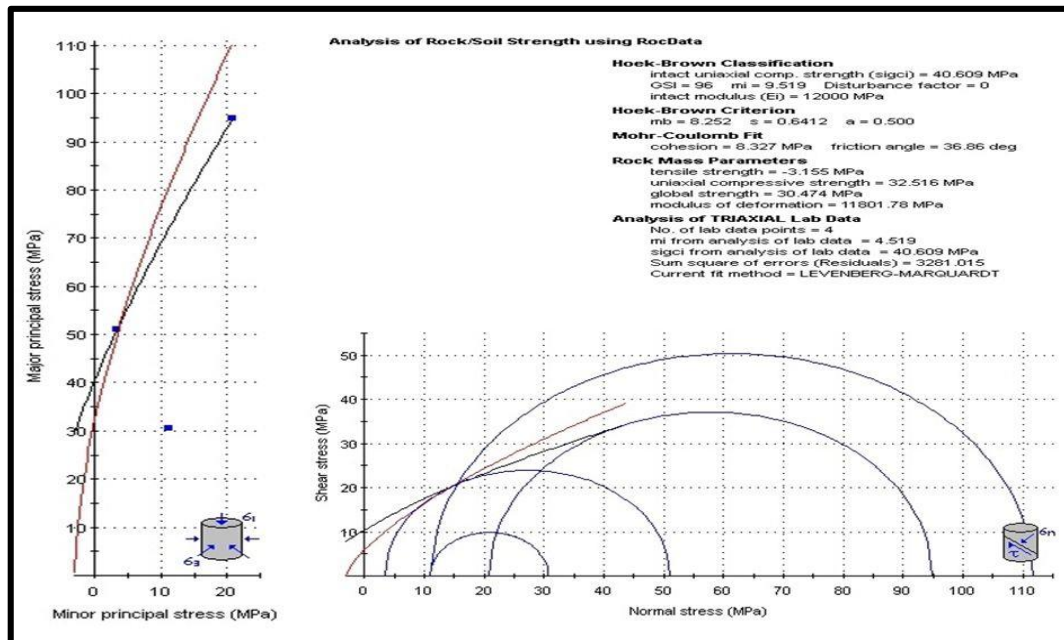


Figura 4.9. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2925

Se observa que se obtuvo un valor de cohesión de 8,327 MPa (1208 psi), un ángulo de fricción de 36,86 °, una resistencia a la tracción de -3,155 MPa (-458 psi), una resistencia a la compresión de 32,516 MPa (4716 psi) y un módulo de Young de 11801.78 MPa (1711706.6 psi).

En cuanto a las muestras del pozo LL-2935 en la figura 4.10 se muestra de igual manera el ajuste realizado por este criterio no lineal.

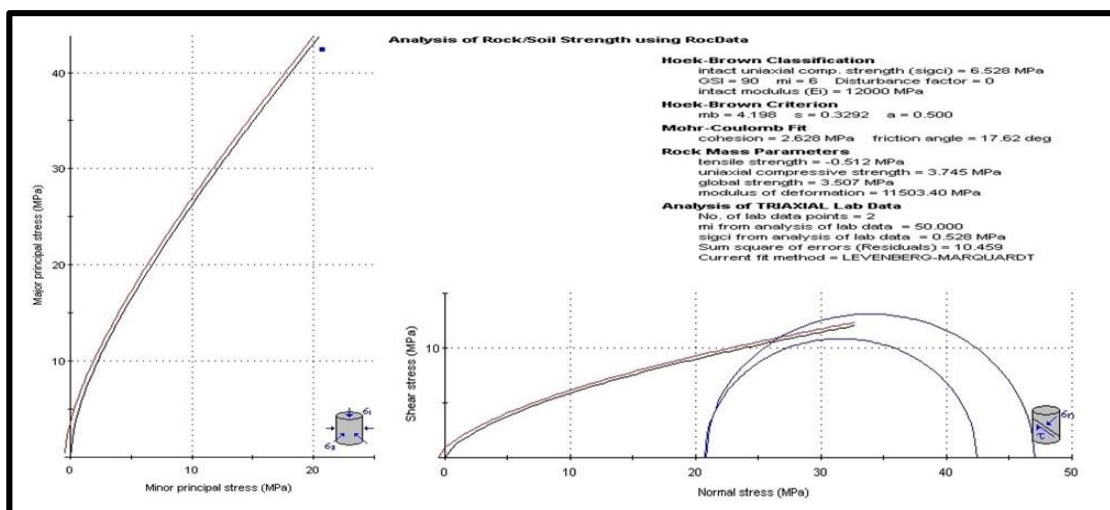


Figura 4.10. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2935



La tendencia refleja una cohesión de 2, 628 MPa (381 psi), un ángulo de fricción de 17,62 °, una resistencia a la tracción de -0, 512 MPa (-74.26 psi), una resistencia a la compresión de 3.745 MPa (3807 psi) y un módulo de Young de 11503.40 MPa (1668430.12 psi). Haciendo una comparación de los resultados obtenidos en ambos pozos se presenta la Tabla 4.14.

Tabla 4.14. Comparación de los resultados obtenidos de los pozos LL-2925 y LL-2935 a partir del criterio de Hoek-Brown

Parámetro	Pozo LL-2925	Pozo LL-2935	Observación (Comparación con respecto al pozo LL-2925)
Cohesión MPa (psi)	8.327 (1208)	2.628 (381)	Descenso de 68.44%
Angulo de fricción (°)	36.86	17.62	Descenso de 52.2%
Resistencia a la Tracción MPa (psi)	-3.155 (-458)	-0.512 (-74.26)	Descenso de 83.77%
Resistencia a la compresión MPa (psi)	32.516 (4716)	3.745 (543)	Descenso de 88.49%
Módulo de Young MPa (10 <sup>6</sup> psi)	11801.78 (1.71)	11503.40 (1.66)	Descenso de 2.53%

Al comparar ambos pozos se puede apreciar que los parámetros geomecánico del pozo LL-2935 con respecto al del pozo LL-2925 presentan un descenso. Como se observa el ángulo de fricción del primer pozo desciende un 52.2 % con respecto al segundo pozo. El pozo LL-2925 presenta un ángulo de fricción que se encuentra dentro del rango de una arenisca (30°-50°) de acuerdo a los valores típicos de roca sana. El ángulo de fricción que se obtuvo con el análisis de falla realizado en el pozo LL-2935 fue realizado con los resultados de los esfuerzos principales de una sola muestra, que en el momento de correrla en laboratorio se realizó dos veces ya que la primera vez la muestra arrojó un valor de rotura, pero no fue representativo, por tal motivo se ensayó por segunda vez y se obtuvo un valor de rotura. Para realizar el análisis de falla se utilizaron los esfuerzos principales que se obtuvieron al correr la muestra dos veces. Al aplicar el criterio de Hoek-Brown Rocdata realiza un promedio entre los círculos de Mohr que se generaron permitiendo obtener las diversas propiedades geomecánica del pozo LL-2935, se puede ver con esto que la muestra al ser alterada puede dar un valor que no se ajuste al comportamiento mecánico que debe tener de acuerdo a experiencia que se viene realizando, ya que para este pozo se esperaba que también se encontrara dentro del rango de arenisca.

Parámetros como ángulo de fricción, resistencia a la tracción, resistencia a la compresión de un pozo con respecto al otro varían con una diferencia marcada, solo

el módulo de Young en ambos pozos tiene valores que se comportan similares. Se puede clasificar la roca de acuerdo a la IRM (1981) como roca moderadamente dura de acuerdo a la resistencia a la compresión que presenta el pozo LL-2925 ya que esta dentro del rango de (25-50) MPa.

Al comparar los valores de los 4 pozos se puede decir que los pozos LL-2899, LL-3577, LL-2925, tienen parámetros geomecánico similares. A diferencia de los suelos, la composición, características y propiedades de las rocas son altamente variables, confiriendo a los materiales naturales un carácter heterogéneo anisotrópico. Además las rocas están afectadas por procesos geológicos ambientales que dan lugar a su fracturación, alteración, meteorización, por tal motivo es poco probable en la naturaleza encontrar algo igual. Estos pozos atraviesan la misma arena B-2-X, los parámetros geomecánico no son iguales por lo ante mencionado, pero si están similares en estos tres pozos. Respecto al pozo LL-2935 si presentan parámetros geomecánico con una marcada diferencia, pero los módulos de Young que se obtuvieron en cada uno de los pozos de manera estática son similares se puede decir de forma generalizada que es una arena consolidada de acuerdo a la clasificación de la tabla 4.13.

#### 4.1.5.2. Mohr-Coulomb

EL criterio de Mohr-Coulomb fue usado para obtener los parámetros de cohesión y ángulo de fricción a partir del ensayo de corte directo. Cabe destacar que la regresión lineal fue realizada a los valores máximos obtenidos a partir de la segunda carga normal. En la Figura 4.11 se muestra la recta que mejor ajusta los esfuerzos de cizalla máximos de las últimas tres etapas de las muestras del pozo LL-2925.

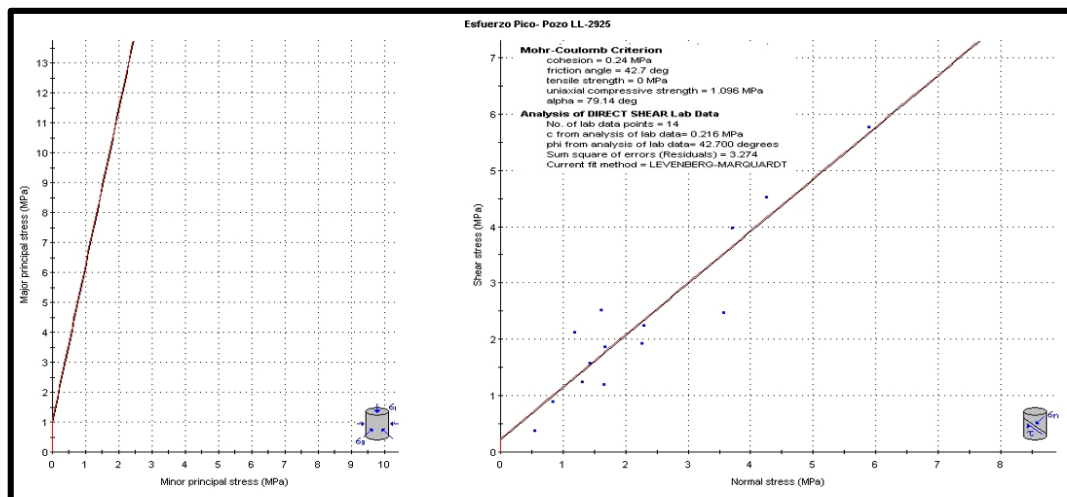
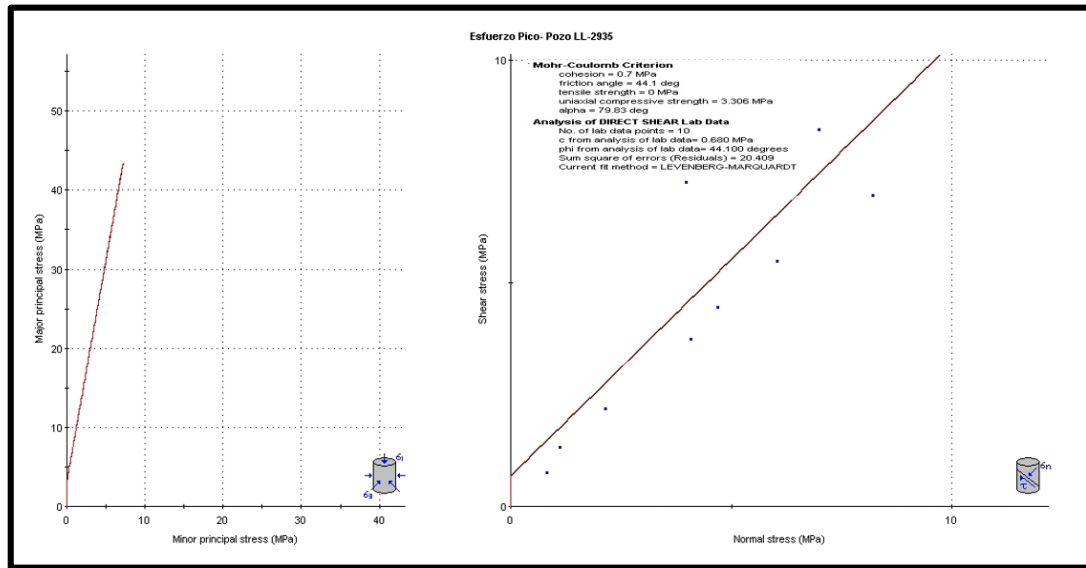


Figura 4.11. Criterio de Mohr Coulomb aplicado a muestras del pozo LL-2925

Del gráfico se obtienen valores de cohesión y ángulo de fricción igual a 0.24 MPa (35 psi) y 42.7 ° respectivamente.

De igual manera en la Figura 4.12 se muestra la recta que modela los esfuerzos de corte máximos de las últimas tres cargas normales para los especímenes del pozo LL-2935.



**Figura 4.12. Criterio de Mohr Coulomb aplicado a muestras del pozo LL-2935**

El ajuste de la envolvente determina un valor de cohesión de 0.7 MPa (102 psi) y un ángulo de fricción de 44.1°.

En la Tabla 4.15 se comparan los resultados obtenidos en los Pozos LL-2925 y LL-2935.

Tabla 4.15. Comparación de resultados obtenidos de los pozos LL-2925, LL-2935 con el criterio de Morh-Coulomb a partir del ensayo de corte

Parámetro	Pozo LL-2925	Pozo LL-2935	Observación (comparación con respecto al pozo LL-2925)
Cohesión MPa (psi)	0.24 (35)	0.7 (102)	Incremento de 65.7%
Angulo de fricción (°)	42.7	44.1	Incremento de 3.18%

La cohesión y el ángulo de fricción de ambos pozos se encuentran similares, el pozo LL-2935 presenta una mayor cohesión que el otro pozo, pero ese incremento es de 0.5 MPa.

Por otra parte, la diferencia de los resultados obtenidos entre los criterios usados se debe a que el Hoek-Brown es no lineal (Curva de tipo cóncava) y es más adecuado

para evaluar el comportamiento mecánico de la roca (considerado como roca intacta), mientras que el criterio de Mohr-Coulomb es utilizado para determinar la cohesión y ángulo de fricción de las discontinuidades o fractura.

La cohesión de ambos pozos es baja entonces la rugosidad que presenta la discontinuidad es baja, no se necesita un gran esfuerzo de cizallamiento para romper la muestra. Como esta investigación está orientada al diseño de fractura generar la misma no será lo complicado por lo antes mencionado, lo que se debe buscar es la durabilidad de la misma en el tiempo, lo cual se lograra con la selección de un agente apuntalante que permita mantener abierta la fractura en el tiempo.

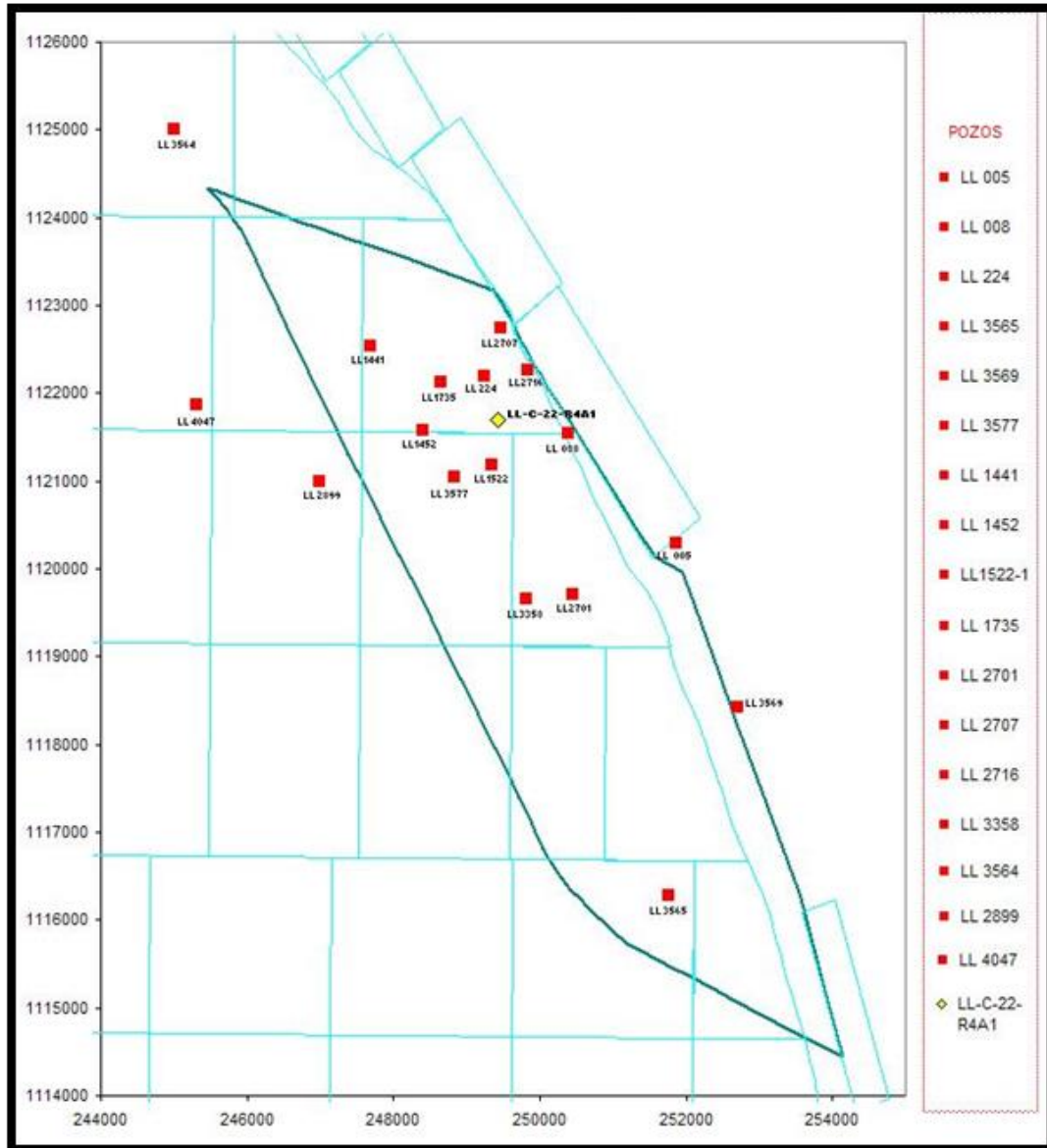
## **4.2. Modelo Geomecánico**

### **4.2.1. Auditoria de información**

Esta es la parte más importante en la elaboración del modelo geomecánico, ya que aquí, se tiene que integrar toda la información que se tenga en el pozo o área de estudio. Dicha investigación se enfocó en el estudio del pozo LL-3577, el cual por múltiples estudios y experiencias de campo se destaca que fue perforado en la mejor zona del campo, el cual se toma como referencia para representar la caracterización geomecánica del yacimiento. Dicho pozo cuenta con ensayos geomecánico, pruebas RFT, paleomagnéticas, análisis de secciones finas, historial de perforación y completación además de registros sínicos y gamma ray, los cuales tuvieron que complementarse en las secciones faltantes con información de otros pozos. Considerando el estilo estructural de la región, donde “no se interpretan grandes fallas que compartimentalizen o dividan estructuralmente la unidad en diferentes yacimientos”, se tomaron en cuenta pozos como el LL-4047 este posee un set amplio de registros incluyendo caliper orientado, registro de imágenes de pared de pozo, sínicos tanto compresional como de corte, y un buen sumario de la perforación original, este pozo se ubica a una distancia alrededor de 3.5 km de la localización planificada, el pozo LL-2899 posee ensayos geomecánico y se ubica a una distancia menor, ambos pertenecientes al yacimiento B2-X-69. El pozo LL-3564 cuenta con caliper, sínico compresional, sínico de corte, gamma ray, resistividad, densidad RHOB cualidades que le conciernen méritos como un pozo clave para el estudio, este se encuentra ubicado en el yacimiento B2-X-79.

Se integraron una serie de pozos seleccionados estratégicamente, los cuales se encuentran alineados entre sí con miras hacia la nueva localización que se desea perforar figura 4.13, delimitándola de manera que se puedan correlacionar

geológicamente, para lograr, iterar, extrapolar y comparar las distintas propiedades que se pueden obtener durante la ejecución del estudio, estos pozos se consideran claves, porque a pesar de tener un set de registros escasos gozan de un sumario de perforación original que se pueden utilizar para diferir la causa de los diferentes eventos ocurridos durante la perforación y a su vez permite calibrar algunas propiedades tomando en cuenta la profundidad y la presión a la que un evento ocurre.



**Figura 4.13. Mapa de pozos claves para el estudio geomecánico del yacimiento eoceno frac B2-X-68.**

Fuente: Informe técnico de PDVSA (2015)

#### **4.2.2. Modelo estructural y análisis de evento de perforación**

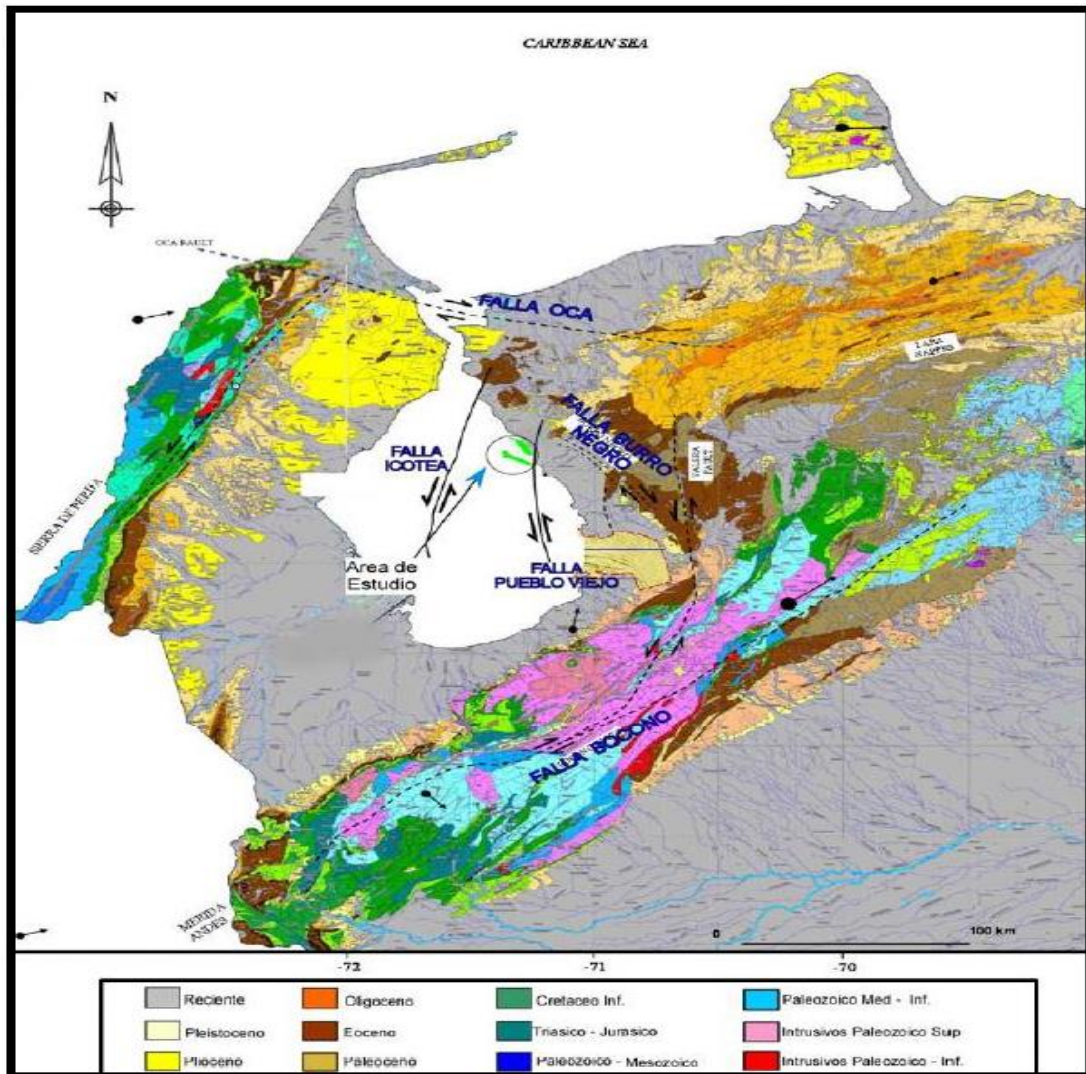
La Cuenca de Maracaibo presenta una compleja configuración estructural a causa de una serie de eventos tectónicos, ocurridos desde el Jurásico hasta nuestros días. Dicha cuenca, se encuentra enmarcada en una estructura triangular delimitada por elementos orogénicos y estructurales, entre los que se encuentra la Sierra de Perijá al Oeste, los Andes de Mérida al Sur y al Sureste, el sistema de fallas de Oca Ancón al Norte y la Serranía de Trujillo al Este.

La Cuenca de Maracaibo es una provincia geológica con muchas fallas que han sido sometidas a esfuerzos de extensión, transtensivas y transtensionales. Las fallas tienen componentes de desplazamiento normal y/o inverso, así como también desplazamiento lateral importante. Se observan dos familias principales de fallas que son comunes en la mayor parte de la cuenca de Maracaibo, (Lugo 1922) las cuales son:

Fallas transcurrentes lateral izquierda con tendencias N-S extensivas a nivel regional, como la de Icotea que pasa justo al W del área B2-X 68 y la falla Pueblo Viejo que pasa a través del SE del área de estudio, aparentemente se originaron como fallas normales durante los tiempos geológicos triásico-jurásico y se reactivaron periódicamente con fallas extensiones del jurásico hasta los tiempos del eoceno temprano formando numerosas estructuras positiva en flor que ocurren a lo largo del sistema de fallas de Icotea. Para el eoceno medio aproximadamente, el desplazamiento a lo largo de algunas fallas principales pasó de ser extensional a ser transcurrente, con un movimiento transcurrente que continuó de manera intermitente hasta los tiempos del Mioceno tardío.

Numerosas fallas normales con tendencias NW-SE las cuales crean un terreno complejo tipo “horst y graven” típicamente exhibe un desplazamiento normal, pero algunas tienen componente de desplazamiento transcurrente. Comúnmente estas fallas terminan y/o se desplazan por las fallas NS principales. Las fallas NW-SE a menudo producen un terreno complejo “horst - graven” en el Eoceno y en rocas más viejas, pero tiende a desvanecerse hacia arriba o llegar a estar dentro del Oligoceno–Mioceno en intervalo más joven.

La figura 4.14 muestra la zona de interés para este estudio, hacia el margen nororiental del lago de Maracaibo. La configuración geológica de la cuenca está controlada por los levantamientos de las serranías de Perijá y Mérida. Localmente el área de estudio está influenciada por los movimientos sinestrales de las fallas de Icotea y Pueblo Viejo.

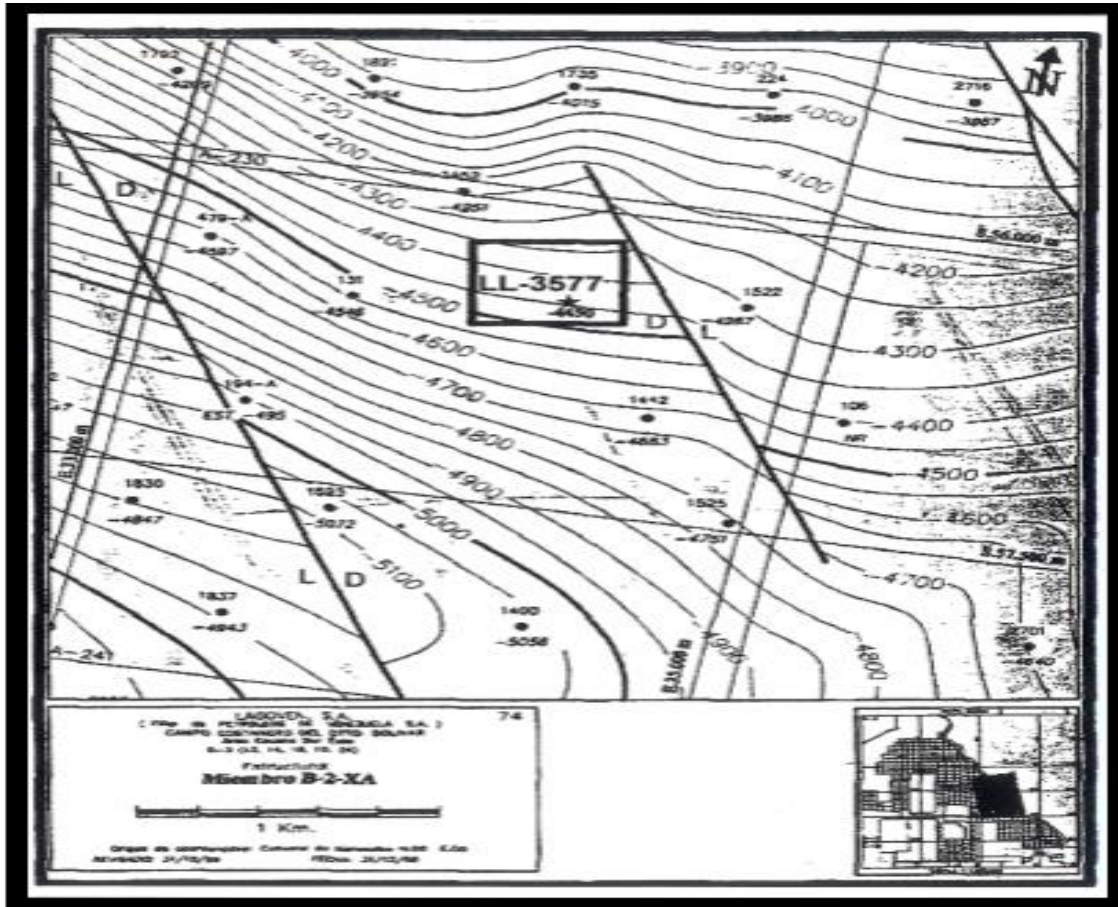


**Figura.4.14. Mapa geológico de superficie del occidente de Venezuela. En el mapa se localiza las áreas de interés en el estudio correspondientes a B-2-X.79/70 y B2-X-80 y B2-X-68**

Fuente: NIMIR PETROLEUM VENEZUELA (2014).

La secuencia en el área del Eoceno Frac fue afectada de diferentes maneras por dos eventos tectónicos, uno en el Eoceno Superior correspondiente a una compresión oblicua NO-SE que causo reactivación de las fallas Norte sur preexistente generada durante el rift extensivo del Jurásico, dejando como producto fallas normales sub paralela de orientación Noroeste- Sureste. El otro evento es causado por una fuerte compresión entre el Mioceno y el Reciente, el cual generó altos estructurales como el Alto de Icootea y el sistema de Pueblo Viejo.

Las heterogeneidades de origen estructural, como distribución de fallas y fracturas dentro del yacimiento, parecen no tener una relevancia mayor en la generación de compartimientos o confinamiento de fluidos a una zona en especial, la cual crea una menor incertidumbre en la integración de datos de diferentes pozos para el desarrollo del modelo geomecánico.



**Figura 4.15. Mapa estructural del yacimiento B2-X-68, donde se encuentra ubicado el pozo LL-3577**

Fuente: Paleomagnetic orientation of fractures, bedding, & in situ stress in Eocene B2-X cores from well LL-3577: implications for permeability anisotropy

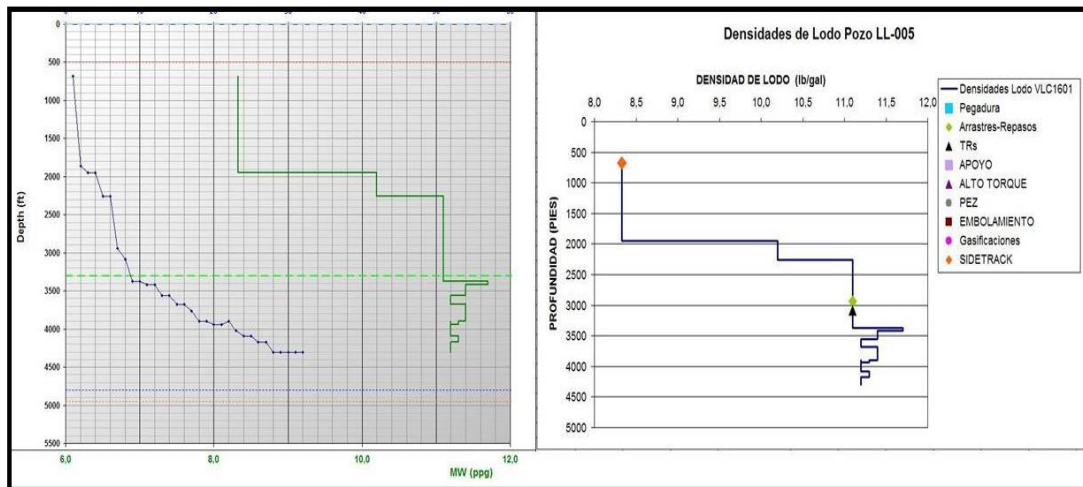
Se procedió a plasmar en un formato ya homologado toda la información ubicada en las carpetas de reportes diarios de perforación, eventos de perforación de pozos importantes para el estudio geomecánico del yacimiento Eoceno Frac B2-X-68. El formato permite visualizar de forma gráfica todos los eventos relevantes que sucedieron en los pozos durante su perforación, de manera de tener puntos importantes que permitan validar y calibrar el modelo geomecánico una vez



terminado el flujograma, y de esta manera garantizar una representación del estudio lo más cercano a la realidad, y con grados bajos de incertidumbre.

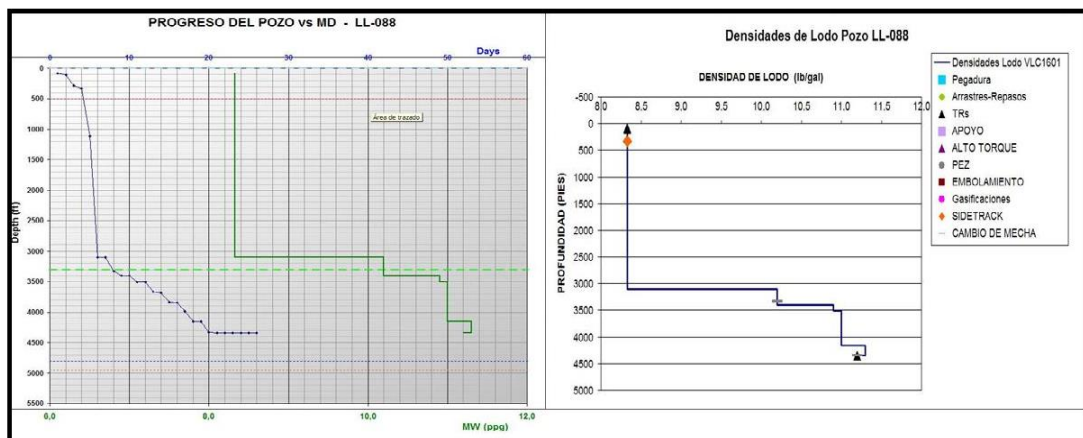
La idea de seleccionar pozos claves, es conocer la severidad y la reincidencia en las experiencias adquiridas durante la perforación en el área, aplicando la matriz de probabilidad y severidad. A continuación, se muestran tabulados y de forma gráfica, los eventos de los pozos seleccionados.

**POZO LL-005:**



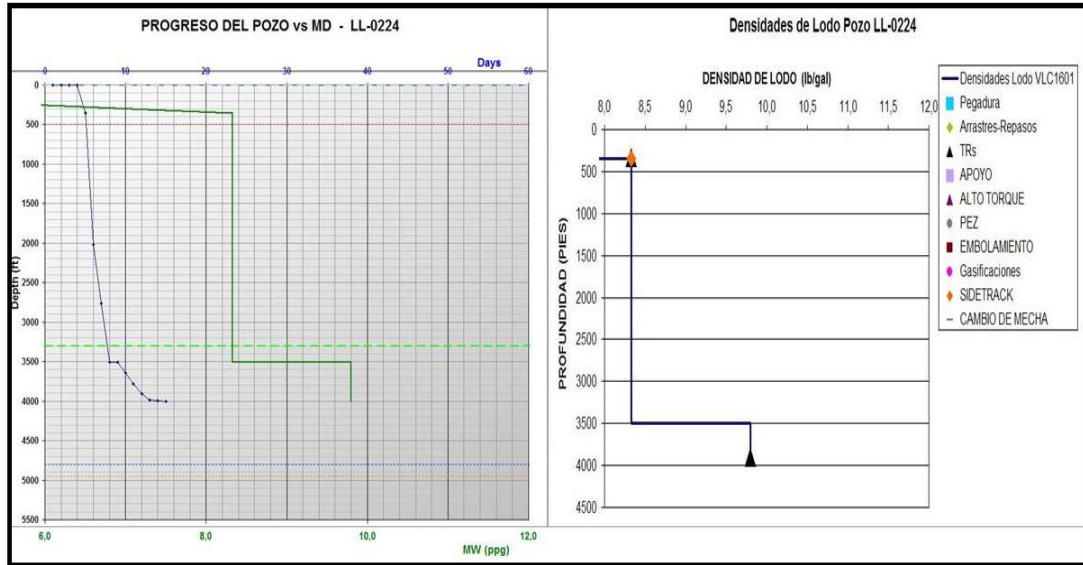
**Figura 4.16. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-005**

**POZO LL-088:**



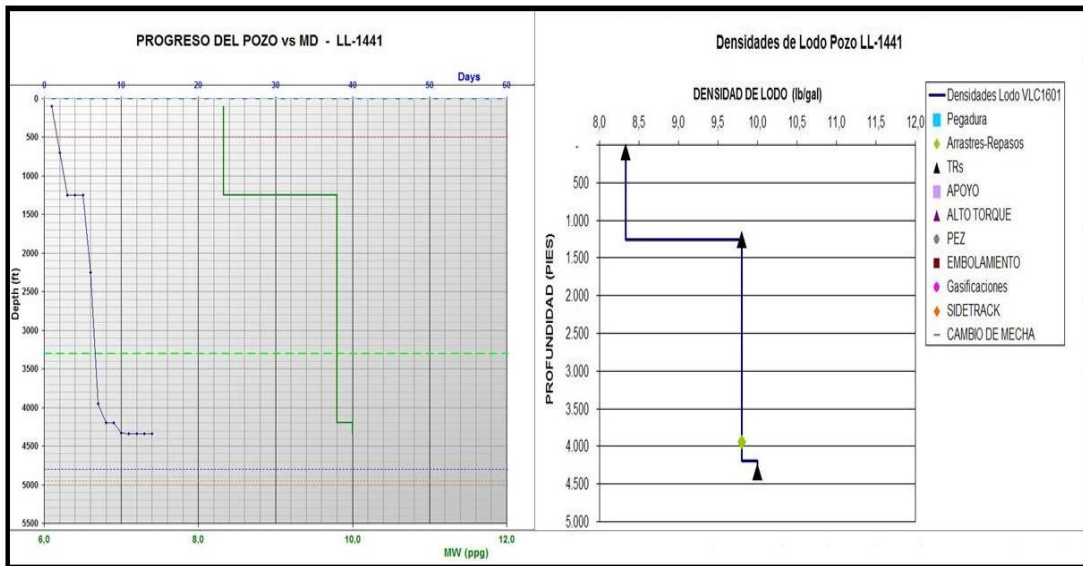
**Figura 4.17. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-088.**

**POZO LL-0224:**



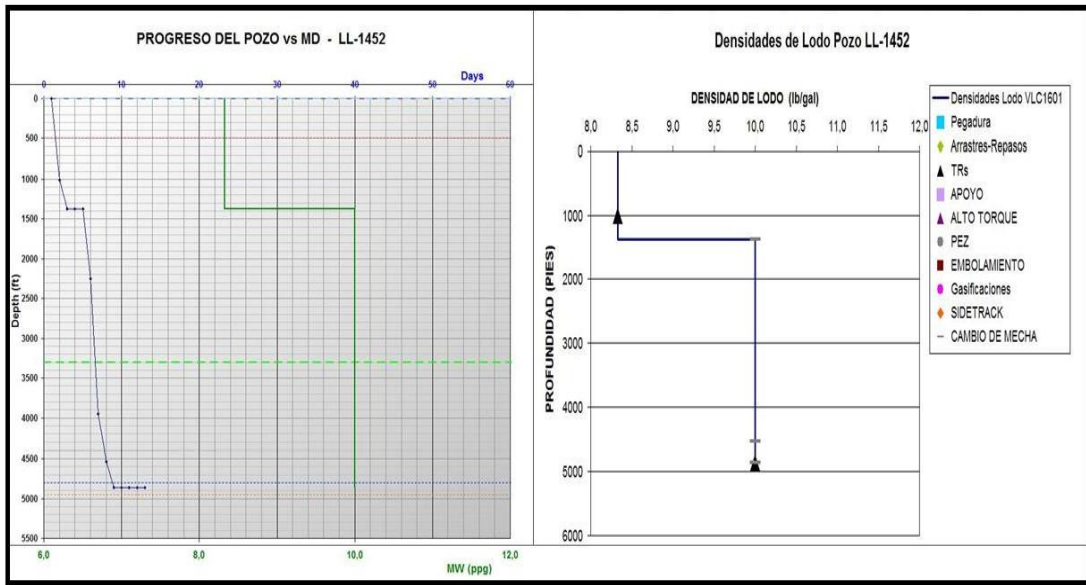
**Figura 4.18. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-0224**

**POZO LL-1441:**



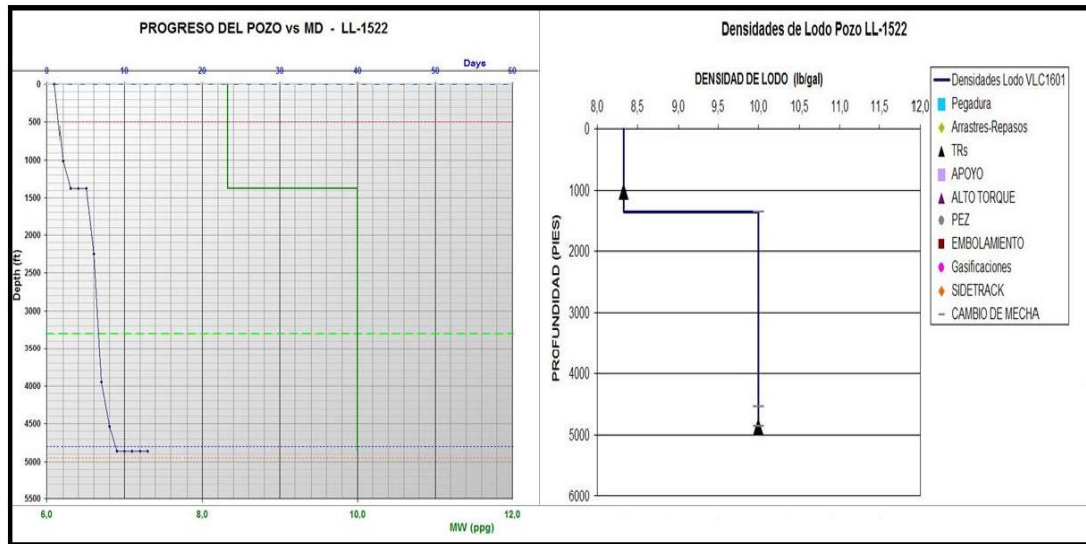
**Figura 4.19. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1441**

**POZO LL-1452:**



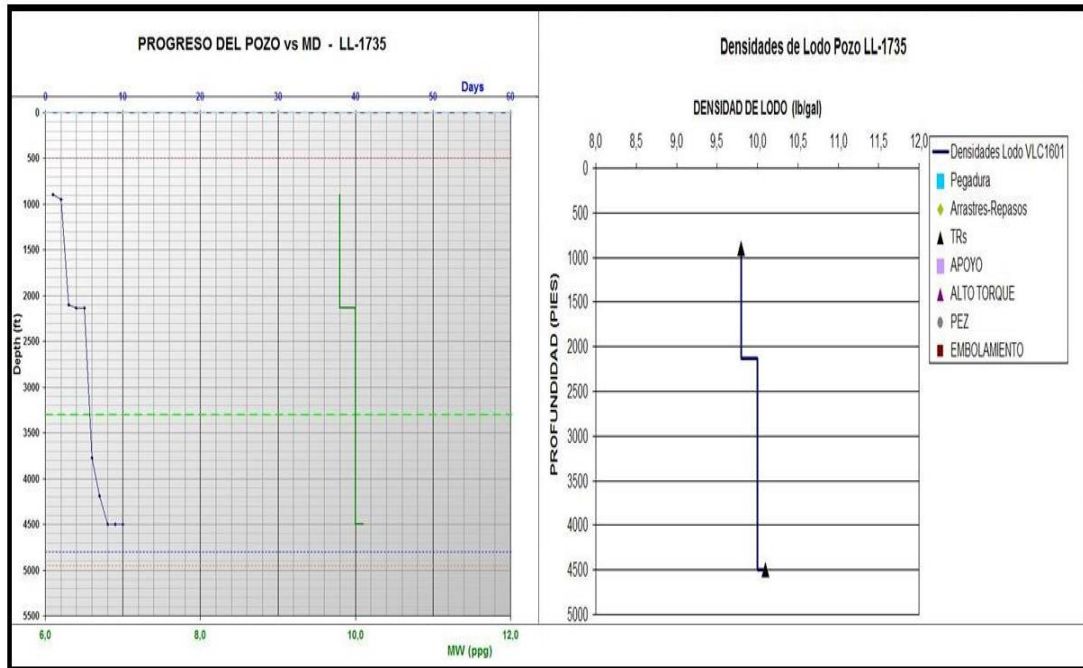
**Figura 4.20. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1452**

**POZO LL-1522:**



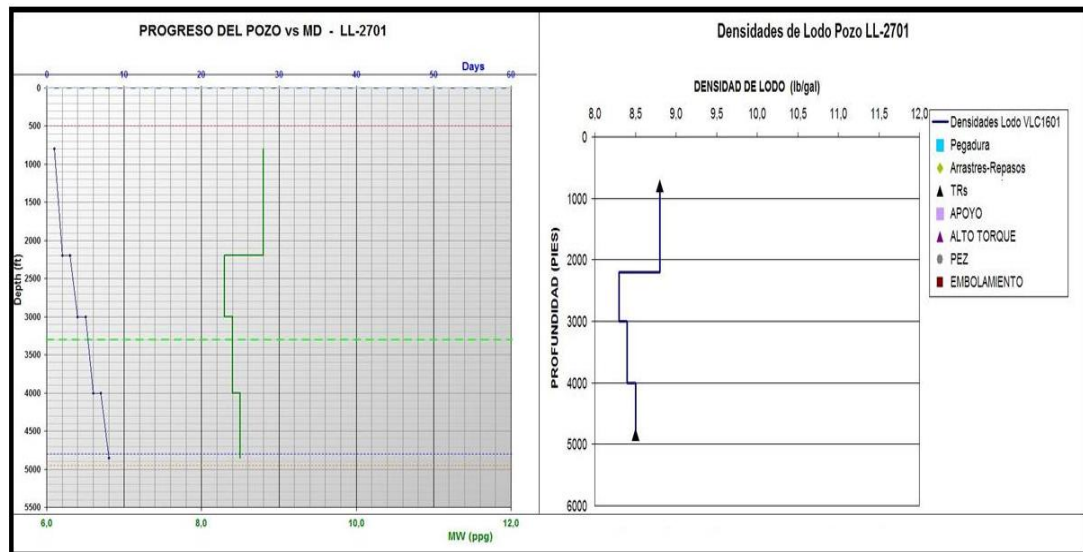
**Figura 4.21. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1522.**

**POZO LL-1735:**



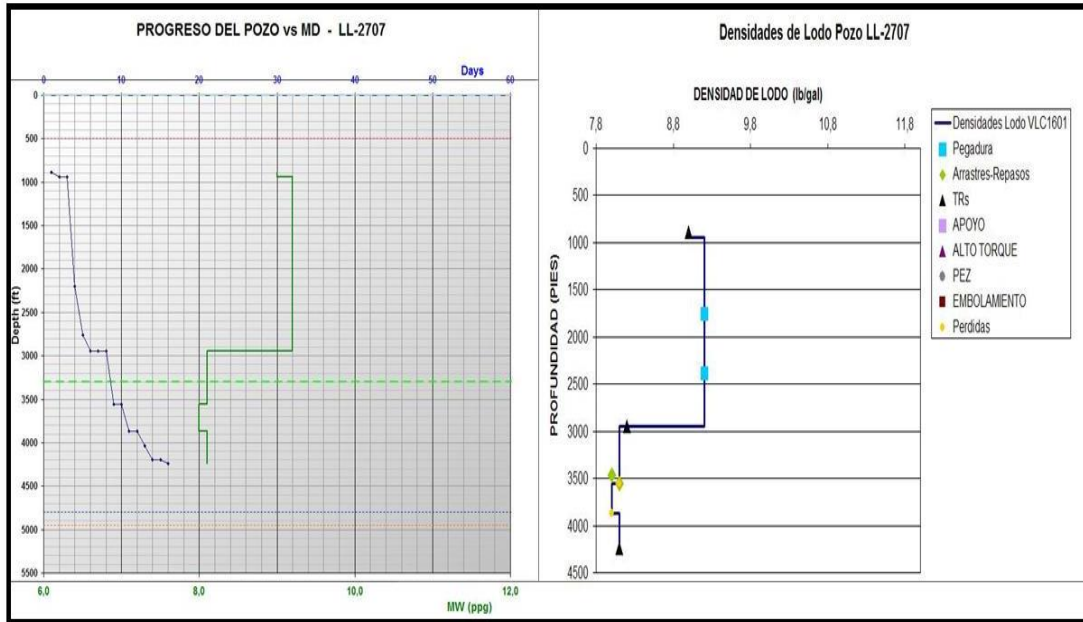
**Figura 4.22. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-1735.**

**POZO LL-2701:**



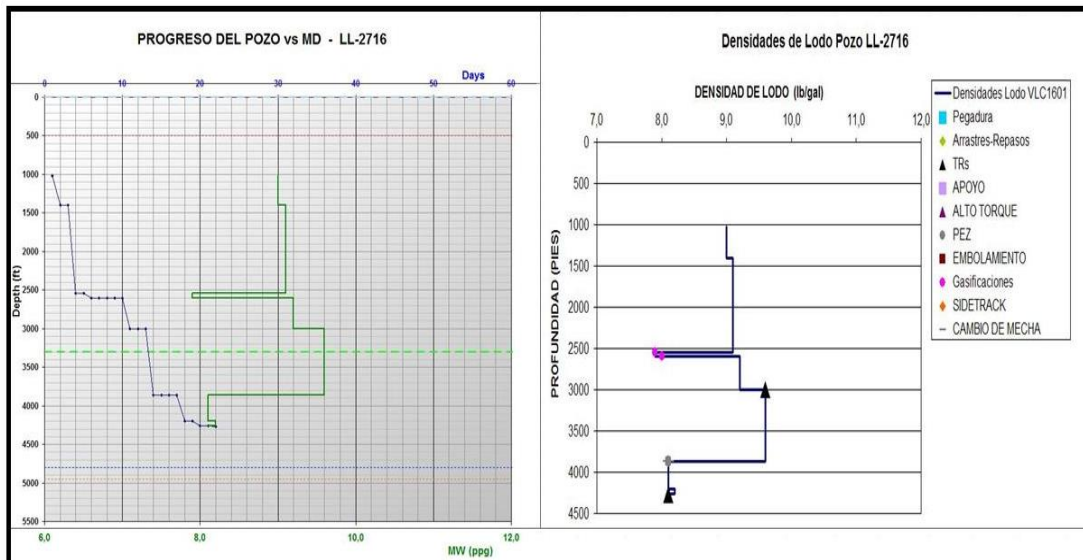
**Figura 4.23. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-2701.**

**POZO LL-2707:**



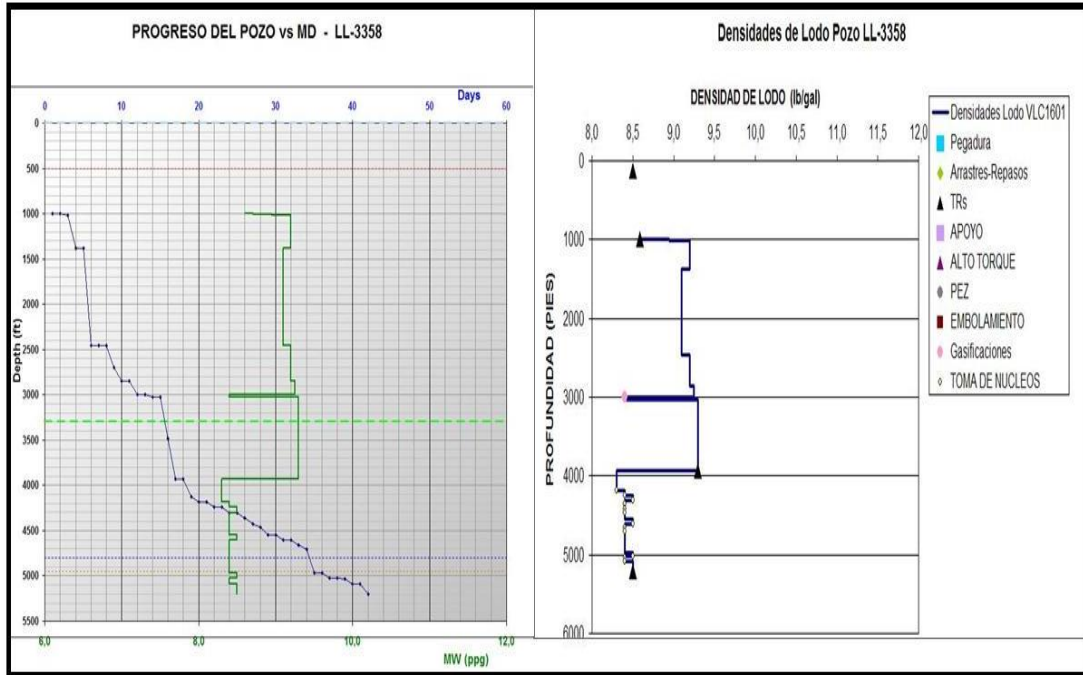
**Figura 4.24. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-2707**

**POZO LL-2716:**



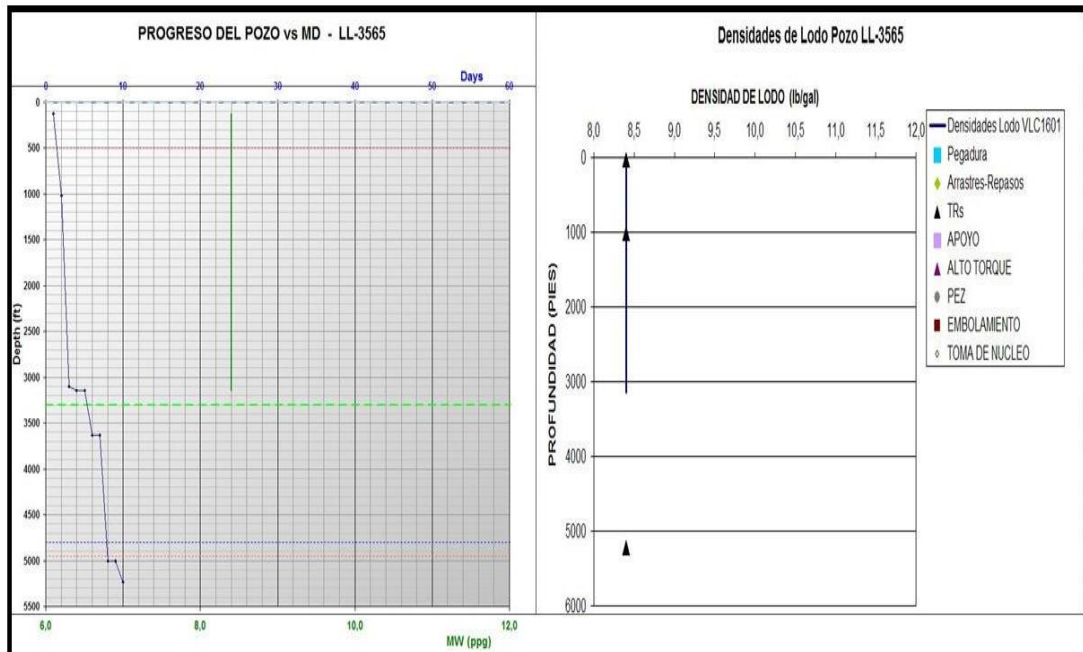
**Figura 4.25. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-2716**

**POZO LL-3358:**



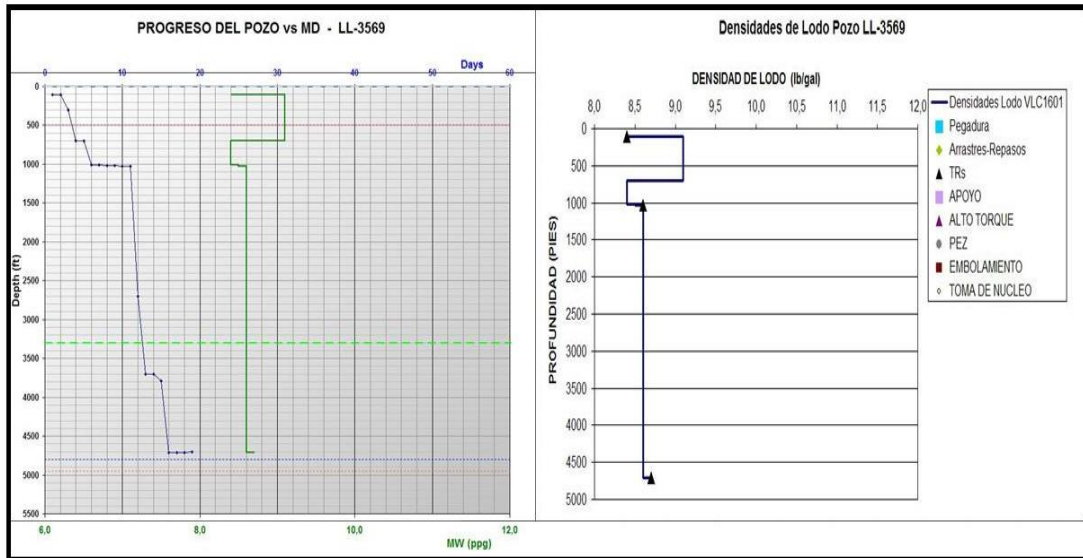
**Figura 4.26. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3358**

**POZO LL-3565:**



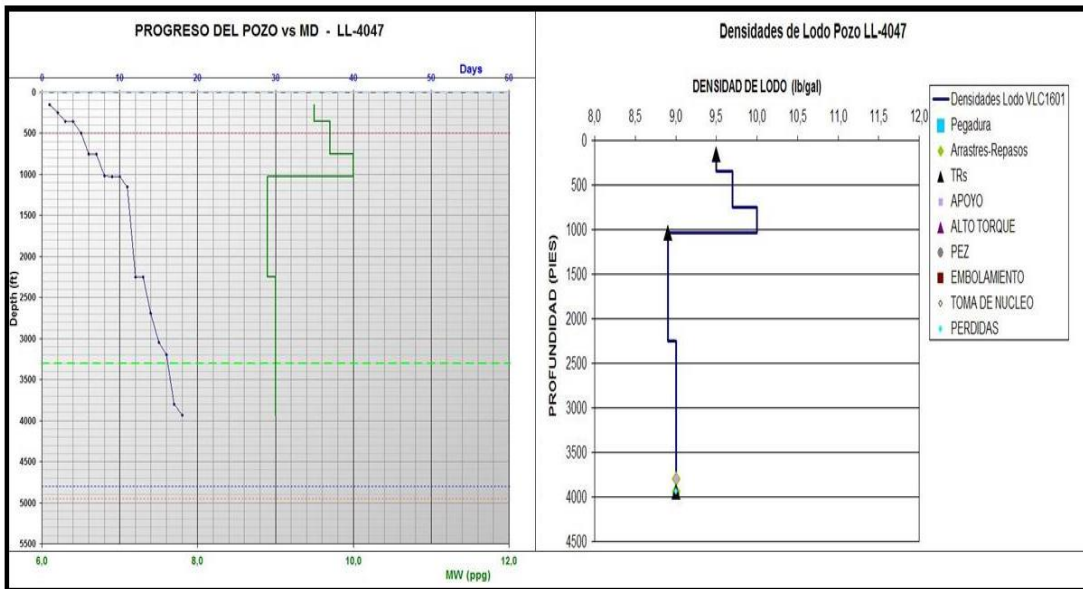
**Figura 4.27. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3565**

**POZO LL-3569:**



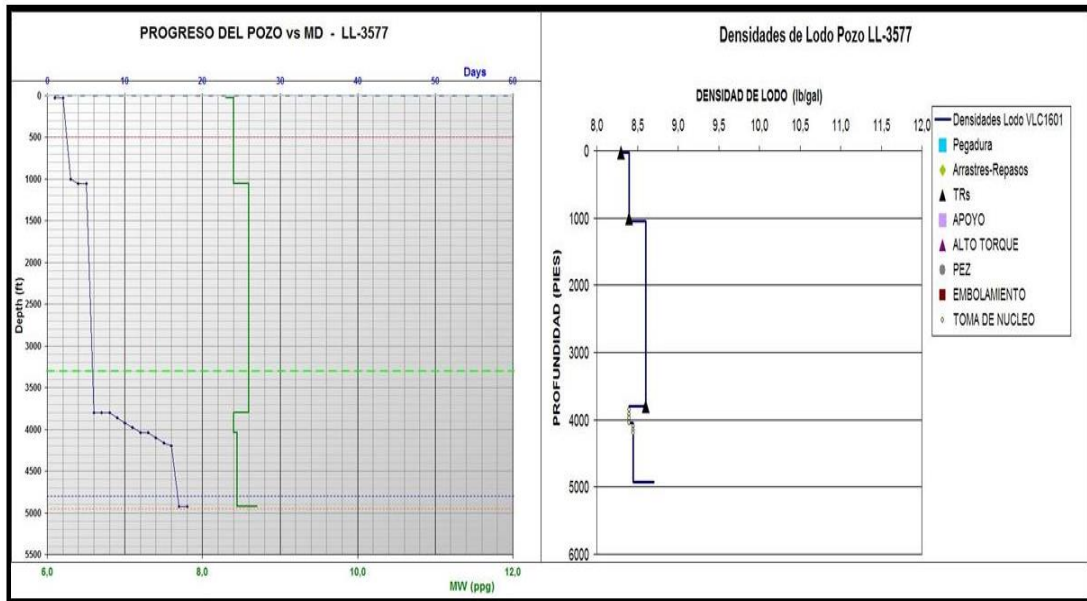
**Figura 4.28. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3569**

**POZO LL-4047:**



**Figura 4.29. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-4047.**

## POZO LL-3577:



**Figura 4.30. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo LL-3577**

Los principales eventos que se evidenciaron en los reportes de perforación fueron: arrastres puntuales, repasos, apoyos, pegas parciales, gasificaciones, pérdidas de circulación y una cantidad importante de reentradas (Sidetracks).

Del análisis de los eventos detectados y soportados con las gráficas de avance durante la perforación, se determinó que los mismos llegan a ser eventos que hacen tomar muy en cuenta los problemas asociados a estabilidad de hoyos, producto de los esfuerzos actuantes en el subsuelo.

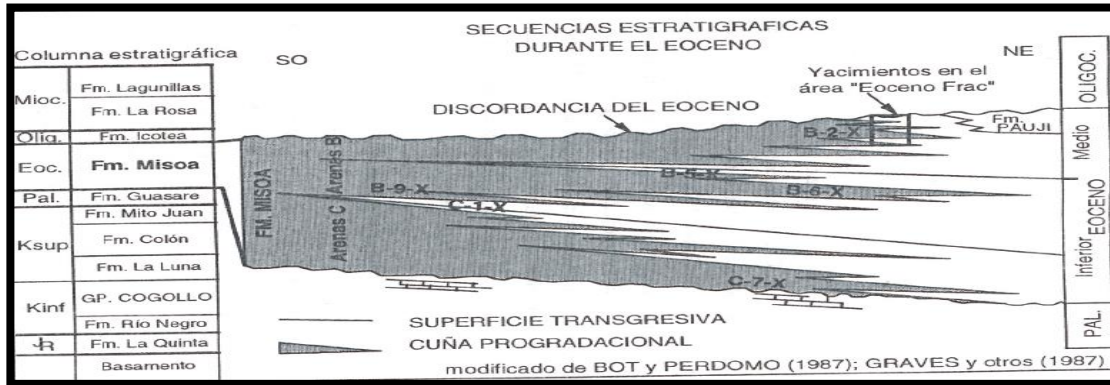
Otro factor determinante, es el análisis que se realizó a los pesos del lodo empleados para la perforación de estos pozos, para identificar posibles daños a formación. Los gradientes de pesos de lodos reportados durante los eventos de perforación serán usados posteriormente para una mejor calibración de los perfiles dinámicos de geopresiones realizados al pozo LL-3577.

### 4.2.3. Modelo estratigráfico

Citando el documento técnico “Caracterización y modelo de explotación de los yacimientos del área del Eoceno Frac, Campo Lagunillas”. Tres secuencias estratigráficas fueron depositadas durante la sedimentación de la formación Misoa en el Eoceno inferior y medio de la cuenca de Maracaibo. La secuencia estratigráfica más vieja fue depositada durante un fuerte ciclo progradacional seguido por un ciclo



retrogradacional y corresponde en el subsuelo a las “Arenas C” del Eoceno inferior. La secuencia estratigráfica intermedia fue depositada durante el pulso progradacional más vigoroso de la Formación Misoa y alcanzó la presente costa oriental del Lago de Maracaibo.



**Figura 4.31. Sección esquemática regional de los tres eventos progradacionales más distintivos de la formación Misoa.**

Fuente: Informe técnico de PDVSA (2015)

En la misma investigación se menciona que la secuencia estratigráfica superior fue también predominantemente progradacional, aunque se reconoce una influencia marina importante sobre todo hacia su parte superior, la cual se puede definir como agradacional. Estas dos últimas secuencias estratigráficas representan, en conjunto, a las “Arenas B” del Eoceno medio, estratigráficamente por encima, y geográficamente hacia el este, se encuentran las asociaciones espesas de lutitas marinas conocidas como la Formación Paují que, a su vez, representan una trasgresión mayor en la cuenca de Maracaibo. Objetando que la nomenclatura de operación subdivide a las “Arenas B” y “Arenas C” en “B1-X” a “B9-X” siendo la B2-X-68 punto focal de este estudio, y “C1-X” a “C7-X”, de tope a base, respectivamente. El intervalo estratigráfico estudiado, B2-X / B3, es parte del pulso progradacional con alta influencia de procesos marinos de la formación Misoa, el cual se extiende desde la “Arena B5-X” en la base, a la “Arena B1-X” en el tope. El inicio del ciclo superior de las “Arenas B” está representado por los sedimentos de la “Arena B5-X”, los cuales fueron depositados en ambientes marinos fuertemente transgresivos después del abandono del importante evento progradante anterior constituido por el paquete de arenas masivas y espesas de la “Arena B6-X” que corresponden a ambientes fluviales tan distintivos en el subsuelo del centro y noreste del Lago de Maracaibo.

La columna estratigráfica generalizada para el yacimiento B2-X-68 muestra las secuencias estratigráficas que serán atravesadas por la localización en el área de

interés y están constituidas de lo más reciente (tope) a lo más antiguo (base) por las siguientes formaciones:

**Formación El Milagro** (Plioceno Tardío-Pleistoceno): Arenas friables, fina a gruesas, limo micáceo interestratificados con arcillas arenosas y lentes laterolíticos bien cementados. Estos sedimentos son de aguas dulces y llanas de carácter fluvial y paludal, que se depositaron sobre un amplio plano costanero de poco relieve y estuvieron expuestos a la meteorización y anegamiento durante el Cuaternario.

**Formación Isnotú** (Mioceno Medio-Tardío): Predominantemente arcillas (65%), con numerosas areniscas intercaladas y capas subordinadas de arcilla laminar, carbón y conglomerado. Las arcillas son macizas pero blandas, de color gris claro, corrientemente abigarradas en rojo, púrpura y amarillo y localmente carbonáceas.

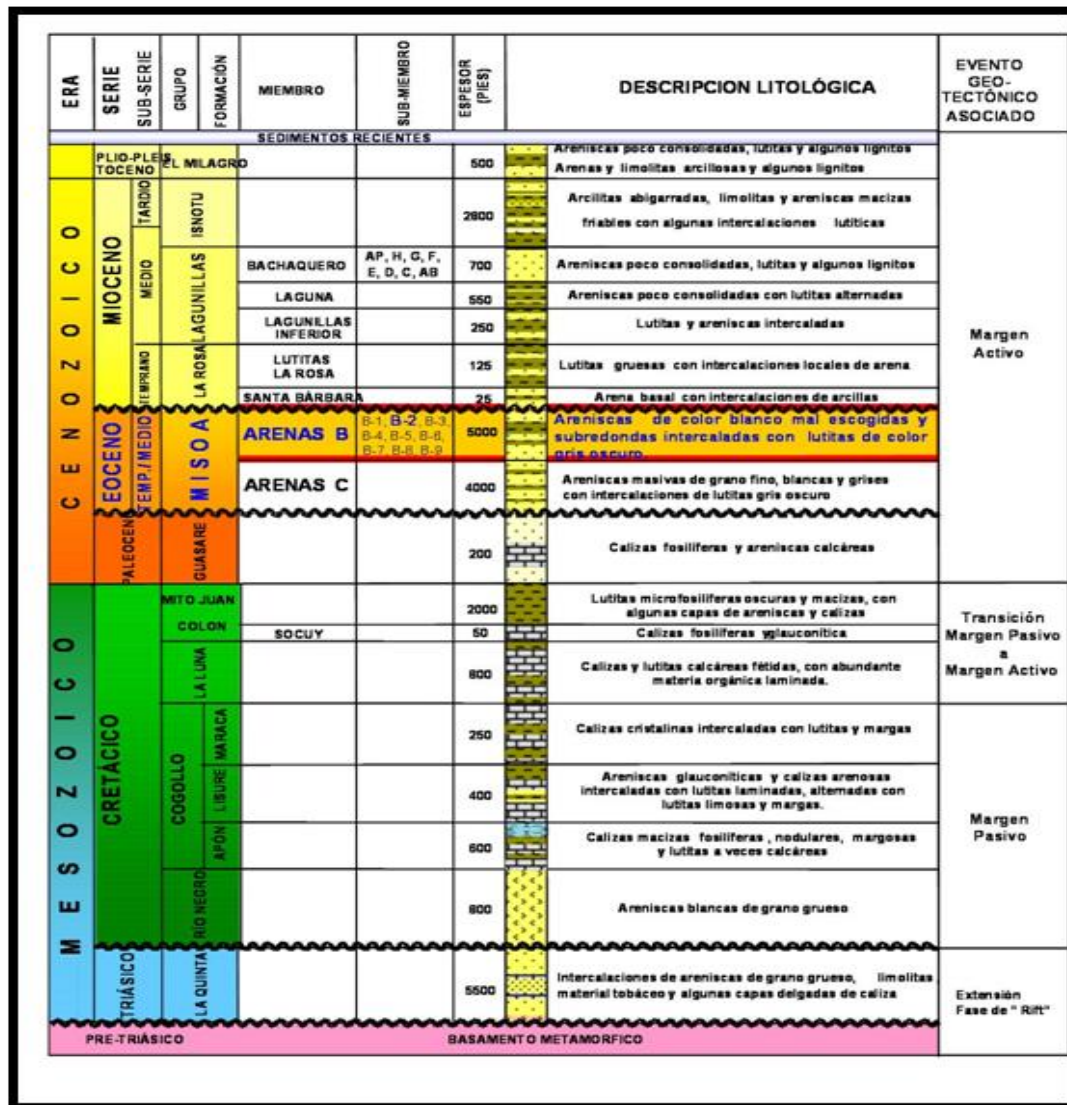
**Formación Lagunillas** (Mioceno Medio): A escala de Tercer Orden, debería corresponder principalmente a un Sistema de Alto Nivel (HST), cuyo límite secuencial superior debería corresponder a una superficie erosiva regional que marcaría la base del Miembro Bachaquero. En el Campo Lagunillas la Formación Lagunillas está subdividida por tres Miembros que de tope a base son: Bachaquero, Laguna y Lagunillas Inferior.

**Miembro Bachaquero:** Es el más superior de la Formación Lagunillas y está formado por arenisca arcillosa de colores gris a marrón, con algunas alternancias de lutitas y lignitos, su contacto en el tope es de carácter concordante con la Formación Isnotú y en la base su contacto es estratigráfico con el Miembro Laguna. El Miembro Bachaquero está conformado por sedimentos de edad Mioceno producto de una sedimentación progradante de dominio fluvial, predominando las arenas semiconsolidadas dispuestas verticalmente en una alternancia con las lutitas, presentando un espesor bruto que varía entre 600 y 670 pies se encuentran divididos en 8 unidades estratigráficas (AP, H, G, F, E, D, C y AB) las cuales presentan diferencias desde el punto de vista estratigráfico y de facies.

**Miembro Laguna:** Consiste principalmente en lutitas grises y areniscas de color gris o marrón localmente glauconíticas, y arcillas arenosas moteadas. El Miembro Bachaquero está formado por areniscas arcillosas potentes, de colores gris o marrón con arcillas gris, marrón o moteadas, lutitas gris a gris azulado y lignitos.

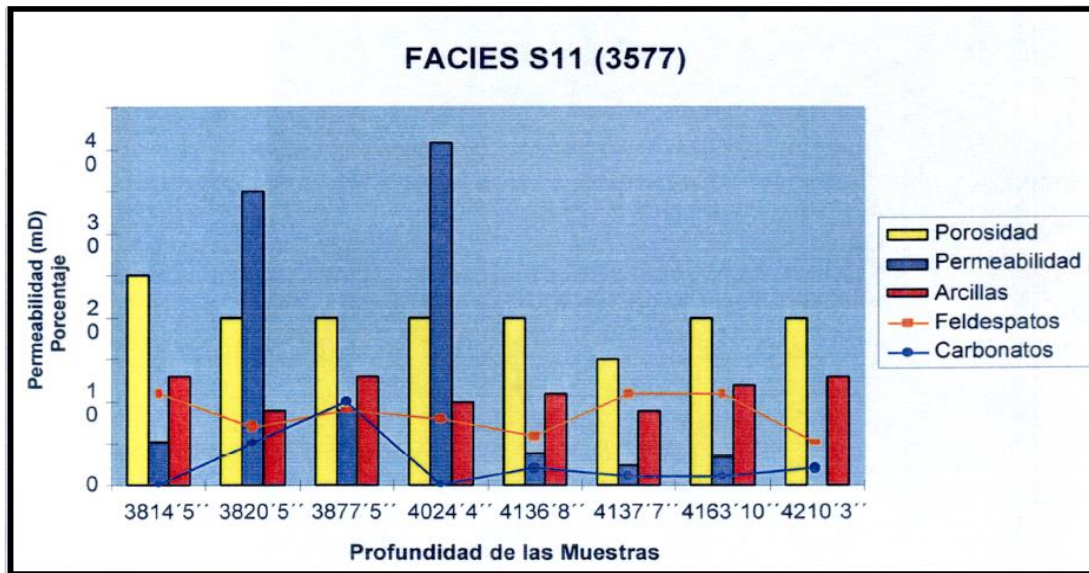
**Miembro Lagunillas Inferior:** Intervalo de interés, está compuesto por areniscas friables, de grano fino, de color variable de marrón a gris claro y a blanco, intercaladas con lutitas gris claro, gris verdoso o gris oscuro. Localmente se encuentran lignitos.

**Formación La Rosa (Mioceno Temprano):** Constituye el pulso transgresivo (TST) sobre la superficie de erosión que marca la Discordancia del Eoceno en el Lago de Maracaibo. Por su carácter Transgresivo, inicia su acumulación con arenas de ambientes costeros a transicionales llamadas "Arena de Santa Bárbara" a la cual sigue, en algunas localidades, el equivalente a una superficie de máxima inundación llamada "Lutita de la Rosa". Se considera que el nivel superior debería de ser de carácter más marino que su parte inferior.



**Figura 4.32. Columna estratigráfica generada para el proyecto Eoceno Frac B2-X-68**  
La descripción de las facies sedimentarias establecidas en el yacimiento B2-X-68 de la formación Misoa en el área de estudio, se efectuó siguiendo la nomenclatura establecida por PDVSA desde hace varios años. Se recopiló información petrográfica

de los pozos LL-3563, LL-3568, LL-2899 y del pozo LL-3577, clave para la caracterización del yacimiento, el cual para las facies S11 represento un valor de porosidad muy constante para la muestra (20%) con valores de permeabilidad bajos alrededor del 10% como se puede apreciar en la figura 4.33.



**Figura 4.33. Comportamiento petrográfico de las facies S11**

Fuente: YACIMIENTOS B2-X DEL BLOQUE 68/79 Y 70/80 Campo Lagunillas.

En apoyo a la mecánica estratigráfica se contó con el análisis de secciones finas de los pozos LL-3358 y LL-3577. Las láminas delgadas o secciones finas son preparaciones que se realizan en rocas para su estudio con microscopio petrográfico, y que consisten en rodajas de la roca de un espesor de unas 30  $\mu\text{m}$  que se adhieren a unas láminas de vidrio (porta secciones) mediante resina epoxi, para posteriormente ser recubiertas por otra lámina de vidrio. También se puede realizar esta preparación en sedimentos sueltos si previamente se les añade una resina que, al consolidar, se comporta como si fuera el cemento de la roca este último se practica para análisis de muestras de canal (ripios).

El agregado de resina epoxi o azul de metileno, permite verificar los espacios vacíos de la roca otorgándole un color azulado a la misma, el cual se percibe con facilidad con el uso de un microscopio, con un mínimo zoom de lente de 2.5 X, este color azulado representa lo que es conocido como la porosidad.

Se tomaron en cuenta cinco (5) muestras pertenecientes al pozo LL-3577, proporcionado gracias al núcleo tomado en este pozo, las mismas se tomaron a las profundidades que se muestran en la tabla 4.16.

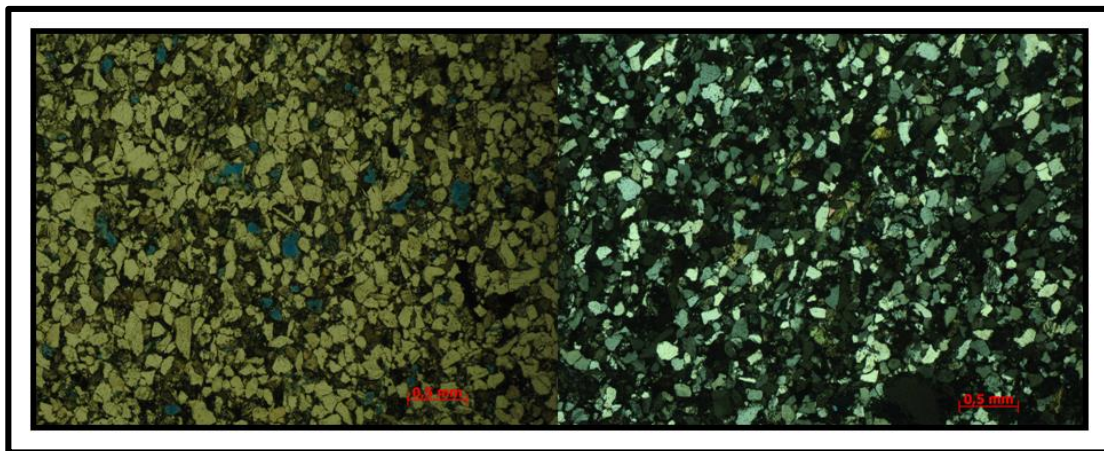
Para el estudio microscópico de las secciones Finas se emplearon dos (2) tipos de vistas: análisis de secciones finas con nicoles paralelos (Np) y análisis de secciones finas con nicoles cruzados (Nx).

Tabla 4.16. Muestras del Pozo LL-3577

Muestra	Profundidad
1	3883.1"
2	3883.11"
3	4024.4"
4	4045.5"
5	4056.5"

**Muestra #1 3883',1"**

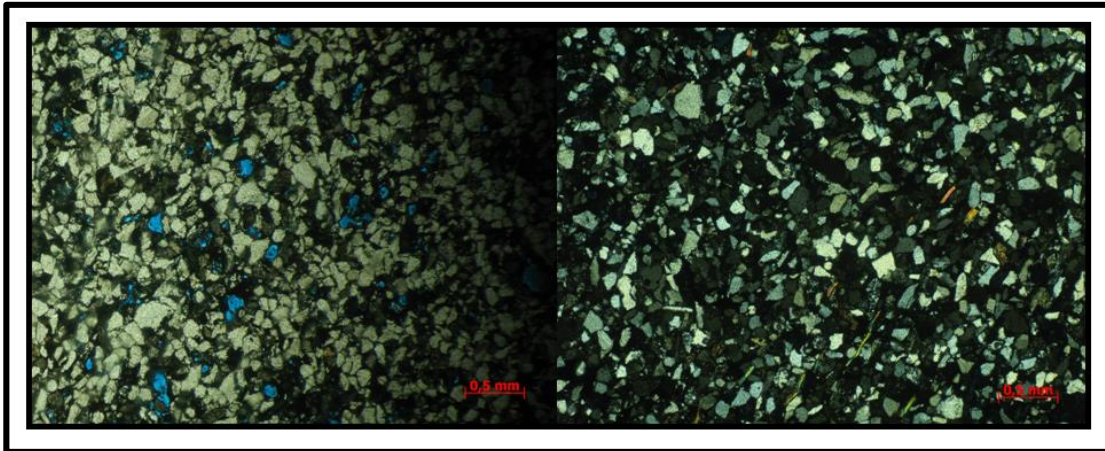
Se observa mala porosidad 8% desde una vista 2D, Contacto entre granos irregular, una redondez del grano que varía entre angular y sub-angular, gran porcentaje de cuarzo, presencia de mica moscovita, petróleo residual en poco porcentaje.



**Figura 4.34. Nicols paralelos y cruzados muestra # 1**

**Muestra #2 3883',11"**

Se observa mala conectividad entre poros desde una vista 2D, fragmentos de roca alterada, un contacto entre granos longitudinal/planar que predomina, mala redondez del grano, trazas de mica moscovita, y bajo porcentaje de petróleo residual. Buen porcentaje de cemento que rellena los poros.

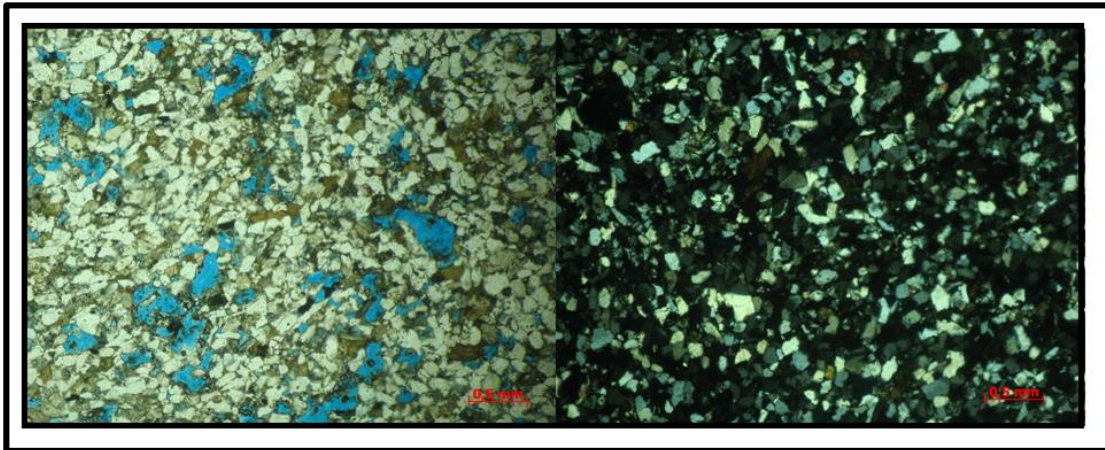


**Figura 4.35. Nicales paralelos y cruzados muestra # 2**

**Muestra #3 4024',4''**

Se aprecia principalmente buena porosidad a pesar de ser muestras más profundas, se realizó barrido hacia la izquierda y se nota que la porosidad se mantiene, por esto a pesar de ser una vista en 2D se presume buena porosidad efectiva.

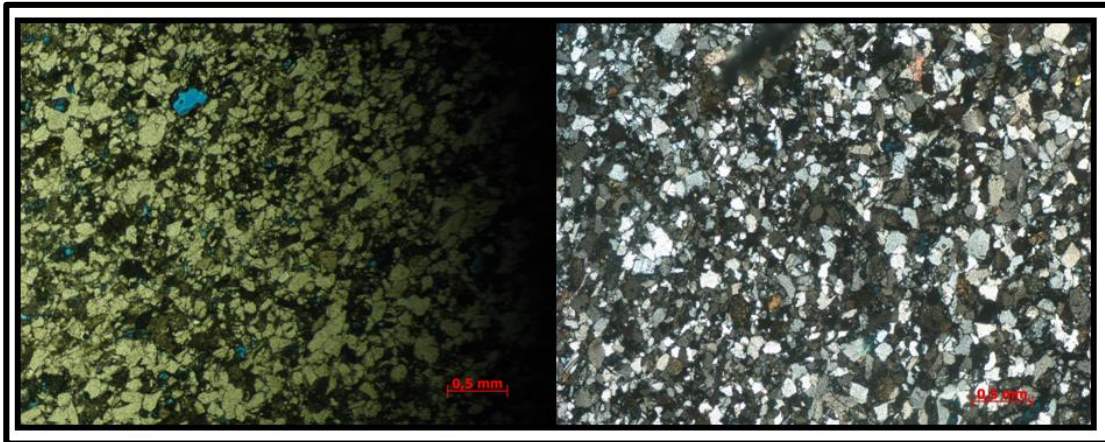
A su vez se denota gran porcentaje de cuarzo en granos finos poco de materiales diversos como feldespatos fragmentos de rocas y minerales.



**Figura 4.36. Nicales paralelos y cruzados muestra # 3**

**Muestra #4 4045',5''**

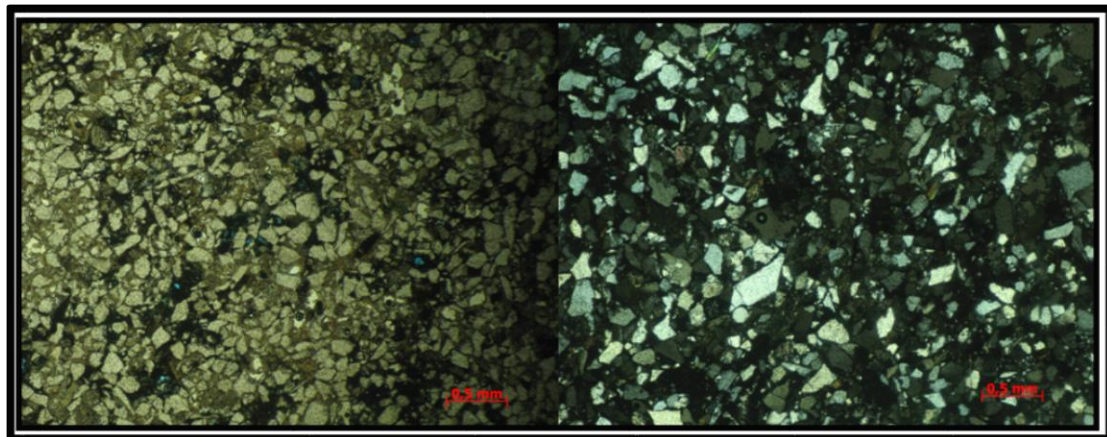
A pesar de estar a solo 21' de la muestra anterior, esta posee poca porosidad desde una vista 2D, se presume mala porosidad efectiva, gran contenido de granos de cuarzo se aprecia cantidad importante de feldespato en comparación con otras muestras y de mica moscovita.



**Figura 4.37. Nicales paralelos y cruzados muestra # 4**

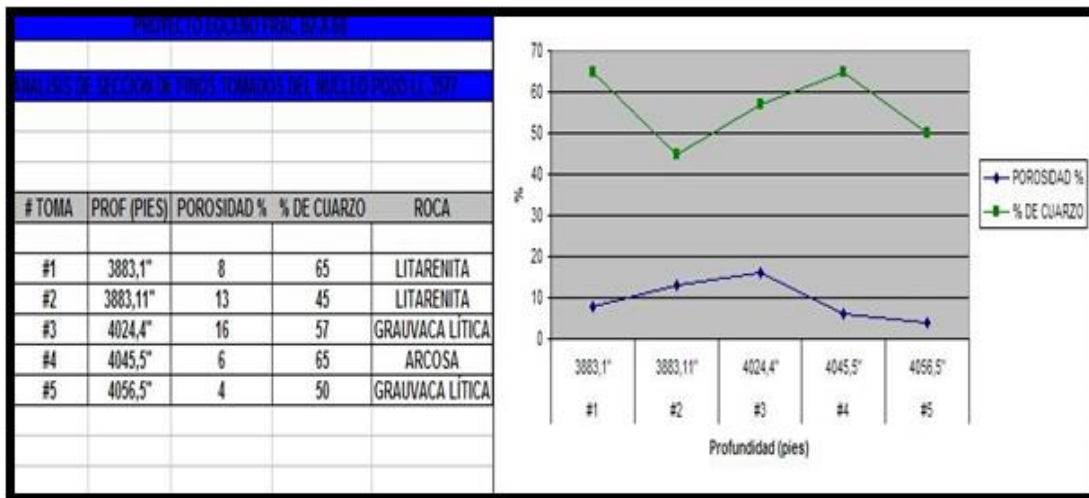
**Muestra #5 4056',5"**

Muy baja porosidad 2D, después de realizar un barrido de la muestra se presume mala porosidad efectiva, cantidad importante de material cementante y variedad de contactos entre granos.



**Figura 4.38. Nicales paralelos y cruzados muestra # 5**

Así mismo se anexa en la Figura 4.39, una representación gráfica que permite visualizar el comportamiento de la porosidad en presencia de diferentes porcentajes de cuarzo del pozo LL-3577, presentes en la formación, valores que fueron graficados a partir de los resultados obtenidos de la descripción de las secciones finas ya previamente analizadas.



**Figura 4.39. Representación grafica de porosidad vs % de cuarzo del pozo LL-3577**

En general la calidad del yacimiento es controlada por el volumen y distribución de porosidad efectiva, esta distribución es influenciada principalmente por: 1) el tamaño del grano y escogimiento, 2) contenido de matriz arcillosa y laminaciones, 3) cementación por calcita y/o siderita, 4) contenido de clorita autigénica que forma envoltorios alrededor de los granos, 5) algunas muestras contienen fracturas verticales o sub-verticales a nivel microscópico, total o parcialmente cementadas por calcita.

La unidad B-2-X es un solo yacimiento distribuido en toda el área de estudio, caracterizado por una alta heterogeneidad de origen sedimentológico y estratigráfico, en el cual la arquitectura y geometría interna generada por el ambiente de depositación controla el desplazamiento de los fluidos dentro del yacimiento.

#### 4.2.4. Esfuerzo de sobrecarga

Los datos suministrados por PDVSA occidente de los esfuerzos de sobrecarga para el Yacimiento B2-X-68, se calcularon mediante la integración del registro de densidad RHOB en el software Drillworks Predict. Dichos cálculos se realizaron con la data de los pozos claves, los cuales gran parte de ellos cuentan con registros Density Rhob, y para los pozos restantes o que cuenten con un registro de densidad incompleto se diseñaron perfiles sintéticos utilizando la ecuación homologada por PDVSA (Ecuación 4.2), calibrada por experiencia laboral en la cuenca del Lago de Maracaibo para construir la sección faltante de manera que se ajuste más a la realidad y generando una densidad sintética de baja incertidumbre hasta la profundidad que se encuentra el tope del registro corrido en los pozos.



$$RHOB = \gamma_{Lm} + \left( \frac{(\gamma_{Tr} - \gamma_{Lm})}{(Prof_i - Prof_l) * \left( \log(\gamma_{Tr} - \gamma_{Lm}) - \frac{\log(\gamma_{Prof} - \gamma_{Lm})}{\log(Prof_i - Prof_l) - \log(Prof_\gamma - Prof_l)} \right)} \right) * \frac{(Depth - Prof_i) * (\log(\gamma_{Tr} - \gamma_{Lm}) - \log(\gamma_{Prof} - \gamma_{Lm}))}{\log(Prof_i - Prof_l) - \log(Prof_\gamma - Prof_l)} \quad (4.2)$$

donde:

$\gamma_{Lm}$  =densidad del lecho marino

$\gamma_{Tr}$  =densidad del tope del registro

$\gamma_{Prof}$  =densidad a una profundidad (x)

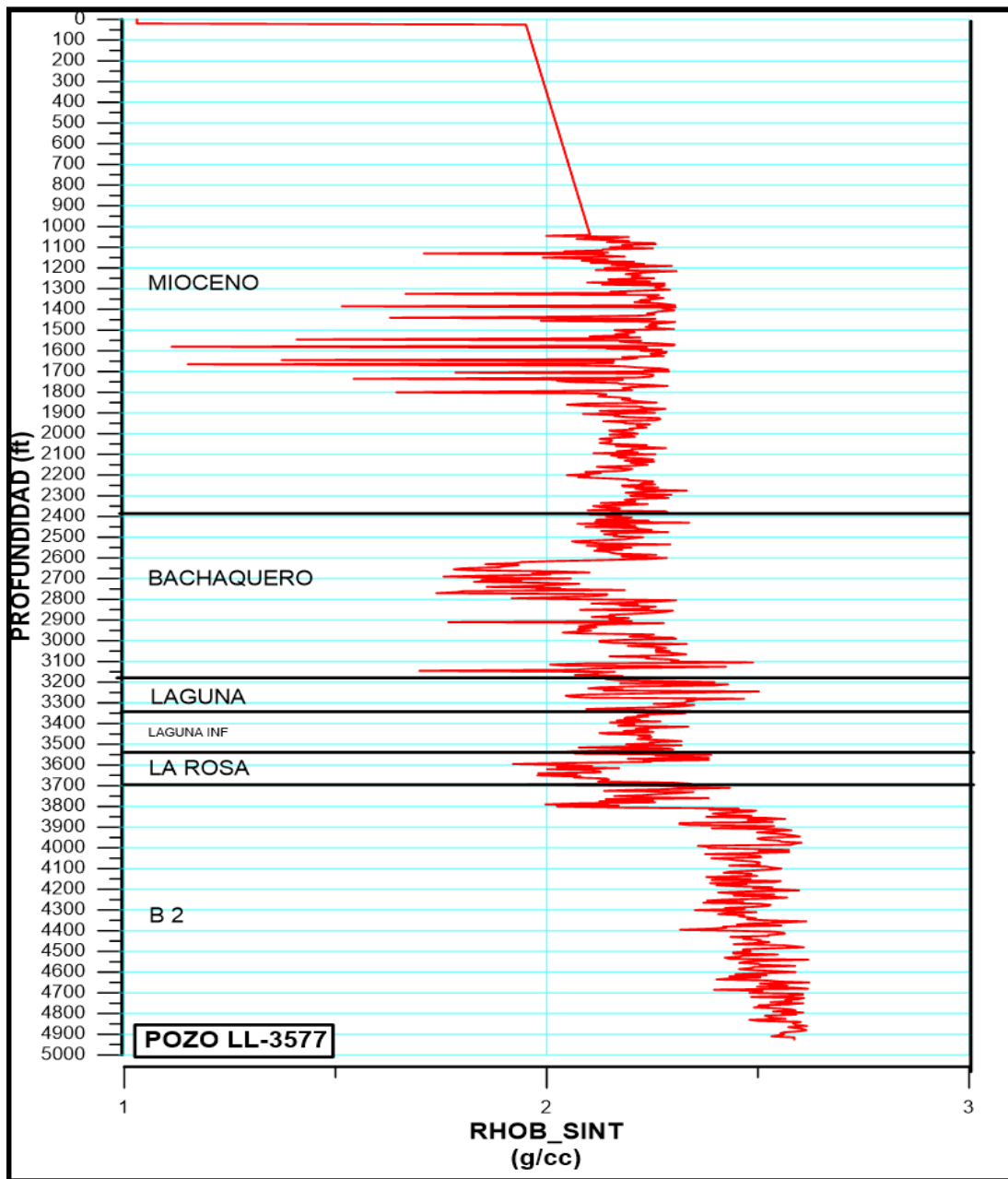
$Prof_i$  =profundidad del lecho marino

$Prof_l$  =profundidad del tope de registro

$Prof_\gamma$  =profundidad a la densidad medida en (x)

$Depth$  =profundidad a la cual se obtiene la densidad sintética

Dicha ecuación se utilizó para el pozo representativo LL-3577, generando un registro completo que permite evaluar las zonas de interés figura 4.40. De las magnitudes obtenidas, se puede decir que el cálculo del gradiente de esfuerzo vertical en los pozos con registros de densidad tiene baja incertidumbre.



**Figura 4.40. Registros sintéticos RHOB a partir de la ecuación calibrada a la Cuenca del Lago De Maracaibo (pozo LL-3577)**

Se presenta en la figura 4.41 los gradientes del esfuerzo vertical en unidades de ppg, donde se tienen valores de Sobrecarga de 18.1 ppg para el pozo LL-3577 medida a 4600', la cual representa la profundidad de interés para el diseño de fractura.

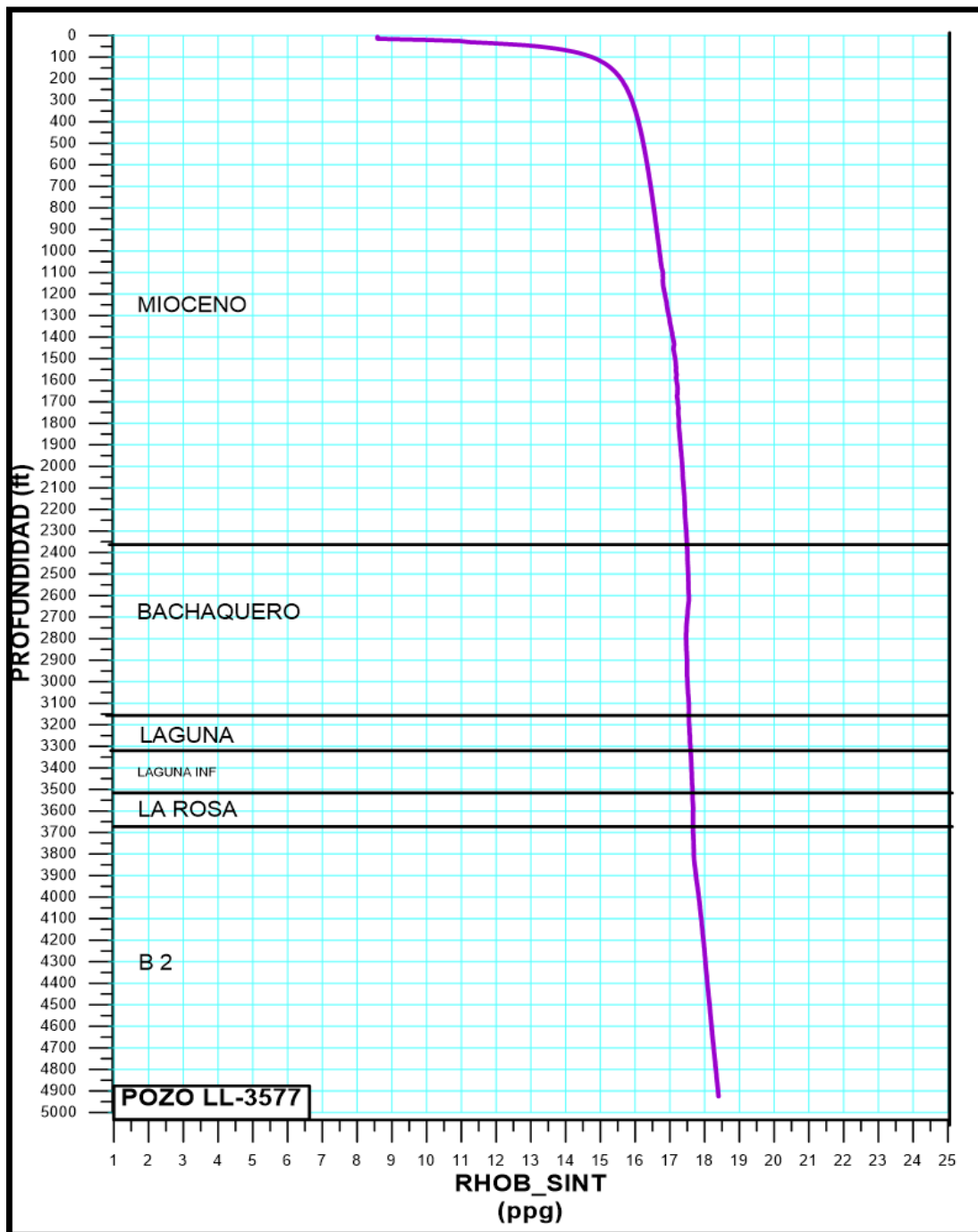


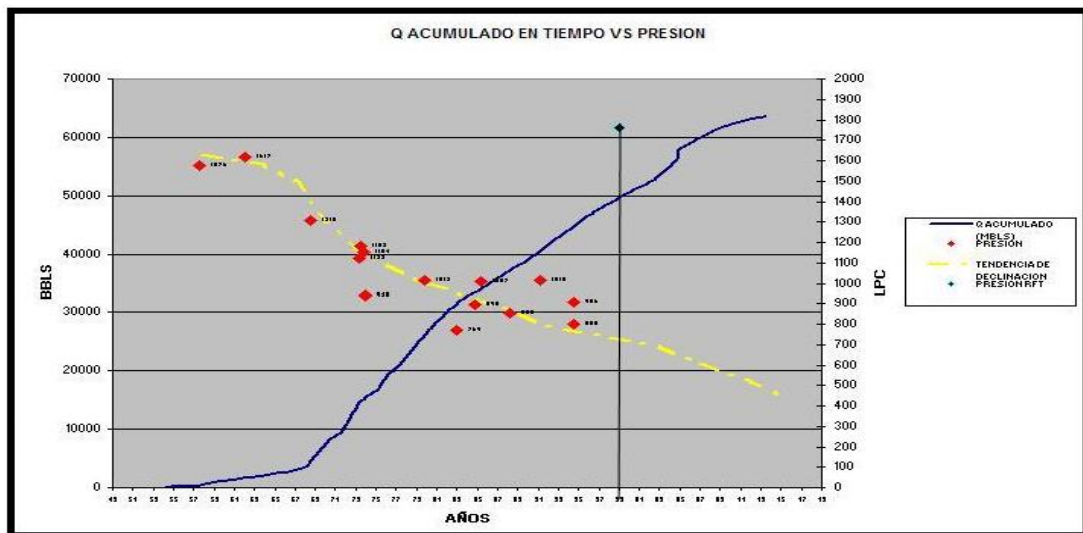
Figura 4.41. Gradiente de sobrecarga (pozo LL-3577).

#### 4.2.5. Presión de poros

De los pozos pertenecientes al yacimiento B2-X-68, la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos (EIIYY) procedió a realizar una investigación a fondo, en búsqueda de pruebas de presiones (RFT) disponibles para realizar la calibración

adecuada a nivel de yacimiento, puesto que para la construcción del comportamiento de presión de poro en las zonas no yacimiento utilizaron métodos empíricos (Bowers). La curva de gradiente de presión de poros fue calibrada a través de los diferentes eventos de perforación en zonas no yacimiento (influjos, pérdidas de circulación, entre otros). Distintas pruebas de repetición de formación (RFT), fueron usadas para calibrar la curva de presión de poros en zonas yacimiento.

En vista a que los datos de presión de poro obtenidos de las pruebas de repetición de formación (RFT) del pozo LL-3577 pertenecen al año 1999, fueron calibrados al año 2015, donde se creó un gráfico de producción acumulada-Tiempo vs. Presión. Gráfico de 3 ejes (2 ejes de ordenadas y 1 Eje de abscisa), representando las presiones anuales de algunos pozos con respecto a la producción acumulada desde el principio de su explotación en el año 1959, generando una curva de declinación de presión o tendencia de declinación que se extrapola hasta el año de 2015, donde se calcula un aproximado de declinación de 355 lpc (1999-2015), Figura 4.42. Cabe acotar que el desgaste provisto para 2015 fue estimado solo en las zonas yacimiento para el pozo LL-3577, para las zonas más profundas no hubo declinación ya que estas arenas no han sido depletadas (arenas B3).



**Figura 4.42. Tendencia de declinación de presión**

Fuente: Informe técnico de PDVSA

Para la adecuación de las presiones existentes en formaciones suprayacentes (Mioceno), se recurre al pozo LL-3956 con objetivo Bachaquero el cual cuenta con información de RFT (Figura 4.43), ubicado a escasos 47mts del pozo LL-3577, y así calibrar las diferentes formaciones depletadas, de esta manera se puede identificar el

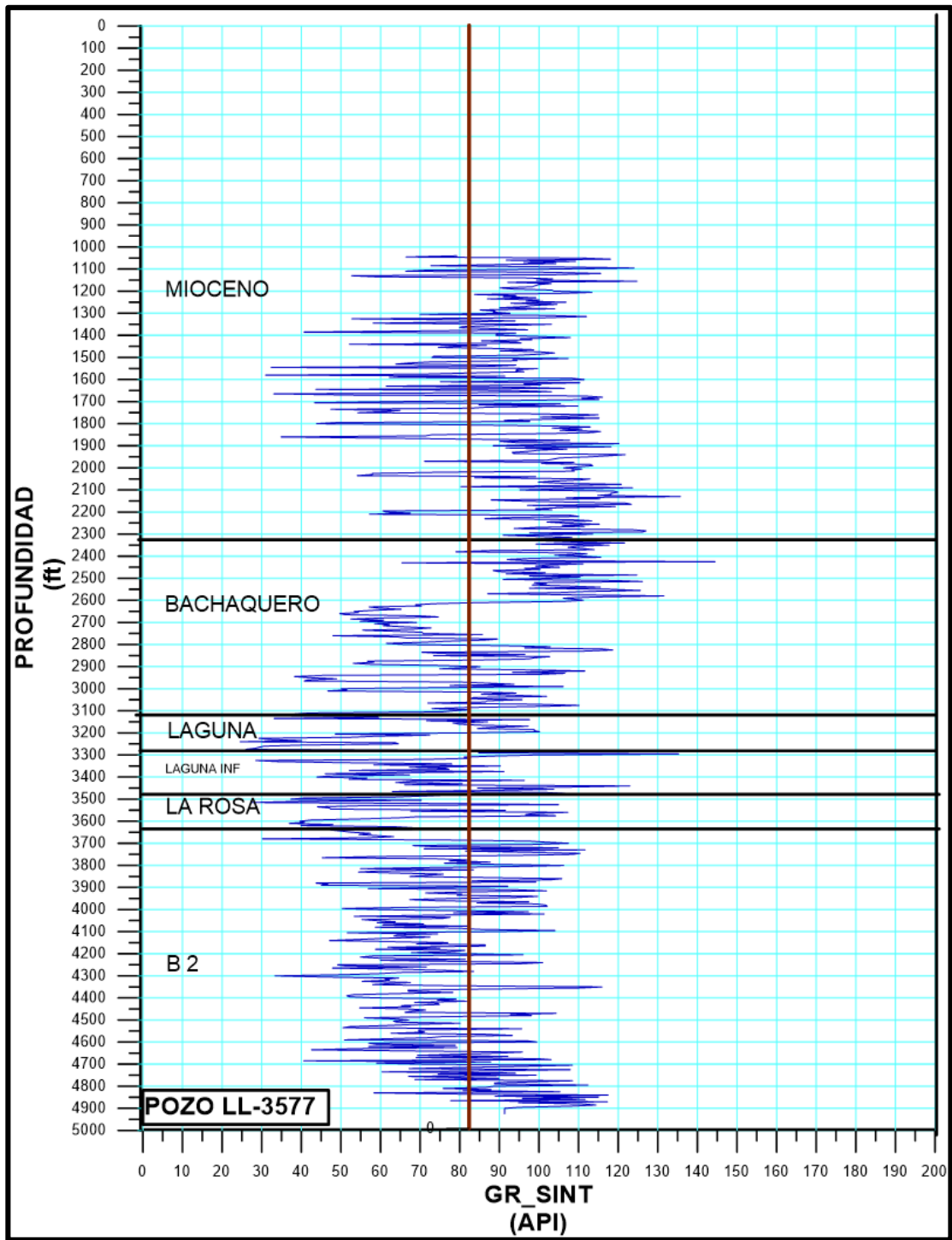
comportamiento de la presión de poros en zonas superiores al yacimiento tratado en esta investigación.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2						Pozo: LL-3956				
3						Fase: 8.5"				
4						Taladro: AJS-103				
5										
6					02-Sep-10					
7					Testigo PDVSA: Lenin Pineda					
8					Ingeniero Schlumberger: C. Dirckze					
9										
10										
11										
12										
13	<b>Test</b>	<b>Profundidad MD</b>	<b>Temp</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Antes</b>	<b>Despues</b>	<b>Formacion</b>	<b>Mobilidad</b>	<b>Remarks</b>	<b>Archivo</b>
		<b>FT</b>	<b>DegF</b>	<b>min</b>	<b>PSIA</b>	<b>PSIA</b>	<b>PSIA</b>	<b>mD/cp</b>		
14	1	2606	117,40	18,25	1315,23	1314,95	758,10	25,40	ESTABILIZO	26
15	2	2616	18,57	9,25	1319,90	1319,30	757,77	0,70	ESTABILIZO	27
16	3	2648	186,00	9,25	1335,00	1335,94	809,25	0,20	NO ESTABILIZO	28
17	4	2664	118,87	10,20	1343,90	1343,92	770,05	3,70	ESTABILIZO	29
18	5	2694	119,07	4,00	1359,10	1359,12	NA	NA	NO SELLO	30
19	6	2681	119,13	4,30	1352,95	1351,62	NA	NA	NO ESTABILIZO	31
20	7	2748	119,36	5,00	1386,88	1386,32	NA	NA	NO SELLO	32
21	8	2744	120,06	16,20	1384,38	1384,43	804,12	1,10	ESTABILIZO	33
22	9	2846	120,28	4,00	1435,78	1435,40	NA	NA	NO SELLO	34
23	10	2842	120,50	9,30	1433,43	143,47	889,42	0,30	NO ESTABILIZO	35
24	11	2878	121,52	6,50	1451,58	145,34	916,64	0,10	NO ESTABILIZO	36
25	12	2874	121,50	6,20	1449,75	1449,45	757,49	0,06	NO ESTABILIZO	37
26	13	2908	121,90	6,00	1466,80	1466,63	NA	NA	NO SELLO	39
27	14	2934	122,24	2,30	1479,95	1479,57	988,90	103,90	ESTABILIZO	40
71	15	2924	122,26	3	1475,06	1474,95	NA	NA	NO SELLO	41
72	16	2902	122,399	3	1463,71	1463,47	NA	NA	NO SELLO	42
73										
74	<b>Puntos Exitosos</b>		5			Puntos Estables	5			
75						Puntos Inestables	5			
76						Puntos Secos	0			
77						Puntos NO planificados	4			
78	<b>Puntos sin sello</b>		6							

**Figura 4.43. RFT del Pozo LL-3956**

Fuente: Informe técnico de PDVSA

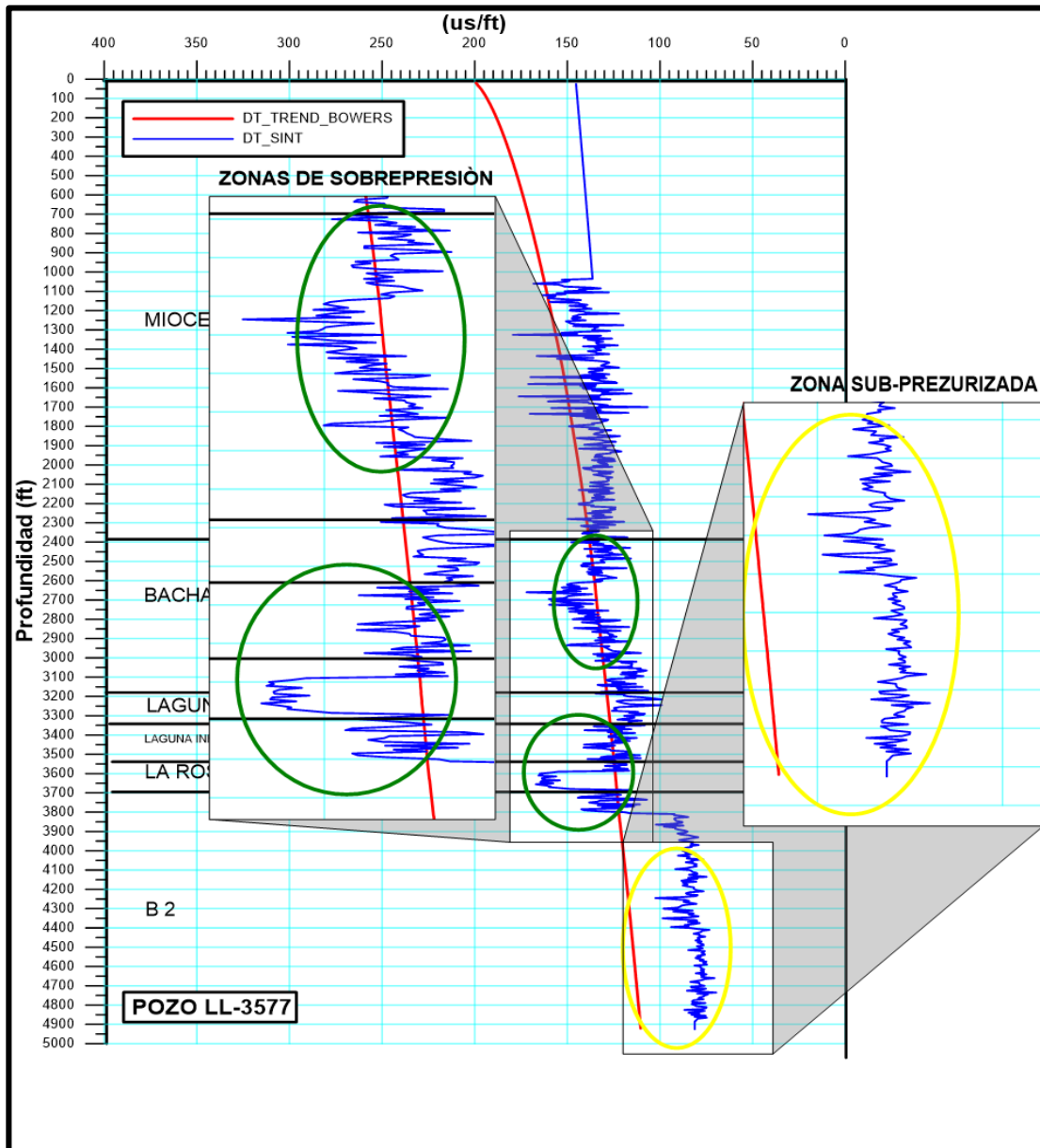
Del porcentaje de arcilla calculado que representa las formaciones del campo se creó una línea de base lutita sobre el registro del Gamma Ray (80%), para discriminar las formaciones contentivas de un alto porcentaje de arcilla, Este criterio se comparó con los registros sísmicos compresionales del pozo LL-3577 (figura 4.44), donde el tiempo de viaje de la onda “P” es comúnmente mayor en las lutitas.



**Figura 4.44. Discretización de Formaciones (pozo LL-3577)**

Fuente: Azocar, Guacuto 2017.

El método empírico que represento de mejor forma las diferentes Formaciones fue el método de Bowers. De los registros sínicos se creó un tren de compactación normal para identificar zonas con presiones anormales y posteriormente cotejarla con la curva de presión de poros final.

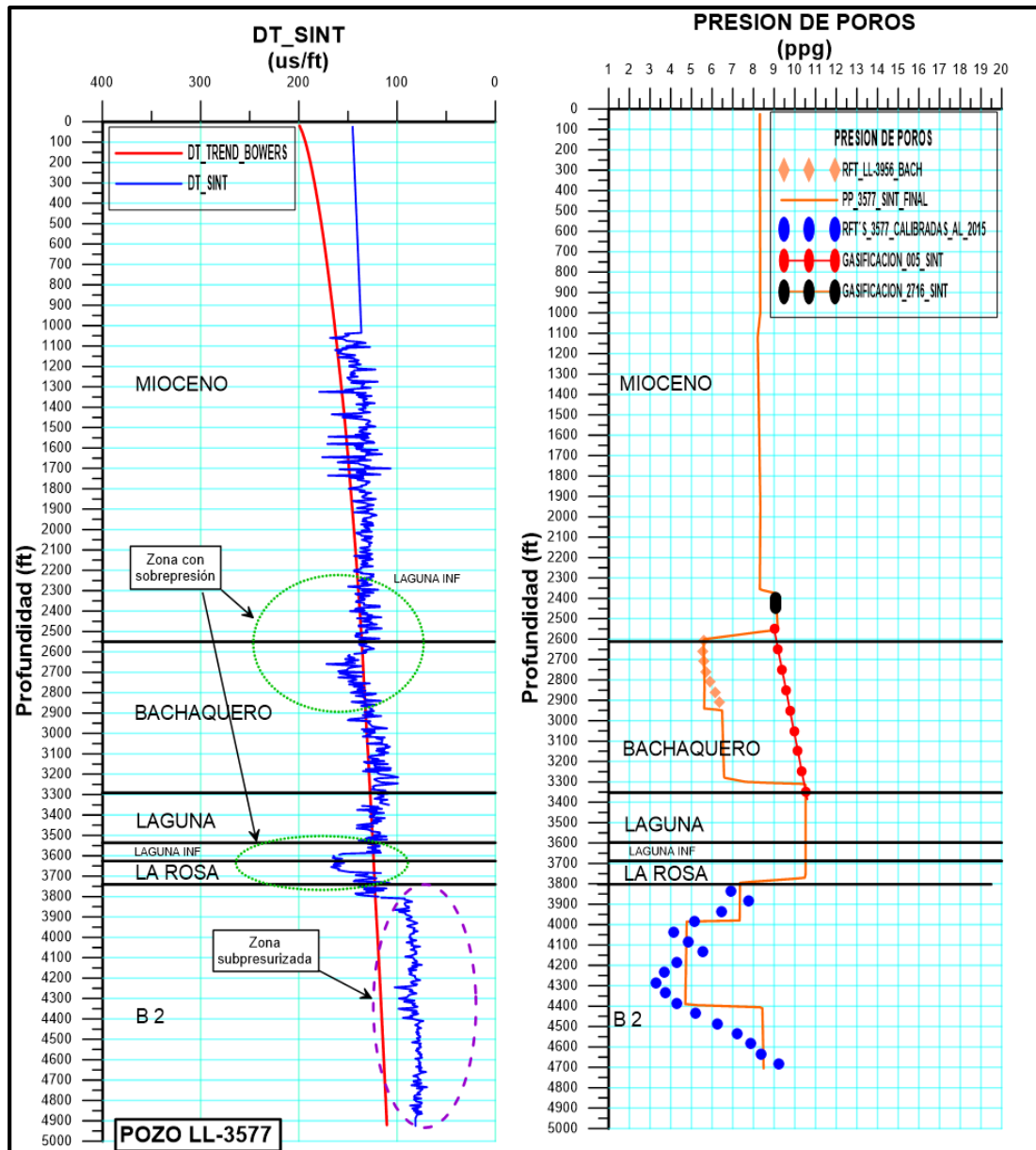


**Figura 4.44.1 Identificación de zonas de presiones anormales (pozo LL-3577)**

Fuente: Azocar, Guacuto 2017

De acuerdo con el análisis efectuado a los registros sínicos, la presión de poros sigue una tendencia anómala en los toques de Bachaquero, Lagunillas Inferior, y La Rosa

representando zonas sobre presurizadas y en el tope del Eoceno se observa que las arenas B2 se encuentran sub-presurizadas en el pozo LL-3577 (Figura 4.45).



**Figura 4.45. Identificación de zonas de presiones anormales comparado con el perfil de presión de poros final,( pozo LL-3577)**

Fuente: Azocar, Guacuto 2017

#### 4.2.6. Resistencia de la roca y propiedades elásticas

Las resistencia de la roca y propiedades elásticas que hace parte del modelo geomecánico fue desarrollada anteriormente en las “Propiedades mecánicas y



elásticas de las formaciones alcanzadas por los pozos a los que se le realizaron ensayos geomecánico”.

#### 4.2.7. Dirección de esfuerzos horizontales

La dirección del esfuerzo horizontal es un parámetro geomecánico fundamental, dado que controla la estabilidad del hoyo asociada a la trayectoria de los pozos, la orientación de las fracturas, e incluso, en algunos casos las direcciones preferenciales de flujo.

Para el presente modelo geomecánico se cuenta con una carencia importante de información disponible para la calibración de la dirección de esfuerzos, más sin embargo el pozo LL-4047, cuenta con registros de imágenes figura 4.46 que determinan una dirección del esfuerzo mínimo horizontal con  $120^\circ$  SE-NO el registro que comparado con la tendencia de direcciones predominantes en el campo visibles en la figura 87 pertenecientes a yacimientos que se encuentran más al sur (B-2-X-70/80), orientándose los esfuerzos máximos horizontales con dirección  $30^\circ / 40^\circ$  NE-SO ya que este actúa de forma perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo, calibra de forma aceptable definiendo una dirección de esfuerzos horizontal mínimo de  $120^\circ$  SE-NO.

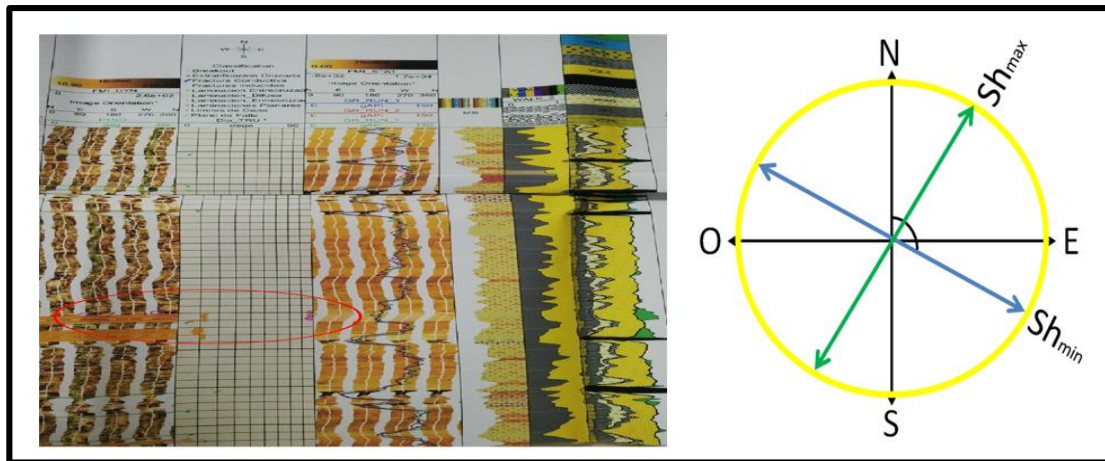


Figura 4.46. Registro de imagen pozo LL-4047 (Breakouts  $120^\circ$  SE-NO)

Fuente: Informe técnico de PDVSA

#### 4.2.8. Magnitud de esfuerzo horizontal mínimo ( $Sh_{min}$ )

En la construcción del esfuerzo horizontal mínimo se utilizaron las variables del gradiente de sobrecarga (OBG), el cual provee información a partir de los 0 pies de profundidad hasta lo que se considera que es la base más profunda de las arenas B-2-

X, alrededor de los 5000 pies, incluyendo la presión de poro final calculada y calibrada en su mayoría con pruebas de repetición de formación (*RFT*), también se agregó el valor del gradiente de fricción interna calculado mediante ensayos geomecánicos de laboratorio y el valor de una prueba minifrac practicada en el pozo LL-3965 a una profundidad de 3993 pies obteniendo una presión de 1700 Lpc.

Warpinski: Para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo, utiliza información de las propiedades de la roca y sus características elásticas, como los coeficientes de Poisson, Young, Biot, a su vez necesita un valor de minifrac, valores del gradiente de sobrecarga (OBG) y los coeficientes de deformación tectónica máximos y mínimos.

Se vuelve de vital importancia mencionar que los resultados manejados no cotejan con lo esperado, los mismos crean disparidad ante la lógica por lo tanto se procede a emplear otro método para el cálculo de la magnitud de esfuerzos, ya que los resultados obtenidos manejan diferencias de regímenes de esfuerzo, siendo estos de transcurrente a inverso.

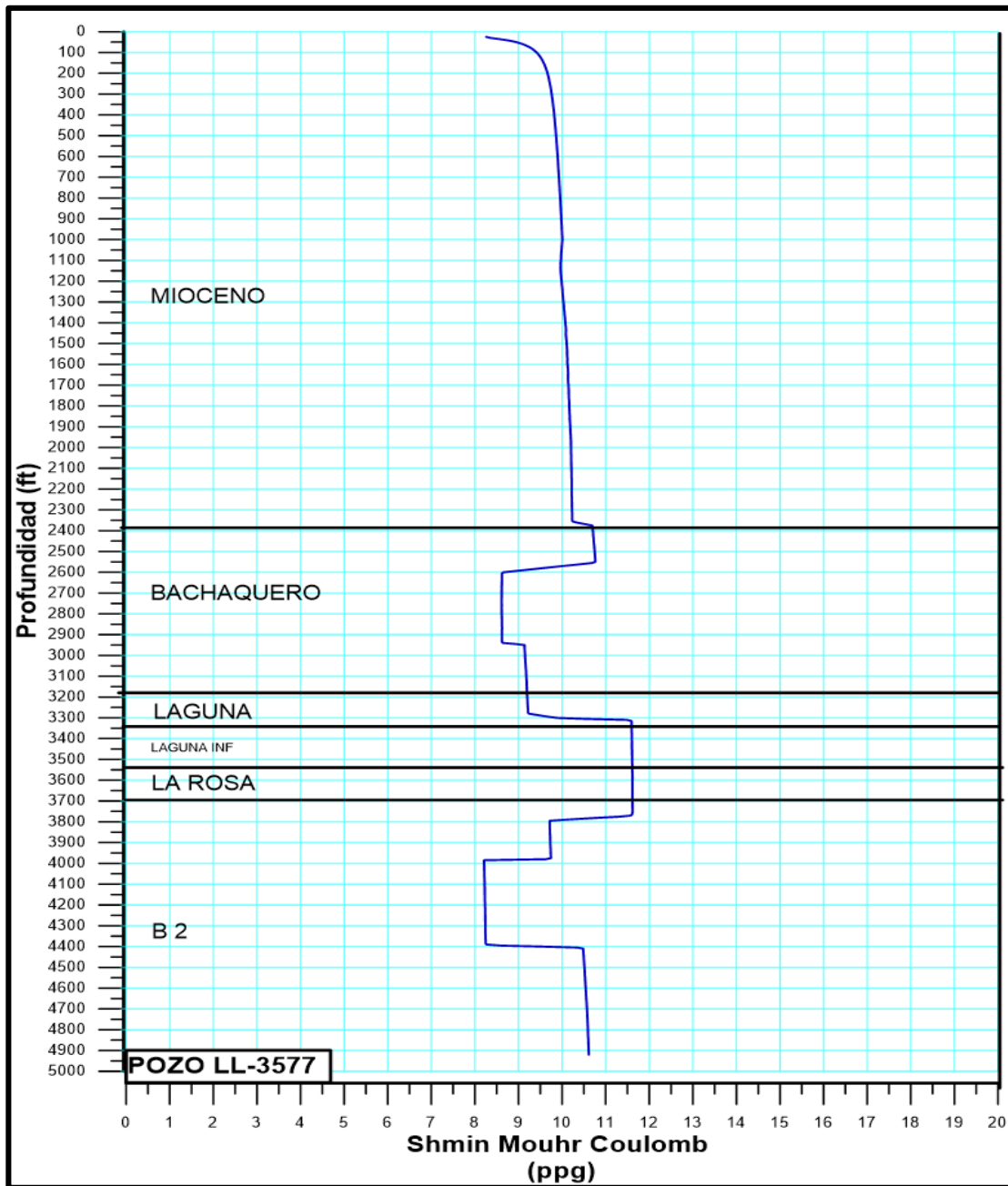
Software Drillworks Predict: Esta plataforma provee la herramienta necesaria para estimar el esfuerzo horizontal mínimo, utiliza información de las propiedades mecánicas y elásticas de las rocas, calculadas por ensayos de laboratorio, así como información sobre el gradiente de sobrecarga presente y la presión de poro final, valores para ser insertados en la ecuación intrínseca que maneja el software Drillworks Predict para poder obtener el gradiente del esfuerzo horizontal mínimo a lo largo del pozo.

Después de la validación y posterior cálculo, con la participación de las variables exigidas por el software, este brinda mejores resultados y se ajusta de forma más consistente, comparado con Warpinski, sin embargo mantiene una diferencia del valor proveído por el minifrac, a pesar de esta diferencia la ecuación utilizada para el cálculo, cuenta con la variable marcada como factor, que es el factor modificable para lograr la calibración del esfuerzo horizontal mínimo ( $Sh_{min}$ ), manteniendo un régimen de esfuerzos normal.

Analizando la diferencia entre los valores obtenidos del software Drillworks Predict y Warpinski, se incurre a los factores que dieron nacimiento a las ecuaciones brindadas por Warpinski, los cuales son la recopilación de diferentes ensayos y acumulación de información donde el factor más repetitivo da cabida al nacimiento de una línea lógica a seguir para el cálculo de la magnitud del esfuerzo mínimo.

Es imprescindible recordar la anomalía presente en el caso de estudio en la zona de Bachaquero y B2, puesto que presenta valores no comunes del gradiente de sobrecarga (OBG), comportamiento explicado previamente, logrando esto interrumpir la línea lógica que modeló las formulaciones de Warpinski, esta es la razón del porque el software Drillworks Predict fue capaz de brindar la construcción más acertada del gradiente de esfuerzo mínimo ( $Sh_{min}$ ) ya que no obedece lógica, por otra parte utiliza los datos necesarios aplicando la fórmula de cálculo inmersa sin discriminar por lógica.

En la figura 4.47 se observa resultado de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, donde se obtiene un valor de 10.5 ppg medida a 4600', la cual representa la profundidad de interés para el diseño de fractura. ( $Sh_{min}$ ).



**Figura 4.47. Esfuerzo horizontal mínimo (Shmin)**

Fuente: Azocar, Guacuto 2017

#### 4.2.9. Magnitud de esfuerzo horizontal máximo (SHmax)

El valor del esfuerzo horizontal máximo (SHG), es necesario para análisis de estabilidad. Por desventaja, no se puede medir directamente y sólo se calcula sobre la base de datos, tales como el régimen tectónico y la magnitud del esfuerzo mínimo.

En base a lo expresado en el párrafo anterior, se realiza el cálculo de la magnitud de este esfuerzo a través de ecuaciones intrínsecas del software Drillworks Predict, de acuerdo con las calibraciones que se han hecho en un retro análisis por diferentes vías y escenarios (eventos de perforación, presiones alcanzadas en el intento de fracturamiento así como, los datos arrojados en los registros de imagen, sónico ), donde se determina que no existe un grado representativo de anisotropía en yacimientos vecinos como el mencionado en el estudio elaborado por Schlumberger para Lagopetrol en el cual menciona que el factor de anisotropía varía desde 1.04 a 1.14, y específicamente en el pozo LL-4047, pozo cercano al LL-3577, dándole una gran certeza a la magnitud del esfuerzo horizontal máximo calculada.

El valor generado para la profundidad de 4600' fue de 11.3 ppg, que se muestra en la figura 4.48.

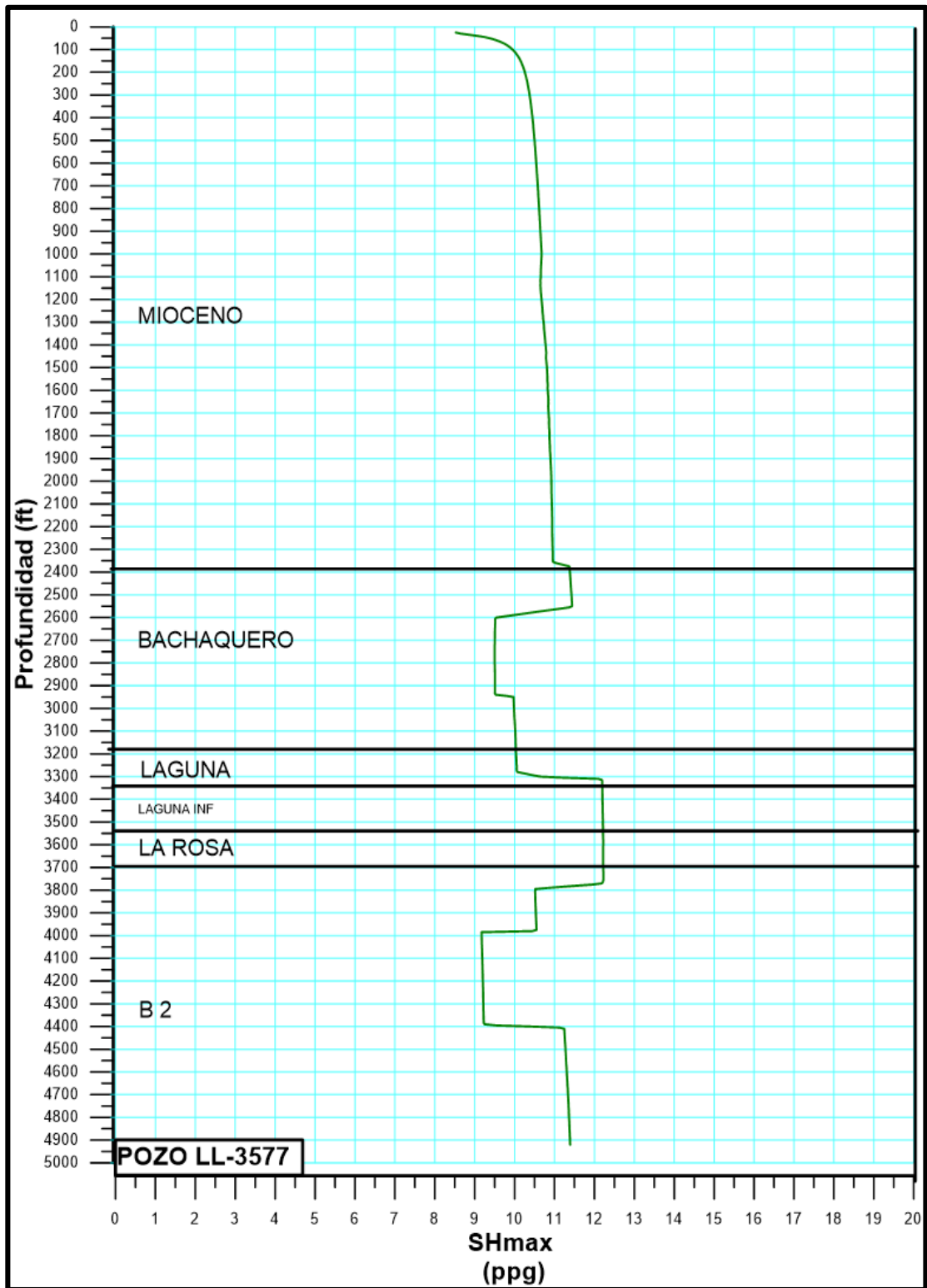


Figura 4.48. Esfuerzo horizontal maximo (Shmax)

Fuente: Azocar, Guacuto 2017.

#### 4.2.10. Análisis de falla

Para la construcción del modelo geomecánico en primer lugar se adjuntaron los esfuerzos horizontales ya calculados en conjunto con el esfuerzo de sobrecarga (OBG), para determinar el régimen de esfuerzos predominante en el campo.

En la figura 4.49 se observa las magnitudes de los esfuerzos actuantes in situ, que definen el régimen de esfuerzos actuantes.

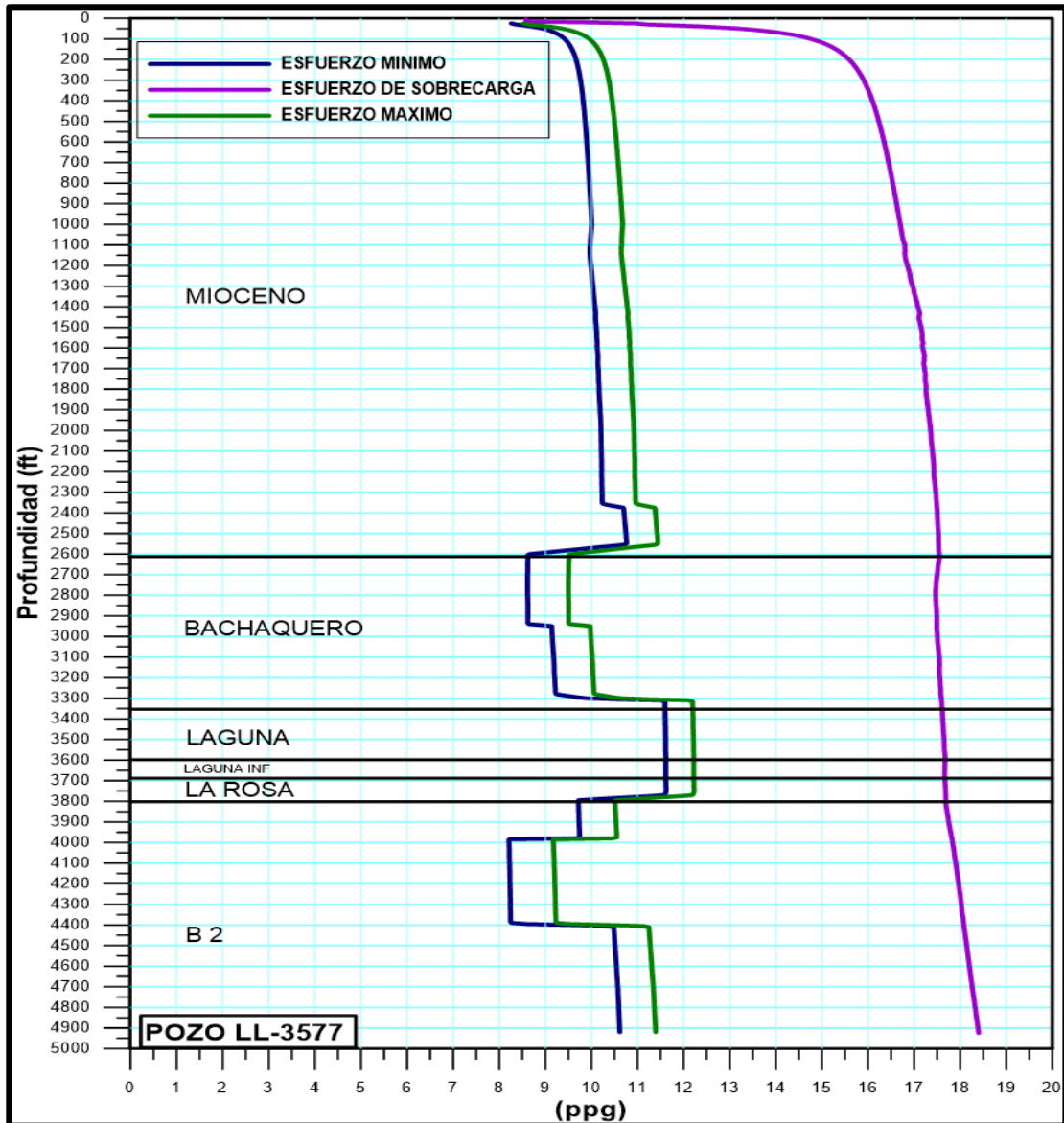


Figura 4.49. Régimen de esfuerzos actuantes en el campo

Fuente: Azocar, Guacuto 2017

De las magnitudes estimadas en la Figura 4.49 se puede apreciar claramente que el régimen de esfuerzos actuantes obedece a un régimen normal ( $S_V > S_H > S_h$ ), donde la mejor trayectoria de perforación sería en dirección al esfuerzo vertical.

A los pozos LL-3577 y LL-2899 se le realizó el criterio de falla gracias a los resultados de laboratorio, donde se le aplicó el criterio de Hoek-Brown donde este criterio permitirá obtener la envolvente donde se pueda determinar los resultados del ángulo de fricción interna y validar los valores de cohesión que se obtuvieron de manera dinámica y que ya fueron calibrados con data estática, para estimar la presión de colapso y el gradiente de fractura.

En las figuras 4.50, 4.51 se encuentran el criterio de Hoek-Brown que se le realizó a los pozos antes mencionados.

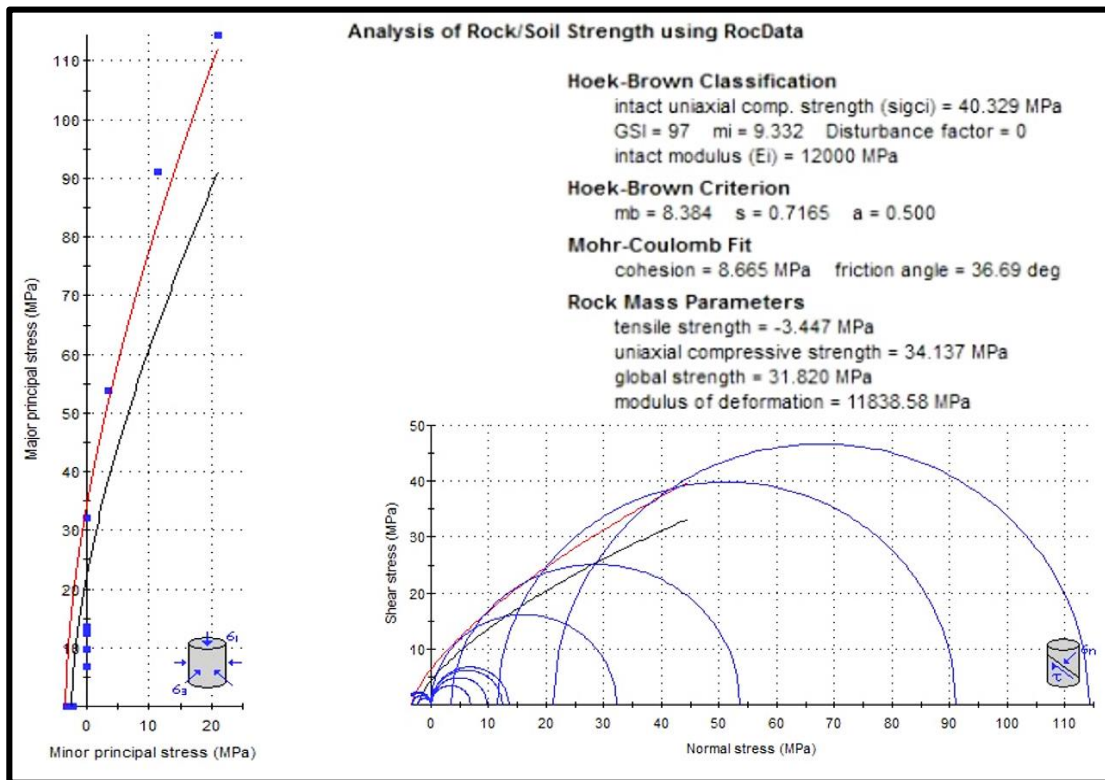
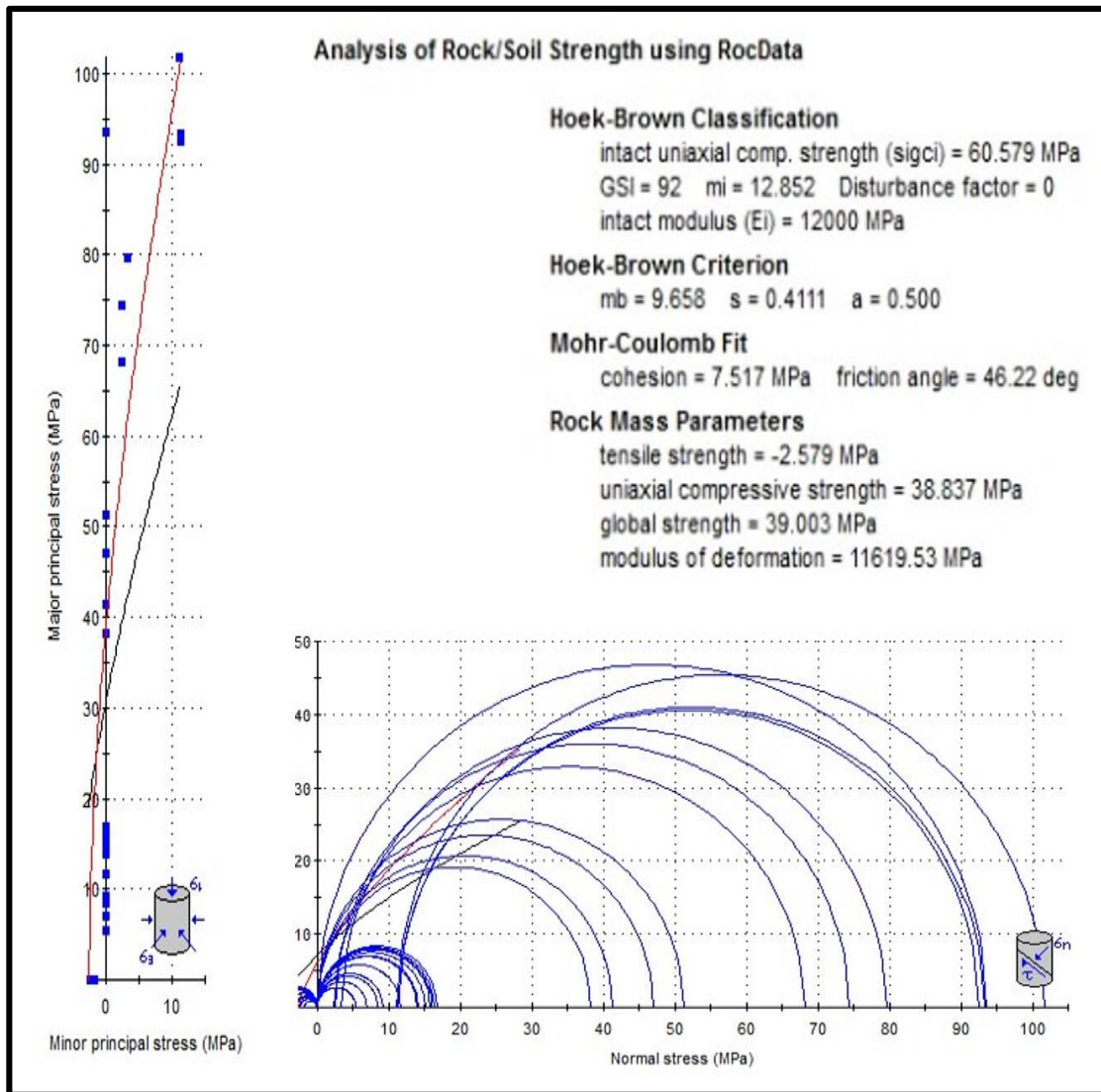


Figura 4.50. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-3577





**Figura 4.51. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado aplicado a muestras del pozo LL-2899**

De los valores obtenidos según el criterio de Hoek-Brown se puede decir que el ángulo de fricción interno promedio está alrededor de los  $41.45^\circ$ , valores que representan un alto cotejo con la data dinámica. En cuanto al valor de cohesión promedio obtenido es de 11.9 MPa (1726 psi).

Posteriormente se procedió a crear el perfil de presión de colapso Figura 4.52, y el gradiente de fractura Figura 4.53, estos dos parámetros fueron calculados a partir de los criterios de falla y ecuaciones intrínsecas del software Drillworks Predict.

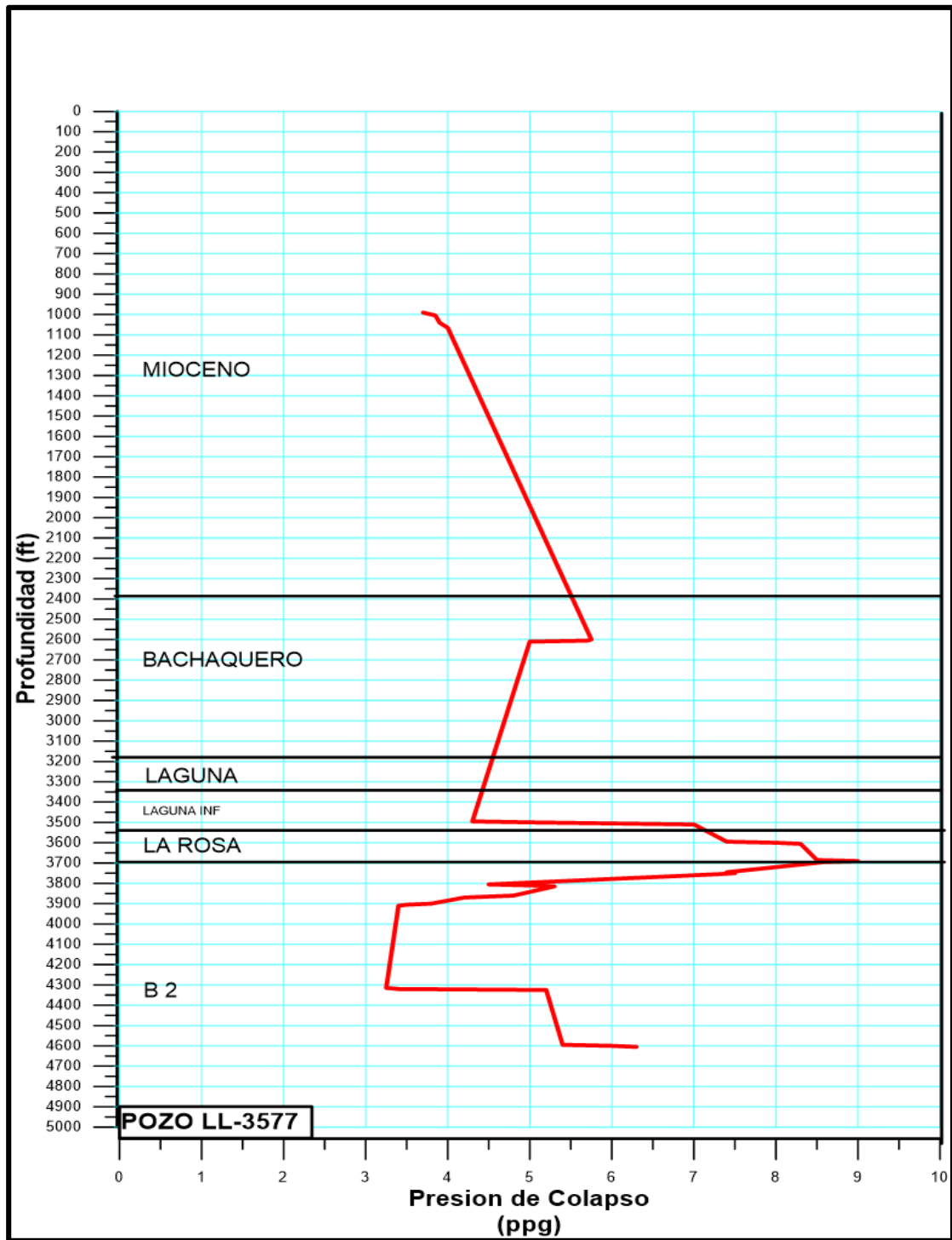
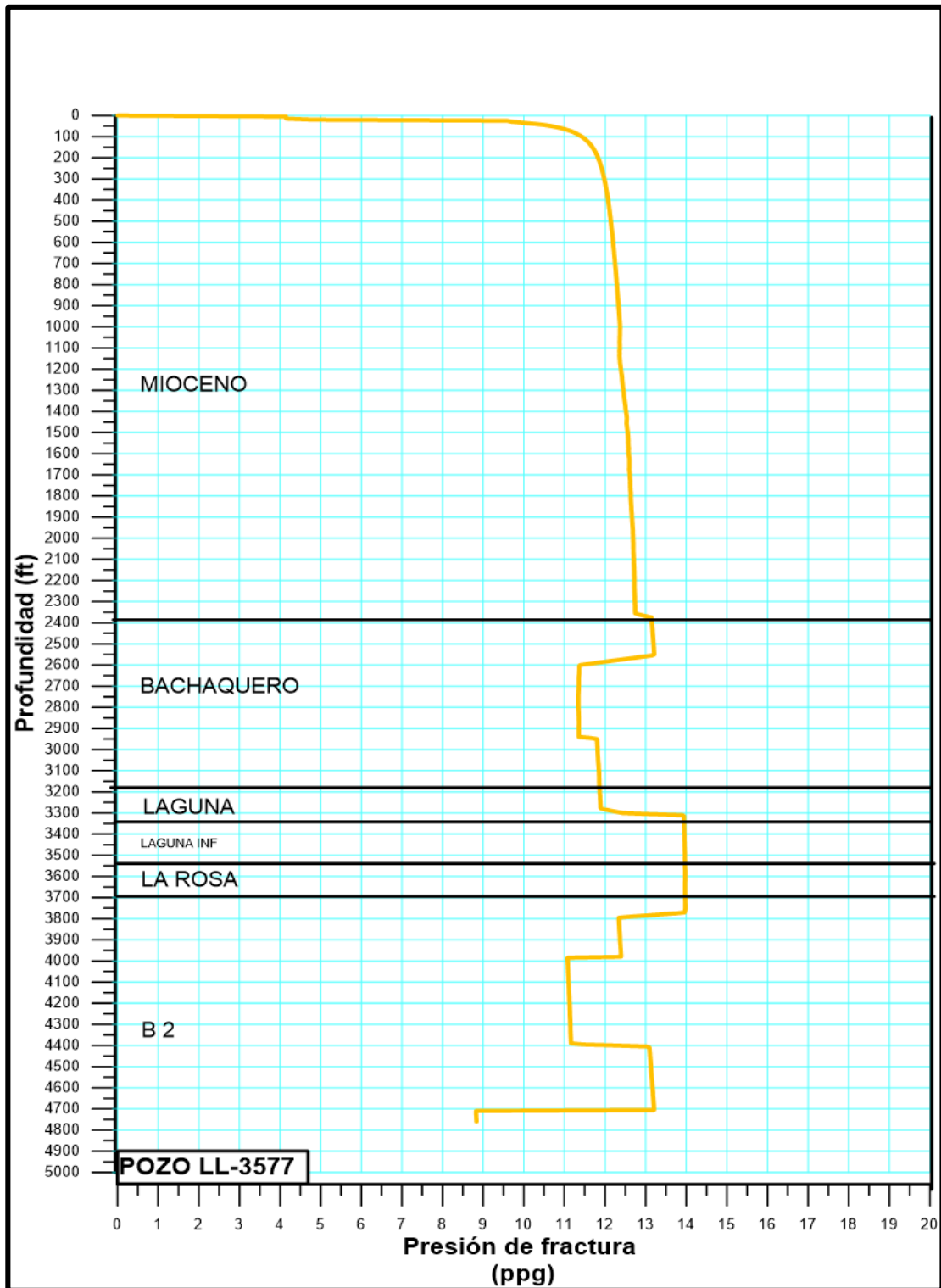


Figura 4.52. Presion de colapso

Fuente: Azocar, Guacuto 2017



**Figura 4.53. Presion de fractura**

Fuente: Azocar, Guacuto (2017)

A continuación, se representan los resultados de  $S_{hmin}$ ,  $P_f$ ,  $P_p$ ,  $P_c$  en una sola imagen (figura 4.54).

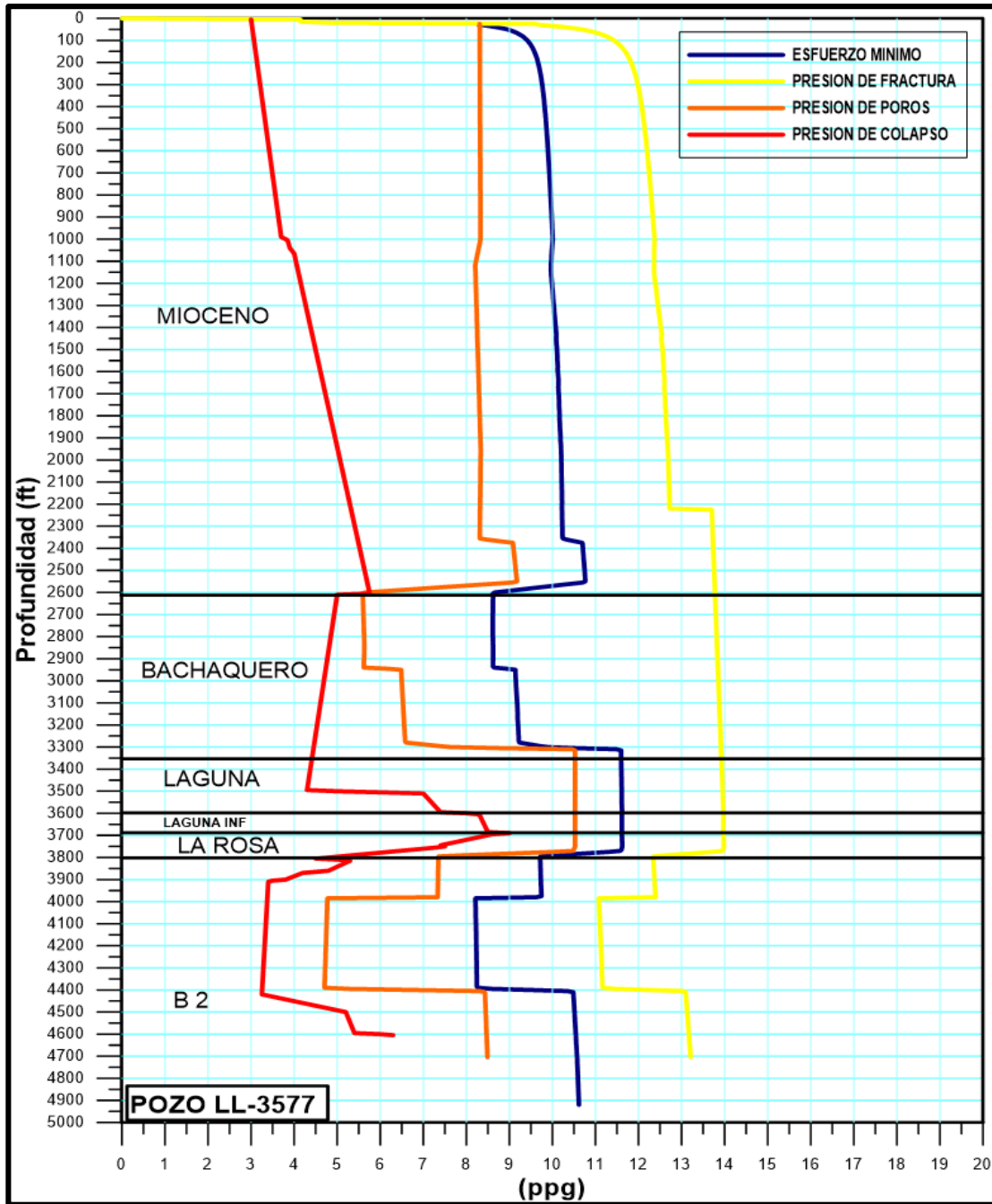


Figura 4.54.  $S_{hmin}$ ,  $P_f$ ,  $P_p$ ,  $P_c$  calculados para el pozo LL-3577

Fuente: Azocar, Guacuto (2017)

### **4.3. Aplicaciones**

#### **4.3.1. Ventana operacional**

En esta fase se representan dos (2), escenarios de diseños de peso de lodo óptimos enfocados a disminuir riesgos operacionales y tiempos improductivos producto de la integración de los parámetros geomecánico, ya que la heterogeneidad manejada en el yacimiento es baja las ventanas operacionales que se muestran a continuación pertenecientes al pozo LL-3577, pueden ser ajustadas a profundidad cuidando los topes geológicos para estimar los pesos de lodos a utilizar a la hora de perforar nuevos pozos en el área.

Dichos escenarios se representaron en la configuración del pozo LL-3577, el cual tiene una completación a hoyo desnudo en los intervalos 3821'-4932'. El orden de magnitud de esfuerzos obtenidos es creciente de la siguiente manera: Presión de Colapso, presión de poro, esfuerzo mínimo horizontal y presión de fractura. Para este caso la densidad recomendada debe ser superior a la presión de poro y menor que el esfuerzo mínimo horizontal, evitando derrumbes, pérdida de circulación e influjo hacia el pozo.

#### **Escenario 1**

Este escenario de peso de lodo busca reducir costos operacionales, disminuyendo los tiempos, evitando daños a la formación y aumentando la tasa de penetración. Puede llegar a ser una ventana arriesgada, pero de las experiencias de perforación en pozos cercanos previstos, se concluye que los beneficios son mayores en costos y tiempo comparados con los problemas que se puedan generar.

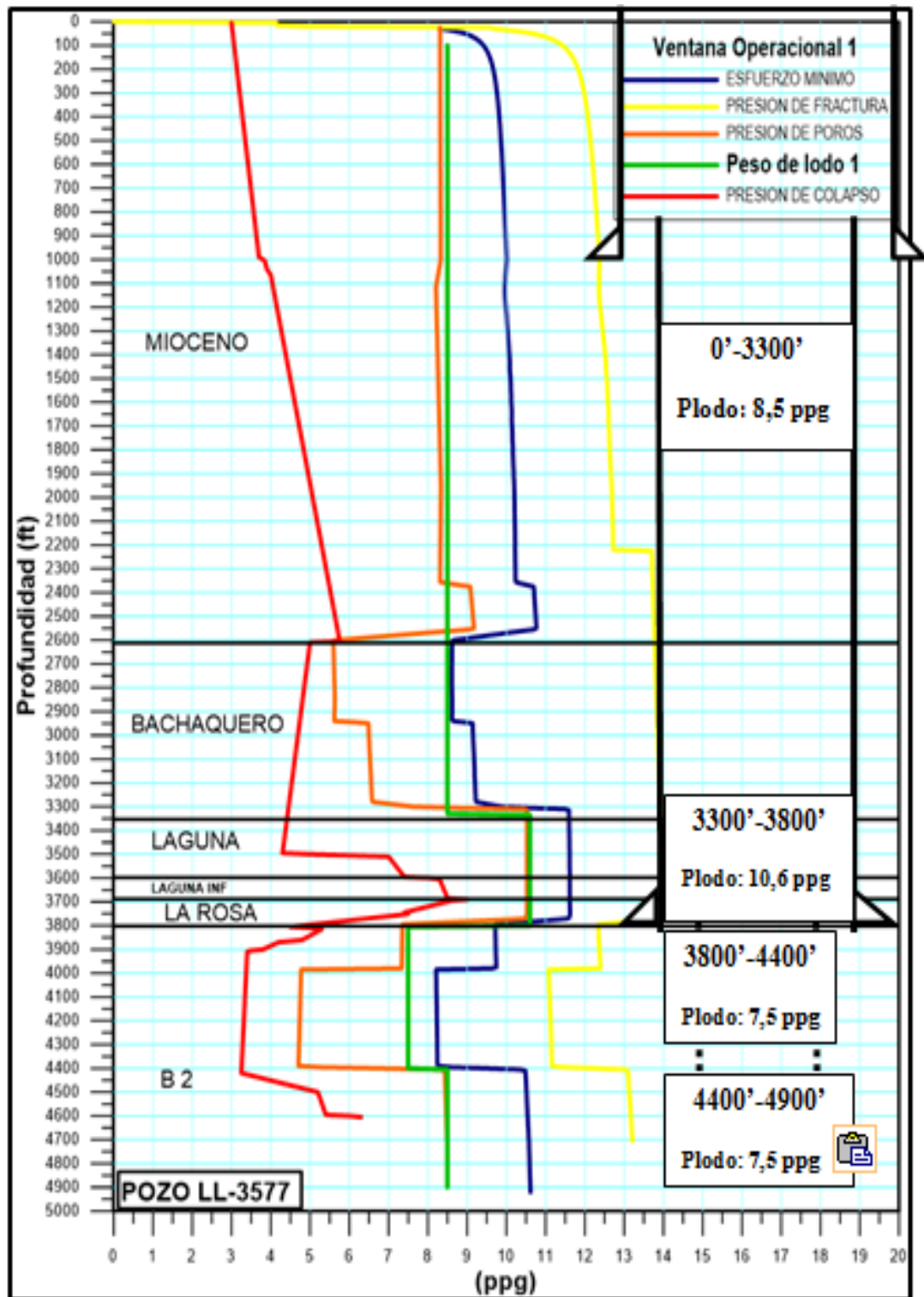


Figura 4.55. Ventana operacional 1

Fuente: Azocar, Guacuto (2017)

## **Escenario 2**

En el segundo escenario propuesto se emplea un lodo de mayor densidad el cual mantendría el rango de seguridad mayor y así poder evitar pérdidas de circulación. Esta opción representa la más costosa en cuanto a peso de lodo, pero se maneja una ventana operacional segura debido a que trabaja sobre balance y permite ahorrar tiempo en los cambios de lodo puesto que desde una profundidad de 3800' base de la formación la Rosa hasta 4900' se mantiene el mismo lodo. En la sección 3800'-4400', se aprecia que el peso del lodo es ligeramente mayor que el esfuerzo mínimo, esto traerá como consecuencia la activación de las fracturas naturales en esa zona, si hay, lo cual será beneficioso sí se desea fracturar una arena productora en esa sección ya que se conectarían las fracturas naturales con las inducidas y esto conllevaría a propagar la extensión de la fractura y drenar de forma más efectiva el yacimiento.

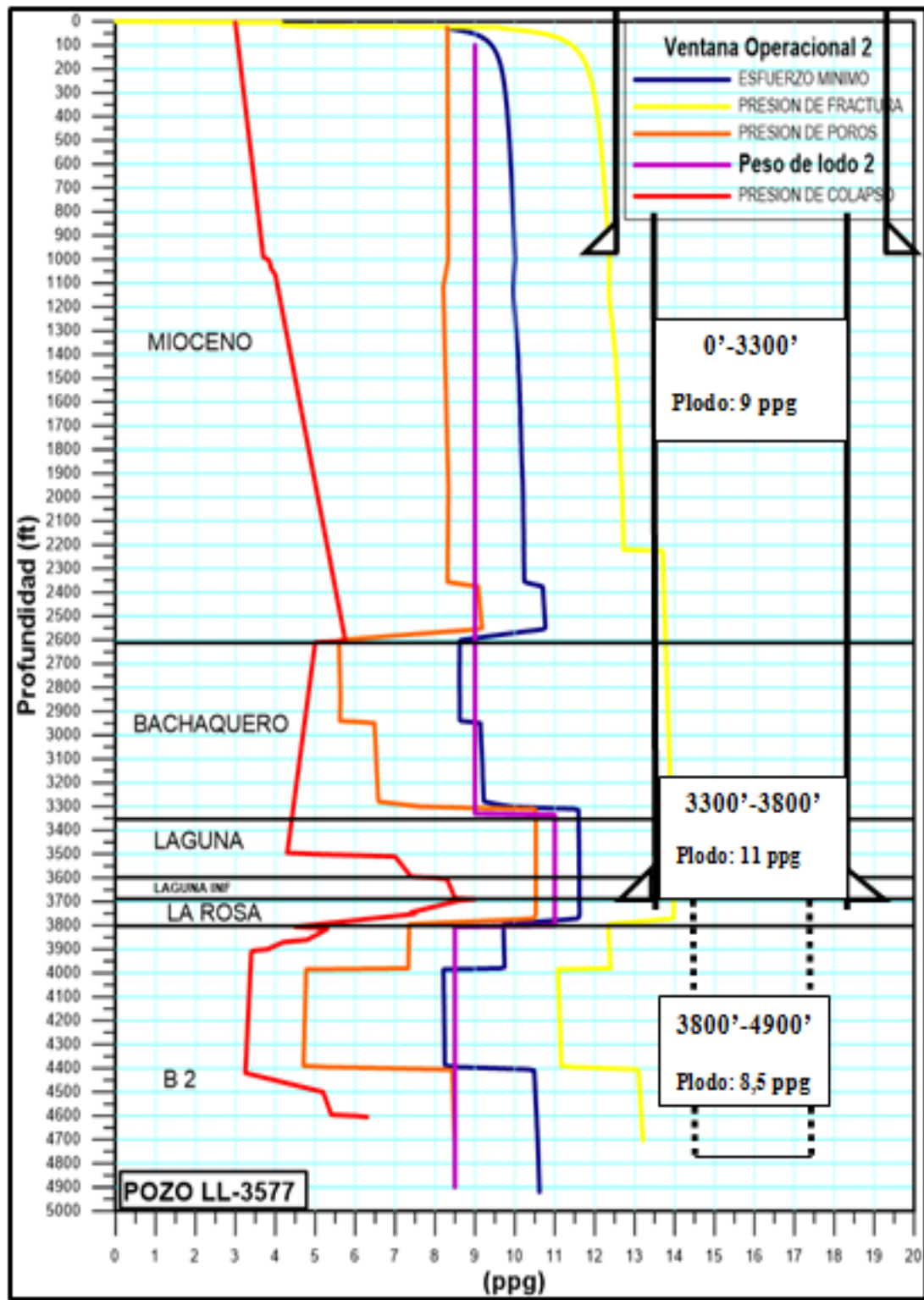


Figura 4.56. Ventana operacional 2

Fuente: Azocar, Guacuto (2017)



Para el caso de la perforación de un nuevo pozo es posible calibrar el modelo geomecánico de la siguiente forma: primero se debe pronosticar la estabilidad del pozo, luego se monitorea las operaciones de perforación. Si el pronóstico es igual a los eventos ocurridos en la perforación, entonces el modelo geomecánico no se modifica, de lo contrario, se debe diagnosticar que parámetros se encuentran errados en el modelo y modificarlos hasta poder predecir correctamente la estabilidad del pozo.

#### **4.3.2. Fracturamiento**

Se presenta el diseño preliminar de fracturamiento hidráulico de la formación B2-X.68 Eoceno frac, tomando como referencia el pozo LL-3577, con lo cual se busca incrementar la conexión yacimiento-pozo, a través de la creación de canales altamente conductivos.

Con base en las simulaciones se pretende estimar las dimensiones de las fracturas, predecir el comportamiento de las presiones durante el bombeo y visualizar el comportamiento de los fluidos y material apuntalante.

La formación B2-X.68 de edad Eoceno, en la cual se completó el pozo LL-3577, posee un crudo mediano de 22° API y una presión de yacimiento de 1200 lpc (estimada). Según información suministrada por EEII Lagunillas Lago, la permeabilidad efectiva se encuentra alrededor de los 15 md, con una porosidad de 14%, un contenido de arcillas del 30% y un corte de agua de 20%. Estas magnitudes deben ser revisadas y confirmadas con base en la toma de datos (registros, pruebas de presión, toma de núcleos)

Tomando en cuenta las características del yacimiento (baja transmisibilidad del crudo) existe la necesidad de estudiar la estrategia de completación más adecuada para incrementar el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo. En este trabajo se muestra el diseño de una fractura hidráulica en un pozo vertical, iniciada en el intervalo 4615'-4630' del pozo LL-3577, el cual se está considerando como modelo para la construcción de un pozo nuevo. Debido a la poca profundidad del yacimiento, y a la baja presión de poro, se plantea un diseño de fractura que mejore el aporte del yacimiento hacia el pozo basado en la obtención de una conductividad adimensional óptima y la máxima ganancia posible de presión neta al final del programa de bombeo.

Como se mencionó anteriormente, el diseño de fractura hidráulica que se presenta es hipotético y corresponde a un pozo tipo con características tomadas del pozo LL-3577. Para discretizar la litología, se utilizó un registro GR y se planteó un posible

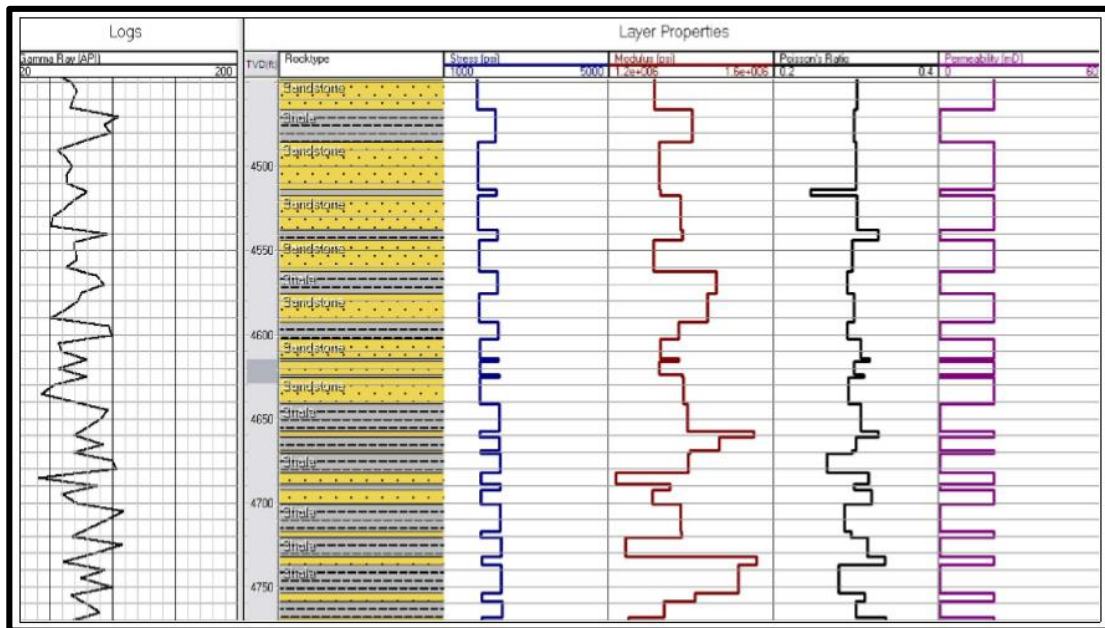
intervalo cañoneado de 4615'-4630', contenido en la formación B2-X-68. Dicho intervalo, se encuentra en un paquete de arena de unos 45 pies que a su vez tiene capas supra e infrayacentes bastante lenticulares. La capa inmediatamente suprayacente de la arena de interés es una lutita de unos 10 pies de espesor, que seguramente sería sobrepasada por la fractura, conectando así capas de areniscas lenticulares.

La dirección de esfuerzos principales que actúan en el área marca una tendencia a mantener el esfuerzo máximo (SHmax) de 30° a 40° teniendo como rango 10°, el esfuerzo mínimo Shmin es perpendicular al esfuerzo máximo, por lo tanto, se tiene que el esfuerzo mínimo se encuentra de 120° a 130° manejando 10° de rango, es necesario resaltar que estos valores son tomados de los esfuerzos que afectan en la construcción de un pozo vertical y que la fractura sería de forma horizontal.

La elaboración de una fractura hidráulica para un pozo vertical es basada en el ángulo que se cañonee el pozo predominando un ángulo horizontal cuando se trabaja en un pozo vertical, por lo tanto, la construcción de la fractura sería en el ángulo horizontal. Es necesario acotar que la dirección de los esfuerzos juega un papel predominante en la correcta elaboración de la fractura, puesto que se busca que los cañones apunten al esfuerzo máximo para que la fractura siga el mismo camino y evitar lo que es conocido como el factor de tortuosidad.

Por otro lado, se consideró una completación a hoyo revestido hasta la profundidad de 4800'. El fondo es referencial y de perforarse y completarse un pozo de mayor profundidad, la profundidad mencionada se puede lograr colocando un tapón de arena o de hierro. El revestidor asumido es de 7" y la tubería de 3-1/2" con la punta de tubería a 4450', 165 pies por encima del tope del intervalo a perforar. El bombeo del tratamiento de fractura se consideró a través de la tubing.

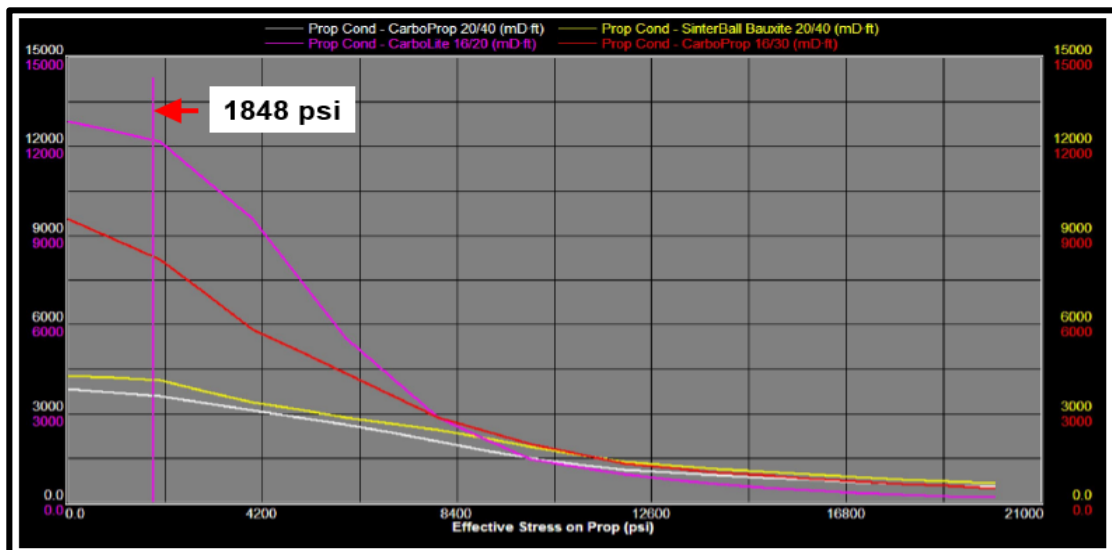
Se discretizaron las capas litológicas a partir del registro GR en dos grupos: Sandstone y Shale, considerando un gradiente de esfuerzo mínimo de 0.4 psi/ft y 0.5 psi/ft respectivamente. E y  $\mu$  fueron suministrados y el valor promedio en la zona de interés es de  $1.35 \times 10^6$  psi y 0.29 respectivamente. La permeabilidad considerada fue de 15 mD, ver figura 4.57.



**Figura 4.57. Litología y propiedades estimadas**

Fuente: Diseño de Fracturamiento Hidráulico Formación B2-X.68 (Eoceno frac), PDVSA, Intevp (2016)

En la figura 4.58, se muestra la conductividad de diferentes tipos y tamaños de material apuntalante bajo el esfuerzo de cierre estimado en la formación B2-X.68 (1848 psi al punto medio de los perforados y asumiendo)

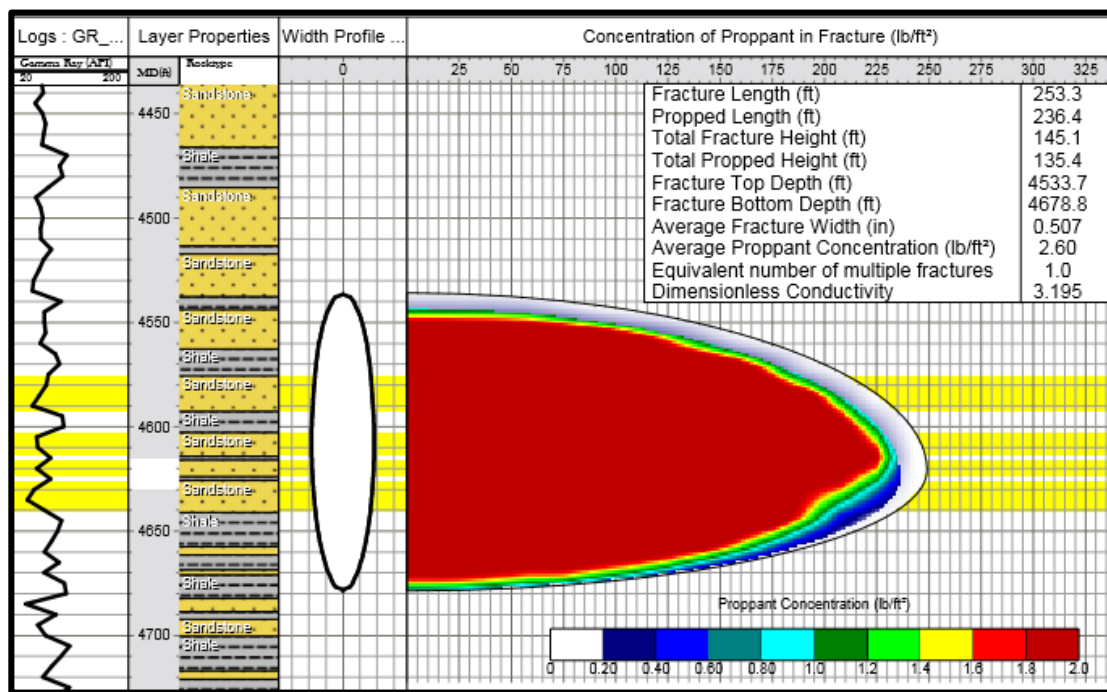


**Figura 4.58. Agentes apuntalantes**

Fuente: Diseño de Fracturamiento Hidráulico Formación B2-X.68 (Eoceno frac), PDVSA, Intevp (2016)

Como puede observarse, el Carbolite de tamaño 16/20 es el que muestra mejor conductividad al esfuerzo de cierre estimado. Por tal motivo, se consideró este apuntalante en el presente diseño, siempre y cuando la evaluación económica permita su uso.

Con el programa de bombeo diseñado, se espera la colocación en formación de una cantidad de material apuntalante que permita obtener una relación de conductividades adimensional de 3.195, una concentración áreal de apuntalante alrededor de 2.5 lb/ft<sup>2</sup> figura 4.59 Durante la simulación fue difícil alcanzar un incremento de la presión neta por encima de los 500 psi. Esto se debe principalmente al débil sello lutítico presente alrededor de la formación de interés. El total de sacos bombeados fue de 1313.5 de tipo Carbolite 16/20.



**Figura 4.59. Perfil de fractura**

Fuente: Diseño de Fracturamiento Hidráulico Formación B2-X.68 (Eocenofrac), PDVSA, Intevp (2016)

El fluido de fractura utilizado es base agua, con 35 lbs de polímero por cada 1000 galones de fluido limpio, con el cual se busca minimizar la carga polimérica que ocasiona daño a la formación alrededor de las paredes de la fractura. Otra variable importante a tener en cuenta es el tipo de arcillas que componen la formación B2-X-68, ya que de ello depende el uso de inhibidores y la concentración que se utilizaría

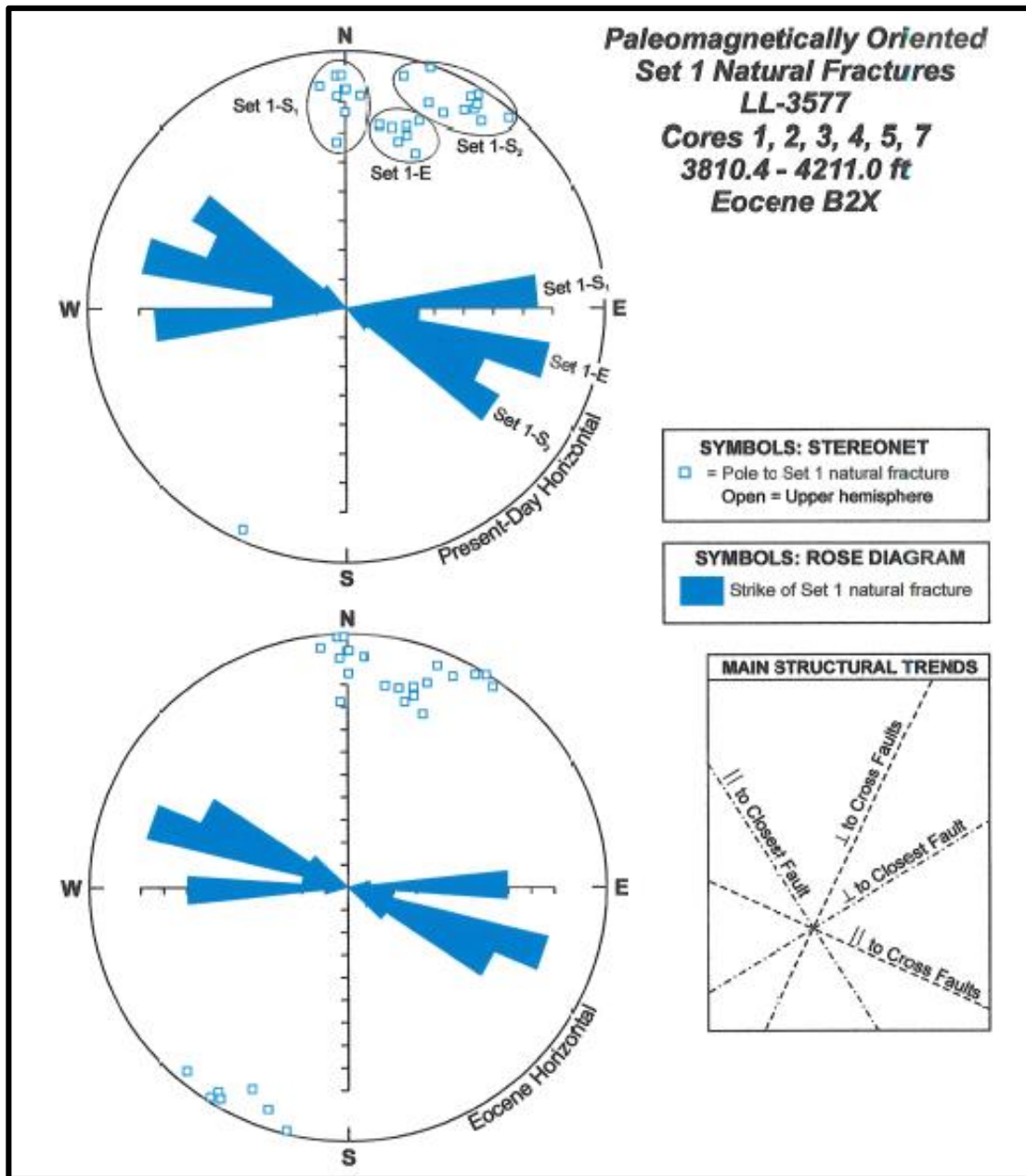
de los mismos. En la figura 4.60 se muestra un resumen de los parámetros de simulación.

Longitud de fractura (pies )	253.3
Longitud de fractura apuntalada (pies )	236.4
Altura de fractura (pies)	145.1
Altura de fractura apuntalada (pies)	135.4
Ancho promedio (pulgadas)	0.507
Concentración de apuntalante promedio (lbs/pie <sup>2</sup> )	2.6
Conductividad(md.ft)	11327
Factor de conductividad adimensional	3.195
Sacos de apuntalante (sxs)	1313.5
% volumen de Pad	36.49
Total de fluido bombeado (gal)	42700
Presión de superficie máxima (lpc)	3083
Presión de superficie mínima (lpc)	2655
Presión neta máxima (lpc)	1288
Tasa de bombeo (bpm)	25

**Figura 4.60. Resumen de los parametros de simulación**

Fuente: Diseño de Fracturamiento Hidráulico Formación B2-X.68 (Eoceno frac), PDVSA, Intevep (2016)

Es importante destacar que el yacimiento contiene fracturas naturales importantes. Estudios realizados de paleomagnetismo al pozo LL-3577 confirma su orientación y ubicación del sistema de fracturas (Figura 4.61). La mayoría de las fracturas del yacimiento B2-X-68 serán verticales, dado que el esfuerzo mayor que representa el régimen es vertical. La apertura, distribución y conectividad de los patrones de fracturas naturales e inducidas, conjuntamente con la permeabilidad de las rocas, son de importancia primordial para la intensidad del flujo, ya que la unión de estos 2 sistemas de fracturas lograra una eficiencia de barrido mayor, permitirá llegar a zonas que estén menos drenadas y lograra mantener la presión por más tiempo, enfatizando que este representa uno de los principales problemas en la producción de los pozos del Eoceno Frac.



**Figura 4.61** fracturas naturales orientadas paleomagnéticamente del pozo LL-3577.

Fuente: Paleomagnetic orientation of fractures, bedding & In situ stress in Eocene B2X cores from well LL-3577: Implications for permeability anisotropy (2000).

## CONCLUSIONES

- El análisis de falla que se les realizó a las muestras de los pozos LL-2899 y LL-3577, permiten clasificar el tipo de roca como una arenisca consolidada, ya que el módulo de Young está en el rango de  $1.6 * 10^6$  psi.
- Los valores de resistencia a la compresión simple de la roca se encuentran dentro del rango de moderadamente dura de acuerdo a la ISRM (1981).
- El pozo LL-3577 presenta menor resistencia por encontrarse cerca de la falla de Pueblo Viejo esta zona cerca de esta falla se encuentra naturalmente fracturada.
- El ensayo de corte con rigidez constante (CNS) es nuevo ensayo en el país fue realizado en esta investigación para simular el comportamiento de una discontinuidad o fractura a profundidad.
- Con el ensayo de corte con rigidez constante realizados en los pozos LL-2925 Y LL-2935 se puede obtener la rigidez propia de la roca. La valores de rigidez en las muestras ensayadas, están en un rango de 2000 (kPa /mm).
- A partir de la magnitud del esfuerzo de sobrecarga y los esfuerzos horizontales se determinó que la mejor trayectoria del pozo es vertical.
- El mejor escenario de peso de lodo de perforación para la mayoría de las localizaciones del B2-X-68 está dentro del rango de 8.5-11 ppg.
- Los valores de la simulación obtenida se encuentran sobredimensionados, debido a los parámetros de entrada que se introdujeron en el simulador, por experiencia laboral se sabe que los valores de presión del yacimiento se encuentran entre 550Lpc-600Lpc.
- Los valores de los parámetros de simulación obtenidos se encuentran sobredimensionados, debido a los valores de entrada que se introdujeron en el simulador, por experiencia laboral se sabe que los valores de presión del yacimiento se encuentran entre 550Lpc-600Lpc.





## RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar ensayos triaxiales a muestras de núcleo del pozo LL-3577, para determinar en laboratorio la relación de Poisson.
- La cohesión y el ángulo de fricción que se obtienen con el ensayo de corte son de las fracturas o discontinuidad que pueden darse en la arena B2-X. Esos valores se recomienda usarlo para un nuevo diseño de fractura, son rangos más aproximados a la cohesión y fricción que puede darse en la fractura a nivel de yacimiento.
- Para los pozos LL-2925 y LL-2935, se recomienda realizar ensayos brasilero, compresión uniaxial y compresión triaxial, para conocer su resistencia a la tracción y compresión.
- Se recomienda realizar ensayos triaxiales drenados, para ver la interacción roca fluido que puede presentar el yacimiento B2-X-68.
- En vez de usar mono-etapas en el ensayo de corte se recomienda realizar un ensayo de multietapas.
- A nivel de presión se recomienda realizar pruebas RFT para actualizarla, las que existen data desde 1999.
- Verificar el contenido de arcillas presente en la zona de interés, así como el tipo, ya que de ello depende la selección del fluido de fractura adecuado.
- Asegurar tasas de bombeo altas (mayores a 25 bpm) con la empresa de servicio que se contrate, ya que esto permitirá crear el ancho hidráulico necesario para colocar los volúmenes de material apuntalante requeridos.
- Utilizar sensor de presión en el fondo durante el bombeo del tratamiento del minifrac y fractura, para obtener una lectura más precisa de los valores de presión alcanzados durante el trabajo y minimizar el error que se genera por las pérdidas de presión por fricción. Además, esto permitirá la toma acertada de decisiones en tiempo real, en función del comportamiento de la formación.
- Realizar un estudio para modelar fracturas horizontales y verticales en el yacimiento y verificar con cual se logra una mayor eficiencia de barrido.
- Es necesario la toma de la mayor cantidad de información para disminuir incertidumbres a la hora de diseñar y ejecutar los trabajos de fractura. Por ello se recomienda tomar los siguientes registros en los pozos nuevos: GR convencional y espectral, densidad neutrón, sónico dipolar.



## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Alvarez, & Rodriguez. (2008). *Caracterizacion geomecanica para el proyecto del sistema subterraneo metro de caracas. Linea 5, tramo zona rental de la ucv-bello monte.*

Aranguren, F., & Lacruz, K. (2016). *Analisis del comportamiento mecanico del sistema cementante alternaivo aditivado, con arcillas nacionales para la cementacion de pozos candidatos a inyeccion de vapor.* Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Araque, A., & Marchan, D. (2015). *Modelado geologico y geomecanico de perforaciones ubicadas entre la urbina y la urb. miranda, para la excavacion de los tuneles del metro de caracas-guarenas, estado miranda.* Caracas: Universidad Cenral de Venezuela.

ASTM. (2008). *D5607-08 Standard test method for performing laboratory direct shear strength tests of rock specimens under constant normal force.* American for testing and materials.

ASTM. (2008). *D5731-08 Standard test method for determination of the point load strength index of rock and application to rock strength classifications.* American for testing and materials.

ASTM. (2010). *D7012-10 Standar test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures.* American for testing and materials.

Bejarano, D. (2011). *Diseño de una propuesta para la construccion de un pozo en la localizacion mav-x1, ubicado en el municipio pedro maria freites del estado anzoategui.* Barcelona: Universidad de Oriente.

Borges, J. (2013). *Generacion de un volumen de geopresiones del campo franquera, estado trujillo.* Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Castillejo, Miguel. (1993). *Análisis Comparativo de los metodos de estabilidad de taludes y su control. Parte 1.* Trabajo de Ascenso, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Geología Minas y Geofísica, Caracas.

Diagnys, E. (2002). *Analisis de pozos candidatos a fracturamiento hidraulico en el area eoceno frac.* Zulia, Venezuela: Universidad del Zulia.

- Hernandez, B. (2013). *Metodologia para la elaboracion de un modelo geomecanico y de estabilidad de pozos, con informacion de propiedades elasticas y de resistencia de roca, obtenida de nucleos*. Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- ISRM. (1977). *Suggested methods for determining the strength and deformability of rock materials in triaxial compression*. International society of rock mechanics.
- ISRM. (1979). *Methods for determining tensile strength of rock materials*. International Journal of Rock Mechanics.
- ISRM. (1979). *Suggested methods For determining the uniaxial compressive strength and deformability of rock materials* . International society of rock mechanics.
- ISRM. (2014). *Suggested methods for determining shear strength* . International society of rock mechanics.
- Portillo, M. (2011). *Analisis geomecanico en pozos del yacimiento c-inferior vlc-363, susceptibles a migracion de finos*. Maracaibo, Zulia, Venezuela : Universidad del Zulia.
- Ramirez, P., & Alejano, L. (2004). *Mecanica de rocas: Fundamentos e ingenieria de taludes*. Malaga, España: Universidad Politecnica de Madrid.
- RocScience. (2013). Programa RocData V4.0. Toronto, Ontario, Canada .
- Rodriguez, A. (2013). *Estimacion de parametros geomecanicos a partir de sismica 3d en el campo moporo ubicado al sureste del lago de maracaibo, estado zulia*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- San Blas, P. (2009). *Metodologia para la construccion de un modelo geomecanico*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Solorzano, D. (2011). *Factibilidad tecnico economica del uso de fracturamiento hidraulico en la arena me-p en el campo el roble, distrito gas anaco*. Barcelona: Universidad de Oriente.
- Valenzuela, C., & Galindo, L. (2011). *Evaluacion de la factibilidad tecnico-economica del fracturamiento hidraulico, en el campo guarario*. Barcelona : Universidad de Oriente .
- Vasquez, H., & Sanchez, D. (1999-2001). *Introduccion a la geomecanica petrolera*. Caracas-Venezuela: tercera y Quinta Edicion; V.V.A. Consultores, C.A.
- Villanueva, S. (2013). *Aplicacion de atributos sismicos como delineadores de geocuerpos en la formacion roblecito, campo copa macoya, estado guarico*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Zoback, M. (2006). *Reservoir Geomechanics: Earth Stress And Rock Mechanics Applied To Exploration, Production And Well Bore Stability*. Stanford: Department of Geophysics Stanford University.



## GLOSARIO

### A

**Apuntalante (Proppant):** Partículas mezcladas con fluido fracturante para sostener fracturas después del tratamiento de fracturamiento hidráulico. Los materiales de apuntalante son clasificados cuidadosamente en cuanto a tamaño y esfericidad para proveer una conductividad eficiente para la producción del fluido que va del reservorio al pozo.

**Arcilla:** Partículas menores a 2 micrones, formada principalmente por un silicato de aluminio.

**Arena:** Conjunto de partículas de rocas disgregadas formada por sílice.

**Arenisca:** Roca sedimentaria porosa y permeable formada por partículas de diferentes componentes minerales.

### B

**Breakouts:** Ampliación del diámetro nominal del hoyo por desmoronamientos provocados por las tensiones de corte, inducidas por la redistribución local de los esfuerzos durante la fase de perforación

### C

**Carga:** Es la fuerza exterior que actúa sobre un cuerpo.

**Comportamiento elástico:** Los materiales no sufren deformaciones permanentes, sino que regresan a su forma original una vez cesa la fuerza aplicada.

**Comportamiento plástico:** Los materiales sufren deformaciones permanentes y no que regresan a su forma original una vez cesa la fuerza aplicada.

**Condición de rigidez normal constante (CNS):** En los procedimientos de ensayos CNS, el esfuerzo normal durante el proceso de corte de acuerdo a la dilatación de la muestra en estudio.

**Condición de carga normal constante (CNL):** En los procedimientos de ensayos CNL, el esfuerzo normal durante el proceso de corte actúa relativamente constante sobre la muestra en estudio.

## D

**Deformabilidad:** Propiedad que tiene un material para alterar su forma como respuestas a la actuación de fuerzas. Ésta podrá ser permanente o elástica.

**Desviación estándar:** Es un índice numérico de la dispersión de un conjunto de datos respecto a la media aritmética.

**Discordancia:** Superficie que representan un periodo de erosión o no-deposición en una secuencia de estratos.

## E

**Envolvente:** Curva bajo la cual se modela matemáticamente un determinado comportamiento.

**Eoceno:** Es una época geológica de la Tierra, la segunda del período Paleógeno en la Era Cenozoica. Comprende el tiempo entre el final del Paleoceno (hace  $55,8 \pm 0,2$  millones de años) y el principio del Oligoceno (hace  $33,9 \pm 0,1$  millones de años).

**Espécimen:** Pieza o porción de una muestra que se usa para un ensayo.

**Esfuerzo:** Es la fuerza por unidad de área. Dentro de los esfuerzos que puede soportar un material pueden ser de tracción, compresión, corte, torsión y flexión.

**Esfuerzo de corte o de cizalla:** Tiende a cortar el material en una dirección tangente a la cara sobre la cual actúa.

**Esfuerzo desviador:** Es la diferencia entre el esfuerzo axial total y la presión de celda o presión de confinamiento.

**Esfuerzo axial:** Es la relación entre la fuerza aplicada a lo largo del longitudinal y el área de la sección sobre la cual actúa.

**Esfuerzo triaxial:** Aplicación simultánea de la carga axial y lateral sobre la muestra en estudio.

## F

**Falla:** Grieta en los estratos originada cuando las fuerzas tectónicas exceden la resistencia de los mismos. Los estratos de un lado del plano de falla se desplazan (hacia arriba, hacia abajo o lateralmente) con relación a sus posiciones originales.



**Fluido de perforación:** Fluido con características físicas y químicas apropiadas, pueden ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo, inflamable pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a altas temperaturas.

**Formación:** Unidad geológica fundamental de la clasificación litográfica, integrada por capas o depósitos, con características semejantes y de la misma edad.

**Fractura:** Es la formación de planos de separación en un material, rompiéndose los enlaces de las partículas para crear nuevas superficies.

**Fractura de corte:** Fractura cuyo sentido de desplazamiento paralelo al plano de la fractura y se forma a un ángulo agudo con relación a la dirección del máximo esfuerzo principal.

## **G**

**Geomecánica:** Es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación.

**Gradiente de fractura:** Presión a la cual ocurre la ruptura de una formación

## **H**

**Horst:** Bloque alargado y elevado limitado por fallas.

## **I**

**Imagen FMI (Formation Micro Imager):** Herramienta de registros de pozos que proveen imágenes a partir de las micro-resistividades de las formaciones.

## **M**

**Macizo rocoso:** Cuerpo de roca constituido por una o varias rocas que contiene diversas discontinuidades como planos de estratificación, fallas, juntas, pliegues y otros caracteres estructurales.

**Muestra:** Parte o cantidad pequeña de una cosa que se considera representativa del total y que se toma o se separa de ella con ciertos métodos para someterla a estudio, análisis o experimentación.

## N

**Núcleo:** Sección cilíndrica de roca, usualmente de 5 a 10 cm de diámetro y de varios metros de longitud recuperados a partir de perforaciones en el subsuelo con el propósito de estudiar cada nivel en detalle.

## O

**Onda:** Propagación de una vibración en un medio determinado o en el vacío.

**Overburden:** Sobrecarga.

## P

**Presión de confinamiento:** Presión ejercida sobre los alrededores de la superficie lateral de una probeta, con la que se aprisiona para la realización del ensayo de compresión triaxial.

**Presión de poro:** presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca y se clasifica en presión normal, anormal y subnormal.

**Presión hidrostática:** Presión ejercida por una columna de fluido a una determinada profundidad.

**Probeta:** Espécimen o muestra de forma cilíndrica usada en los diversos ensayos mecánicos para estudiar la resistencia de un material.

## R

**Refrentar:** Operación mediante la cual se pule las caras de un material para lograr una superficie plana.

**Resistencia:** Capacidad de un material de oponerse a la rotura.

**Rigidez:** Capacidad de un material de oponerse a las deformaciones.

**Rotura:** Es un fenómeno que se produce en los materiales cuando no pueden soportar las fuerzas aplicadas, alcanzando un valor máximo correspondiente a la resistencia de pico del material.

**Rugosidad:** Conjunto de irregularidades que posee una superficie.

## S

**Sedimentos:** Partículas no consolidadas creadas por la meteorización y la erosión de las rocas, por precipitación química de las soluciones acuosas o por secreciones de organismos, y transportadas por el agua, el viento o los glaciares.

## T

**Tortuosidad:** Son las pérdidas de presión por fricción cuando no están los perforados alineados con la dirección de la fractura.

**Transmisibilidad:** El índice de transmisibilidad nos indica la facilidad que tiene el medio poroso para transmitir fluidos, por lo tanto, también nos indicará la capacidad de flujo

## U

**UCS (Uniaxial Compressive Strength):** Es el esfuerzo al cual la roca falla

## Y

**Yacimiento (Reservorio):** Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.



## **APÉNDICES**

### **1. Reportes de compresión uniaxial**

Ver el archivo digital.

### **2. Reportes de ensayo brasilero**

Ver el archivo digital.

### **3. Reportes de ensayo triaxial**

Ver el archivo digital.

### **4. Reportes de ensayo de corte directo**

Ver el archivo digital.

