

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN GEOMECANICA DEL YACIMIENTO CRETÁCEO 21, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS EN LA CALIZA APÓN, CAMPO URDANETA, ESTADO ZULIA

Trabajo Especial de Grado presentado ante la
Ilustre Universidad Central de Venezuela
por la Bachiller:
Roglis Marina Ramos Marcano
para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACION GEOMECANICA DEL YACIMIENTO CRETÁCEO 21, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS EN LA CALIZA APON, CAMPO URDANETA, ESTADO ZULIA

Tutor académico: Prof. Miguel Castillejo

Trabajo Especial de Grado presentado ante la
Ilustre Universidad Central de Venezuela
por la Bachiller:
Roglis Marina Ramos Marcano
para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

Los abajo firmantes del jurado designado por el Consejo de Escuela de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la bachiller Roglis Marina Ramos Marcano titulado

**CARACTERIZACIÓN GEOMECANICA DEL YACIMIENTO CRETÁCEO
21, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS EN LA CALIZA APÓN, CAMPO
URDANETA, 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 la autora, lo declaran **APROBADO**.

Prof, Lisbeth Miranda
Jurado

Prof. Diego Marchán
Jurado

Prof. Miguel Castillejo
Tutor Académico

DEDICATORIA

A mis padres Roger y Eglis por su apoyo, comprensión y amor. Por ser mi pilar y mantenerme de pie en todo momento.

A mis hermanas Rogelys y Rosmelys, por hacerme reír en todo momento.

A mis abuelos, tíos y tías, por consentirme en todo momento durante este viaje.

A mi gran amigo Gabriel, por no dejar que olvidara mi sueño, tu recuerdo siempre me hará sonreír.

A ti que eres el mejor regalado que he recibido y mi mayor bendición, este triunfo es y siempre será para ti mi princesa, te amo inmensamente mi Eglismar Isabella.

Apparuit iam beatitudo vestra.

Rogelis Marina Ramos Marcane

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todo poderoso, por ser mi principal fuente de esperanza y quien me ha permitido hacer realidad este logro.

A mi familia por su infinito apoyo.

A la Universidad Central de Venezuela por recibirme en sus aulas y formarme, no sólo como una profesional, sino también como una ciudadana útil. También a PDVSA Occidente por darme la oportunidad de desarrollar este estupendo trabajo

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

A la Ing. María José Angarita por la ayuda prestada

A Diego Alexander Marchán Marchán por su ayuda, consejos, enseñanza y brindarme su amistad en todo este camino.

A mi amiga y profesora Yujeisly Reina, por toda la ayuda y el cariño brindado.

A mis grandes y queridos amigos, Carlos Daniel, Braz, Marines, María Victoria, Carlos Alberto, Yulay, Wensy, Manuel, Ingrid, Randy y todos esos amigos, compañeros de estudio y clases por compartir este camino conmigo, hacerlo especial, lleno de millones de recuerdos felices, más que mis amigos son los hermanos que me regalo la universidad, los adoro.

A mí consentido, casi hermano y mi gran amigo Marco, por cada consejo, por cada chiste, por prestarme su hombro siempre que lo necesite. Te quiero inmensamente.

A mi gran amigo Luis, por empezar este camino conmigo, a pesar de la distancia sé que sigues apoyándome y creyendo en mí.

Al Profesor Gustavo Di Giorgi, por ser mi primera guía, por su confianza y apoyo.

Y para finalizar, mi agradecimiento también va dirigido a todos los profesores que durante toda la carrera dieron lo mejor de ello para brindarme la mejor educación.

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

Albert Einstein

Reglis Marina Ramos Marcano

Roglis Marina Ramos Marcano.

**CARACTERIZACION GEOMECANICA DEL YACIMIENTO
CRETÁCEO 21, PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS EN LA
CALIZA APON, CAMPO URDANETA,
ESTADO ZULIA**

Tutor Académico: Prof. Miguel Castillejo

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

Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2017, 126 p.

Palabras Clave: Geomecánica, Yacimiento Cretáceo, Presión de poros, Geopresiones.

RESUMEN

La investigación se llevó a cabo con la finalidad de generar el modelo geomecánico del Yacimiento Cretáceo-21 perteneciente al campo Urdaneta, que permita la optimización de fracturas a realizar. 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 núcleos pertenecientes del pozo UD-149; 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, magnitud de los esfuerzos máximo, mínimo y vertical. Generando finalmente las envolventes de fallas creando así el modelo geomecánico para el yacimiento Cretáceo-21. Con los resultados obtenidos se formularon comparaciones entre las ventanas operacionales de perforación más atractivas. Se implementaron diversos métodos para la estimación de la presión de poros y los esfuerzos horizontales máximo, mínimo y vertical, con el objetivo de determinar cómo son dichas magnitudes a grandes profundidades. 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	IV
AGRADECIMIENTOS	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE DE CONTENIDO	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	XV
INTRODUCCIÓN	17
CAPÍTULO I EL PROBLEMA	18
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	18
1.2.1. INTERNACIONALES	18
1.1.1. NACIONALES	19
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	21
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	21
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	21
1.5. LIMITACIONES	22
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	23
2.1. GEOMECÁNICA	23
2.2. MODELO MECÁNICO DEL SUBSUELO	23
2.3. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	24
2.3.1. ESFUERZO	24
2.3.2. RESISTENCIA	24
2.3.3. RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN.....	24
2.3.4. RESISTENCIA A LA TENSIÓN.....	24
2.3.5. RESISTENCIA AL CORTE O CIZALLA	25

2.3.6.	RESISTENCIA A LA TRACCIÓN.....	25
2.3.7.	RESISTENCIA PICO	25
2.3.8.	RESISTENCIA RESIDUAL	25
2.3.9.	RESISTENCIA A COMPRESIÓN SIMPLE.....	25
2.4.	PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA	25
2.4.1.	MÓDULO DE YOUNG (E)	25
2.4.2.	MÓDULO DE CORTE	25
2.4.3.	RELACIÓN DE POISSON.....	26
2.5.	COHESIÓN	27
2.6.	ANGULO DE FRICCIÓN (Φ)	27
2.7.	COEFICIENTE DE FRICCIÓN INTERNA	27
2.8.	ROTURA	27
2.9.	ENSAYOS GEOMECÁNICO	27
2.9.1.	ENSAYO UNIAxIAL	28
2.9.2.	TRACCIÓN INDIRECTA O ENSAYO BRASILEIRO	28
2.9.3	ENSAYO DE COMPRESIÓN TRIAXIAL	29
2.9.4.	ENSAYO DE CORTE DIRECTO.....	30
2.10.	CRITERIOS DE ROTURA	30
2.10.1.	CRITERIO MOHR- COULOMB	30
2.10.2.	CRITERIO DE HOEK-BROWN.....	31
2.11.	COLAPSO DE POROS	32
2.12.	GEOPRESIONES	33
2.13.	PRESIÓN DE FORMACIÓN.....	33
2.14.	PRESIÓN DE POROS.....	34
2.15.	PRESIÓN DE FRACTURA	34
2.16.	REGISTROS DE POZOS	35
2.16.1.	REGISTRO GAMMA RAY	35
2.16.2.	REGISTRO DENSIDAD.....	35
2.16.3.	REGISTRO SÓNICO	35
2.17.	CAMPO DE ESFUERZOS DENTRO DE LA CORTEZA TERRESTRE.	

2.17.1.	ESFUERZO VERTICAL DE SOBRECARGA.....	36
2.17.2.	ESFUERZO HORIZONTAL.....	36
2.18.	RÉGIMEN TECTÓNICO SEGÚN LA MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS ORTOGONALES PRINCIPALES	37
2.19.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	38
2.19.1.	DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	40
2.19.2.	PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	40
2.19.2.1.	<i>Conductividad</i>	40
2.19.2.2.	<i>Eficiencia</i>	41
2.19.2.3.	<i>Iniciación de la fractura</i>	41
2.19.2.4.	<i>Propagación de la fractura</i>	41
2.19.3.	SELECCIÓN DE CANDIDATOS	42
2.19.5.	FLUIDOS DE FRACTURA	43
2.19.6.	ETAPAS PRINCIPALES DEL FLUIDO DE FRACTURA	44
2.19.6.1.	<i>Pre-colchón</i>	44
2.19.6.2.	<i>Colchón</i>	44
2.19.6.3.	<i>Desplazamiento</i>	44
2.19.7.	TIPOS DE FLUIDO DE FRACTURA	45
2.19.8.	AGENTE DE SOPORTE.....	47
2.19.9.	TIPOS DE AGENTE DE SOPORTE	47
2.19.9.1.	<i>Agentes de soporte de resistencia intermedia</i>	47
2.19.9.2.	<i>Agentes de soporte de alta resistencia</i>	48
2.19.10.	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	48
2.19.11.	MINIFRAC.....	49
2.19.12.	OPTIMO TRATAMIENTO DE DISEÑO	51
2.19.12.1.	<i>Índice de productividad adimensional</i>	51
2.19.12.2.	<i>Radio de penetración</i>	52
2.19.12.3.	<i>Conductividad de la fractura</i>	52
2.19.12.4.	<i>Número de propantes</i>	53
2.20.	ENFOQUE GEOMECÁNICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	55
	CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO.....	58
3.1.	ÁREA DE ESTUDIO.....	58
3.2.	NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	59

3.3.	DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	59
3.4.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	60
3.5.	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS....	61
3.6.	METODOLOGÍA	64
3.6.1.	FASE I: RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	65
3.6.1.1.	<i>Datos de pozos del campo Urdaneta</i>	<i>65</i>
3.6.1.2.	<i>Revisión bibliográfica.....</i>	<i>65</i>
3.6.1.3.	<i>Recolección y análisis de la información</i>	<i>65</i>
3.6.1.4.	<i>Elaboración de reportes.....</i>	<i>65</i>
3.6.2.	FASE II: PRUEBAS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS	65
3.6.2.1.	<i>Evaluación de las propiedades mecánicas</i>	<i>65</i>
3.6.3.	FASE III: CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO.	68
3.6.3.1.	<i>Auditoria de información.....</i>	<i>68</i>
3.6.3.2.	<i>Modelo estructural y análisis de evento de perforación.....</i>	<i>68</i>
3.6.3.3.	<i>Mecánica estratigráfica.....</i>	<i>69</i>
3.6.3.4.	<i>Esfuerzo de sobrecarga.....</i>	<i>69</i>
3.6.3.5.	<i>Presión de poros</i>	<i>70</i>
3.6.3.6.	<i>Resistencia de la roca y propiedades elástica</i>	<i>70</i>
3.6.3.7.	<i>Dirección de esfuerzos horizontales</i>	<i>70</i>
3.6.3.8.	<i>Esfuerzo mínimo horizontal</i>	<i>70</i>
3.6.3.9.	<i>Esfuerzo máximo horizontal.....</i>	<i>71</i>
3.6.3.10.	<i>Análisis de falla.....</i>	<i>71</i>
3.6.4.	<i>Aplicaciones</i>	<i>72</i>
3.6.4.1.	<i>Ventana operacional.....</i>	<i>72</i>
3.6.4.	FASE IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	74
	CAPÍTULO IV RESULTADOS Y ANÁLISIS	75
4.1.	PROPIEDADES MECÁNICAS Y ELÁSTICAS DE LAS FORMACIONES ALCANZADAS POR LOS POZOS A LOS QUE SE LE REALIZARON ENSAYOS GEOMECÁNICO.	75
4.1.1.	ENSAYO DE COMPRESIÓN SIMPLE (UNIAXIAL).....	75
4.1.2.	ENSAYO BRASILEIRO	76
4.1.3.	ENSAYO TRIAXIAL	77
4.1.4.	ENSAYO DE CORTE	79
4.1.5.	APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE ROTURAS	82
4.1.5.1.	<i>Hoek-Brown Generalizado.....</i>	<i>82</i>

4.1.5.2. Mohr-Coulomb.....	84
4.2. MODELO GEOMECÁNICO	85
4.2.1. AUDITORIA DE INFORMACIÓN	85
4.2.2. MODELO ESTRUCTURAL Y ANÁLISIS DE EVENTO DE PERFORACIÓN.....	86
4.2.3. MODELO ESTRATIGRÁFICO.....	88
4.2.4. ESFUERZO DE SOBRECARGA	90
4.2.5. PRESIÓN DE POROS	91
4.2.6. RESISTENCIA DE LA ROCA Y PROPIEDADES ELÁSTICA	96
4.2.7. DIRECCIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES	96
4.2.8. MAGNITUD DE ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO (SHMIN)	97
4.2.9. MAGNITUD DE ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO (SHMAX)	99
4.2.10. ANÁLISIS DE FALLA.....	101
4.3. APLICACIONES	106
4.3.1. VENTANA OPERACIONAL.....	106
4.3.2. FRACTURAMIENTO	108
4.3.2.1. DISEÑO DE LA FRACTURA PROPUESTA USANDO EL SIMULADOR.....	109
CONCLUSIONES.....	115
RECOMENDACIONES.....	116
GLOSARIO	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Medición experimental del módulo de corte o rigidez	26
Figura 2.2. Ensayo de Compresión Uniaxial	28
Figura 2.3. Ensayo “Brasileiro”	29
Figura 2.4. Ensayo de compresión triaxial.....	29
Figura 2.5. Ensayo de corte directo.	30
Figura 2.7. Gráfico esfuerzo de corte vs esfuerzo normal (Mohr-Coulomb)	31
Figura 2.8. Gráfico de esfuerzo normal vs esfuerzo de corte Hoek-Brown	32
Figura 2.9. Rangos de valores de gradiente de presión.....	34
Figura 2.10. Componentes ortogonales del tensor de esfuerzos en la corteza terrestre.....	36
Figura 2.11. Clasificación de regímenes tectónicos según la magnitud de los esfuerzos ortogonales principales.....	38
Figura 2.12. Representación gráfica de una fractura hidráulica.....	39
Figura 2.13. Especificaciones de los apuntalantes utilizados en el fracturamiento	48
Figura 2.14. Representación de la geometría de una fractura.	49
Figura 2.15. J_D vs C_{fd} con Número de Propantes $\leq 0,1$	54
Figura 2.16. J_D vs C_{fd} con Número de Propantes $>0,1$	54
Figura 2.17. Fractura en régimen normal.....	56
Figura 2.18. Fractura en régimen transcurrente	57
Figura 2.19. Fractura en régimen inverso	57
Figura 3.1. Ubicación del área de estudio (modificado de Méndez, 2010).	58
Figura 3.2. Metodología utilizada en el trabajo de investigación.....	64
Figura 3.3 Flujo de Trabajo para el Modelo Geomecánico	68
Figura 4.1. Gráficos de esfuerzo vs deformación de las muestras usadas en TRX para el pozo UD-149	78
Figura 4.2. Aplicación del criterio de Mohr Coulomb a la muestra 2155-2- DSH del pozo UD-149	80
Figura 4.3. Condiciones de cómo pueden ser realizados los ensayos de corte en el laboratorio.....	81
Figura 4.4. Etapas realizadas en el ensayo de corte de la muestra 2152.....	82
Figura 4.5. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado	83
Figura 4.6. Criterio de Mohr Coulomb	85
Figura 4.7. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo UD-149	87
Figura 4.8. Columna estratigráfica compuesta del Lago de Maracaibo	90
Figura 4.9. Esfuerzo de Sobrecarga calculado del registro de densidad.....	91
Figura 4.10. Discretización de Formaciones.....	92

Figura 4.10.1 Identificación de zonas de presiones anormales (Método de Heasker y Kharitonova).....	93
Figura 4.10.2 Identificación de zonas de presiones anormales (Método de Eaton)	94
Figura 4.11 Gradiente de Presion de Poros final (Eaton)	95
Figura 4.11.1 Gradiente de Presion de Poros final	96
Figura 4.12. Esfuerzo horizontal minimo (Shmin)(Eaton)	98
Figura 4.12.1.Esfuerzo horizontal minimo (Shmin)	99
Figura 4.13. Esfuerzo horizontal máximo (SHmax)(Eaton).....	100
Figura 4.13.1.Esfuerzo horizontal máximo (SHmax).....	101
Figura 4.14. Régimen de esfuerzos actuantes en el campo (Eaton))	102
Figura 4.14.1.Régimen de esfuerzos actuantes en el campo.....	103
Figura 4.15. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado.	104
Figura 4.16. Sv, Pf, Pp, calculados (Eaton)	105
Figura 4.16.1.Sv, Pf, Pp, calculados.	106
Figura 4.17 Ventana Operacional	107
Figura 4.18. Agentes apuntalantes	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Parámetros de diseño de fractura	43
Tabla 3.1. Población y muestra en estudio.....	61
Tabla 3.2. Equipos utilizados en el trabajo de investigación	63
Tabla 4.1. Resistencia a la compresión de las muestras del pozo UD-149.....	75
Tabla 4.2. Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo UD-149.....	76
Tabla 4.3. Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo UD-149.....	77
Tabla 4.4. Ensayo de corte directo-Rigidez Normal Constante (CNS) de las muestras del pozo UD-149.	79
Tabla 4.5. Ensayo Clasificación del tipo de roca según el Modulo de Young y la Relación de Poisson.....	84
Tabla 4.6. Secciones e información suministrada al simulador.....	111

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Símbolos griegos

τ :	Esfuerzo de corte
$\sigma_1 = \sigma_a = S_a$:	Esfuerzo axial
σ_n :	Esfuerzo normal
σ_3 :	Presión de confinamiento
$\sigma_d = S_d$:	Esfuerzo desviador
Φ :	Ángulo de fricción
ν :	Coefficiente o módulo de Poisson
ε	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
TRX	Ensayo triaxial
UCS:	Compresión uniaxial sin confinamiento
RC = Co	Resistencia a la compresión
PC	Presión de confinamiento

Unidades

adim	Adimensional
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 conocimiento del estado de esfuerzos in situ es crítico para la optimización del diseño y la construcción de un pozo, como también para el desarrollo de una estrategia de producción adecuada. Una de las etapas críticas en el desarrollo de campos petroleros, es el diseño correcto de la ventana operacional. Un diseño con alta incertidumbre impedirá alcanzar el objetivo

En las últimas décadas se ha incrementado lo utilización de técnicas para la estimación del estado de esfuerzos con aplicabilidad a la industria petrolera, con el fin de establecer mejores direcciones de perforación y ventanas operacionales de densidad del fluido de perforación más seguras.

El área del Campo Urdaneta, corresponde a una extensión del subsuelo de aproximadamente 557 km² ubicada al Noroeste del Lago de Maracaibo, se reconoce el yacimiento Cretáceo 21 de la Formación Apón de Edad Cretáceo, con reservas de hidrocarburos para su recuperación.

El yacimiento CRETÁCEO 21 posee un crudo de 28°API, en 1984 el pozo A-139 descubrió el yacimiento "Cretáceo 34" en una estructura al noreste de la alineación de Urdaneta Centro. Produjo 570 B/D de crudo de 44° API a los 16.560' de profundidad. UD-101 produjo 3.825 B/D (30° API); LR-234, 4.497 B/D (29°API). El horizonte más importante es la Formación Apón, este yacimiento posee propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad de 1% y 0,1 mD respectivamente (según datos de los pozos), siendo estas propiedades pobres para que exista buena movilidad de los fluidos desde del yacimiento a los pozos productores, el fracturamiento hidráulico ha sido tradicionalmente el procedimiento para incrementar el recobro de petróleo.

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 propuesto explotar el yacimiento y proporcionar nuevas localizaciones y pozos, este estudio a su vez brindaría una ventana optima 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.

CAPÍTULO I EL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El yacimiento Cretáceo 21/ Caliza Apón ubicado al Noroeste del Lago de Maracaibo en el Campo Urdaneta, presenta bajo nivel de producción y recobro debido a las características petrofísicas de la roca (baja porosidad 1% y permeabilidad de 0,1mD).

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 INVESTIGACIÓN

1.2.1. Internacionales

Hernández, Bladimir (2014) 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.

Páramo, Liliana (2016), en Colombia, en su trabajo de grado titulado “Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio”. En esta investigación se realizó un estudio geomecánico y de estabilidad de pozo que permitió determinar la ventana de lodo e identificar la trayectoria de pozo óptima para

perforar de forma exitosa el pozo#3 en el campo caso estudio mitigando los riesgos de naturaleza geomecánica, debido a que el pasar de los años el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos ha planteado diferentes retos tanto en la identificación de prospectos como en la posibilidad de alcanzarlos, siendo este último el principal desafío de los ingenieros de perforación, quienes además de tener la importante misión de sobrellevar los inconvenientes de perforar las formaciones del subsuelo para alcanzar el objetivo geológico propuesto, tienen que considerar las limitaciones asociadas a lograr la mejor ubicación en superficie tales como restricciones socio-ambientales y de seguridad; complicando aún más las labores de ingeniería para trazar una trayectoria de pozo estable.

1.1.1. Nacionales

Guacuto. & Azocar (2017), en su trabajo de grado titulado “Caracterización geomecánica del yacimiento Eoceno Frac B2-X-68, para el diseño de fracturas en la unidad de producción Lagunillas Lago, Lago Norte, Estado Zulia”, esta 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. 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 recomendó 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.

Farfan. & Marconi. (2008), en su trabajo de grado titulado “Caracterización geomecánica para el proyecto del sistema subterráneo Metro de Caracas. Línea 5, tramo Bello Monte – Chuao (UNEFA)”, realizaron la caracterización geomecánica de los materiales que conforman el subsuelo a través del cual discurrirán los túneles gemelos y estaciones del Proyecto Línea 5 del Metro de Caracas C. A. El tramo en estudio que va desde las Estaciones Bello Monte hasta Chuao. Para la elaboración del Perfil de Sectorización Geomecánica se seleccionó y recopiló la información geológico-geotécnica sobre el área en estudio, así como también se procesaron los datos obtenidos de sondeos exploratorios que comprenden 40 perforaciones realizadas a lo largo del tramo, con el objetivo de estimar las propiedades índices de la roca intacta. Por otra parte, se aplicaron 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 (σ_{cm}), módulo de elasticidad (E_m), ángulo de fricción del macizo (ϕ_m) y cohesión del macizo (C_m) según las correlaciones propuestas por HOEK & BROWN (1997).

Santamaria & Siem (2006), en su trabajo de grado titulado “Estimación de la ventana operacional de presión de lodo a partir de registros de pozo, para las formaciones del Campo Socororo, Edo Anzoátegui”. Este trabajo se realizó como consecuencia del alto porcentaje de los problemas asociados a la inestabilidad del hoyo es causado por los nuevos esfuerzos inducidos en el momento de perforación de la roca, a la sensibilidad de la lutita con el fluido de perforación y a aquellas actividades operacionales de completación y producción de los fluidos de la formación.

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Objetivo General

Caracterizar Geomecánicamente el yacimiento Cretáceo 21/ Caliza Apón para el diseño de fracturas en la unidad de producción Campo Urdaneta, Estado Zulia.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Determinar propiedades mecánicas y elásticas de las formaciones alcanzadas por los pozos pertenecientes al Cretáceo 21/ Caliza Apón
- Estimar las geopresiones y la dirección de los esfuerzos horizontales en el área del yacimiento Cretáceo 21/ Caliza Apón
- Construir el modelo Geomecánico para los pozos claves del yacimiento Cretáceo 21/ Caliza Apón
- 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. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La gerencia de estudios integrados de Yacimientos (EEIYY) 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 Cretáceo 21/ Caliza Apón, 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 recopilación de la información 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.

El área en estudio se ubica en la Costa Occidental del Lago de Maracaibo en el estado Zulia. Se encuentra delimitada al oeste por el campo PETROBOSCAN, al este por la línea de costa del Lago de Maracaibo; abarcando un área aproximada de 557 km²

1.5. LIMITACIONES

Para la realización del estudio se tienen veintiséis (26) muestras, con una mayor cantidad de estas se puede disminuir la incertidumbre, la limitación presentada es que PDVSA, suministre nuevos núcleos para hacer más robusto el estudio y un paquete de información más completo a nivel de registros de pozos y pruebas de presiones.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

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

2.1. GEOMECÁNICA

Vásquez, A. (2001) define a la geomecánica como la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos. Aunque las bases de la geomecánica fueron realizadas a principios de siglo, las aplicaciones petroleras empiezan a tener mayor divulgación al comienzo de la década de los 70, y por lo tanto, esta es una disciplina novedosa para la ingeniería de petróleo.

2.2. MODELO MECÁNICO DEL SUBSUELO

El Modelo mecánico del subsuelo (MEM), constituye una recolección de datos necesarios para efectuar predicciones cuantitativas y cualitativas del ambiente geomecánico del subsuelo. Estos datos incluyen los esfuerzos presentes en el subsuelo, la presión de poro, las propiedades elásticas, la resistencia y la estructura de la roca, y datos no numéricos, tales como la presencia de un intenso fracturamiento natural. El rasgo característico más importante de un modelo MEM es que sus datos se relacionan con las rocas que están siendo perforadas, fracturadas o afectadas de otro modo por las operaciones de campo. Una segunda característica es que ha sido diseñado para ser actualizado a medida que se disponga de nuevos datos provenientes de las opresiones en cursos. 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. Esfuerzo

Es la razón de una fuerza aplicada entre el área sobre la que actúa.

2.3.2. Resistencia

Se define como el esfuerzo que la roca puede soportar para ciertas condiciones de deformación”. La resistencia compresiva es la propiedad más característica y frecuentemente medida en la matriz rocosa, por la facilidad de obtención de testigos y de su ensayo en laboratorio. Vallejo (2002).

2.3.3. 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).

2.3.4. Resistencia a la tensión

Capacidad de un material sólido a soportar esfuerzos tensionales.

2.3.5. Resistencia al corte o cizalla

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

2.3.6. Resistencia a la tracción

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

2.3.7. Resistencia pico

Es el esfuerzo máximo que se puede alcanzar, se produce para una cierta deformación a la que se denomina deformación pico.

2.3.8. Resistencia residual

Es el valor al que cae la resistencia de algunas rocas para deformaciones elevadas.

2.3.9. Resistencia a compresión simple

Es el máximo esfuerzo que soporta la roca sometida a compresión uniaxial.

2.4. PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA

2.4.1. Módulo de Young (E)

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 ingles).

2.4.2. 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 (v):

$$G = 1 / 2 E(1 - \nu) \quad (2.1)$$

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

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

dónde:

G: es el Módulo de Corte o Rigidez.

Δt_s : Tiempo de tránsito de onda de corte.

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

ρ_b : Densidad del fluido del registro de densidad.

E: Módulo de Young; **v:** Relación de Poisson.

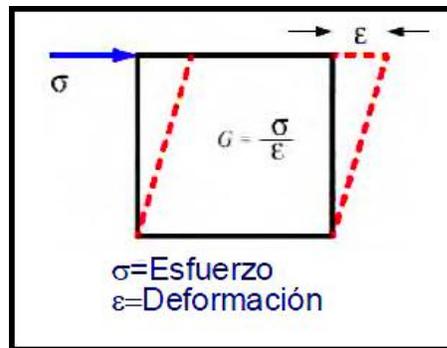


Figura 2.1. Medición experimental del módulo de corte o rigidez

2.4.3. 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.

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

dónde:

ϵ_l : deformación por expansión lateral

ϵ_a : deformación por compresión longitudinal

2.5. COHESIÓN

Es la fuerza de unión de las partículas minerales que forman la roca.

2.6. ANGULO DE FRICCIÓN (Φ)

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.

2.7. 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 (θ) como sigue:

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

2.8. ROTURA

Es un fenómeno que se produce cuando la roca no puede soportar las fuerzas aplicadas, alcanzado el esfuerzo un valor máximo correspondiente a la resistencia pico del material

2.9. ENSAYOS GEOMECÁNICO

Los ensayos geomecánicos representan una etapa imprescindible en el proceso de caracterización del macizo rocoso. Los valores obtenidos a partir de estos permiten

cuantificar de una manera aproximada los estados de esfuerzos máximos que puede soportar dicho cuerpo rocoso. Dentro de estos ensayos destacan los siguientes:

2.9.1. Ensayo Uniaxial

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 2.2 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. Ver Figura 2.2. 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.

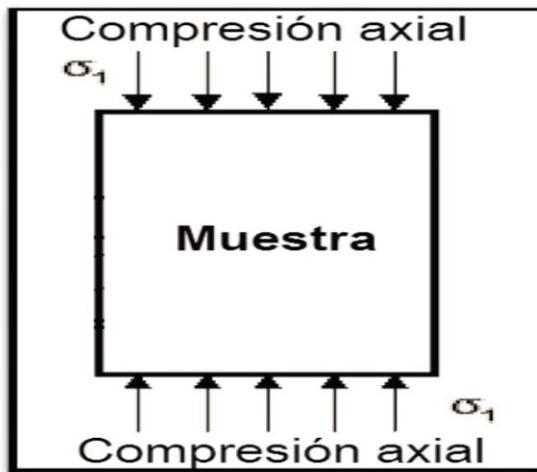


Figura 2.2. Ensayo de Compresión Uniaxial

2.9.2. 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 2.3.

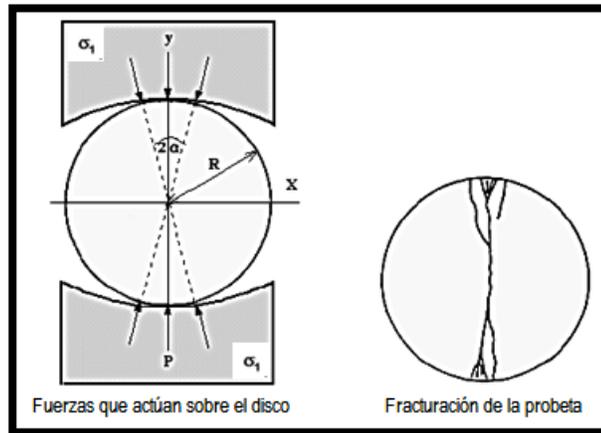


Figura 2.3. Ensayo “Brasilero”

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.

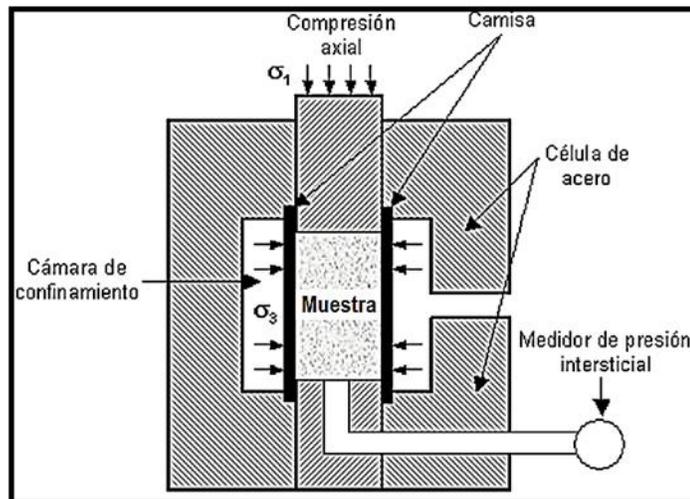


Figura 2.4. Ensayo de compresión triaxial

2.9.4. Ensayo de corte directo

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 constante y un esfuerzo de corte. Consiste en colocar la muestra en una caja de cizalladura directa, aplicar un esfuerzo normal determinado, consolidar la muestra 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 (σ_n) y el esfuerzo cortante. (τ).

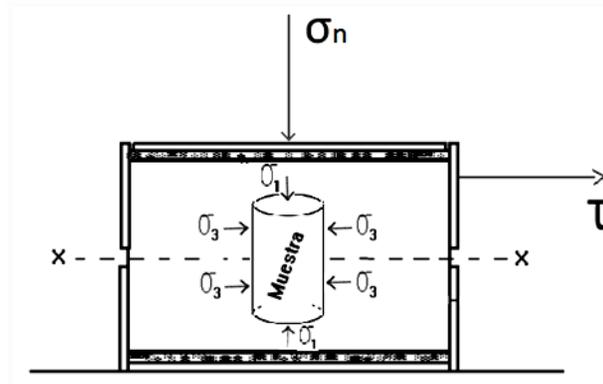


Figura 2.5. Ensayo de corte directo. .

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. 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 2.8:

$$\tau = \sigma_n \tan \varphi + c \quad (2.8)$$

dónde:

σ_n : esfuerzo normal en el plano de rotura (MPa)

τ : esfuerzo de corte en ese plano (MPa)

c : cohesión del material (MPa)

φ : 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 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 2.7 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 en el eje de las ordenadas, y el ángulo de fricción, el ángulo que se forma entre esa recta y una horizontal.

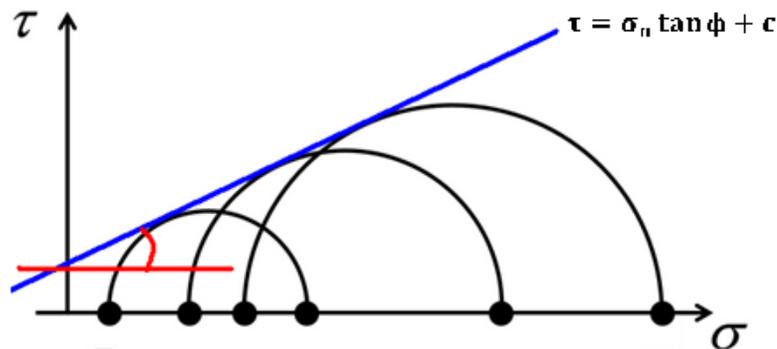


Figura 2.7. Gráfico esfuerzo de corte vs esfuerzo normal (Mohr-Coulomb)

2.10.2. 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 2.9:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + \sqrt{m * \sigma_c * \sigma_3 + (s * \sigma_c^2)} \quad (2.9)$$

dónde:

σ_1 : tensión principal mayor en la rotura (MPa)

σ_3 : tensión principal menor aplicada a la muestra (MPa)

σ_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 2.8 Este criterio es más adecuado al comportamiento mecánico real de las rocas (González de Vallejo, Ferrer, Ortuño y Oteo, 2002).

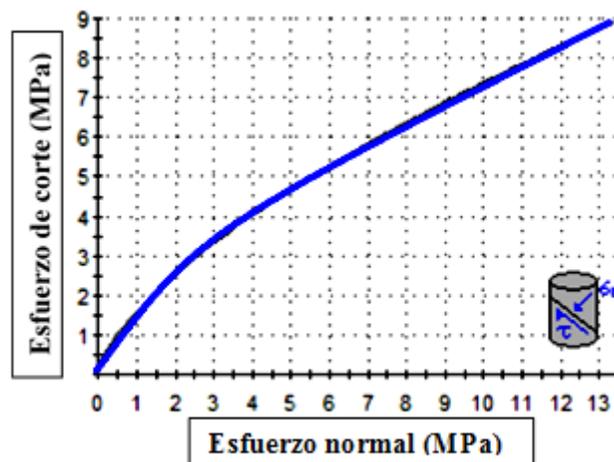


Figura 2.8. Gráfico de esfuerzo normal vs esfuerzo de corte Hoek-Brown

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. GEOPRESIONES

Según *Schlumberger OilfieldGlossary* (2016), El término de geopresiones hace referencia a la presión existente en la Tierra o presión de formación. No obstante, en el campo petrolero se utiliza comúnmente para indicar la presión de poro anómala del subsuelo, que es mayor o menor que la presión hidrostática normal pronosticada para una profundidad dada, o la presión ejercida por unidad de área por una columna de agua dulce, entre el nivel del mar y una profundidad dada. La presión de poro anormalmente baja podría tener lugar en las zonas en las que los fluidos han sido drenados, tal es el caso de un yacimiento de hidrocarburos agotado. La presión de poro anormalmente alta podría tener lugar en las zonas en las que el sepultamiento de los sedimentos rellenos con agua por un sedimento impermeable, tal como la arcilla, fue tan rápido que los fluidos no pudieron filtrarse y la presión de poro se incrementó con el incremento de la profundidad de sepultamiento.

2.13. 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.

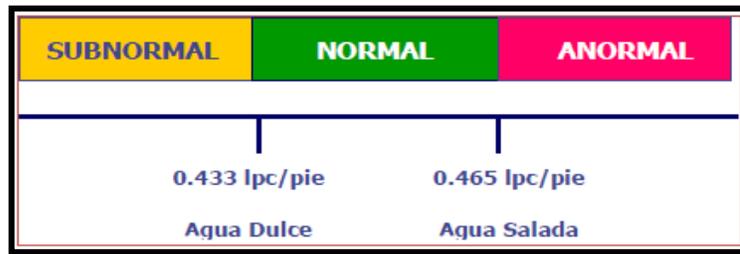


Figura 2.9. Rangos de valores de gradiente de presión

2.14. 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).

2.15. 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.

2.16. REGISTROS DE POZOS

2.16.1. 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).

2.16.2. 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).

2.16.3. 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 ($\mu\text{seg}/\text{ft}$) (Alfonzo, 2011).

2.17. 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 (σ_v), originado por los estratos que se encuentran suprayacentes, un esfuerzo horizontal máximo ($\sigma_{H\text{max}}$) y un esfuerzo horizontal mínimo ($\sigma_{h\text{min}}$). Estas tres componentes más la presión de

poros (PP) conforman el tensor de esfuerzos en cualquier punto de la corteza terrestre (Ver Figura 2.10). 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) $\sigma_y = \sigma_{hmin} = \text{Esfuerzo Horizontal minimo}$

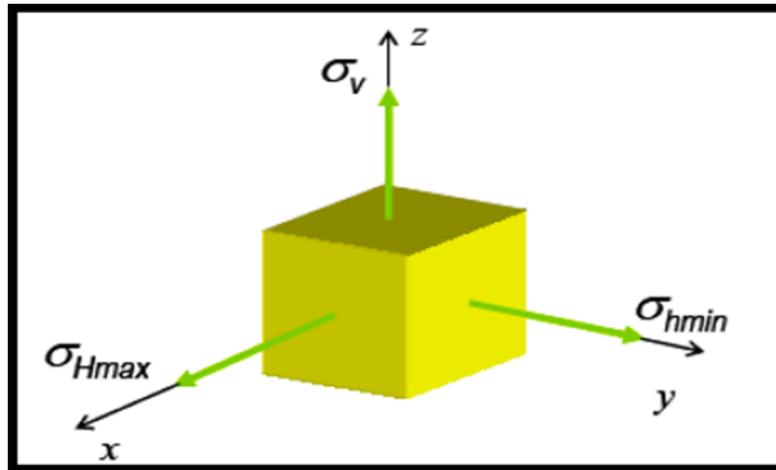


Figura 2.10. Componentes ortogonales del tensor de esfuerzos en la corteza terrestre

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.

2.17.1. Esfuerzo vertical de sobrecarga

El esfuerzo vertical de sobrecarga (σ_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).

2.17.2. 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.

2.18. 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. La Figura 2.11 muestra un ejemplo ilustrativo de los tipos de regímenes tectónicos.

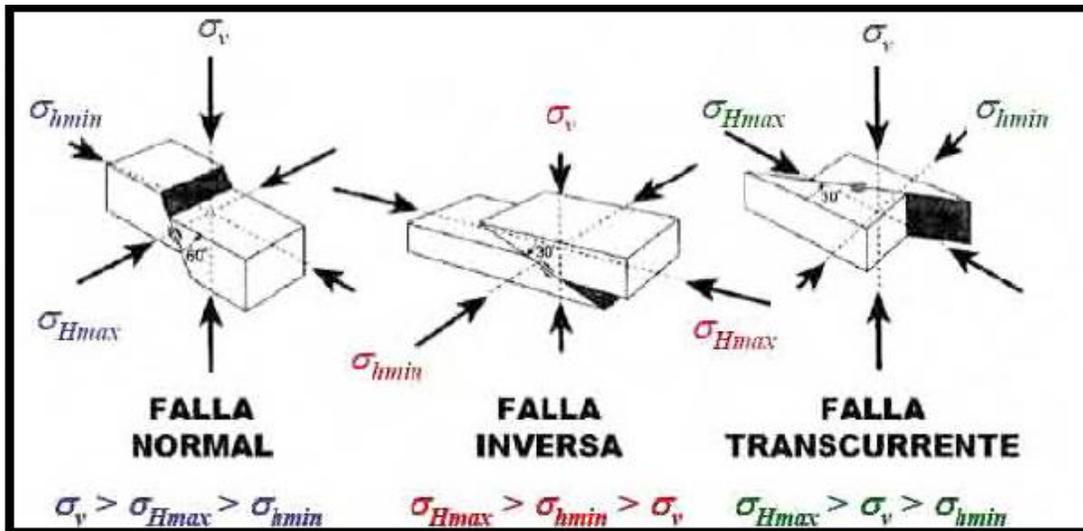


Figura 2.11. Clasificación de regímenes tectónicos según la magnitud de los esfuerzos ortogonales principales.

En general, el campo de esfuerzos puede experimentar variaciones con la profundidad. Es común observar situaciones en las cuales a medida que aumenta la profundidad se observan variaciones en el ordenamiento relativo de los esfuerzos. Típicamente, en la sección superficial, el ordenamiento relativo de los esfuerzos corresponda a $\sigma_v > \sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin}$. Lo que señala que la condición óptima corresponde a la perforación de una sección vertical.

A medida que aumenta la profundidad se presenta un cambio en este ordenamiento, ahora $\sigma_{Hmax} > \sigma_v > \sigma_{hmin}$. En este caso, la dirección (azimuth) del esfuerzo mínimo horizontal juega un papel fundamental. Posteriormente, y a la profundidad del yacimiento se observa de nuevo un cambio en el ordenamiento de los esfuerzos ($\sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin} > \sigma_v$) y en la dirección de σ_h .

2.19. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, con el objeto de generar en ella canales de flujo (fracturas) en la formación y colocar un elemento de empaque (arena/grava) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo. El fluido empleado recibe el nombre de fluido de fracturamiento y el sólido es conocido como agente apuntalante, tal como se muestra en la Figura 2.12.

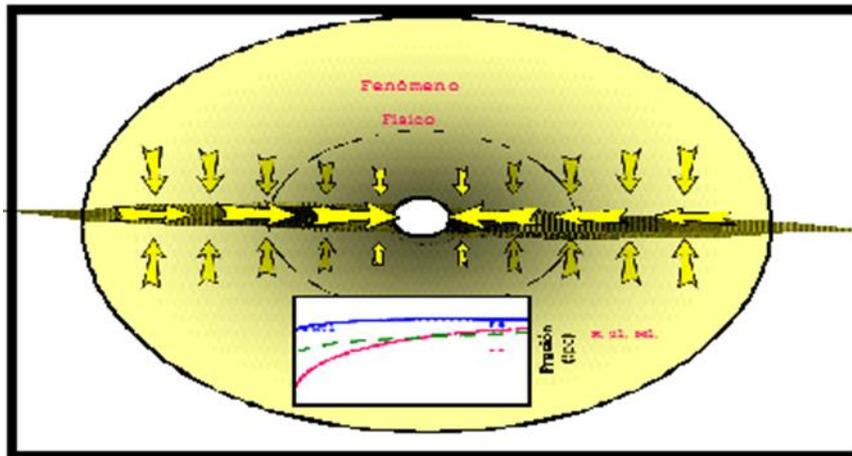


Figura 2.12. Representación gráfica de una fractura hidráulica.

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:

$$C_{fd} = \frac{K_f W_f}{\pi k X_F} \quad (2.10)$$

dónde:

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 es 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.

2.19.1. 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).

2.19.2. Parámetros que intervienen en el proceso de Fracturamiento Hidráulico

2.19.2.1. 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 2.11. 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).

$$C_f = K_f \cdot W_f \quad (2.11)$$

dónde:

K_f : permeabilidad de fractura (mD)

W_f : ancho promedio de fractura (pie)

2.19.2.2. 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 2.12). (PDVSA, 2012).

$$E_{ff} = \frac{V_F}{V_l} = \frac{W \cdot A}{Q_i \cdot T_p} \quad (2.12)$$

dónde:

W : ancho promedio de la fractura (pies)

Q_i : tasa de inyección durante el bombeo (bpm)

A : área de una cara de la fractura (pies²)

T_p : 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.

2.19.2.3. 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).

2.19.2.4. 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 .

CI y CII, pueden ser determinados a partir de datos del yacimiento y de la viscosidad del fluido de fracturamiento.

CIII 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).

2.19.3. 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 asfáltenos 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).

2.19.4. 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/ μ	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	ϕ	%	5

2.19.5. 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).

2.19.6. Etapas principales del fluido de fractura

2.19.6.1. 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).

2.19.6.2. 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).

2.19.6.3. 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).

2.19.7. 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.

2.19.8. 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).

2.19.9. 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).

2.19.9.1. 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).

2.19.9.2. 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 2.13 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).

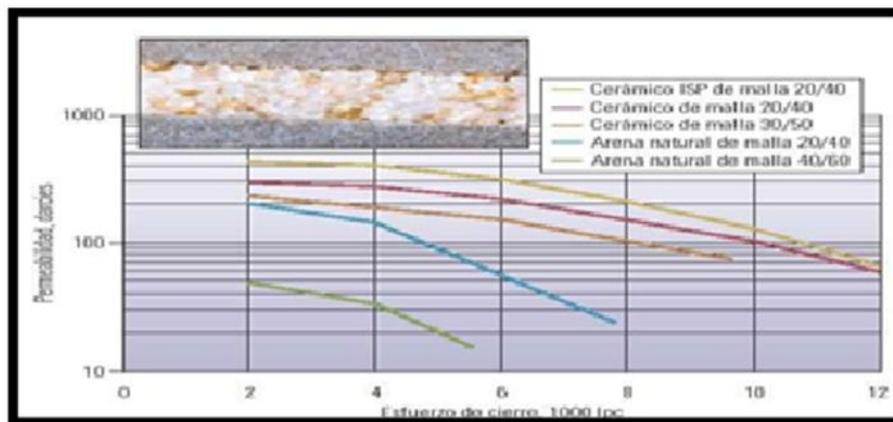


Figura 2.13. Especificaciones de los apuntalantes utilizados en el fracturamiento

2.19.10. Geometría de la fractura

El crecimiento y propagación de la fractura en sus dimensiones largo, ancho y alto (Figura 2.14), 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).

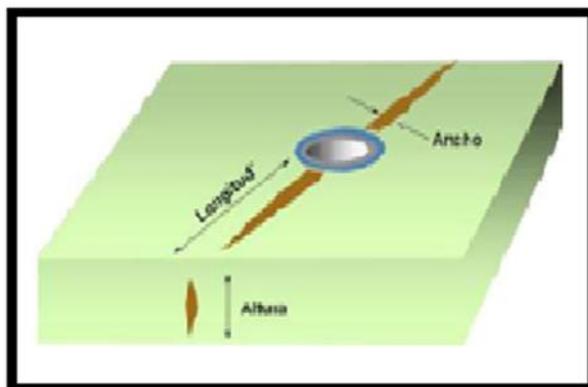


Figura 2.14. Representación de la geometría de una fractura.

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.

2.19.11. 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).

2.19.12. 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 (x_f), el número de propantes (N_p) y la conductividad de la fractura adimensional (C_{fd}). (Economides y Martin, 2002)

2.19.12.1. Índice de productividad adimensional

El índice de productividad adimensional de un pozo hidráulicamente fracturado se indica en la Ecuación 2.13:

$$JD = \frac{1}{\ln(re) - 0.75 - 0.5 \ln(k_f \cdot v_f K \cdot h) + 0.5 \ln(C_{fd}) + \ln(x_f r_w) + s_f} \quad (2.13)$$

dónde:

re: 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 (pie²)

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 2.13 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 JD 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 JD . (SPE, 2006).

2.19.12.2. 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 2.14). El radio de penetración no puede exceder la unidad. (Economides y Martin, 2002).

$$I_x = \frac{2 \cdot X_f}{X_r} \quad (2.14)$$

donde:

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

X_r : doble radio de drenaje

2.19.12.3. 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 2.15). (Economides y Martin, 2002).

$$C_{fd} = \frac{w \cdot K_f}{K \cdot X} \quad (2.15)$$

dónde:

k_f : permeabilidad de fractura (mD)

k : permeabilidad de yacimiento (mD)

xf: Longitud de un ala de la fractura (pie)

w: ancho promedio de la fractura propada (pie)

2.19.12.4. 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 2.16). (Economides y Martin, 2002).

$$N_p = \frac{2 \cdot k_f \cdot V_p}{k \cdot V_r} \quad (2.16)$$

dónde:

k_f : permeabilidad de fractura (mD)

k : permeabilidad de yacimiento (mD)

V_p : volumen de propante contenido en la zona productora (pies³)

V_r : volumen del yacimiento (pies³)

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 J_D es posible representarlos en un grupo de curvas teóricas desarrolladas por Romero y Meyer. En los $N_p \leq 0,1$ (Ver Figura 2.14) 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 J_D alcanzable.

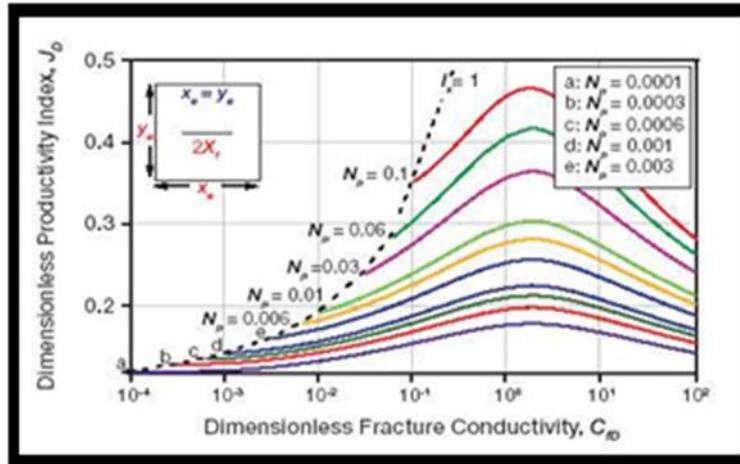


Figura 2.15. J_D vs C_{fd} con Número de Propantes $\leq 0,1$

Para los casos en los cuales $N_p > 0,1$ el grupo de curvas a utilizar se indican en la figura 2.16.

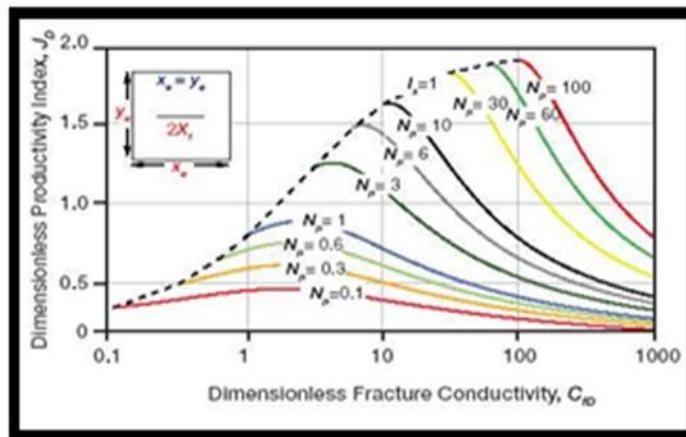


Figura 2.16. J_D vs C_{fd} con Número de Propantes $> 0,1$

En las Ecuaciones 2.17 y 2.18, 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:

$$J_D = \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln(N_{prop})} \text{ Si } N_p \leq 0,1 \quad (2.17)$$

$$J_D = \frac{6}{\pi} - \exp\left[\frac{0.423 - 0.311 N_{prop} - 0.089 (N_{prop})^2}{0.1 + 0.667 N_{prop} - 0.015 (N_{prop})^2}\right] \text{ Si } N_p > 0,1 \quad (2.18)$$

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 2.19 y 2.20, el valor óptimo de conductividad de fractura adimensional también depende del número propantes.

$$C_{fd}=1,6 \text{ Si } N_P \leq 0,1 \quad (2.19)$$

$$J_D = \frac{6}{\pi} + \exp\left[\frac{-0.583+1.48\text{Ln}(N_{prop})}{1+0.142\text{Ln}(N_{prop})}\right] \text{ Si } 0,1 < N_P \leq 10 \quad (2.20)$$

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 2.21 y 2.22 es posible determinar las dimensiones de longitud y ancho óptimas de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. (Economides y Martin, 2002)

$$X_{f_{opt}} = \left(\frac{k_f \cdot v_f}{c_{fd_{opt}} \cdot k \cdot h}\right)^{0,5} \quad (2.21)$$

$$W_{opt} = \left(\frac{c_{fd_{opt}} \cdot k \cdot v_f}{K_f \cdot h}\right)^{0,5} \quad (2.22)$$

dónde:

$X_{f_{opt}}$: 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 (pie³)

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

h : espesor de la arena (pie)

2.20. 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 infiere 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).

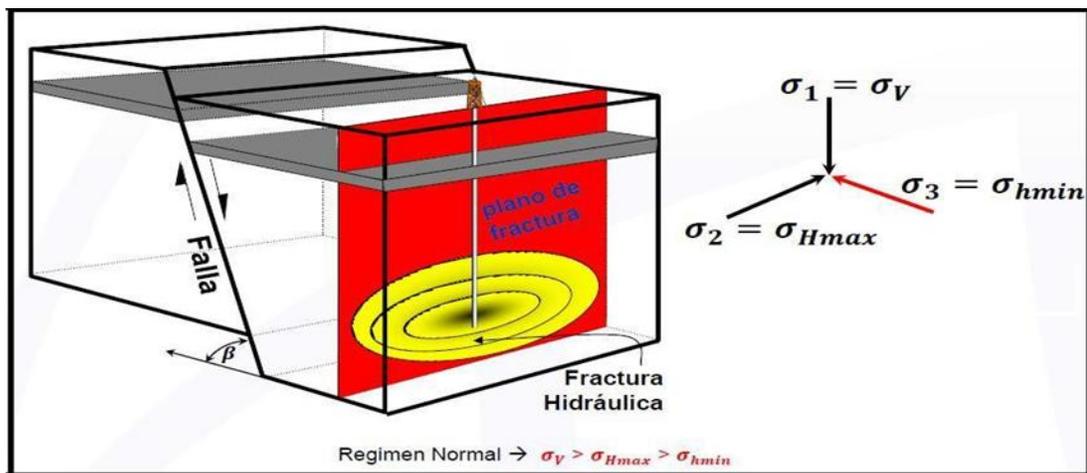


Figura 2.197 Fractura en régimen normal

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° a 35° respecto al rumbo de la falla más cercana(Figura 2.20)..

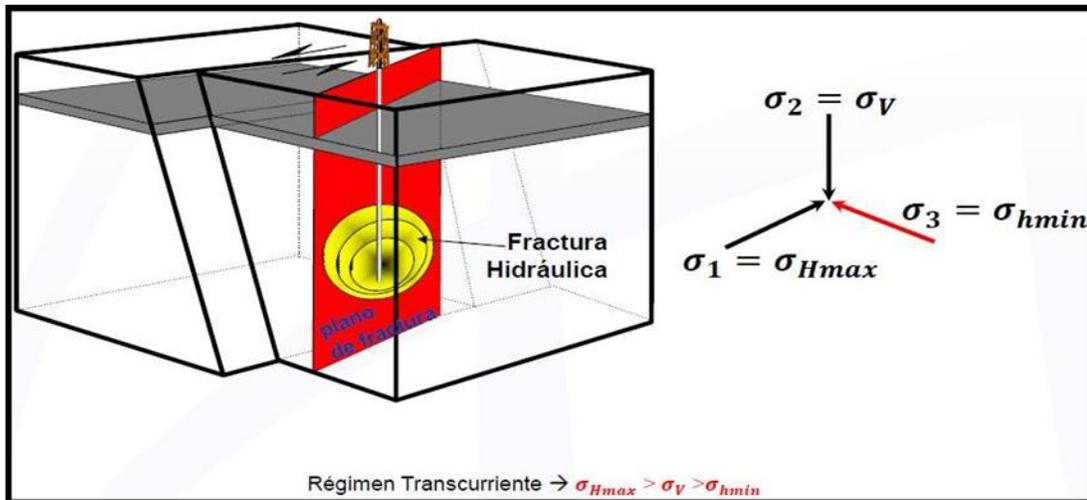


Figura 2.18. Fractura en régimen transcurriente

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)..

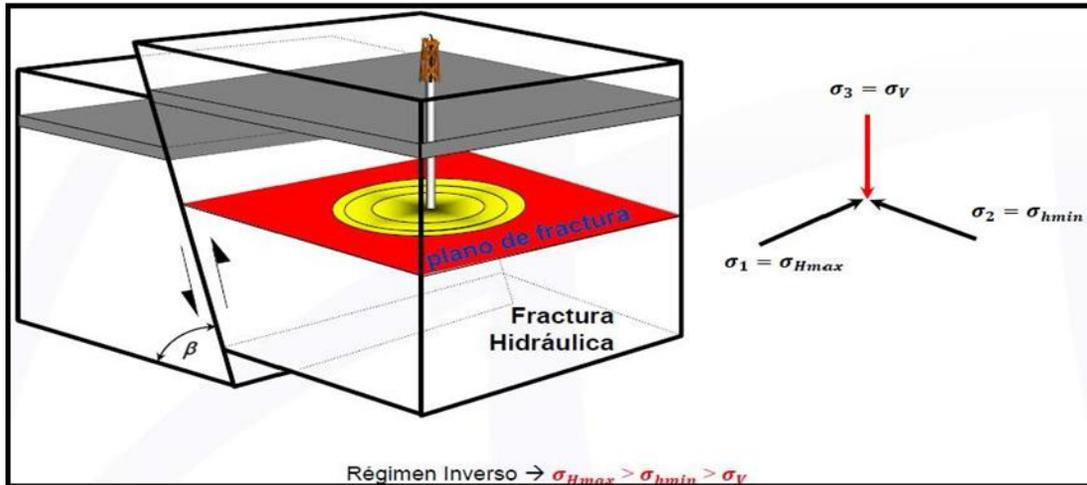


Figura 2.19. Fractura en régimen inverso

CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO

3.1. ÁREA DE ESTUDIO

El área en estudio se ubica en la Costa Occidental del Lago de Maracaibo en el estado Zulia. Se encuentra delimitada al oeste por el campo PETROBOSCAN, al este por la línea de costa del Lago de Maracaibo; abarcando un área aproximada de 557 km² (Figura 3.1). El descubrimiento fue realizado en el borde occidental del Lago en 1955, mediante estudios geológicos del subsuelo y levantamientos sismográficos, con el pozo TJ-342 (UD-1) de la Creole Petroleum Corporation (11.477') después de perforar seis pozos exploratorios (LGE) con resultados negativos. Posteriormente, en 1970, se desarrolló una segunda alineación paralela hacia el este (yacimientos UD-5, UD-7, UD-101) que reveló importante acumulación cretácica.

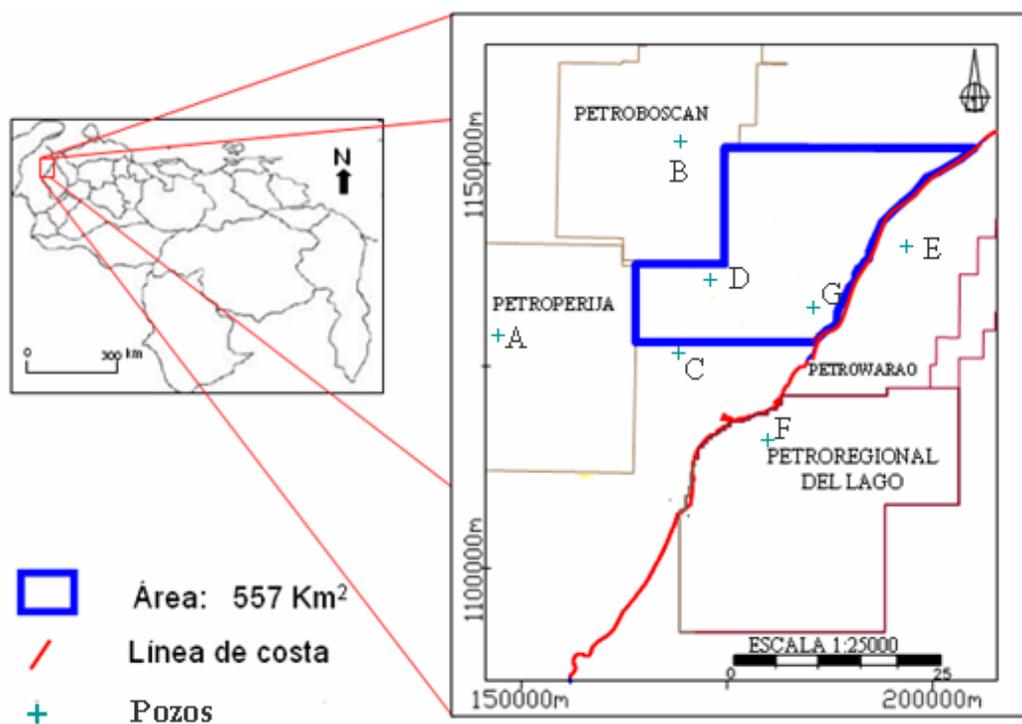


Figura 3.1. Ubicación del área de estudio (modificado de Méndez, 2010).

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 grado de profundidad con que se abordó el presente Trabajo Especial de Grado es considerado de tipo descriptivo y correlacional.

Hernández y otros (2010), definen estos tres 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) del pozo UD-149 que pertenecen al campo Urdaneta 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 utilizarán las muestras de núcleos y registros para obtener parámetros geomecánico y así poder caracterizar geomecánicamente el yacimiento Cretáceo, para el diseño de fractura en la Caliza Apón, donde los registros se validarán con los resultados de los ensayos que se realizarán 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 Cretáceo.

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 las condiciones a las cuales fue sometido el sistema cementante. En la Tabla 3.1 se observa la población y muestra en estudio.

Tabla 3.1. Población y muestra en estudio

	Cantidad	Información
Población	20 Pozos	1. Información geomecánica 2. Información geomecánica-Registro 3. Secciones finas 4. Registro
Muestra	20 Pozos	1. Información geomecánica 2. Información geomecánica-Registro 3. Secciones finas 4. Registro

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 del yacimiento Cretáceo fue recolectada, procesada y suministrada por el equipo de EEIYY de PDVSA, Tabla 3.2.

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.

Sabino (2000) refiere que dentro de recolección de datos se tiene la observación directa como una técnica que consiste en visualizar o captar mediante la vista, en forma sistemática cualquier hecho, fenómeno o situación que se produzca en la naturaleza, en función de los objetivos de investigación preestablecidos. Este método permite detallar cualitativa y cuantitativamente los datos que se van obteniendo a fin de estudiar los efectos sobre las variables estudiadas así como el alcance de los objetivos planteados.

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

<p>Balanza electrónica</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Marca Mettler • Modelo HF-4000 • Precisión $\pm 0,01$ g. 	<p>Determinar el peso de los materiales y aditivos.</p>
<p>Instrumentos</p>	<p>Algunas Especificaciones</p>	<p>Objetivo</p>
<p>Equipo para ensayos mecánicos</p> 	<p>Marca GCTS Modelo RDS-500</p>	<p>Determinar valores de esfuerzos y deformaciones mediante los distintos ensayos mecánicos.</p>
<p>Máquina Cortadora</p> 	<p>Marca Leco Modelo CM-12</p>	<p>Realizar cortes transversales a probetas consolidadas</p>
<p>Refrentadora</p> 	<p>Marca SBEL Modelo 1807-2</p>	<p>Pulir las caras de las muestras para que al momento de ser ensayadas el contacto entre la herramienta y el espécimen sea completo.</p>

3.6. METODOLOGÍA

Con el fin de realizar el análisis del comportamiento mecánico del sistema cementante propuesto, fue necesario seguir la metodología expuesta en la Figura 3.2.

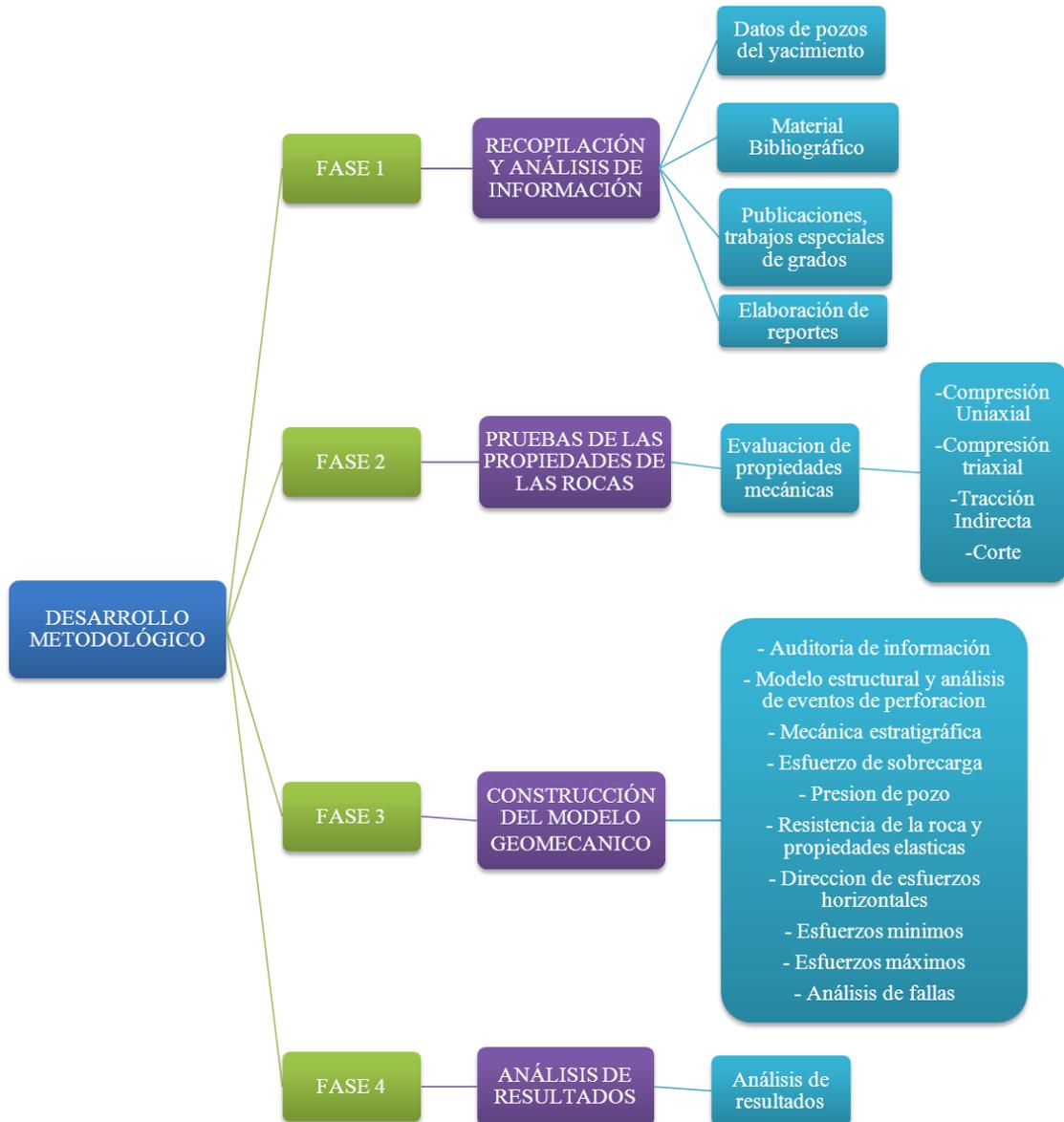


Figura 3.2. Metodología utilizada en el trabajo de investigación

3.6.1. Fase I: Recopilación y análisis de información

3.6.1.1. Datos de pozos del campo Urdaneta

Se utilizaron pozo del yacimiento Cretáceo, los datos del pozo 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.

3.6.1.2. Revisión bibliográfica

Esta fase consistió, en revisar información para la caracterización geomecánica del yacimiento Cretáceo, 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.

3.6.1.3. Recolección y análisis de la información

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

3.6.1.4. 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.

3.6.2. Fase II: Pruebas de las Propiedades de las Rocas

3.6.2.1. 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 se realizarán en el laboratorio de Mecánica de Rocas en la Universidad Central de Venezuela y 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.

La selección de las muestras fue realizada en intervalos de 100 pies aproximadamente, luego se procedió a realizar la distribución de los 4 ensayos; por último se reajustaron los ensayos por los tamaños las muestras.

A) Ensayo de 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 fracturó, mientras que la segunda fue la retracción de la carga que había sido aplicada.

B) Ensayo brasilero (BRA): Para la realización de este ensayo la probeta fue seccionada de forma que su longitud fuese la mitad del diámetro, 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 fracturará y otra donde esa carga era retraída.

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 como resultado 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):

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

dónde:

σ_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)

C) Ensayo de Compresión Triaxial: Este tipo de ensayo se realizó a diferentes presiones de confinamiento 6.9; 11; 20.7 y 26.6 MPa (1000, 1600, 3000 y 3849 psi). La prueba fue configurada para ejecutarse en cinco etapas para las muestras 2156, 2158 y 2167, siendo las dos primeras las etapas de interés, en el caso de las muestras 2162, 2164, 2151 y 2169 fue configurada para ejecutarse en seis etapas, siendo la primera y tercera etapa las 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 fallará. Luego de que la presión de confinamiento llegará al valor deseado (fuese constante), se procedió a aumentar la carga normal hasta que la probeta alcanzará su máximo valor de resistencia al esfuerzo aplicado. El resto de las etapas consistió en la retracción de las fuerzas aplicadas. Cabe destacar que en este ensayo se consideró el esfuerzo desviador (σ_d) como el de mayor interés, ya que éste representa la diferencia del esfuerzo axial (σ_1) y la presión de celda (σ_3), la etapa 2 para el casos de seis etapa consistió en una etapa de equilibrio con el fin de permitir a la muestra reacomodarse estructuralmente para la etapa de carga.

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.

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. 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.

3.6.3. Fase III: Construcción del modelo geomecánico.

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 3.3. Un MEM puede ser 1D, 2D o 3D, dependiendo de la complejidad del problema estudiado y la disponibilidad de los datos.

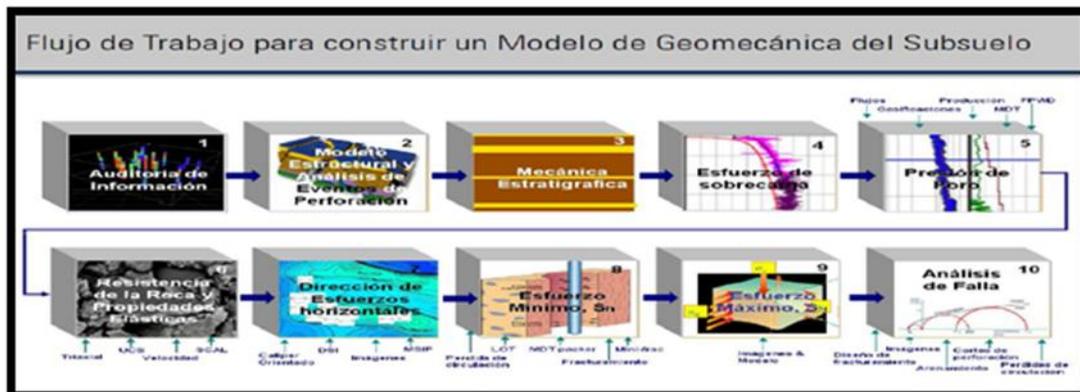


Figura 3.3 Flujo de Trabajo para el Modelo Geomecánico

3.6.3.1. Auditoría 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. En la investigación realizada se comenzó desde cero, ya que no se disponía de datos de pozos de correlación.

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), 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.

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 mostrará un comportamiento mecánico de la roca notoriamente diferente a una arenisca.

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 de la teoría de Heim (1878) que demuestra que la relación de los esfuerzos principales es igual en magnitud a grandes profundidades, considerando como superficial profundidades menores a los 500 metros. McGarr (1980) basándose en dicha teoría y diversos estudios concluyó que para el cálculo de los esfuerzos principales el uso de un gradiente cuyos valores son 3.8 Mpa/Km para rocas blandas y 6.6 Mpa/Km para rocas duras hasta profundidades menores a 5000 m; sin embargo puede ser extrapolada hasta profundidades cerca a los 15000 m.

El esfuerzo vertical también fue estimado a partir del registro de densidad, 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, además de la utilización de la ecuación homologada de PDVSA, también se utilizó la ecuación de Gardner para realizar la densidad sintética.

3.6.3.5. Presión de poros

Se procedió al estudio de los datos proporcionados del pozo. El pozo UD-149 cuenta con un registro sísmico compresional (DT) a partir de 16093 ft, no se cuenta con registro por encima de esta profundidad, lo que impide la obtención de la Presión de poros a lo largo de todo el pozo. En base a lo antes expuesto, se procedió a realizar el estudio del registro sísmico y Gamma Ray a partir de la profundidad proporcionada.

Para el desarrollo de la curva de presión de poros se procedió a calcular el porcentaje de arcilla donde se creó una línea de base lutita sobre el registro del Gamma Ray (82%), para discriminar las formaciones contentivas de un alto porcentaje de arcilla, Este criterio se comparó con los Registros sísmicos compresionales del pozo, 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 elásticas

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. También se realizaron ensayos de corte directo a condiciones de rigidez constante (CNS) para determinar el esfuerzo de cizalladura o corte en las muestras del pozo.

La relación de Poisson y el módulo de Young que se obtuvieron mediante los ensayos geomecánicos son propiedades elásticas.

3.6.3.7. Dirección de esfuerzos horizontales

Debido a la carencia de información pertinente para la determinación de direcciones de esfuerzos (sísmicos bipolares, caliper de 4 o más brazos, Registro de imágenes) no se pudo determinar la dirección de los esfuerzos horizontales.

3.6.3.8. Esfuerzo mínimo horizontal

Durante la perforación, el peso de lodo debe mantenerse por debajo del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) para evitar un Fracturamiento hidráulico accidental y pérdida de circulación, pero por encima de la presión de poro de formación (para evitar un kick) y del mínimo peso de lodo requerido para prevenir falla excesiva del

pozo. Debido a esto, se han desarrollado técnicas empíricas para estimar el esfuerzo principal mínimo en ausencia de mediciones directas.

En esta investigación se estimó el esfuerzo mínimo horizontal mediante la ecuación de Eaton (1969) y en base a la Teoría de Heim (1878.)

3.6.3.9. Esfuerzo máximo horizontal

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 del esfuerzo horizontal máximo, se adiciona la contribución del esfuerzo tectónico al esfuerzo horizontal mínimo. El esfuerzo tectónico puede incrementar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo en un 10, 20 y 30% por lo que éste se multiplica por un factor práctico de 1,1; 1,2 y 1,3 y así se obtendría la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, debido a la falta de registros de imágenes lo cual impide la aplicación de software y otras herramientas para su cálculo. La magnitud de este esfuerzo es difícil de calcular, ya que no existe ningún método.

En base a la Teoría de Heim (1878) los esfuerzos principales in situ a grandes profundidades son de igual magnitud.

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 el pozo UD-149 se realizaron ensayos de tracción indirecta, compresión uniaxial y compresión triaxial que permitieron realizar los círculos de mohr y el software también permite aplicar los siguientes criterios de roturas: Generalizado de Hoek-Brown, Mohr-Coulomb, Barton-Bandis, curva de potencia, para el pozo antes mencionado 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.

Se realizó el ensayo 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 ripios de perforación en el subsuelo.

Los ingenieros utilizan el modelado geomecánico con el fin de pronosticar y cuantificar los efectos antes mencionados para las decisiones adoptadas durante toda la vida productiva de los yacimientos, tales como el posicionamiento y la terminación de pozos nuevos, el mejoramiento y la continuidad de la producción, la minimización de los riesgos y la implementación de nuevas inversiones. 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 de 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 de influjos, zona de colapso, zona estable y zona de pérdidas; todas previamente calibradas con los diferentes eventos de perforación, entre otros.

3.6.4.2. Fracturamiento

Los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico, una de las primeras aplicaciones con la utilización de métodos geomecánicos en el campo petrolero, sigue siendo un área de desarrollo importante.

Esta etapa consistió en la determinación de la mejor dirección para orientar una fractura, conjunto a las zonas óptimas que brindarán 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 en situ afectan la abertura realizada determinando así la resistencia que debe de tener los agentes sostén a depositar para el soporte. Se realizó un diseño preliminar de fracturamiento hidráulico de la formación Apón mediante el simulador “Fraccade”, tomando como referencia el pozo UD-149, 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.

3.6.4. Fase IV: Análisis de resultados

Una vez que se obtuvieron los resultados de las propiedades físicas y mecánicas del pozo UD-149, se procedió a organizar y presentar los datos mediante:

- Tablas: Fueron utilizadas para simplificar los resultados obtenidos en los diferentes ensayos geomecánico realizados.
- 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.

CAPÍTULO 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 (σ_a) que soportaron las muestras a lo largo de su eje longitudinal sin una presión de confinamiento. En la tabla 4.1 y se observan los resultados obtenidos de las muestras del pozo UD-149 para ensayos de compresión Uniaxial.

Tabla 4.1. Resistencia a la compresión de las muestras del pozo UD-149

ENSAYO UNIAXIAL					
Pozo	# Muestras	Profundidad d (pies)	Esfuerzo Axial Pico MPa (psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reportes
UD-149	2150-TRX-0	16365'	58.5 (8484.71)	1.081	Apéndice 1.1
UD-149	2153-TRX-0	16436'	122.3 (17738.12)	1.299	Apéndice 1.2
UD-149	2153-1-TRX-0		147 (21320.55)	1.403	Apéndice 1.3
UD-149	2154-TRX-0	16445'	114.9 (16664.84)	1.303	Apéndice 1.4
UD-149	2157-TRX-0	16589'	74.7 (10834.32)	1.088	Apéndice 1.5
UD-149	2159-TRX-0	16677'	100.5 (14576.29)	1.599	Apéndice 1.6
UD-149	2160-TRX-0	16804'	63.7 (9238.90)	1.171	Apéndice 1.7
UD-149	2168-TRX-0	17205'	16.2 (2349.61)	1.307	Apéndice 1.8
PROMEDIO			72.83 (10563.10)	1.281	–
Desviación Estándar			39.25 (5692.73)		–

En la tabla anterior se observa una resistencia a la compresión promedio para las muestras del pozo UD-149 de 72.83 MPa (10563.10 psi) con una desviación estándar de 39.25 MPa (5692.73 psi). Se puede observar en el pozo UD-149 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.

Es importante mencionar el pozo 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 la Tablas 4.2 se reflejan los resultados obtenidos en las muestras del pozo UD-149.

Tabla 4.2. Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo UD-149

ENSAYO BRASILERO					
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	Resistencia a la Tracción MPa (psi)	Esfuerzo Axial Aplicado MPa (Psi)	Reporte
UD-149	2151	16385'	-8.70 (-1261.83)	26.1 (3785.48)	Apéndice 2.1
UD-149	2152	16411'	-7.58 (-1099.39)	22.74 (3298.16)	Apéndice 2.2
UD-149	2155	16487'	-2.91 (-422.06)	8.73 (1266.18)	Apéndice 2.3
UD-149	2161	16822'	-5.10 (-739.69)	15.3 (2219.08)	Apéndice 2.4
UD-149	2163	16690'	-4.28 (620.76)	12.84 (1862.28)	Apéndice 2.5
UD-149	2166	17080'	-4.82 (-699.08)	14.46 (2097.25)	Apéndice 2.6
PROMEDIO			-5.57 (-807.86)	16.695 (2421.41)	–
Desviación Estándar			1.97 (285.72)	5.92 (858.62)	–

Se aprecia que para el pozo UD-149 la resistencia a la tracción promedio fue de 5.57 MPa (-807.86 psi) con una desviación estándar de 5.92 Mpa (858.62 psi). También se observan los valores de resistencia a la compresión, los cuales son tres veces superiores a los de tracción y vienen dados por la siguiente expresión (Ecuación 4.1):

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

dónde:

σ_1 : resistencia a la compresión en MPa

σ_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 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. (Tabla 4.3)

Tabla 4.3. Resistencia a la tracción indirecta de las muestras del pozo UD-149

ENSAYO TRIAXIAL							
Pozo	# Muestra	Profundidad (Pies)	($\sigma_a = \sigma_1$) MPa (psi)	(σ_3) MPa (psi)	Esfuerzo Desviador Pico MPa (psi)	Deformación Axial Pico (%)	Reporte
UD-149	2151	16385'	197 (28572.43)	5.6 (812.21)	187.5 (27194.56)	1.84	Apendice 3.1
UD-149	2156	16569'	194.8 (28253.34)	9.7 (1406.87)	181 (26251.82)	2.17	Apendice 3.2
UD-149	2158	16661'	220.4 (31966.31)	19.3 (2799.23)	196.8 (28543.42)	1.88	Apendice 3.3
UD-149	2162	16891'	90 (13053.39)	25.4 (3683.96)	60.7 (8803.79)	1.55	Apendice 3.4
UD-149	2167	17141'	259.3 (37608.28)	19.3 (2799.23)	235.8 (34199.89)	2.178	Apendice 3.5
UD-149	2169	17283'	268.8 (38936.13)	25.3 (3669.45)	239.3 (34707.52)	2.27	Apendice 3.6
PROMEDIO			205.05 (29739.98)	17.43 (2528.01)	183.52 (26617.32)	1.98	-
Desviación Estándar			58.66 (8507.91)	7.44 (1079.08)	59.34 (8606.54)	0.25	-

Se observa que para las muestras del pozo UD-149 se obtuvo un esfuerzo desviador promedio de 205.05 MPa (29739.98 psi) con una desviación estándar de 58.66 Mpa (8507.91). Se debe destacar que el pozo de acuerdo al esfuerzo desviador pico entran en el rango de alta dura (R6) de acuerdo a la clasificación de las rocas a partir de su resistencia a la compresión simple según ISRM (1981).

En el pozo se puede evidenciar que a medida que aumenta la presión de confinamiento (σ_3) el esfuerzo axial máximo aumenta ($\sigma_a = \sigma_1$).

Por otra parte, el comportamiento de las curvas esfuerzo-deformación de las muestras del pozo de estas muestras exhiben un comportamiento frágil-dúctil, debido a que una vez que alcanzan el límite elástico la carga axial continúa incrementando, estos experimentan una deformación permanente.

También que el esfuerzo desviador pico puede ser mayor indiferentemente a la profundidad que se encuentre como se puede ver en la tabla 4.3, en el pozo UD-149 se puede ver que a medida que aumenta la profundidad el esfuerzo desviador pico aumenta y puede disminuir de igual manera.

En la figura 4.1 se puede concluir que la integración de una etapa de equilibrio para diversas muestras genera mayor resistencia, ya que las muestras pueden soportar un mayor esfuerzo, lo que ocasiona que tarden más en romper.

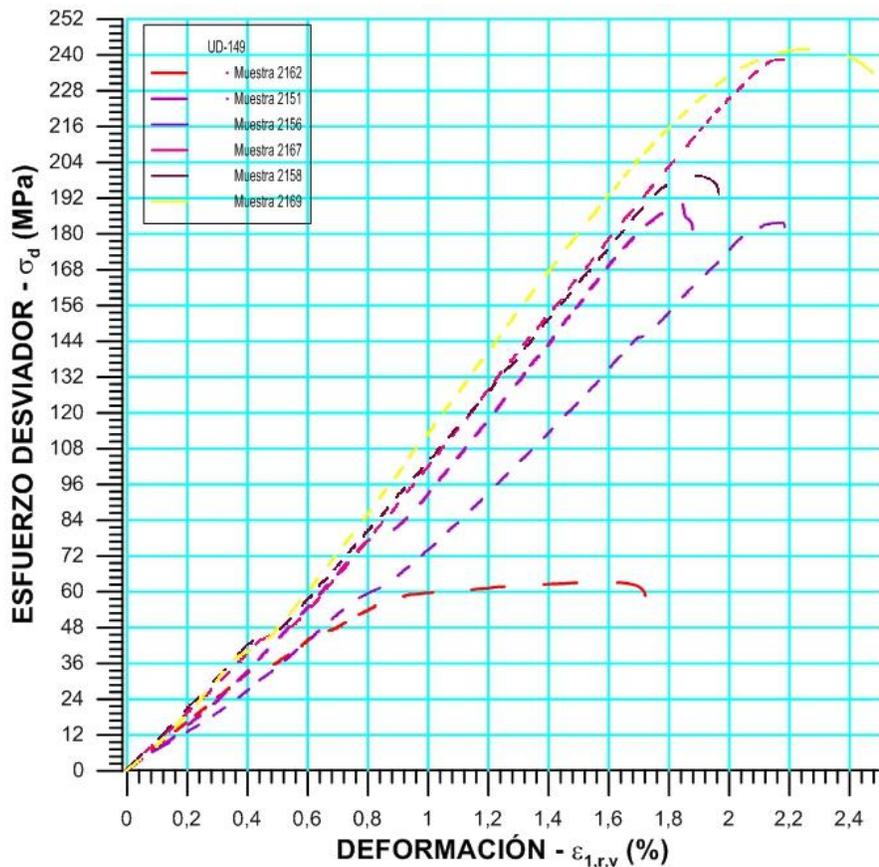


Figura 4.1. Gráficos de esfuerzo vs deformación de las muestras usadas en TRX para el pozo UD-149

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 la tabla 4.4 se reflejan los valores obtenidos de esfuerzo de corte, cohesión y ángulo de fricción de las muestras del pozo UD-149.

Tabla 4.4. Ensayo de corte directo-Rigidez Normal Constante (CNS) de las muestras del pozo UD-149.

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 ²	Reporte
UD-149	2155		Paralelo a los planos de estratificación	12.03	8.90	10.55	0.93	Apéndice 4.1
UD-149	2155-2		Paralelo a los planos de estratificación	4.66	1.14	42.29	0.70	Apéndice 4.2
UD-149	2152		Paralelo a los planos de estratificación	13.07	1.56	41.20	0.64	Apéndice 4.3
UD-149	2161		Paralelo a los planos de estratificación	4.75	1.18	44.80	0.65	Apéndice 4.4
UD-149	2163		Paralelo a los planos de estratificación	7.66	0.12	44.31	1.00	Apéndice 4.5
UD-149	2166		Paralelo a los planos de estratificación	9.31	4.86	27.87	0.00	Apéndice 4.6
PROMEDIO				8,58	2.96	35.17	-0.78	-
Desviación Estándar				3.25	3.03	12.40	-0.32	-

El esfuerzo de corte promedio para el pozo es de 8.58 MPa (1244psi), cuyos valores representan el esfuerzo de corte máximo para que la muestra rompa, con desviación estándar de 3.25 (471.37psi) respectivamente. También se obtuvieron valores de cohesión de 2.96MPa (429.31psi) y 35.17 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 4.2.

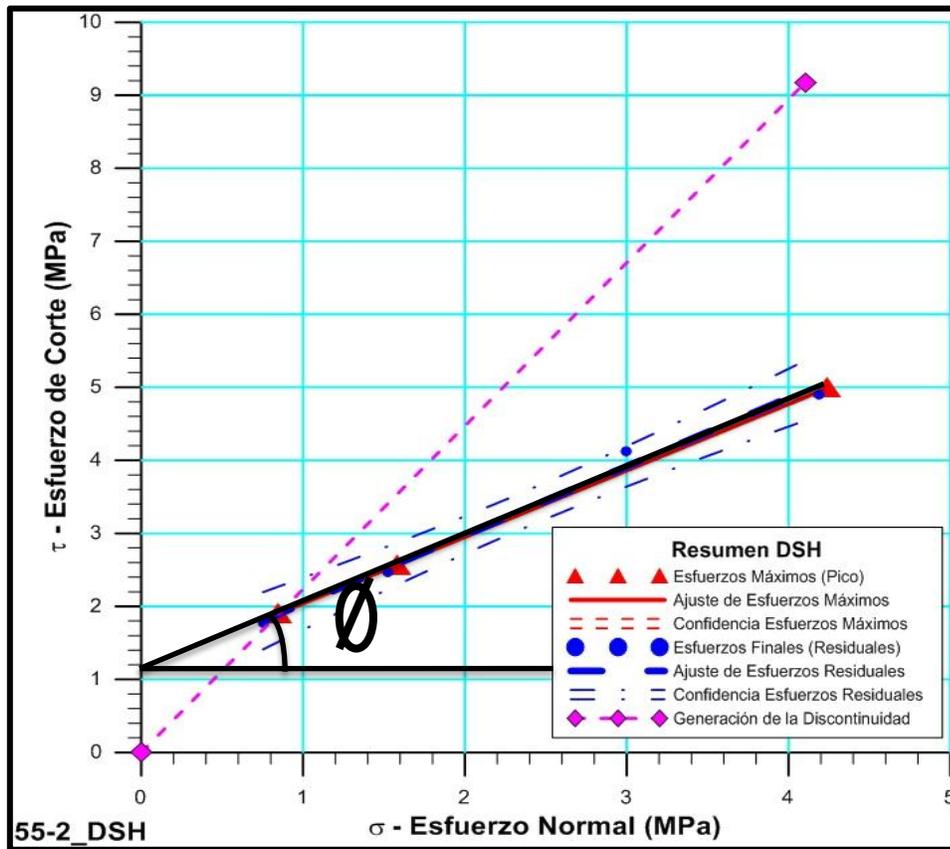


Figura 4.2. Aplicación del criterio de Mohr Coulomb a la muestra 2155-2-DSH del pozo UD-149

Los resultados promedios de cohesión y ángulo de fricción obtenidos en el pozo UD-149 fueron de 1.14 MPa (psi) y 42.29°. El valor de cohesión del pozo es alto, implicando a su vez que la rugosidad entre las discontinuidades es alta. En esta investigación las fracturas o discontinuidad se generaron paralelas a la estratificación que presentaba el espécimen.

El ensayo de corte directo puede ser realizado en dos condiciones: Esfuerzo normal constante [Constant Normal Load (CNL)] y rígidez normal constante [Constant Normal Stiffnees (CNS)]. Como se puede observar en la figura 4.3.

Estas condiciones son realizadas en laboratorio.

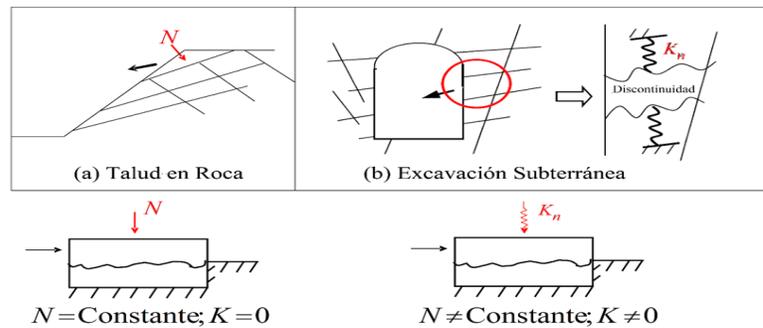


Figura 4.3. Condiciones de cómo pueden ser realizados los ensayos de corte en el laboratorio

A las muestras del pozo UD=149 se le realizó 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 provocará 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, σ_n aumentará. En este caso se habla de condiciones de rigidez constante (Constant normal stiffnes, CNS).

La rigidez se refiere a la resistencia de la roca de aguantar esos esfuerzos y que deslice.

Cuando se realiza el ensayo la muestra es sometida a un esfuerzo normal y aún 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 4.4 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 2152 se ensaya con una rigidez de 7600 KPa/mm. La rigidez que resiste la muestra en la etapa 1 es de 7450 KPa/mm, para el resto de las etapas del ensayo se puede observar como la rigidez disminuye esto ocurre a medida que se vence la rugosidad de las caras de los bloques donde se generó la fractura lo cual permite que la cara de los bloques se pulan.

La rigidez es una propiedad propia de la roca.

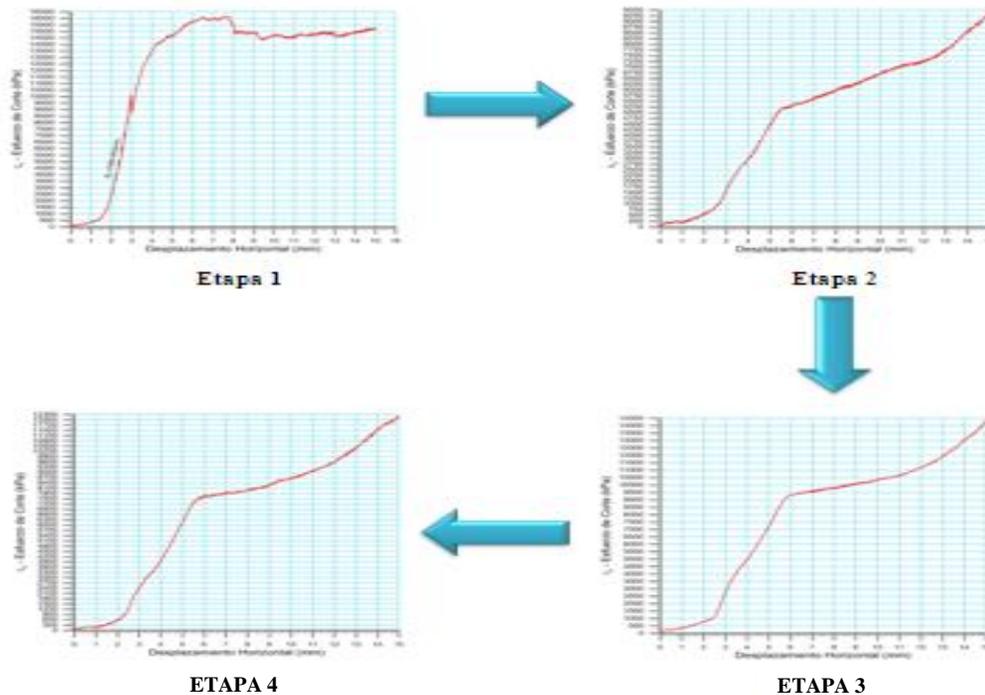


Figura 4.4. Etapas realizadas en el ensayo de corte de la muestra 2152.

4.1.5. Aplicación de los criterios de roturas

El uso de los criterios de rotura radica en estimar las propiedades mecánicas del pozo UD-149 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 4.5 se aprecian la envolvente

(no lineal) que mejor ajusta el comportamiento mecánico de las muestras del pozo UD-149.

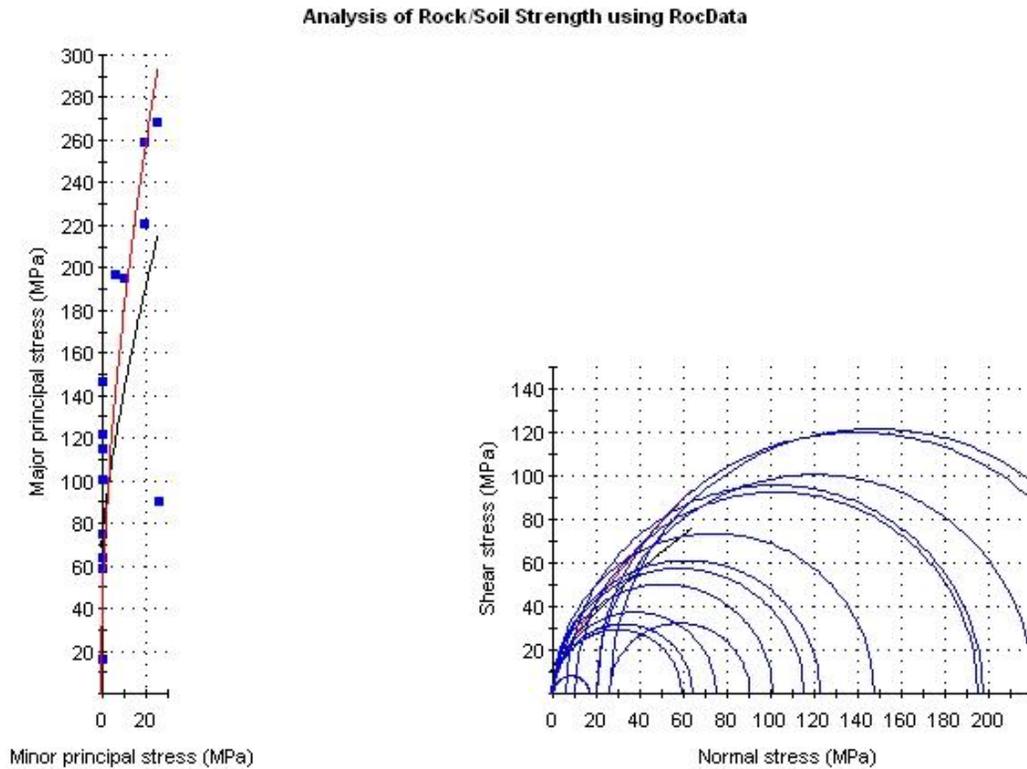


Figura 4.5. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado

La tendencia refleja un valor de cohesión de 15.529 MPa (psi), un ángulo de fricción de 54.51°, una resistencia a la tracción de 1.954 MPa (psi), una resistencia a la compresión de 80.107 MPa (psi) y un módulo de Young de 11931.94 MPa (1734665,437psi).

Se puede clasificar la roca de acuerdo a la ISRM (1981) como una roca medianamente dura (R5) de acuerdo a los valores de resistencia a la compresión, el pozo ya que se encuentran dentro del rango de (50-100) MPa.

EL módulo de Young que presentan los pozos está dentro del rango de una arenisca consolidada como se puede apreciar en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Ensayo Clasificación del tipo de roca según el Modulo de Young y la Relación de Poisson

Tipo de Roca	Módulo de Young (10^6 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

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.

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 4.8 se muestra la recta que mejor ajusta los esfuerzos de cizalla máximos de las últimas tres etapas de las muestra del pozo.

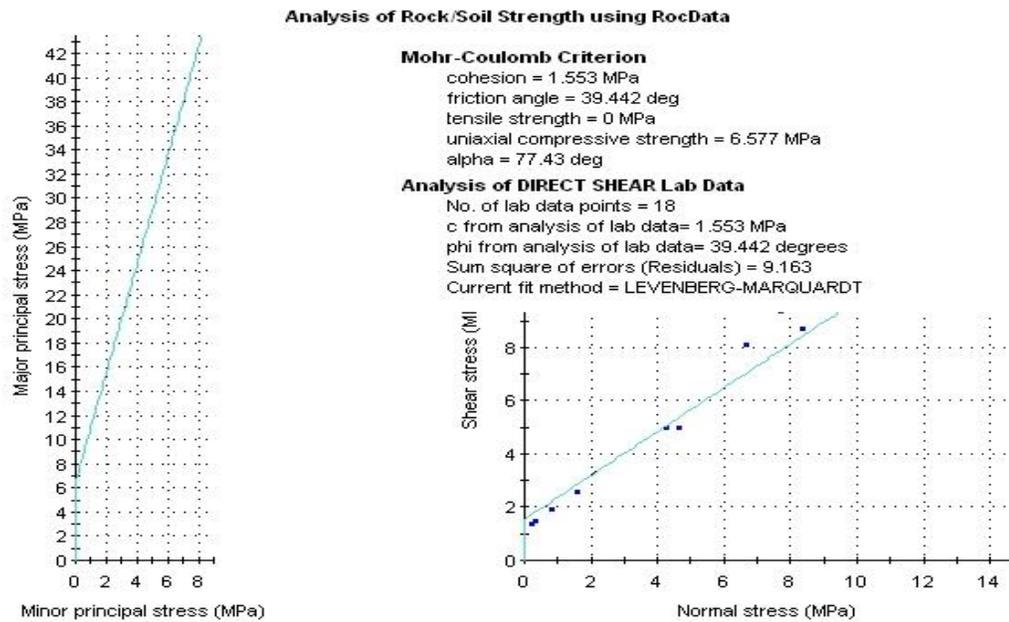


Figura 4.6. Criterio de Mohr Coulomb

Del grafico se obtienen valores de cohesión y ángulo de fricción igual a 1.553 MPa (psi) y 39.442 ° respectivamente.

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 alta entonces la rugosidad que presenta la discontinuidad es alta, se necesita un gran esfuerzo de cizallamiento para romper la muestra. Como esta investigación está orientada al diseño de fractura generar la misma será lo complicado por lo antes mencionado, además se debe buscar la durabilidad de la misma en el tiempo, lo cual se logrará 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 UD-149, el cual se toma como referencia para representar la caracterización geomecánica del yacimiento. Dicho pozo cuenta con ensayos geomecánico, análisis de secciones finas, historial de perforación y completación además de un set amplio de registros incluyendo sísmicos, densidad, caliper, gamma ray y un buen sumario de la perforación original.

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 y la falla Pueblo Viejo, 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 graben” 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 - graben” 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.

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 Cretáceo 21. 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.

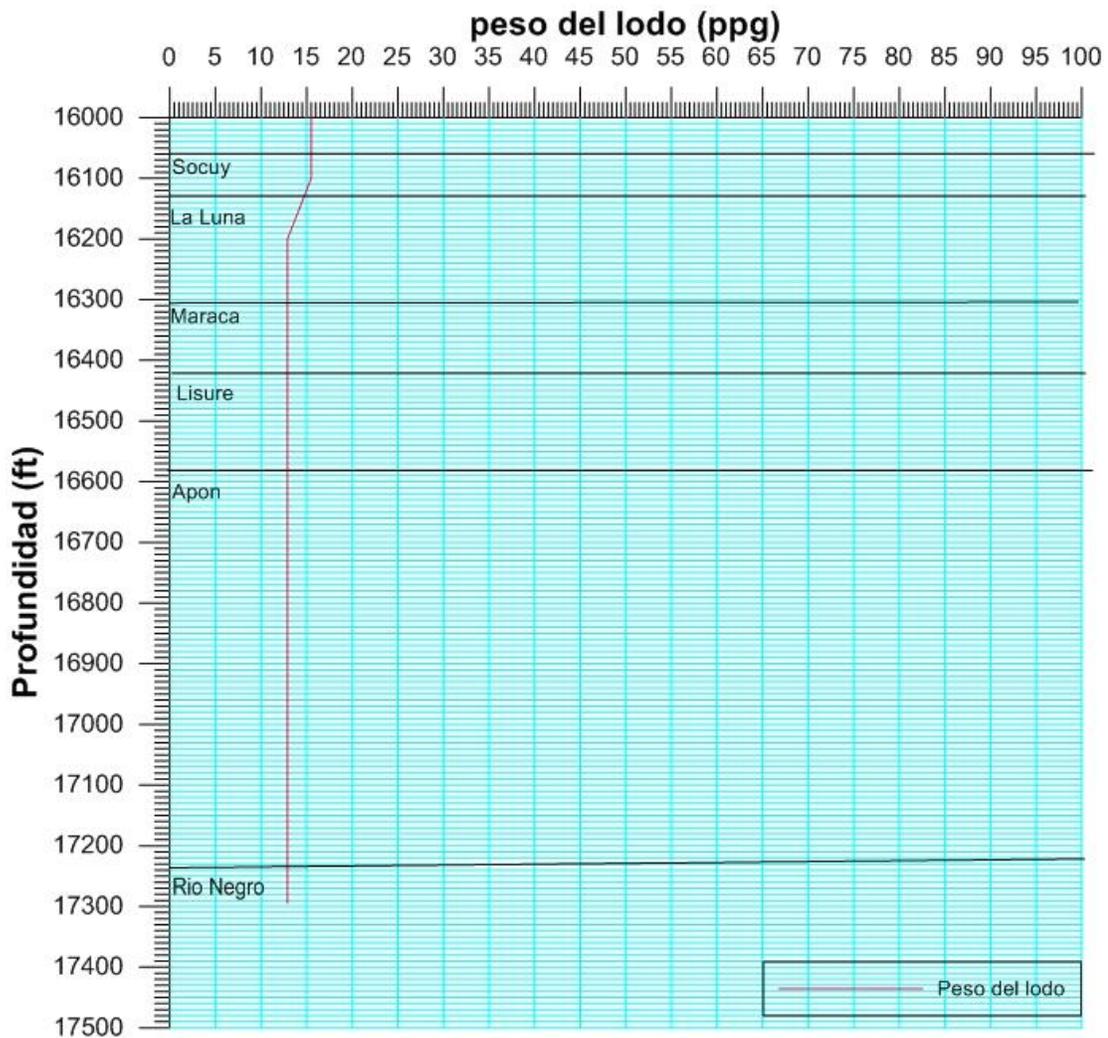


Figura 4.7. Eventos de perforación y pesos de lodo del pozo UD-149

Los principales eventos que se evidenciaron en los reportes de perforación fueron: arrastres puntuales, repasos, apoyos, pegas parciales y gasificaciones.

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.

4.2.3. Modelo estratigráfico

La sección estratigráfica del área de Urdaneta se inicia en el Cretácico con las areniscas de la formación Rio Negro, que tiene poco espesor al norte y al este, pero va en aumento en dirección oeste llegando a alcanzar 7.075 pies. Se puede dividir en dos partes: una sección basal, compuestas por areniscas transgresivas, conglomeríticas depositadas en un ambiente costero, que pasan a limolitas y lutitas calcáreas de ambiente de laguna costera, intercaladas con lutitas fosilíferas que componen el tope de la formación (H-D. Hedberg, 1931).

Durante el Aptiense, las areniscas de la Fm. Rio Negro fueron cubiertas por un mar epicontinental, donde en ambientes de aguas muy someras se comienzan a sedimentar las calizas bioclásticas del Grupo Cogollo; compuestas por rocas sedimentarias de edad cretácica que corresponden a las formaciones Apón, Lisure y Maraca (H.Garner, 1926).

La formación Apón, depositada a principios del Aptiense, a pesar de que es mayormente transgresiva, está descrita como calcarenitas conglomeráticas fosilíferas de colores que van de gris claro que puede llegar a blanco y a gris oscuro, con algunas capas de dolomita, con buenas porosidades, a diferencia de la porosidad promedio (cerca del 8%) (A. Sutton, 1946) Parnaud et al (1995), la divide en tres partes: la parte baja es interpretada como un sistema transgresivo (TST, la parte media forma la superficie de máxima inundación (MSF) y la parte superior de esta secuencia es caracterizada por regresión.

Las Formaciones Lisure y Maraca son de edad Albiense y también pueden ser divididas en tres partes: en una parte inferior interpretada como TST donde se depositó la formación Lisure, mayormente regresiva, con areniscas glauconíticas y con ciclos transgresivos de sedimentos calcáreos, una parte media que corresponde a un MSF, el cual no se observa en el Lago de Maracaibo debido a que fue erosionado; y una parte superior que es progradacional, la cual tampoco puede ser identificada en el Lago de Maracaibo debido al proceso de erosión (Parnaud et al,1995),

La Formación Maraca, transgresiva y muy somera se caracteriza por calizas de color marrón grisáceas, masivas e intercaladas con arcillas orgánicas de color negruzco. Sus espesores se encuentran entre los 10- 15 metros. La Formación Maraca es interpretada como ambientes lagunares e intramarea en la base, que pasa marino llano

hacia el tope, con foraminíferos planctónicos, pasando así gradualmente y no tan brusco a los sedimentos de la formación La Luna (González de Juana et al, 1980)

Suprayacente al Grupo Cogollo se encuentra la Fm. La Luna, interpretada como un sistema transgresivo, que evoluciona a una superficie de máxima inundación. Se caracteriza por dos aspectos fundamentales: está compuesta por sedimentos pelágicos depositados en un ambiente anoxico. Ambas características pueden ocurrir en ambientes profundos, pero no es imprescindible una gran profundidad (Parnaud et al, 1995). En efecto la transición del tope de la Formación Maraca con foraminíferos planctónicos a la Formación La Luna no ocurrió en un ambiente profundo, al encontrarse rocas de alto contenido orgánico del Aptiense en el miembro Machiques, de la Formación Apón de ambiente plataformal, indica que la anoxicidad de la Cuenca Occidental no se produjo necesariamente en ambientes profundos (Mendoza. V, 2005).

En la fase final del Cretácico, se depositaron las lutitas de la formación Colón y las areniscas de la Formación Mito Juan. Es difícil, separar ambas formaciones por lo que es conocida como el binomio Colón-Mito Juan. En la base de la formación Colón se observa una transgresión, que se caracteriza por presentar lutitas microfósilíferas de color gris oscuro a negras, macizas, púricas y ocasionalmente micáceas o glauconitas. Las lutitas son más arenosas hacia la base y hacia la parte superior, donde la unidad cambia transicionalmente hasta finalizar con un sistema encadenado de alto nivel (HST) en la Formación Mito Juan (Parnaud et al, 1995).

Posteriormente se encuentra la discordancia del Eoceno, caracterizada por un hiatus de 20 millones de años que se ubica entre los sedimentos de la Fm Misoa, depositada en el Eoceno y los sedimentos suprayacentes de la Fm. La Rosa de edad Mioceno (Parnaud et al, 1995). (Figura 4.8)

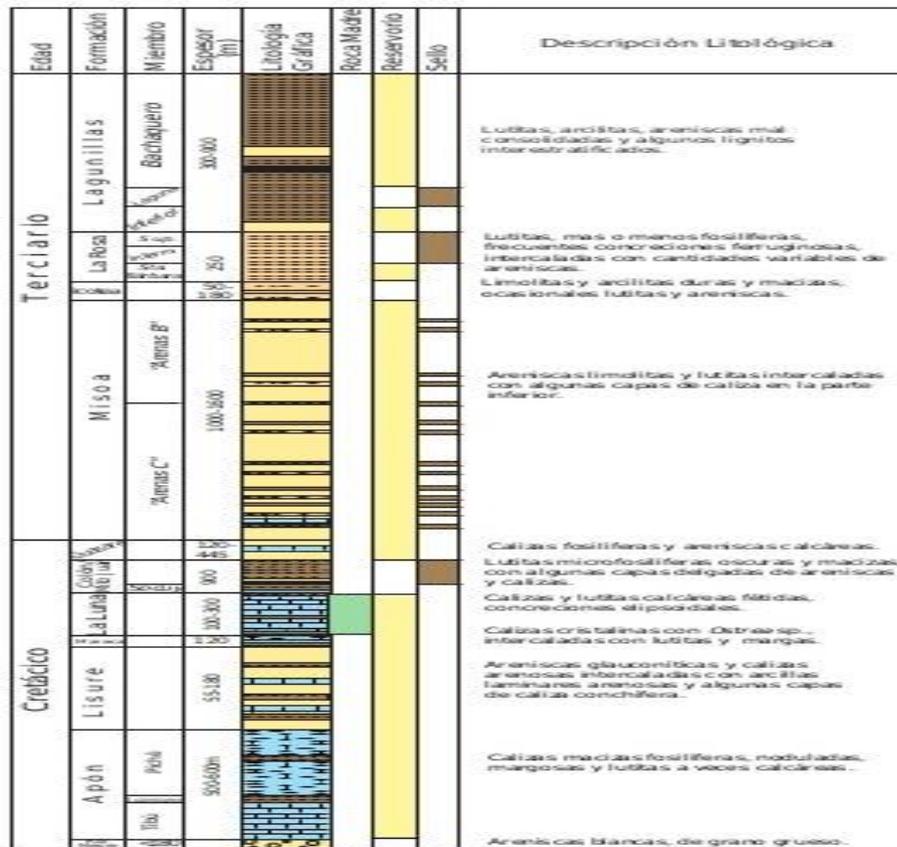


Figura 4.8. Columna estratigráfica compuesta del Lago de Maracaibo

4.2.4. Esfuerzo de sobrecarga

El cálculo del esfuerzo de sobrecarga se realizó mediante la aplicación de la Teoría de Heim, debido a la profundidad a la cual se encuentran las muestras en estudio, utilizando valores intermedios de los gradientes establecidos para rocas blandas y rocas duras. Obtenido como resultados esfuerzos de sobrecarga en rangos operacionales, la figura 4.9 muestra los valores obtenidos. El cálculo del esfuerzo de sobrecarga también se estimó mediante el uso del registro de densidad del pozo obteniéndose los valores mostrados en la figura 4.9.

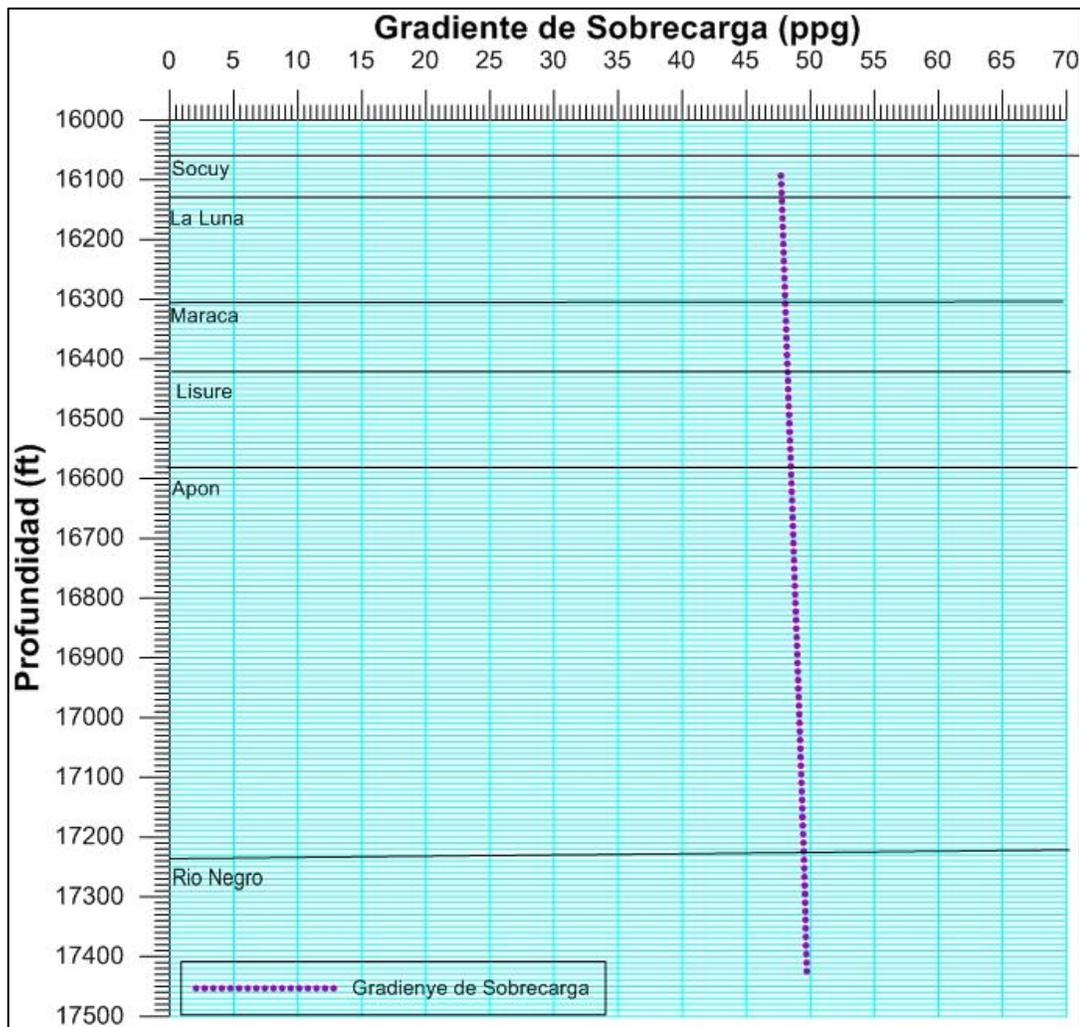


Figura 4.9. Esfuerzo de Sobrecarga calculado del registro de densidad

4.2.5. Presión de poros

Para la construcción de la curva de presión de poros se realizó una investigación profunda debido a la falta de datos, pruebas y registros en toda la extensión del pozo que permitan el implemento de softwares de predicción. se realizó el cálculo del porcentaje de arcillas , en base al mismo se creó una línea de base lutitas sobre el registro del Gamma Ray (82%) para discriminar las formaciones contentivas de un alto porcentaje de arcilla, Este criterio se comparó con los registros sísmicos compresionales del pozo, donde el tiempo de viaje de la onda “P” es comúnmente mayor en las lutitas.

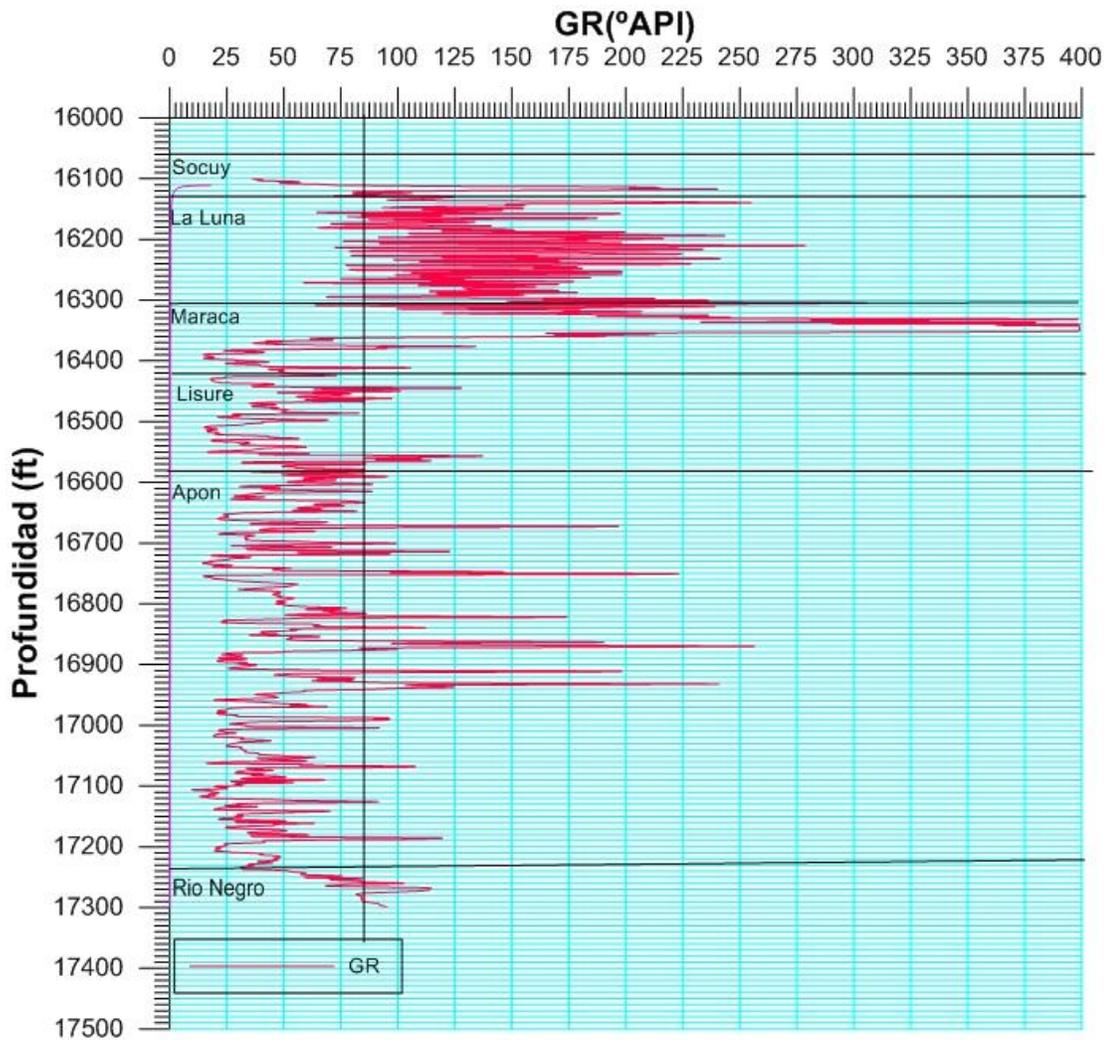


Figura 4.10. Discretización de Formaciones

Fuente: Ramos, R.2018.

El método empírico empleado fue el modelo de compactación de Heasker y Kharitonova y el método de Eaton. De los registros sísmicos se creó un tren de compactación normal para identificar zonas con presiones anormales y posteriormente cotejarla con la curva de presión de poros final.

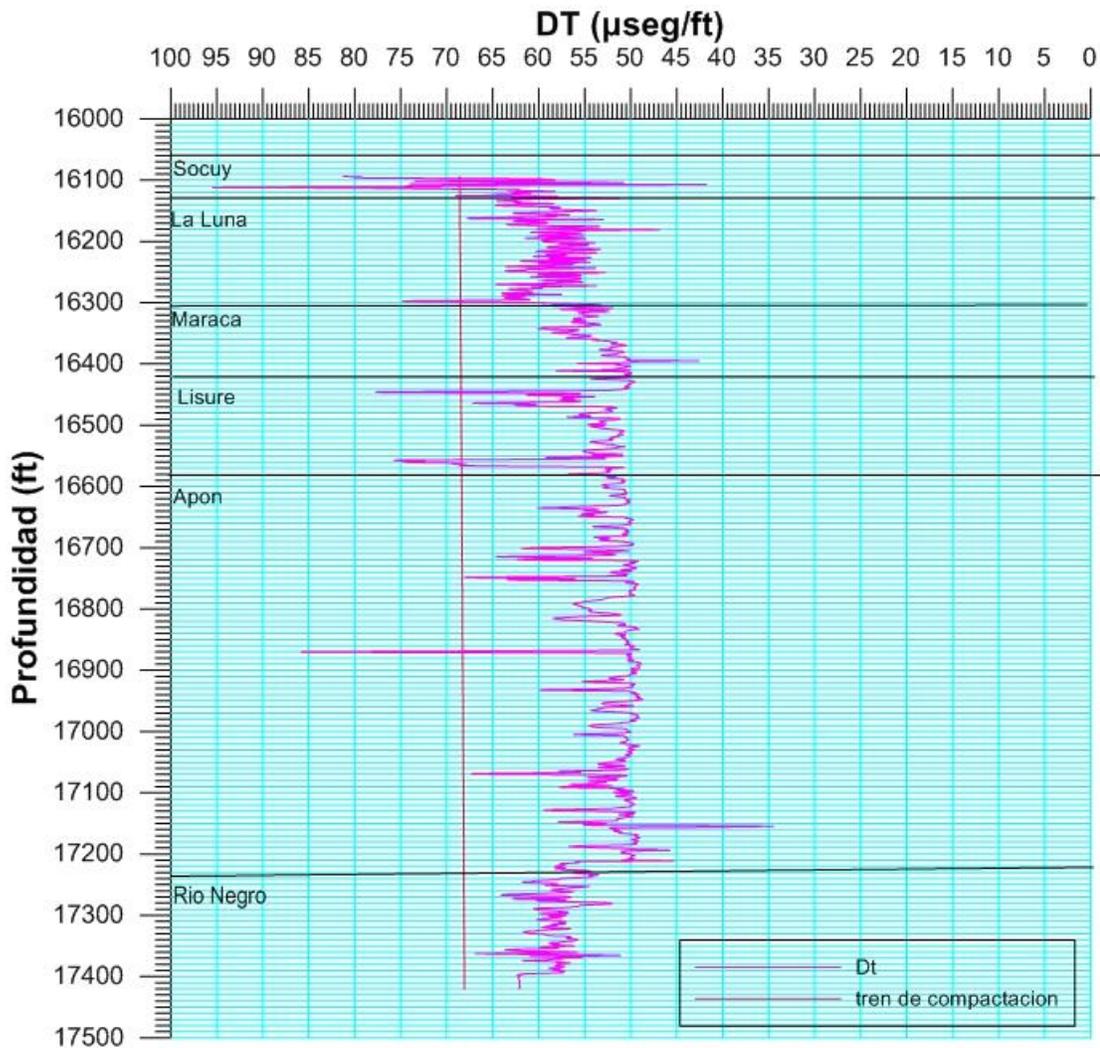


Figura 4.10.1 Identificación de zonas de presiones anormales (Método de Heasker y Kharitonova)

Fuente: Ramos, R. 2018

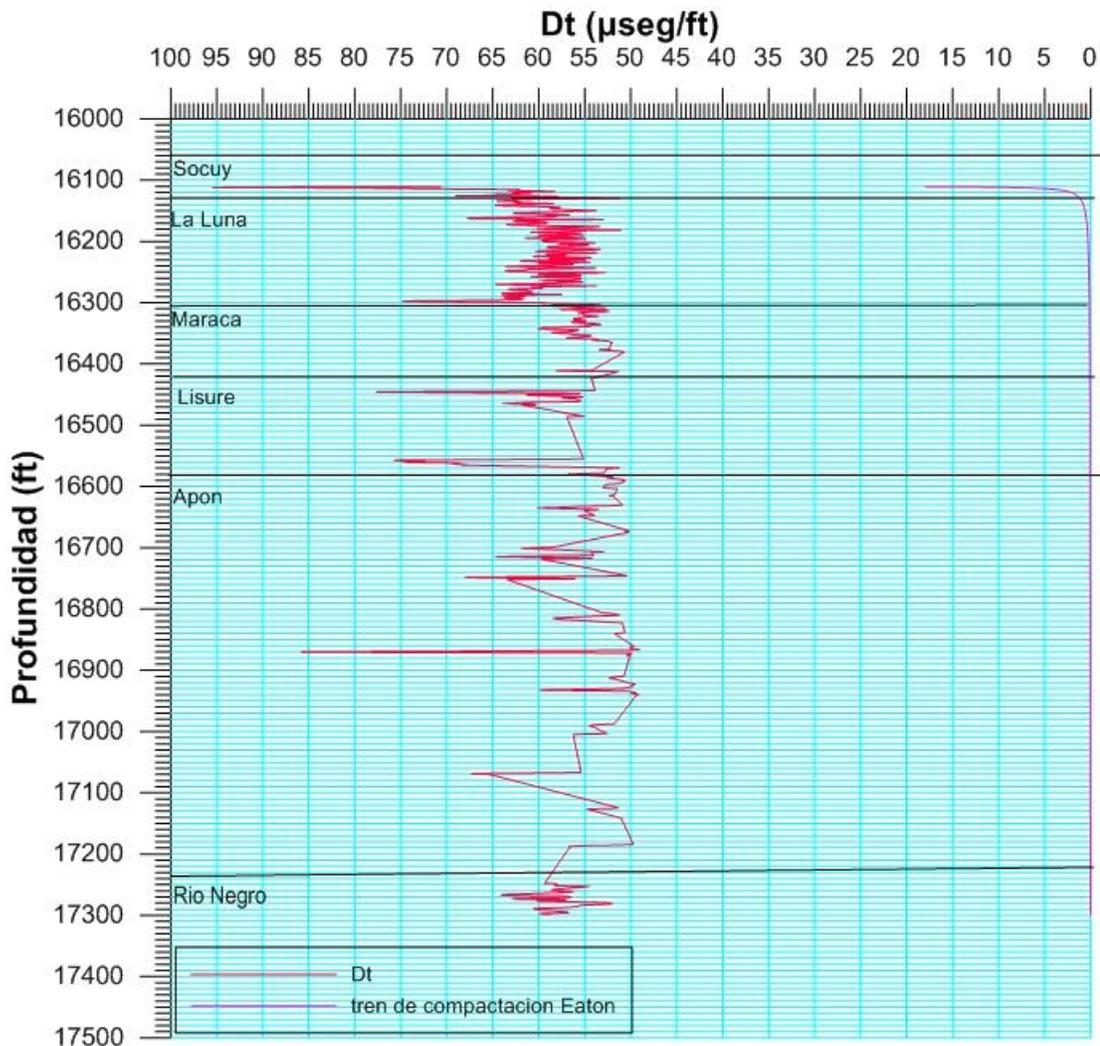


Figura 4.10.2 Identificación de zonas de presiones anormales (Método de Eaton)

Fuente: Ramos, R. 2018

De acuerdo con el análisis efectuado a los registros sísmicos, la presión de poros sigue una tendencia anómala en los topes de Socuy, La Luna, Maraca, Lisure, y Apon representando zonas sub-presurizadas en el pozo (Figura 4.10).

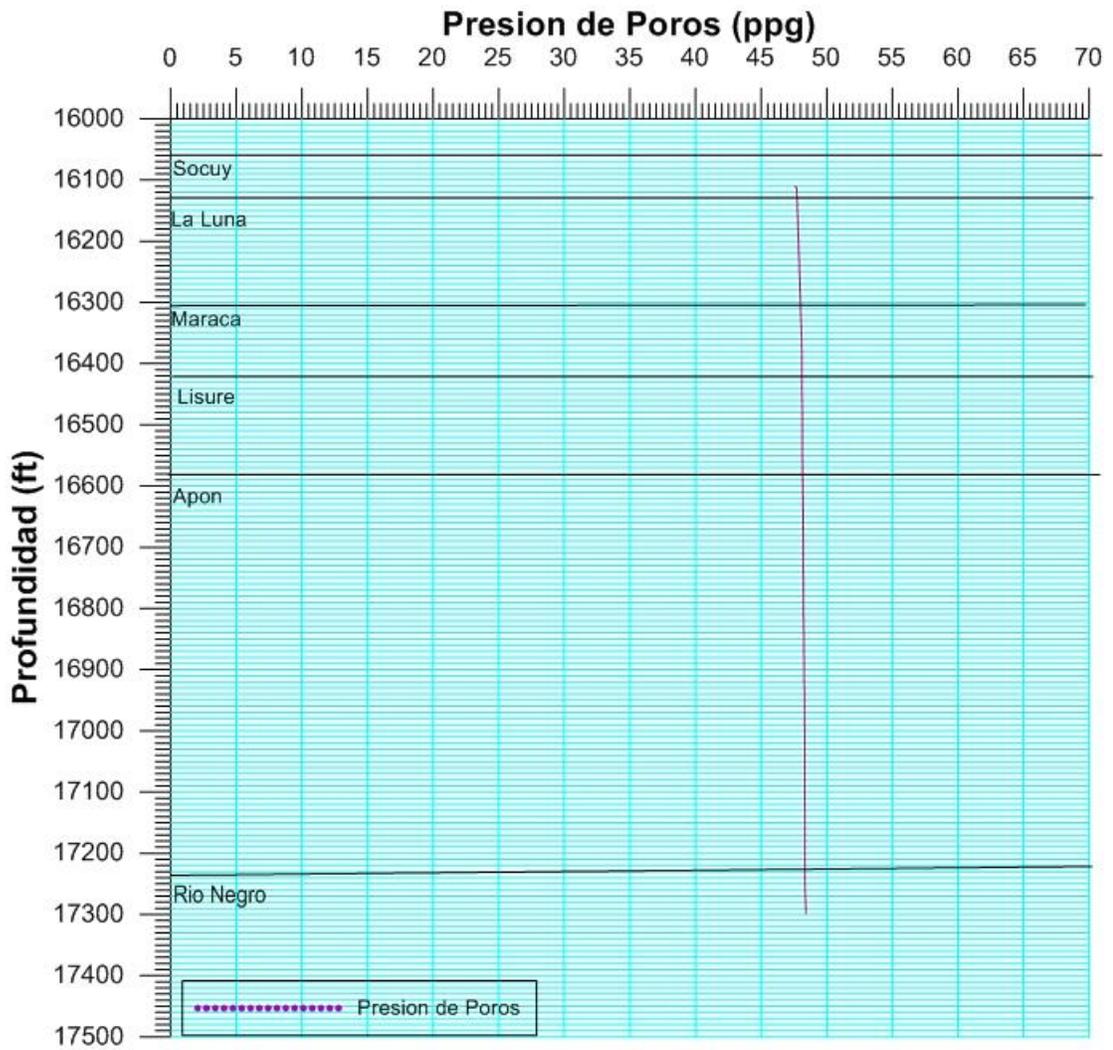


Figura 4.11 Gradiente de Presion de Poros final (Eaton)

Fuente: Ramos, R. 2018

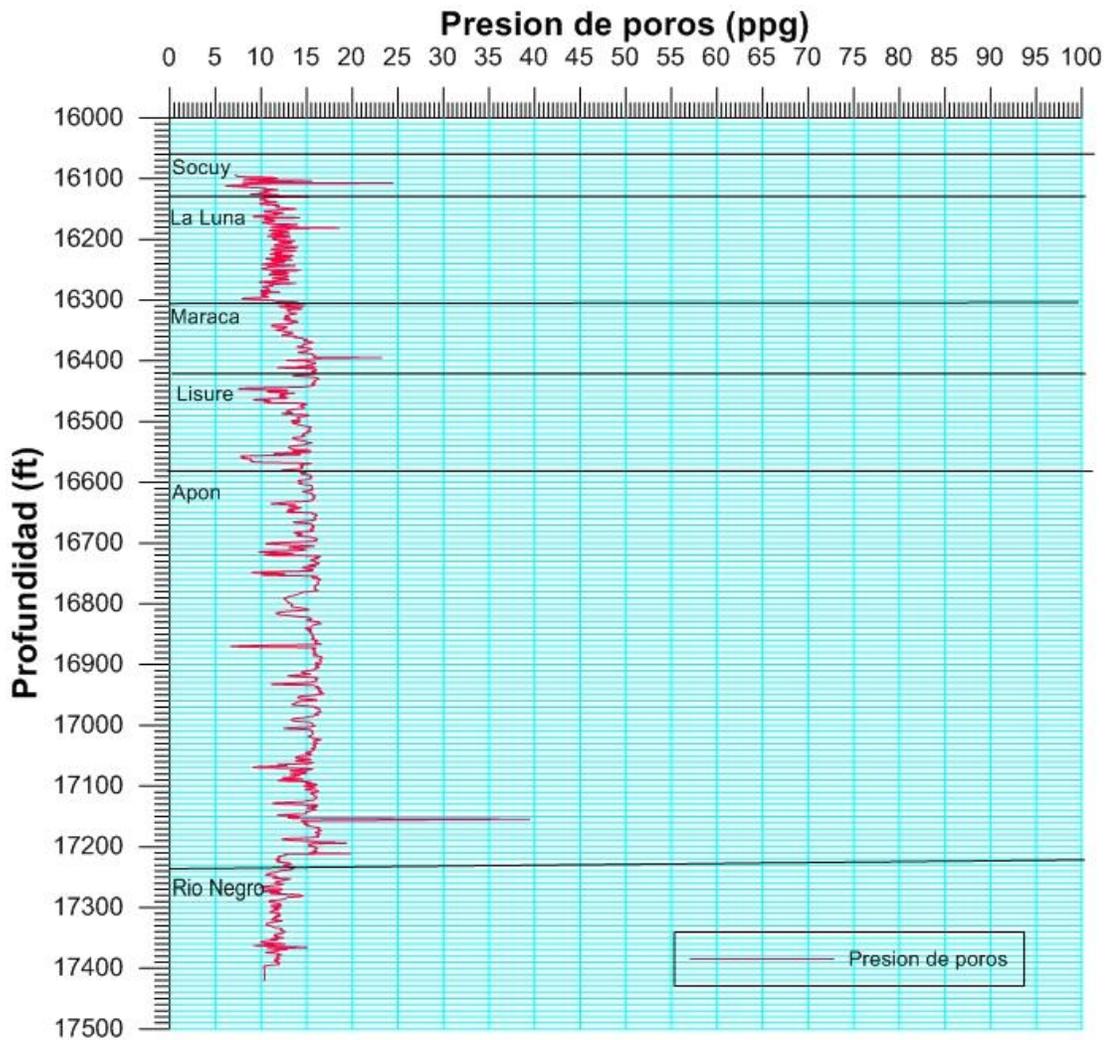


Figura 4.11.1 Gradiente de Presion de Poros final

Fuente: Ramos, R. 2018

4.2.6. Resistencia de la roca y propiedades elástica

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 el pozo al que se le realizó 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.

4.2.8. Magnitud de esfuerzo horizontal mínimo (σ_{hmin})

En la construcción del esfuerzo horizontal mínimo se utilizaron las variables del gradiente de sobrecarga (OBG), la presión de poro final calculada y también la relación de Poisson. Para la obtención de la magnitud del esfuerzo se utilizó la ecuación 4.1.

$$\sigma_{hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} * \sigma_v - P_p + P_p \quad (4.1)$$

dónde:

P_p = Presión de poros. psi

ν = Relación de Poisson, psi

σ_v = Esfuerzo de sobrecarga

Se aplicó también la teoría de Heim para el cálculo del esfuerzo mínimo horizontal. En las figuras 4.12 y 4.12.1 se observan los resultados de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, donde se obtiene un valor de 46,95 ppg y 11,85 ppg respectivamente, medidas a 16900', la cual representa la profundidad de interés para el diseño de fractura. (σ_{hmin}).

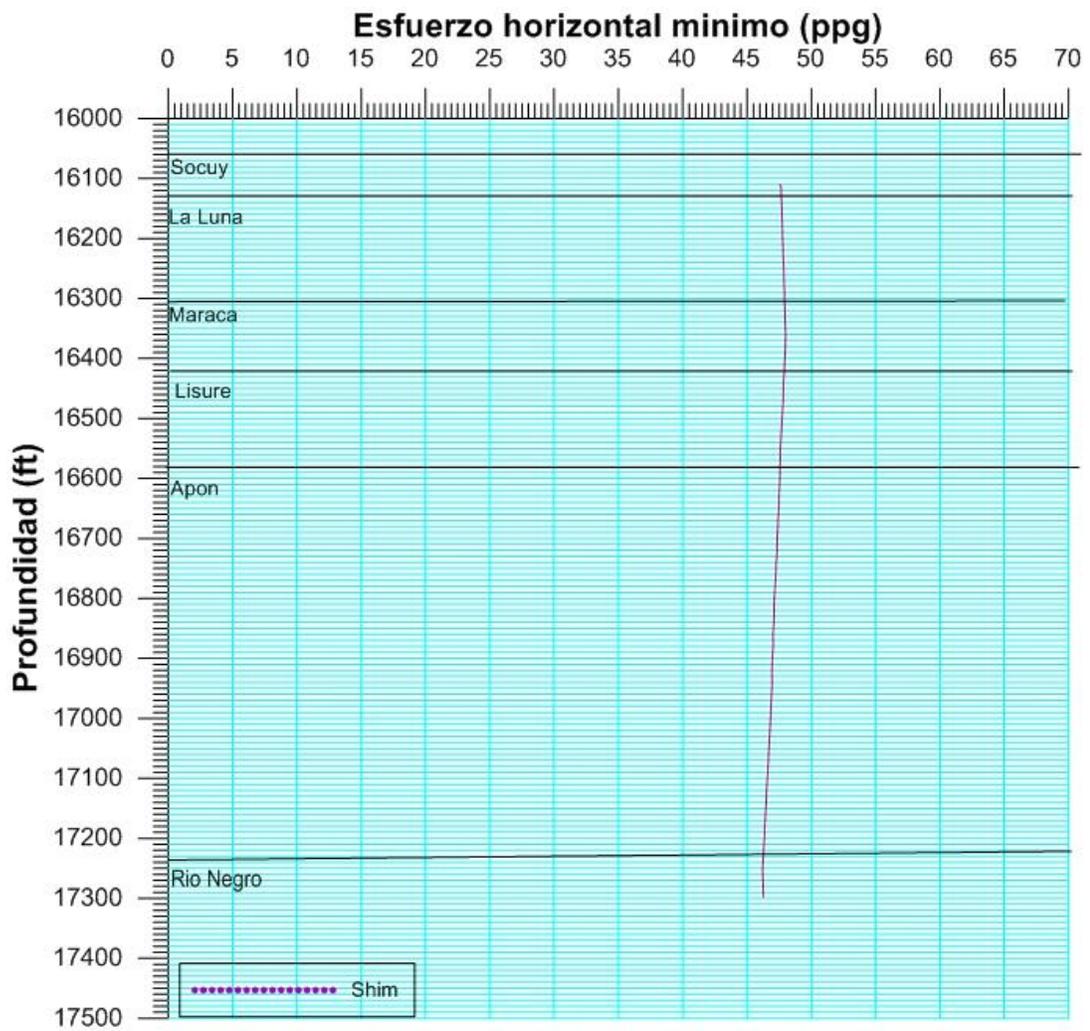


Figura 4.12. Esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin})(Eaton)

Fuente: Ramos, R. 2018

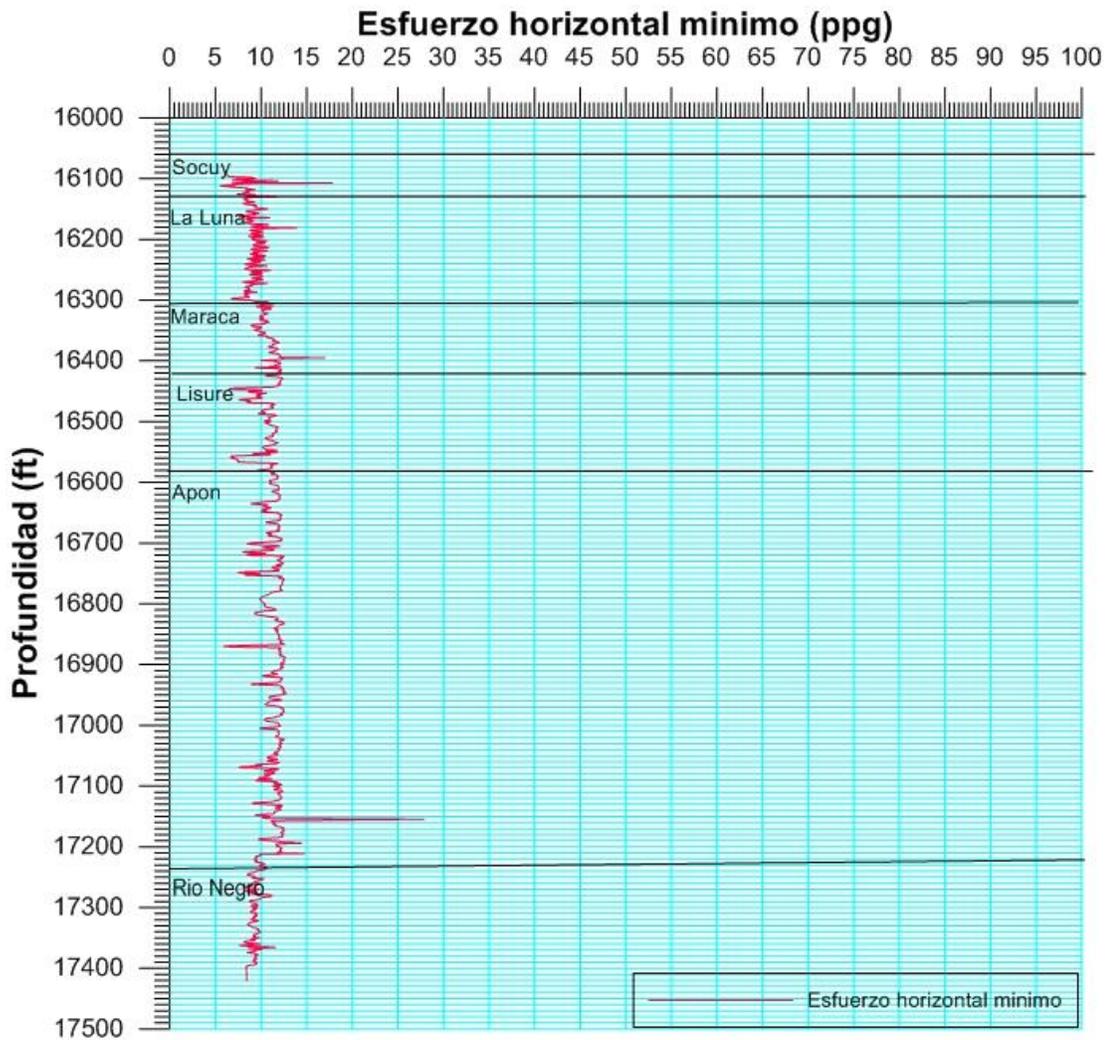


Figura 4.12.1. Esfuerzo horizontal mínimo (Shmin)

Fuente: Ramos, R. 2018

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 antes mencionado y el esfuerzo horizontal máximo será calculado a partir del esfuerzo vertical mínimo y al esfuerzo tectónico a partir de la ecuación (4.2):

$$\sigma_{Hmax} = \sigma_{hmin} + \sigma_T \tag{4.2}$$

dónde:

σ_h : esfuerzo horizontal mínimo, psi

σ_{tect} : esfuerzo tectónico, psi

En las figuras 4.13 y 4.13.1 se observan los resultados de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo.

También se aplicó la teoría de Heim para obtener la estimación del esfuerzo máximo horizontal. Los valores generados para la profundidad de 16900' fueron de 51,64 ppg y 13 ppg aproximadamente.

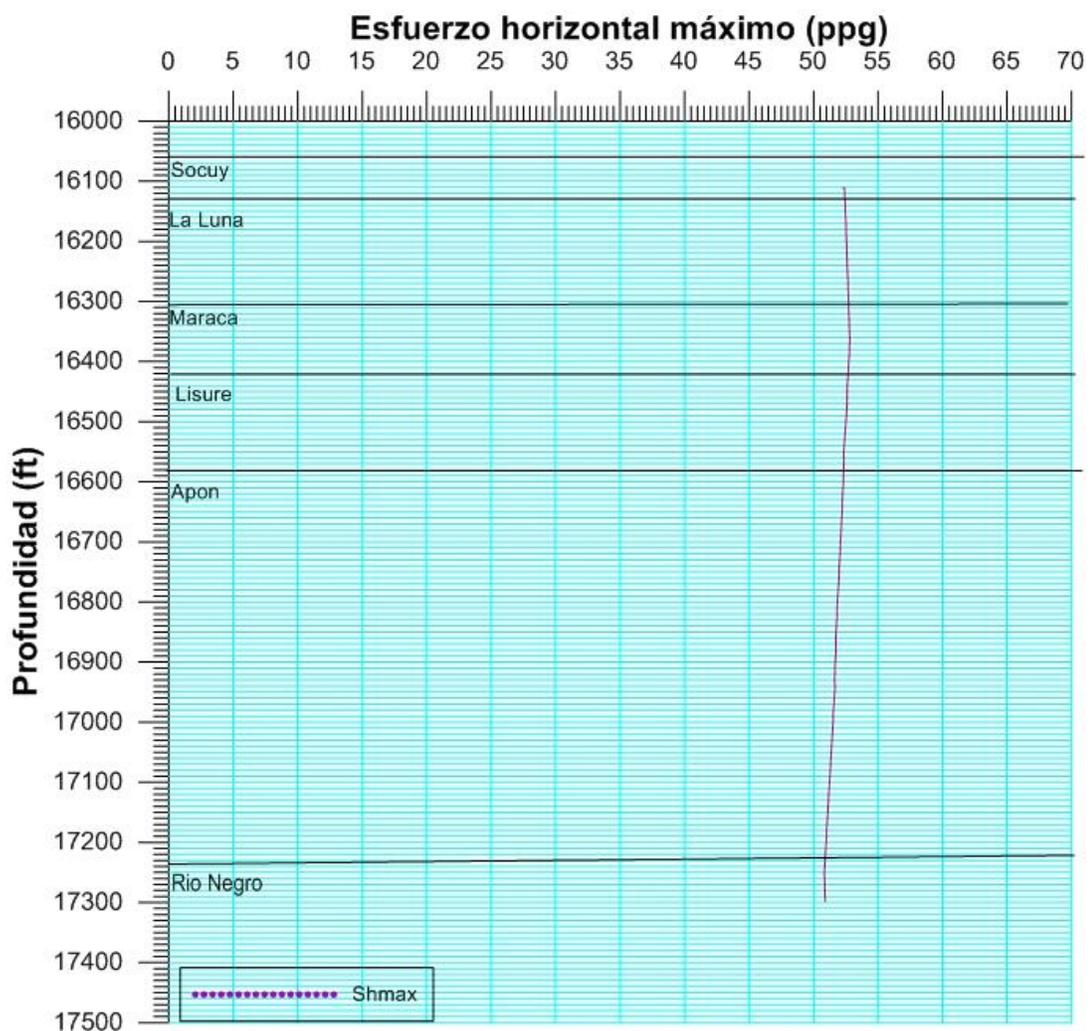


Figura 4.13. Esfuerzo horizontal máximo (SHmax)(Eaton)

Fuente: Ramos, R. 2018

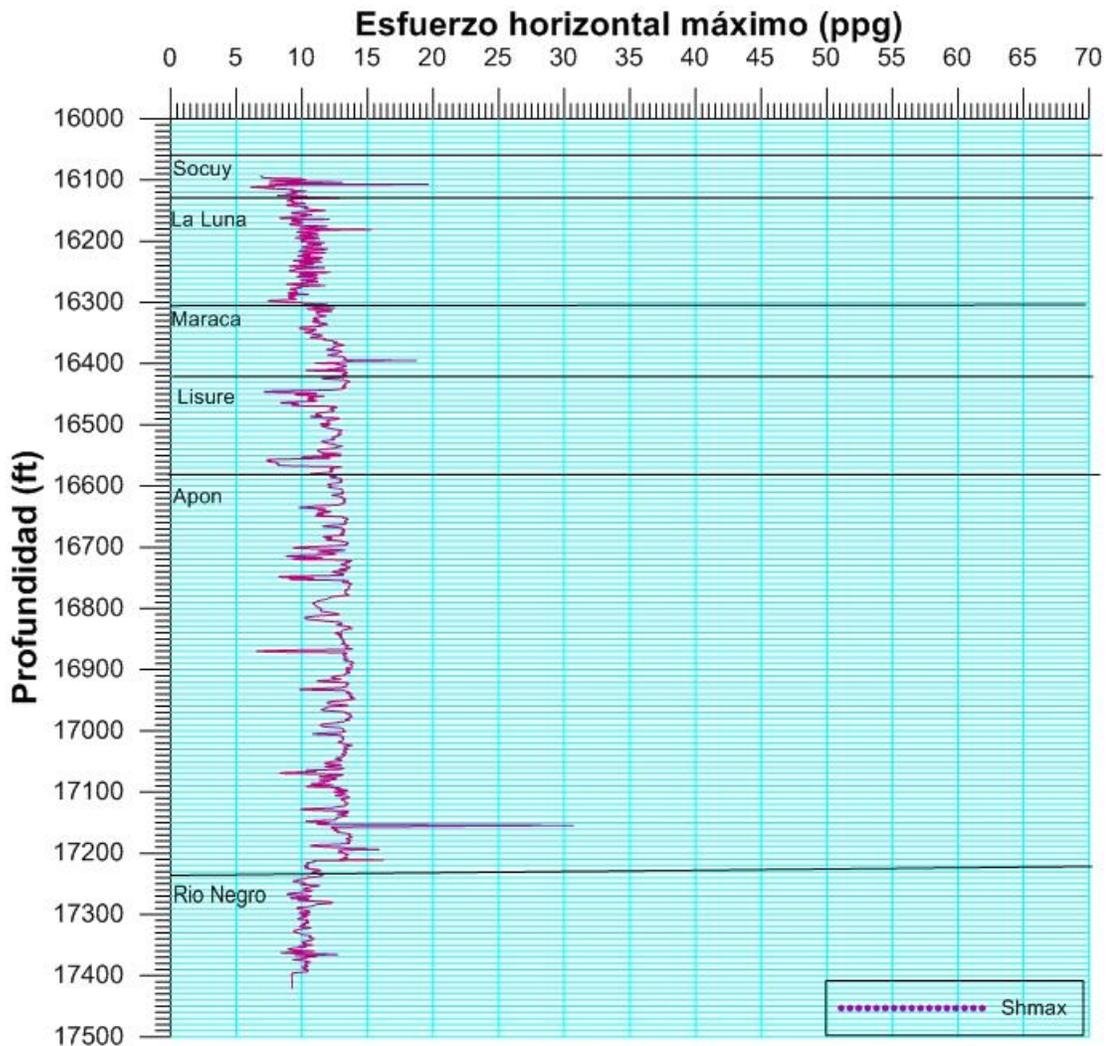


Figura 4.13.1. Esfuerzo horizontal máximo (SHmax)

Fuente: Ramos, R. 2018

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 4.14 se observa las magnitudes de los esfuerzos actuantes in situ, que definen el régimen de esfuerzos actuantes.

Al pozo 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.

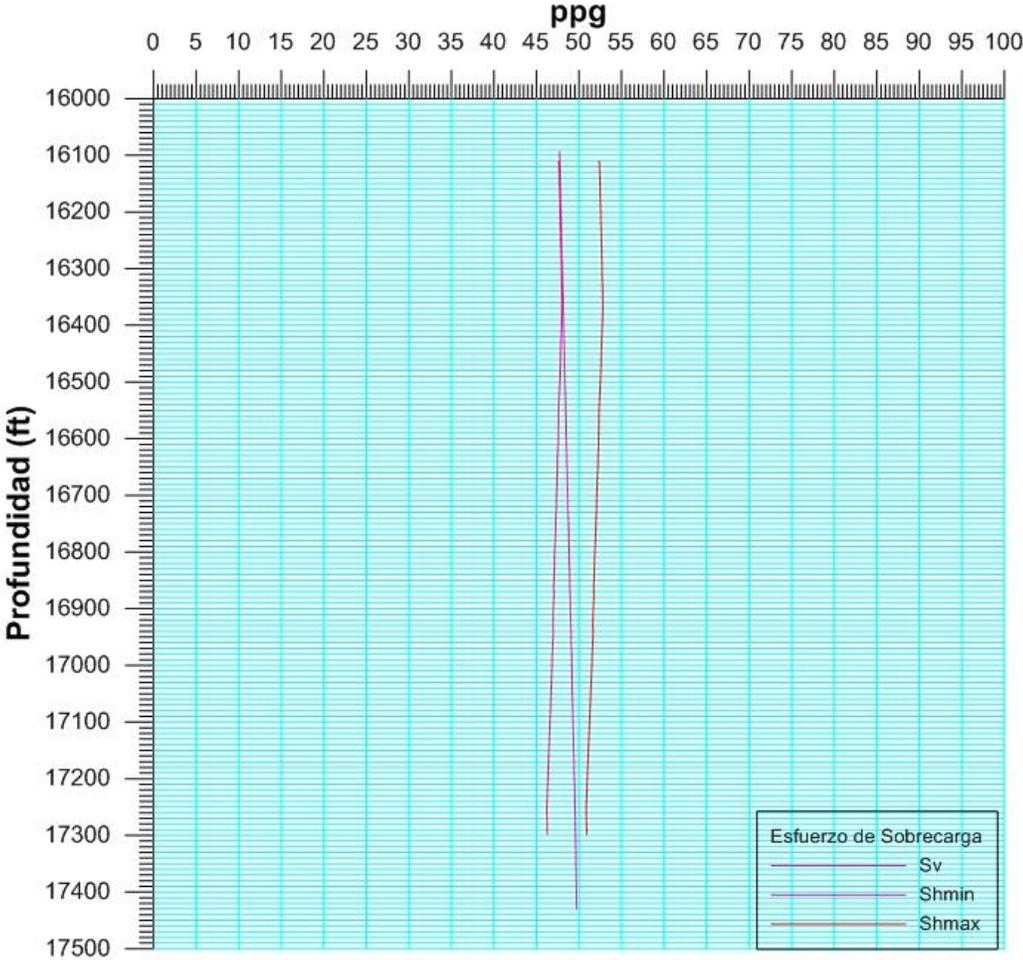


Figura 4.14. Régimen de esfuerzos actuantes en el campo (Eaton)

Fuente: Ramos, R. 2018

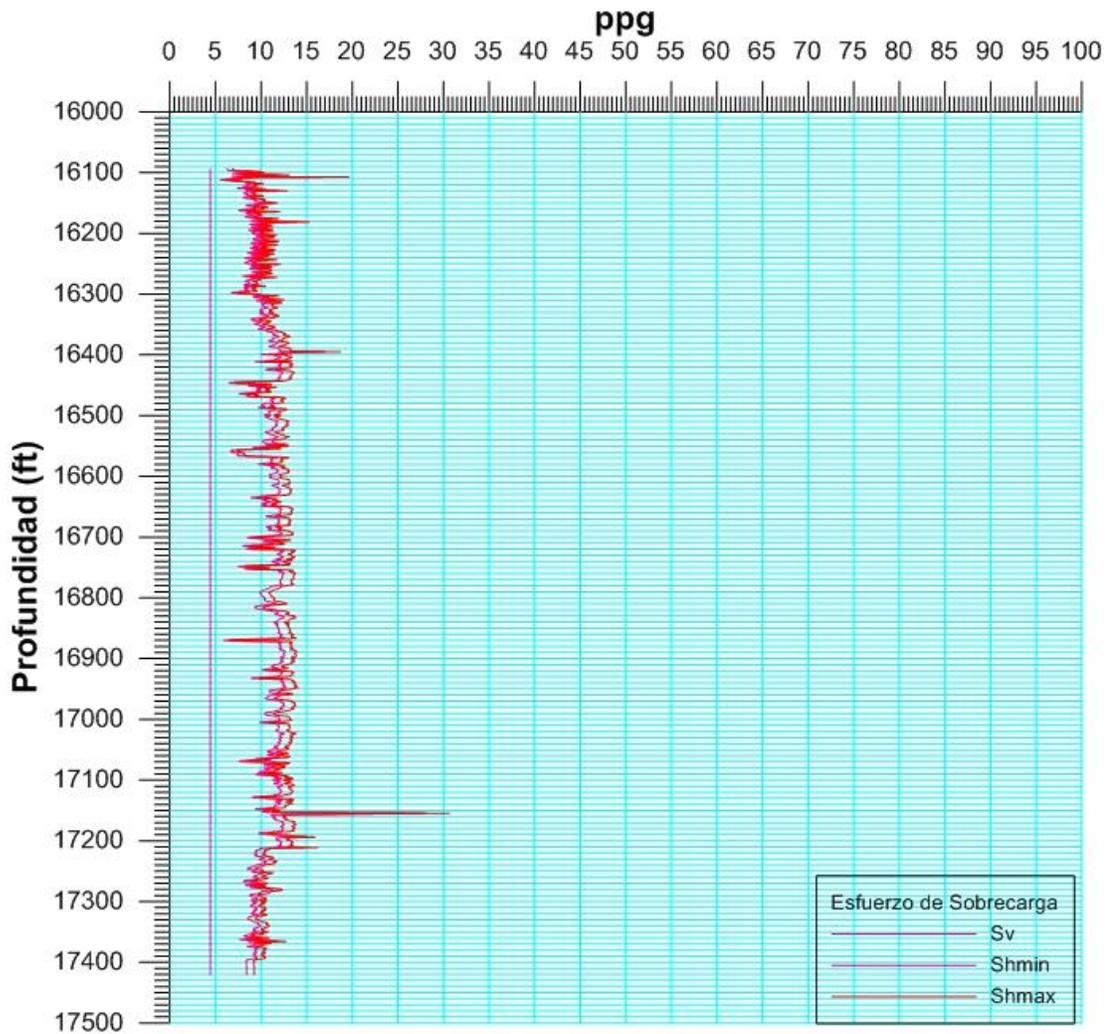


Figura 4.14.1. Régimen de esfuerzos actuantes en el campo

Fuente: Ramos, R. 2018

De las magnitudes estimadas en las Figura 4.14 y 4.14.1 se puede apreciar claramente que el régimen de esfuerzos actuantes obedece a un régimen normal ($S_H > S_h > S_V$), donde la mejor trayectoria de perforación sería horizontal.

Al pozo 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 4.15 se encuentra el criterio de Hoek-Brown que se le realizó.

Analysis of Rock/Soil Strength using RocData

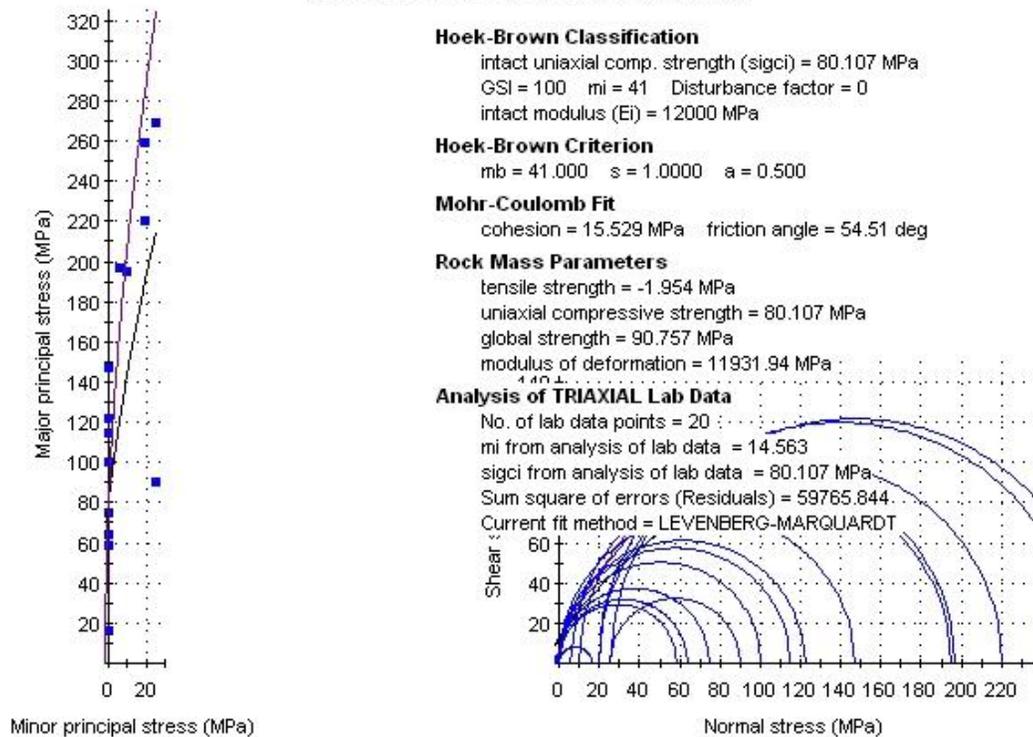


Figura 4.15. Gráfico del criterio de Hoek-Brown Generalizado.

De los valores obtenidos según el criterio de Hoek-Brown se puede decir que el ángulo de fricción interno es de 54,51°. En cuanto al valor de cohesión obtenido es de 15,5 MPa (2248.085 psi).

Debido a que no se hicieron pruebas de inyectividad en el pozo UD-149 para definir la presión de fractura se utilizó la correlación de Eaton (1969) la cual se basa en la hipótesis que la presión mínima requerida en el hoyo para propagar una fractura existente es la presión necesaria para vencer el esfuerzo principal mínimo. La presión de fractura fue calculada mediante la siguiente ecuación (4.3)

$$P_f = \sigma_{min} + P_p \quad (4.3)$$

A continuación, se representan los resultados de σ_{min} , P_f , P_p , en una sola imagen (figuras 4.16 y 4.16.1).

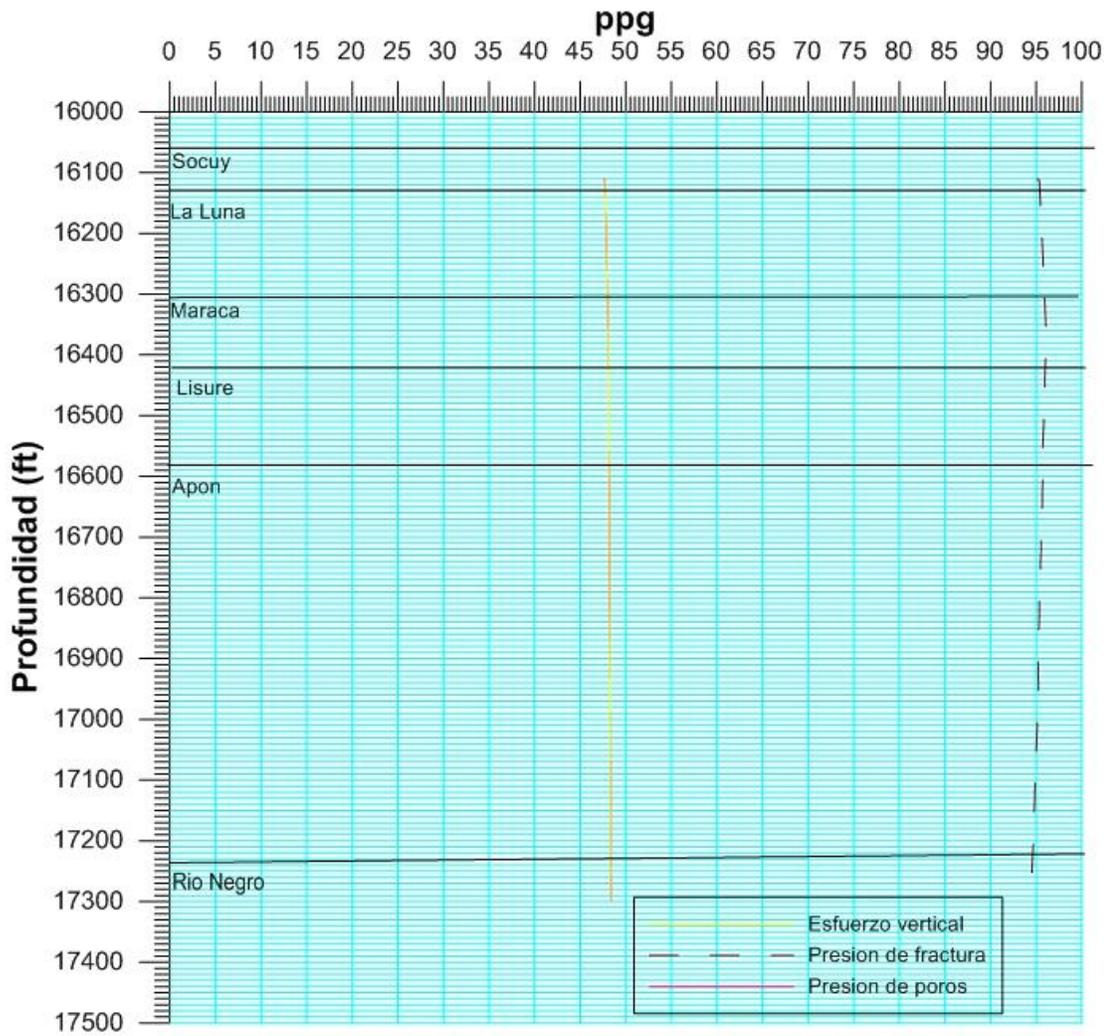


Figura 4.16. Sv, Pf, Pp, calculados (Eaton)

Fuente: Ramos,R (2018)

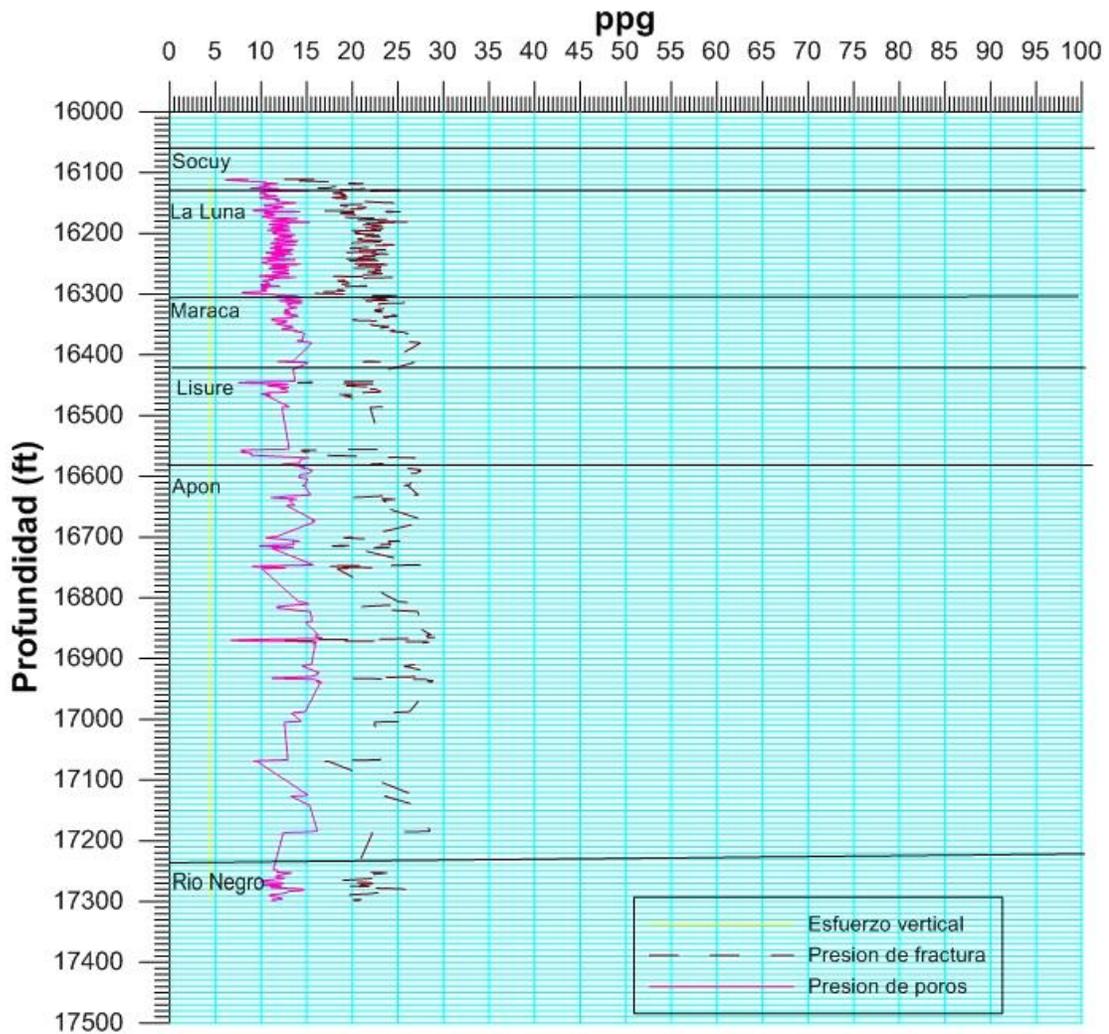


Figura 4.16.1. Sv, Pf, Pp, calculados.

Fuente: Ramos,R (2018)

4.3. APLICACIONES

4.3.1. Ventana operacional

En esta fase se representa un escenario 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 UD-149, 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.

Dicho escenario se representó en la configuración del pozo, el cual tiene una completación a hoyo desnudo en los intervalos 115937'- 17397'. El orden de magnitud de esfuerzos obtenidos es muy similar, por lo cual no se pueden ordenar de manera creciente. La densidad recomendada debe ser superior a la presión de poro y menor que el esfuerzo horizontal máximo, evitando derrumbes, pérdida de circulación e influjo hacia el pozo.

Las magnitudes obtenidas de los esfuerzos in situ y la presión de poros dejan un margen muy estrecho para la selección de la densidad del lodo de perforación. Puede llegar hacer una ventana arriesgada, pero se espera beneficios mayores en costos y tiempo. Figura 4.17

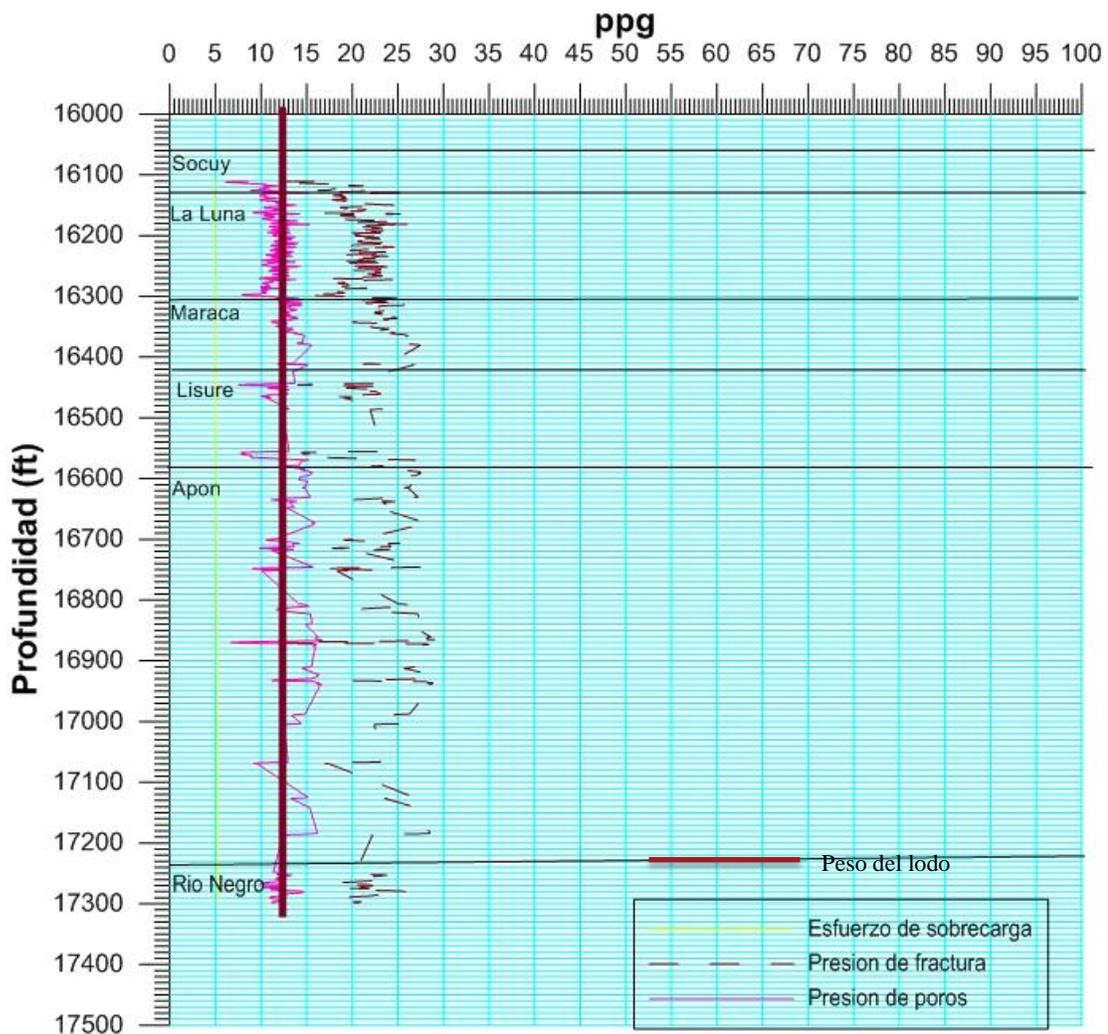


Figura 4.17 Ventana Operacional

4.3.2. Fracturamiento

Se presenta el diseño preliminar de fracturamiento hidráulico de la formación Apon, tomando como referencia el pozo UD-149, 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 Apon de edad Cretácico, en la cual se completó el pozo, posee un crudo mediano de 28° API y una presión de yacimiento de 12239 lpc (por formula). Según información suministrada la permeabilidad efectiva se encuentra alrededor de los 0,1 md, con una porosidad de 1%, no se tienen datos del contenido de arcilla, ni del corte de agua. Estas magnitudes deben ser revisadas y confirmadas con base en la toma de datos (registros, pruebas de presión, toma de núcleos).

Como se mencionó anteriormente, el diseño de fractura hidráulica que se presenta es hipotética y corresponde a un pozo tipo con características tomadas del pozo UD-149. Para discretizar la litología, se utilizó un registro GR y se planteó un posible intervalo cañoneado de 16980'-17070', contenido en la formación Apon. Dicho intervalo, se encuentra en un paquete de arena de unos 90 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.

Por otro lado, se consideró una completación a hoyo revestido hasta la profundidad de 17400'. El revestidor asumido es de 7" y la tubería de 3-1/2" con la punta de tubería a 168', 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 0.23 psi/ft y 0.22 psi/ft respectivamente. Los valores obtenidos de E y μ en la zona de interés es de 1.7×10^6 psi y 0.30 respectivamente.

En la figura 4.18, se muestra la conductividad de diferentes tipos y tamaños de material apuntalante bajo el esfuerzo de cierre estimado en la formación Apon (3909 psi al punto medio de los valores calculados)

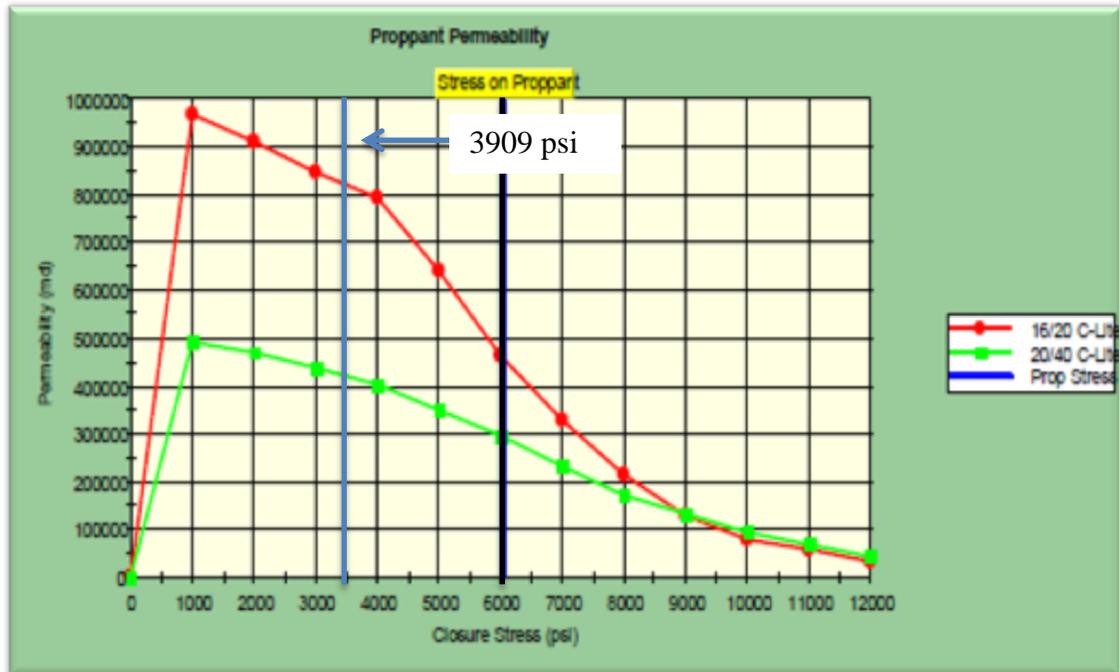


Figura 4.18. Agentes apuntalantes

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.

4.3.2.1. Diseño de la fractura propuesta usando el simulador

Para determinar el programa de bombeo que resulte en la geometría final de fractura se recomienda utilizar el simulador de FracCADE de la Cia. Schlumberger. Para ello, se debe utilizar información de presiones, análisis petrofísicos a partir de registros eléctricos y propiedades mecánicas de rocas. Este simulador es muy versátil pues permite manipular las diferentes variables (P_r , P_{wf} , P_b , K , etc) con el fin de obtener una fractura óptima.

A continuación se muestra la sincronía del uso del simulador para tener un diseño adecuado.

- ✓ Sección 1 se cargan al simulador todas las características y diseño de completación.
- ✓ Sección 2 se cargan al simulador los datos de la desviación el pozo.
- ✓ Sección 3 se cargan al simulador todos los datos del fluido reservorio.

- ✓ Sección 4 se analiza la permeabilidad del apuntalante a ser utilizado durante la operación de fractura.
- ✓ Sección 5 se ingresa el programa de bombeo.
- ✓ Sección 6 se obtiene los resultados mostrados por el simulador.
- ✓ Sección 7 se muestran las figuras del desarrollo de la fractura.

La Tabla 4.6 muestra la información suministrada en cada sección del simulador.

Tabla 4.6. Secciones e información suministrada al simulador.

1. Características y diseño de completación <ul style="list-style-type: none">• Temperatura de fondo• Tipo de pozo• Localización del pozo• Terminación del pozo
1.a. Información del tubing <ul style="list-style-type: none">• Diametro Interno• Peso• Diametro Externo• Profundidad
1.b. Información del Casing <ul style="list-style-type: none">• Diametro Interno• Peso• Diametro Externo• Profundidad
1.c. Información de la perforación <ul style="list-style-type: none">• Tope (MD)• Tope (TVD)• Base (MD)• Base (TVD)• Densidad de disparos• Número• Diametro
2. Survey del pozo <ul style="list-style-type: none">• MD• TVD• Angulo de desviación• Tasa del angulo de desviación• Angulo de Azimut• Tasa de angulo de azimut• Severidad de la pata de perro

3. Propiedades del fluido de reservorio

- Tipo de pozo
- Temperatura de reservorio
- Gravedad del petróleo
- Presión punto de burbuja
- GOR

4. Datos para el calculo de la permeabilidad del apuntalante

- Temperatura estática BH
- Presion del apuntalante
- Concentración del propanante de fractura
- Promedio del Modulo de Young

4.1 Información del Apuntalante

- Nombre del apuntalante
- Gravedad específica
- Diametro nominal
- Porosidad del paquete
- Permeabilidad

5. Descripción del trabajo

- Nombre
- Caudal de bombeo
- Nombre fluido
- Volumen fluido
- Gel concentración
- Tipo propanante
- Concentración de apuntalante

5.1.Fluidos Totales

5.2.Apuntalante total

5.3.Porcentajes en el colchón

5.4. Ejecución del trabajo

- Volumen de fluido por etapa
- Volumen del fluido acumulado
- Volumen de limpieza por etapa
- Volumen de limpieza acumulado
- Apuntalante por etapa
- Apuntalante acumulado
- promedio de la presión en superficie
- tiempo por etapa
- tiempo acumulado

6. Resultados del Simulador

- Fractura inicial tope (TVD)
- Fractura inicial fondo (TVD)
- Half-length apuntalante de fractura
- EOJ Hyd altura del pozo
- Promedio de altura apuntalante
- Promedio de concentración de gel
- Promedio del fluido gel factor de retención
- Presión neta
- Eficiencia
- Conductividad efectiva
- Efectividad F_{cd}
- Máxima Presión de superficie

6.1. Simulación de Resultados

- Tope
- Fondo
- Concentración del apuntalante
- Ancho del apuntalante
- Altura del apuntalante
- Concentración del apuntalante en la fractura
- Concentración del gel en la fractura
- Conductividad de la fractura

6.2. Información de la Geometría de la fractura

- Nombre de la zona
- Tope
- Base
- Altura
- Altura neta
- Ancho fractura
- Altura Fractura
- Conductividad de la Fractura

Resultado Fraccade

- Nombre de la etapa
- Nombre del fluido
- Tasa de bombeo
- Volumen de fluido
- Temperatura inyección de perforación
- Exposición a BHST de 204 °F
- Exposición a temperatura de 199 °F

CONCLUSIONES

- El análisis de falla que se les realizó a las muestras del pozo UD-149 permiten clasificar el tipo de roca como una arenisca consolidada, ya que el módulo de Young está en el rango de $1.7 \cdot 10^6$ 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 ensayo de corte con rigidez constante (CNS) es un ensayo que se ha realizado pocas veces 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 el pozo se puede obtener la rigidez propia de la roca. Los valores de rigidez en las muestras ensayadas, están en un rango de 7600 (kPa /mm).
- Los cálculos realizados para la obtención de las magnitudes de los esfuerzos de sobrecarga y horizontales permitieron observar que la Teoría de Heim se cumple a grandes profundidades, la magnitud de los esfuerzos son iguales.
- A partir de la magnitud del esfuerzo de sobrecarga y los esfuerzos horizontales se determinó que la mejor trayectoria del pozo es horizontal.
- El mejor escenario de peso de lodo de perforación para la mayoría de las localizaciones del Cretáceo está dentro del rango de 12- ppg.
- En base al régimen de esfuerzos actuantes el plano de fractura del pozo será perpendicular al esfuerzo horizontal.

RECOMENDACIONES

- Obtener un mayor número de núcleos para obtener un estudio más detallado y menor incertidumbre.
- 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 Formación Apon. Esos valores se recomienda usarlo para un nuevo diseño de fractura, con rangos más aproximados a la cohesión y fricción que puede darse en el yacimiento.
- Se recomienda realizar ensayos triaxiales drenados, para ver la interacción roca fluido que puede presentar el yacimiento Cretáceo.
- 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 obtener una carpeta de datos más completa.
- A nivel petrofísico, tomar registros desde el tope hasta el fondo del pozo para complementar la información obtenida del pozo y actualizarla.
- 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.
- Utilizar sensor de presión en el fondo durante el bombeo de 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.

Azocar, Y & Guacuto, R.(2017). *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.* Caracas: Universidad Central 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.

- Cevallos, Y. (2009). *Optimización de la producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio M-1 del pozo Y*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Diagnys, E. (2002). *Análisis de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el área eoceno frac*. Zulia, Venezuela: Universidad del Zulia.
- Farfan, M & Marconi, M. (2008). *Caracterización geomecánica para el proyecto del túnel del sistema subterráneo metro de caracas. línea 5, tramo bello monte – chuao (unefa)*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Gonzales, M. (2008). *Análisis no convencionales de perfiles de pozos y estudio geomecánico aplicados al área de tomoporo*. Maracaibo, Zulia: Universidad del Zulia.
- Hernandez, B. (2013). *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*. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- 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.
- Páramo, L.(2016). *Análisis geomecánico y de estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio*. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Portillo, M. (2011). *Análisis geomecánico en pozos del yacimiento c-inferior vlc-363, susceptibles a migración de finos*. Maracaibo, Zulia, Venezuela : Universidad del Zulia.
- Ramirez, P., & Alejano, L. (2004). *Mecánica de rocas: Fundamentos e ingeniería de taludes*. Malaga, España: Universidad Politécnica de Madrid.
- RocScience. (2013). Programa RocData V4.0. Toronto, Ontario, Canada .
- Rodriguez, A. (2013). *Estimación de parámetros geomecánicos a partir de sísmica 3d en el campo moporo ubicado al sureste del lago de maracaibo, estado zulia*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

San Blas, P. (2009). *Meodotologia para la construccion de un modelo geomecanico*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Sanches, R. (2017). *Ventana operativa para el diseño de un pozo marino obtenida a partir de la comparación de los métodos, línea base de lutitas y parámetros elásticos de las lutitas*. Ciudad de Mexico, Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

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.

Torres, L. (2009). *Construcción del modelo geomecánico del yacimiento lagunillas inferior 07*. Maracaibo, Zulia: Universidad del Zulia.

Valenzuela, C., & Galindo, L. (2011). *Evaluacion de la factibilidad tecnico-economica del fracturamiento hidraulico, en el campo guarico*. 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*. Standford: 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 del 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 norma, 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.