



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio

Liliana Marcela Páramo Sepúlveda

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2016

Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio

Liliana Marcela Páramo Sepúlveda

Trabajo final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería - Ingeniería de Petróleos

Director:

Ph.D. José Gildardo Osorio Gallego

Línea de Investigación:

Geomecánica Aplicada

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2016

A mi mamá,

Gracias por apoyar cada uno de los proyectos que emprendo, por el amor y entrega incondicional.

A Diego,

Por ser motivación y guía, por afrontar este reto conmigo de principio a fin.

Agradecimientos

Quiero agradecer sinceramente a aquellas personas que compartieron sus conocimientos conmigo para hacer posible la conclusión de este trabajo.

Gildardo Osorio

Profesor Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín

Por aceptarme para realizar este trabajo bajo su dirección, por su asesoría siempre dispuesta a pesar de la distancia y por compartir sus conocimientos conmigo para hacer posible la conclusión de este trabajo.

Guillermo Téllez

Coordinador G&G

Parex Resources

Por su orientación durante la elaboración del presente trabajo.

Diego Ramirez

Lider de Ingeniería de Producción

Parex Resources

Por sus ideas y recomendaciones durante la realización de este trabajo.

Ernesto Melo

Gerente de Perforación

Parex Resources

Por su comprensión y apoyo durante la realización de la maestría y el presente proyecto.

Resumen

Con 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.

Este escenario no es ajeno para el campo caso estudio, en el cual no fue posible acceder al terreno que permitía seleccionar la trayectoria de pozo más estable para alcanzar los objetivos. Dicha limitación ocasionó pérdidas de tiempo y dinero asociadas a problemas de inestabilidad del hueco, e incluso la pérdida de un pozo.

En el presente trabajo, 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.

Palabras clave: estabilidad de pozo, ventana de lodo, trayectoria de pozo.

Abstract

During the last years the discovery of new hydrocarbon reserves has posed different challenges to identify new prospects as well as to reach them. The last one is the main challenge for drilling engineers, who also have the important mission to overcome the facts related with drill the overburden formations to reach the proposed geological target, they must consider the limitations associated with achieving the best surface location such as socio-environmental and security restrictions; further complicating the engineering work to select a stable well trajectory.

This kind of facts also occur on the studied field, where the access to the best surface location that allows the safest trajectory to reach the targets was not be able. This limitation caused non productive time, and even loss a well.

In this work a geomechanical and wellbore stability study allowed us to determine the mud window and identify the safest well trajectory to drill the well # 3 in the field studied successfully in order to mitigate the risks associated with geomechanics issues.

Keywords: wellbore stability, mud window, well trajectory.

Contenido

	Pág.
Introducción	1
1. Generalidades del Campo Caso Estudio	3
1.1 Geología General	4
1.2 Estratigrafía	4
1.3 Sísmica	7
2. Modelo Geomecánico 1D	9
2.1 Propiedades elásticas de la Roca	10
2.1.1 Comportamiento Elástico:	12
2.2 Propiedades de resistencia de la roca	15
2.2.1 Resistencia a la compresibilidad uniaxial:	17
2.2.2 Resistencia a la Cizalla:	18
2.2.3 Resistencia a la Tensión:	18
2.3 Determinación de la magnitud del esfuerzo vertical o de sobrecarga	20
2.3.1 Registro de densidad Compuesto	22
2.3.2 Determinación del gradiente de sobrecarga (Overburden Gradient)	24
2.4 Determinación de la presión de poro de formación	25
2.4.1 El efecto de la compactación	27
2.4.2 Efectos diagenéticos	27
2.4.3 Efectos de densidad diferencial	27
2.4.4 Efectos de Migración de Fluidos	28
2.5 Magnitud del Esfuerzo Horizontal Mínimo	36
2.6 Magnitud del Esfuerzo Horizontal Máximo	41
2.7 Determinación de orientación de esfuerzos principales	44
3. Modelo de Estabilidad de Pozo	47
3.1 Cálculo de la presión de colapso	48
3.1.1 Esfuerzos que actúan alrededor de un pozo vertical	48
3.1.2 Criterio de falla de un pozo vertical con esfuerzos horizontales anisotrópicos	51
3.1.3 Criterio de falla de un pozo desviado con esfuerzos horizontales anisotrópicos	53
3.2 Selección de la trayectoria óptima del pozo	58
3.3 Predicción del peso de lodo requerido para cada sección del hueco	64
4. Análisis de Resultados	67
5. Conclusiones y recomendaciones	69

5.1	Conclusiones	69
5.2	Recomendaciones	71
Bibliografía		72

Lista de figuras

Figura 1-1. Localización Pozo#3	3
Figura 1-2. Columna estratigráfica generalizada de los llanos orientales	5
Figura 1-3 Línea Sísmica W-E (Inline 1689)	7
Figura 1-4 Sección de rumbo (crossline 967)	8
Figura 2-1. Esfuerzos in situ	9
Figura 2-2 Esfuerzos en el pozo	10
Figura 2-3 Típica data de laboratorio esfuerzo-deformación para una roca bien cementada que comienza a deformarse uniaxialmente	11
Figura 2-4 Módulos elásticos calculados Pozo de Correlación#2.	15
Figura 2-5 Propiedades de resistencia de la roca pozo de correlación #2.	17
Figura 2-6 Condiciones para la ocurrencia de fallas por tensión y por cizalla	19
Figura 2-7 Washouts en pozo de correlación 1	21
Figura 2-8 Calibración del registro de densidad pozo de Correlación 1	23
Figura 2-9 Registro de densidad Compuesto Pozo de Correlación 1	24
Figura 2-10 Gradiente de Sobrecarga Pozo de correlación 1	25
Figura 2-11 Registro sísmico del pozo de correlación 1	30
Figura 2-12 Registro de Rayos Gamma-Pozo de correlación 1	31
Figura 2-13 Tren de Compactación Normal.....	32
Figura 2-14 Tren de Compactación Normal-Pozo de correlación 1.....	33
Figura 2-15 Presión de Poro-Pozo de correlación 1	35
Figura 2-16 Presión de Poro Pozo de correlación 2	36
Figura 2-17 Esfuerzo horizontal mínimo para pozo de correlación 1	39
Figura 2-18 Esfuerzo horizontal mínimo para Pozo de correlación 2	40
Figura 2-19 Perfil de esfuerzos principales pozo de correlación 2	43
Figura 2-20 Después de la formación de un breakout, se espera que incremente en profundidad, pero no en ancho.....	44
Figura 2-21 Orientación de los esfuerzos horizontal máximo y mínimo a partir de la identificación de la orientación de breakouts y fracturas inducidas	45
Figura 2-22 Orientación y ancho de breakouts observados en el pozo de correlación 2. a. Breakouts en registro de imagen b. Breakouts alrededor del pozo, elaboración propia..	46
Figura 3-1 Sistema de coordenadas para un pozo desviado	49
Figura 3-2 Esfuerzos alrededor de un pozo en una formación elástica lineal	50
Figura 3-3 Concentración de esfuerzos en la cara del pozo para un pozo vertical donde el esfuerzo vertical es un esfuerzo principal	51
Figura 3-4 Vista de perfil y planta Pozo de correlación 2	56

Figura 3-5 Modelo Geomecánico y de estabilidad 1D – Pozo de correlación 2	57
Figura 3-6 Eventos durante la perforación del pozo de correlación 2	58
Figura 3-7 (a) Esfuerzos actuando en la cara del pozo en un pozo con una orientación arbitraria. (b) Sistema de coordenadas usado para transformar los esfuerzos principales conocidos. (c) Variación de los esfuerzos principales alrededor de un pozo con una orientación arbitraria. (b) Sistema de coordenadas usado para transformar los esfuerzos principales conocidos. (c) Variación de los esfuerzos principales alrededor de un pozo con una orientación arbitraria (d) Proyección de hemisferio bajo utilizada para mostrar la estabilidad relativa de pozos con diferentes desviaciones y azimut	59
Figura 3-8 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 6000ft TVD	61
Figura 3-9 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 7300ft TVD	61
Figura 3-10 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 9000ft TVD	62
Figura 3-11 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 10000ft TVD	62
Figura 3-12 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 10650ft TVD	63
Figura 3-13 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 11750ft TVD	63
Figura 3-14 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 12600ft TVD	64
Figura A-1 Orientación regional del esfuerzo horizontal Máximo en Colombia	2

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1 Descripción de unidades que serán perforadas por el pozo #3.....	6
Tabla 2-1 Constantes Modelo Greenberg-Castagna (Greenberg & Castagna, 1992)	13
Tabla 2-2 Relaciones entre los módulos de elasticidad de un material isotrópico (Zoback, 2007).....	14
Tabla 2-3 Métodos empíricos para la estimación del esfuerzo mínimo el en golfo de México (Zoback, 2007)	37
Tabla 3-1 Ventana de lodo sugerida para el pozo#3. Elaboración propia.	66

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad
A	Constante	-
B	Constante	-
C	Constante	-
E	Módulo de Young	MPa
G	Módulo de cizalla	MPa
K	Módulo Bulk	MPa
P	Presión	psi
R	Radio	Ft
S	Esfuerzo	Lb/gal
T	Resistencia a la tensión	Psi
V	Velocidad de onda sónica	μs/ft
X	Eje X del eje coordinado	-
Y	Eje Y del eje coordinado	-
Z	Eje Z del eje coordinado	-
Z	Profundidad	Ft

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad
ρ	Densidad	Lb/gal
\emptyset	Porosidad	%, fracción
κ	Factor tectónico	-
σ	Esfuerzo principal in-situ	Lb/gal
ν	Relación de Poisson	-
γ	Deformación de cizalla	Lb/gal
μ	Inverso de velocidad	s/m
θ	Ángulo	°
τ	Esfuerzo de Cizalla	Lb/gal
ε	Deformación	Pulg

Subíndices

Subíndice	Término
<i>A</i>	Dirección axial
<i>B</i>	Fondo de pozo
<i>H</i>	Horizontal mínimo
<i>H</i>	Horizontal máximo
<i>Lat</i>	Lateral
<i>Long</i>	Longitudinal
<i>Min</i>	Mínimo
<i>Max</i>	Máximo
<i>P</i>	Compresional
<i>R</i>	Dirección radial
<i>S</i>	Cizalla
<i>T</i>	Tangencial
<i>V</i>	Vertical
<i>W</i>	Pozo

Superíndices

Superíndice	Término
<i>N</i>	Exponente, potencia

Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>NPT</i>	Tiempo no productivo
<i>NTC</i>	Tren de Compactación Normal
<i>OBG</i>	Overburden Gradient
<i>RHOB</i>	Densidad bulk
<i>TWC</i>	Thick-Wall Cylinder
<i>UCS</i>	Resistencia a la compresibilidad Uniaxial

Introducción

El campo caso estudio está localizado en la Cuenca de los llanos Orientales, al occidente del departamento del Casanare en Colombia. El campo cuenta con dos pozos perforados; con la perforación del primer pozo se logró verificar la presencia de hidrocarburo en la formación Une, y con la perforación del segundo pozo se logró verificar la presencia de hidrocarburos en la formación Mirador. Actualmente, se planea perforar un tercer pozo en el campo, con el objetivo de probar producción comercial de hidrocarburo en la formación Mirador.

Debido a los problemas de estabilidad de pozo que se evidenciaron durante la perforación del pozo #2 y el SideTrack#1 del mismo pozo, tales como eventos de empaquetamiento durante la corrida del revestimiento y la reducción del tamaño del hueco en la formación León; se requiere incluir durante la fase de planeación de perforación de futuros pozos en el campo un análisis integrado de estabilidad, que señale todos los requerimientos para perforar un hueco lo suficientemente estable.

Para perforar un pozo estable es necesario identificar los factores que afectan la estabilidad para cada campo en particular, en este tipo de estudios se aplican conocimientos adquiridos en ingeniería de pozos, petrofísica y geomecánica en un enfoque interdisciplinario para analizar la información disponible de la perforación de pozos de correlación.

En el presente trabajo, se realizó un estudio geomecánico y de estabilidad de pozo que pretende ayudar a mitigar los riesgos de naturaleza geomecánica para perforar de forma exitosa el pozo#3 en el campo caso estudio. Para alcanzar dicho objetivo fue necesario recolectar, interpretar y procesar la información obtenida de la perforación de los dos primeros pozos en el campo, al igual que información de un pozo de correlación perforado en el mismo bloque, el cual fue de vital importancia en la realización del presente trabajo

ya que durante la perforación de los pozos del campo no se corrieron los registros necesarios que permitieran la posterior elaboración del modelo geomecánico, tales como registro de densidad y sónico.

A partir de dicha información se calcularon propiedades tales como esfuerzo vertical, presión de poro, propiedades de resistencia de la roca y esfuerzo mínimo en el pozo de correlación 1, que posteriormente fueron extrapoladas al pozo de correlación 2 del campo caso estudio para la construcción del modelo geomecánico 1D y de estabilidad, lo que permitió determinar la ventana de lodo e identificar la trayectoria de pozo óptima que podrán ser empleadas en la perforación de futuros pozos en el campo. Con los resultados obtenidos se pretende mitigar los tiempos no productivos de naturaleza geomecánica durante las actividades de perforación de futuros pozos en el campo caso estudio.

1. Generalidades del Campo Caso Estudio

El campo caso estudio y el pozo#3 están ubicados en el departamento del Casanare, en la cuenca de los Llanos Orientales, tal como se muestran en la Figura 1-1.

El objetivo principal de la perforación del pozo#3 es probar producción comercial de hidrocarburo en la formación Mirador, en donde la estructura es un monoclinal asociado a una falla normal antitética.



Figura 1-1. Localización Pozo#3

1.1 Geología General

La Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a una depresión estructural con tendencia noreste (NE), limitada al occidente (W) por la Cordillera Oriental al este (E) por el Escudo de la Guayana, al noreste (NE) por el Arco de Arauca que la separa de la Cuenca de Barinas en Venezuela y al sur (S) por la Serranía de la Macarena y el Alto del Vaupés que la separan de la Cuenca del Putumayo.

En términos generales la cuenca presenta una inclinación hacia el oeste (W), dirección en la cual, la columna estratigráfica aumenta su espesor. El buzamiento regional es hacia el oeste (W) y presenta una inclinación entre 3° y 5°. Las estructuras están asociadas a fallamiento normal de tipo antitético con fuertes componentes de rumbo; que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general N10°-30°E, dentro de las cuales también se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N40°E, las cuales generan estructuras prospectivas de interés.

1.2 Estratigrafía

Se consideró la secuencia estratigráfica normal y completa reconocida en los pozos previamente perforados en el bloque "A". Estos pozos se tomaron como referencia y los registros eléctricos fueron usados para llevar la correlación para determinar patrones litológicos, determinar topes de formaciones y algunas propiedades eléctricas de las formaciones, tal como se muestra en la Figura 1-2.

Cada una de las unidades litológicas se ha nombrado de acuerdo a la nomenclatura utilizada para esta parte de la Cuenca de los Llanos Orientales.

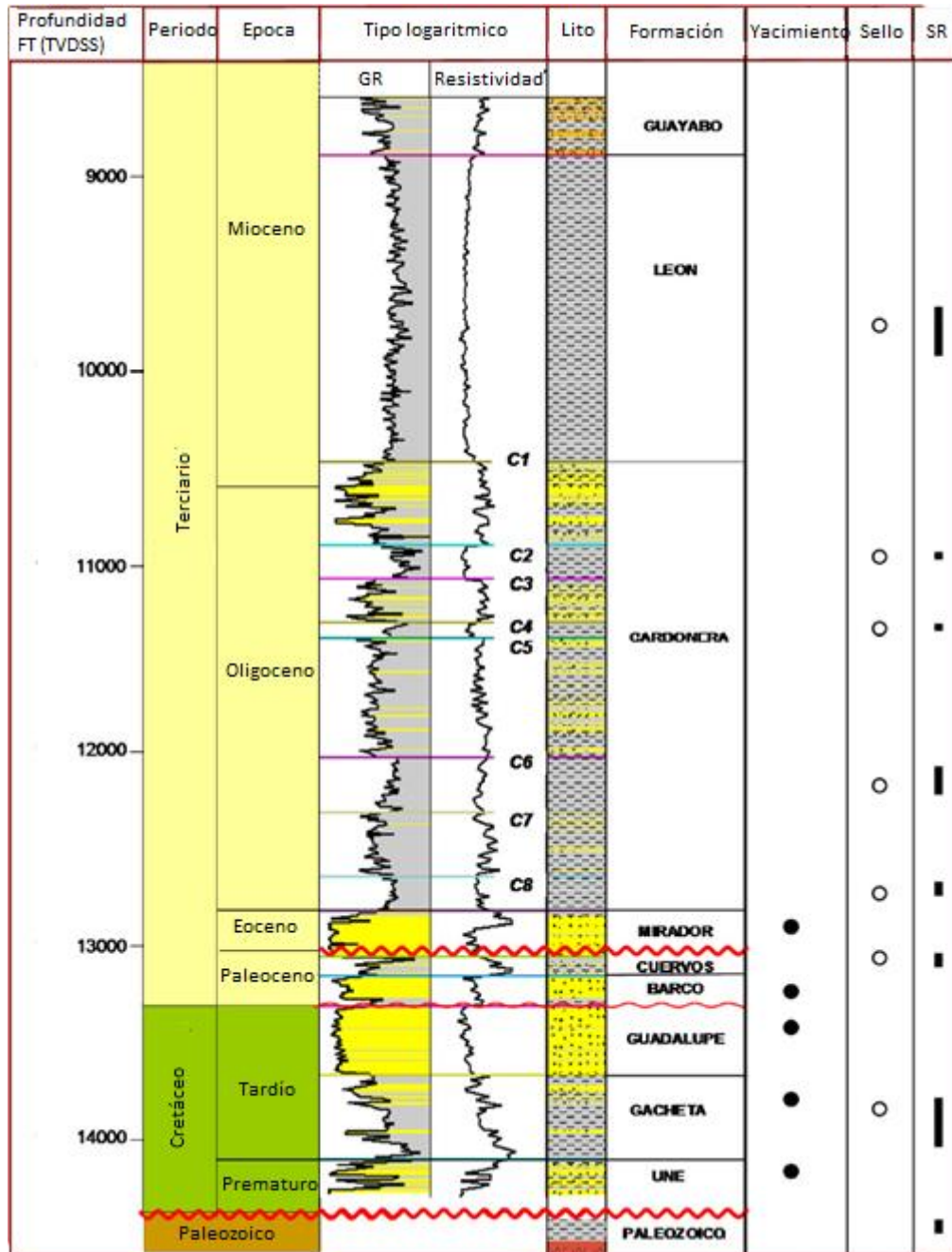


Figura 1-2. Columna estratigráfica generalizada de los llanos orientales

A continuación, en la Tabla 1-1 se presenta la descripción de las unidades que serán perforadas por el pozo#3, comenzando por la formación más profunda.

FORMACIÓN/ MIEMBRO	ESPESOR ESPERADO	EDAD	LITOLOGÍA	AMBIENTE
PALEOZOICO	70'	Paleozoico	Interposición de intervalos de cuarzo-arenitas con cemento cilicio de grano fino a medio, con arcillolitas de color gris oscuro en capas finas tabulares	Depósitos fluviales de alta energía (deltas)
UNE	180'	Albiano	Interposición de intervalos de cuarzo-arenitas con cemento cilicio de grano fino a medio, con arcillolitas de color gris oscuro en capas finas tabulares	Depósitos fluviales de alta energía (deltas)
GACHETA	420'	Cenomaniano	Lutitas gris oscura carbonosas, de color gris oscuro a negro, con algunas intercalaciones de areniscas en el tope. Areniscas cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas hacia la base.	Depósitos fluviales con influencia marina Evento regresivo
GUADALUPE	262'	Maastrichtiano inferior	Arenas cuarzosas de grano medio, selección buena a moderada y laminación inclinada.	Depósitos litorales de origen deltaico
BARCO	130'	Paleoceno	Arenas cuarzosas de grano medio, selección buena a moderada y laminación inclinada.	Litoral con canales trenzados
LOS CUERVOS	40'	Paleoceno	Limolitas y lutitas cafés, gris oscuras	Litoral-transgresivo
MIRADOR	208'	Paleoceno	Limolitas y lutitas cafés, gris oscuras	Litoral-transgresivo
CARBONERA C7	552'	Eoceno superior	Lutitas, Limolitas gris oscuro y en menor cantidad Arcillolita no calcáreas, moderadamente consolidadas.	Litoral-transgresivo
CARBONERA C5	467'	Oligoceno inferior	Arcillolita y algunos estratos de lutitas grises oscuras blocosas, moderadamente firmes, y no es calcárea	Canales fluviales o estuarios
CARBONERA C4	76'	Oligoceno superior	Areniscas con cuarzós rojizos intercaladas con arcillolitas y limolitas.	Canales fluviales o estuarios
CARBONERA C3	249'	Oligoceno superior	Areniscas cuarzosas de grano fino, regular a buena selección, friables con matriz arcillosa y cemento ligeramente calcáreo. Ocasionales estratos de carbón hacia la parte central del intervalo	Canales fluviales o estuarios
CARBONERA C2	273'	Oligoceno superior	Lutitas grises oscuras y paquetes de arenitas de grano muy fino y arcillosas tabulares de color rojizo.	Canales fluviales o estuarios
CARBONERA C1	803'	Oligoceno superior	Arenas cuarzosas de grano medio a grueso, friables, con intercalaciones de lutitas y arcillolitas.	Canales fluviales o estuarios
LEÓN	1101'	Mioceno inferior	Lutitas principalmente y hacia el tope arcillolitas grises claras a verdosas.	Transgresión marina
GUAYABO	8308.4'	Mioceno superior	Arenas con intercalaciones de Arcillolita y Limolita. Las arenas son de grano medio a grueso y algunos niveles de conglomerados	Retro-gradacional a intracontinental

Tabla 1-1 Descripción de unidades que serán perforadas por el pozo #3

1.3 Sísmica

La información sísmica del bloque "A" permitió el mapeo estructural y estratigráfico que permitió confirmar la presencia de la estructura en el bloque "A". Se interpretaron los horizontes en Tiempo y luego en Profundidad correspondientes a los topes de las Formaciones Carbonera Miembros C3, C5 y C7, Mirador, y Une. A partir de estos horizontes y del picado de las fallas existentes se hicieron mapas y se identificó la ubicación del pozo #3. De acuerdo con la interpretación sísmica (Figura 1-3) la estructura del pozo #3 está dada por un monoclinal con cierre contra falla en su límite oriental, similar concepto en vastas zonas de la cuenca.

La Figura 1-3 muestra la sección sísmica interpretada (Inline 1689) en la cual se observa el concepto estructural del prospecto, incluyendo la presencia de la falla. La Figura 1-4 muestra una sección de rumbo (crossline 967).

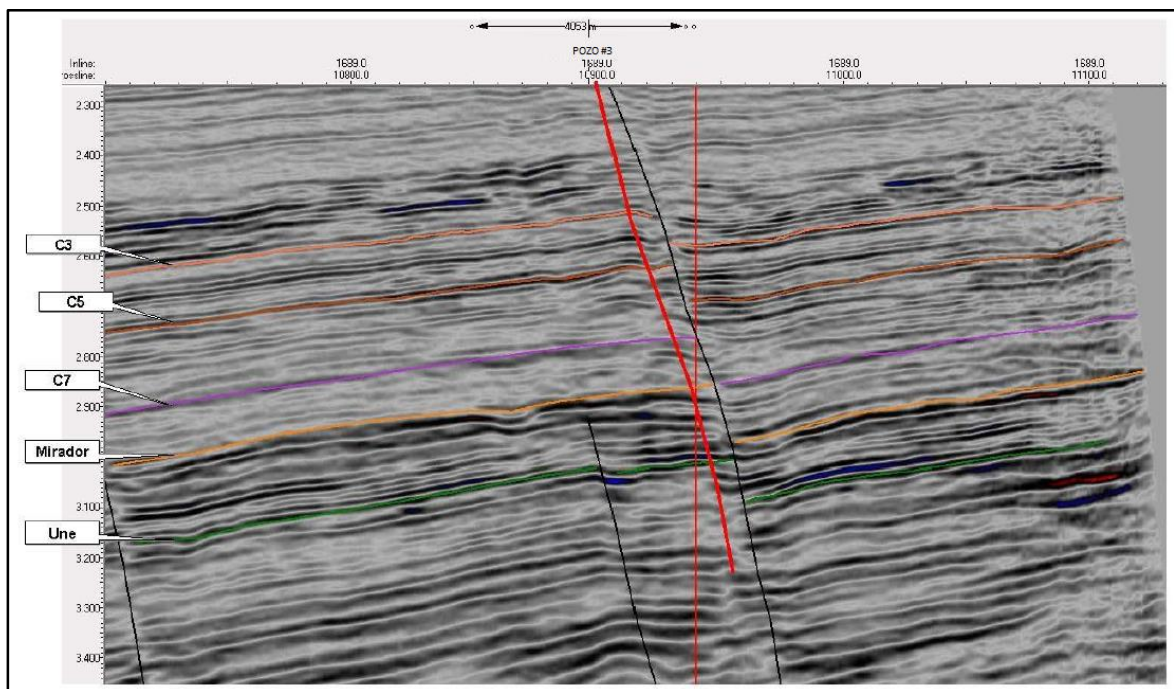


Figura 1-3 Línea Sísmica W-E (Inline 1689)

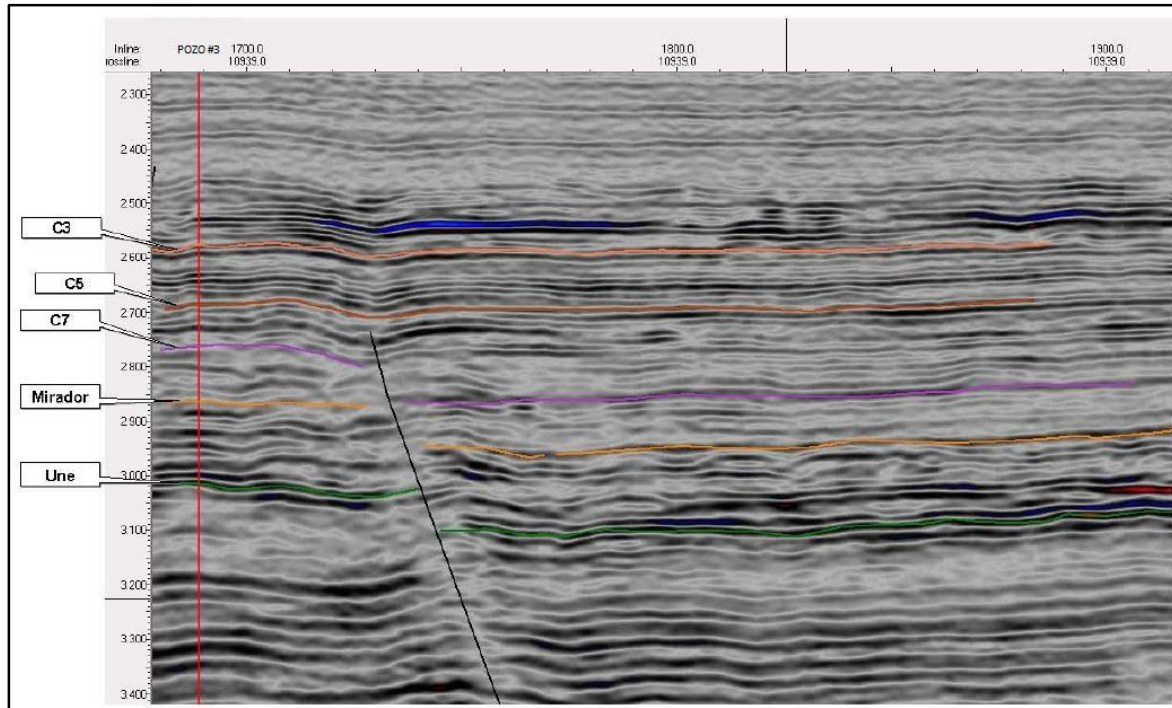


Figura 1-4 Sección de rumbo (crossline 967)

2. Modelo Geomecánico 1D

A una profundidad dada en la tierra, las formaciones están expuestas a esfuerzos in-situ ($\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$) y a la presión de poro, como se aprecia en la Figura 2-1. Cuando un pozo es perforado, los esfuerzos de la roca en la vecindad del pozo son redistribuidos debido a que el soporte originalmente ofrecido por la roca perforada es reemplazado por la presión hidráulica del lodo. Los esfuerzos se pueden determinar como un esfuerzo vertical o de sobrecarga, σ_v , y dos esfuerzos horizontales, σ_H (esfuerzo horizontal máximo in-situ), y σ_h (esfuerzo horizontal mínimo in-situ) (Pasic et al., 2007)

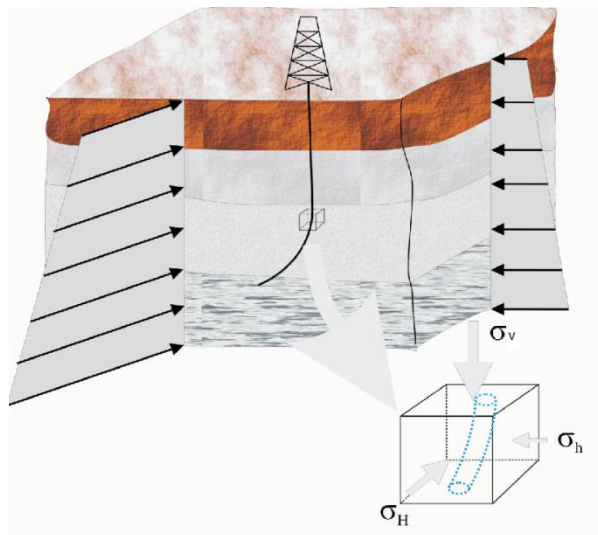


Figura 2-1. Esfuerzos in situ (Pasic et al., 2007)

Si la redistribución del estado de esfuerzos excede la resistencia de la roca, ya sea en tensión o compresión, esto dará como resultado inestabilidad. La Figura 2-2 muestra los esfuerzos del pozo después de ser perforado. Dichos esfuerzos están descritos como esfuerzo radial σ_r , esfuerzo tangencial σ_t , y esfuerzo axial σ_a . El esfuerzo radial actúa en todas las direcciones perpendicular a la pared del pozo, el esfuerzo tangencial rodea el pozo y el esfuerzo axial actúa paralelo al eje del pozo (Pasic et al., 2007).

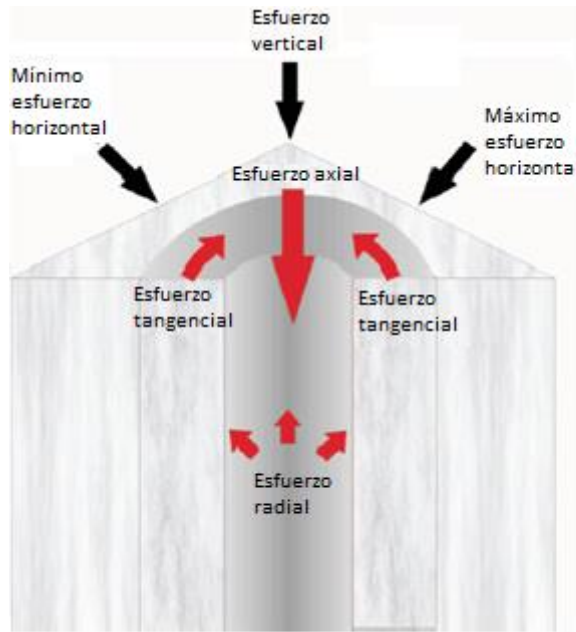


Figura 2-2 Esfuerzos en el pozo (Pasic et al., 2007)

La distribución de esfuerzos locales alrededor de un pozo está controlada por efectos mecánicos (esfuerzos in-situ), hidráulicos y químicos, razón por la cual a lo largo del presente capítulo se calculará la magnitud y dirección de los esfuerzos in situ, así como la presión de poro y las propiedades de resistencia de la roca. Los anteriores parámetros comprenden el modelo geomecánico 1D del campo caso estudio.

Para la elaboración del modelo geomecánico 1D del campo caso estudio, fue necesario recolectar, revisar y analizar la información disponible de dos pozos de correlación; en este caso se contó con información de un pozo perforado en el mismo campo y un pozo perforado en el mismo bloque. Igualmente, se revisó la experiencia de perforación en búsqueda de eventos geomecánicos que permitieran calibrar el modelo.

2.1 Propiedades elásticas de la Roca

Un material elástico lineal es uno en el cual el esfuerzo y la deformación son linealmente proporcionales y la deformación es reversible. Una roca elástica lineal se deforma linealmente en respuesta a un esfuerzo aplicado en el que la rigidez de la roca es el módulo de Young, E . La Figura 2-3 presenta una prueba de mecánica de rocas que muestra como una arenisca relativamente bien cementada y exhibe un comportamiento elástico casi ideal en un rango considerable de esfuerzos aplicados. Cuando se aplica un esfuerzo axial a esta roca, hay una cierta curvatura esfuerzo-deformación durante la carga inicial debido al cierre de microfracturas. Una vez que estas fracturas se cierran (a un esfuerzo aproximado

de 9MPa), la roca exhibe un comportamiento elástico lineal hasta que alcanza un esfuerzo de 45MPa. En este punto, el esfuerzo aplicado a la roca es tan grande que comienza a dañar la roca de manera permanente, o plástica. Se observa deformación antes de una eventual falla de la muestra a un esfuerzo de aproximadamente 50MPa (Zoback, 2007).

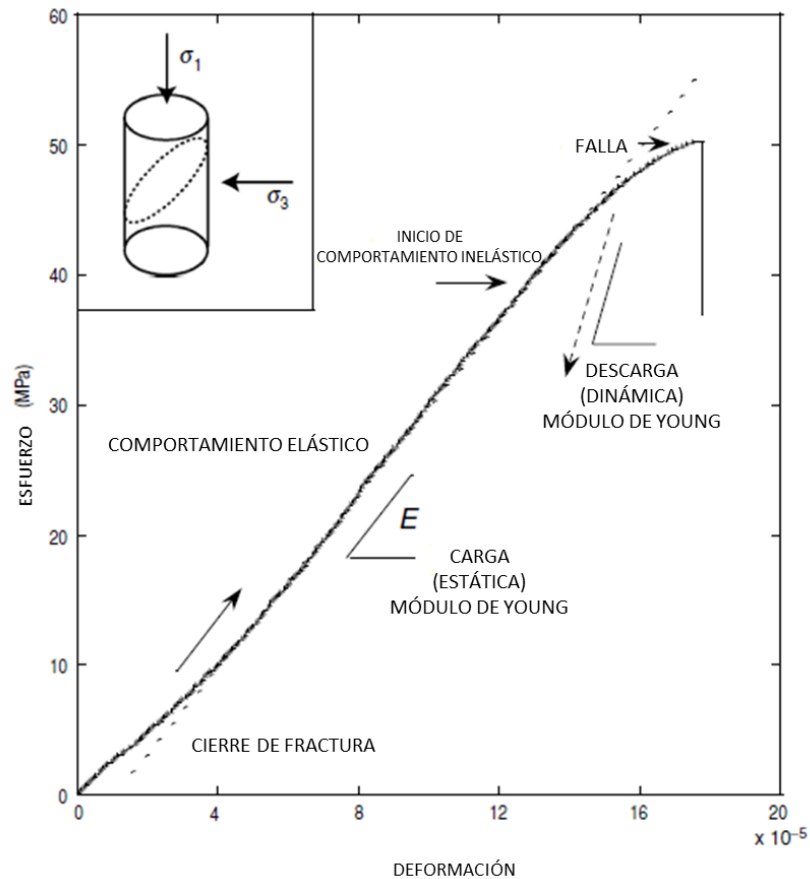


Figura 2-3 Típica data de laboratorio esfuerzo-deformación para una roca bien cementada que comienza a deformarse uniaxialmente (Zoback, 2007)

A continuación, se presentan el modelo de comportamiento elástico, el cual permite visualizar la interacción de esfuerzo y deformación; y ayuda a la visualización de las formas fundamentales en las cuales las rocas han sido formadas y responden a los esfuerzos. En la Figura 2-4. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta el perfil de los siguientes módulos elásticos para el pozo#2: relación de Poisson, Módulo de Young y módulo de cizalla.

2.1.1 Comportamiento Elástico:

La ecuación de la línea recta que describe la relación proporcional del esfuerzo y deformación para cuerpos elásticos es la ley de Hooke (Ecuación 2.1)

$$\sigma = E\varepsilon \quad (2.1)$$

En la ecuación 2.1 E es el módulo de Young

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{\text{Esfuerzo}}{\text{Deformación}} \quad (2.2)$$

El valor de E , módulo de Young, describe la pendiente de la línea recta de la curva esfuerzo-deformación. Incluso bajo las mismas condiciones de deformación el valor de E variará de roca a roca, reflejando las diferencias naturales en la resistencia de la roca a una deformación elástica. Así, la pendiente de una línea recta de la curva esfuerzo-deformación es una medida de la rigidez de la roca. Los valores altos del módulo de Young corresponden a una roca rígida. El módulo de Young está dado en unidades de esfuerzo (ejemplo MPa). El módulo de Young (E) puede ser tomado como módulo elástico que describe cuanto esfuerzo se requiere para alcanzar una cantidad dada de deformación elástica paralela a la dirección en la cual se aplica en esfuerzo (Davis & Reynolds, 1996).

Un segundo módulo elástico conocido como la relación de Poisson y representado por la letra griega ν , describe la relación de la deformación lateral y longitudinal (ver ecuación 2.3). La relación de Poisson es adimensional. La generación de tales esfuerzos horizontales por una carga vertical es conocida como efecto Poisson (Davis & Reynolds, 1996).

$$\nu = \frac{\varepsilon_{lat}}{\varepsilon_{long}} \quad (2.3)$$

Otros dos parámetros que describen la relación elástica entre el esfuerzo y la deformación son el módulo Bulk (K), el cual es la resistencia que los cuerpos elásticos ofrecen a los cambios en su volumen. Este se determina dividiendo el cambio en la presión hidrostática por la cantidad de dilatación producida por el cambio en la presión, tal como se presenta en la ecuación 2.4. El otro parámetro es el módulo de cizalla (G), el cual hace referencia a la resistencia que el sólido elástico ofrece a los planos de cizalla uno sobre otro. El módulo

de cizalla corresponde al cociente del esfuerzo de cizalla σ_s y la deformación de cizalla (γ) que este produce, de acuerdo a la ecuación 2.5 (Davis & Reynolds, 1996).

$$K = \text{bulk modulus} = \frac{\Delta \text{esfuerzo hidrostático}}{\Delta \text{dilatación}} \quad (2.4)$$

$$G = \text{shear modulus} = \frac{\sigma_s}{\gamma} \quad (2.5)$$

Debido a que no se contaba con pruebas de laboratorio en los pozos de correlación que proporcionaran valores medidos del comportamiento elástico de las formaciones atravesadas durante la perforación, fue necesario usar correlaciones basadas en las velocidades de la onda símica compresional (V_p) y de cizalla (V_s), las cuales permitieron generar un perfil a profundidad de la relación de Poisson, módulo de Young y módulo de cizalla para el pozo de correlación #2 como se muestra en la Figura 2-4.

Una de las limitaciones encontradas para la elaboración del modelo geomecánico 1D en el campo caso estudio fue la no existencia de registros símicos en los dos pozos perforados en el campo, por tal razón fue necesario hacer uso del registro símico compresional corrido en un pozo perforado en el mismo bloque (pozo de correlación 1). Teniendo en cuenta que el pozo de correlación 1 sólo contaba con la onda símica compresional, la información correspondiente a la onda símica de cizalla fue obtenida a partir de la onda símica compresional haciendo uso de la ecuación 2.6 que describe el modelo de Greenberg y Castagna (1992). En la Tabla 2-1 se muestran los valores de las constantes a, b y c para diferentes litologías.

$$V_s = aV_p^2 + bV_p + c \quad (2.6)$$

Litología	Const 'a'	Const 'b'	Const 'c'
Arenisca	0	0,80416	-0,85588
Limolita	-0,05508	1,01677	-1,03049
Dolomita	0	0,58321	-0,07775
Shale	0	0,76969	-0,86735

Tabla 2-1 Constantes Modelo Greenberg-Castagna (Greenberg & Castagna, 1992)

Una vez obtenidos los valores de la onda símica de cizalla para el pozo de correlación 1, se extrapolaron los datos de la onda símica compresional (V_p) y de cizalla (V_s), del pozo de correlación 1 al pozo de correlación 2.

La relación de Poisson para el pozo de correlación 2 se determinó a partir de los valores de V_p y V_s utilizando la ecuación 2.7 (Zoback, 2007):

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2.7)$$

Seguido a esto se realizó el cálculo del módulo de cizalla, G , para cada valor en profundidad del registro de densidad, RHOB, y de la onda sónica de cizalla, V_s , utilizando la ecuación 2.8.

$$G = \frac{1,34 \times 10^{10} RHOB}{V_s^2} \quad (2.8)$$

Un aspecto importante de la teoría de la elasticidad en un material homogéneo e isotrópico es que solamente se necesitan dos módulos elásticos para expresar un módulo elástico con respecto a los otros. En la Tabla 2-2 se presentan las relaciones entre los módulos de elasticidad de un material isotrópico (Zoback, 2007).

K	E	λ	ν	G	M
$\lambda + \frac{2G}{3}$	$G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}$	-	$\frac{\lambda}{2(\lambda + G)}$	-	$\lambda + 2G$
-	$9K \frac{K - \lambda}{3K - \lambda}$	-	$\frac{\lambda}{3K - \lambda}$	$3 \frac{K - \lambda}{2}$	$3K - 2\lambda$
-	$\frac{9K - G}{3K - G}$	$K - \frac{2G}{3}$	$\frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	-	$K + 4 \frac{G}{3}$
$\frac{EG}{3(3G - E)}$	-	$G \frac{E - 2G}{3G - E}$	$\frac{E}{2G} - 1$	-	$G \frac{4G - E}{3G - E}$
-	-	$3K \frac{3K - E}{9K - E}$	$\frac{3K - E}{6K}$	$\frac{3KE}{9K - E}$	$3K \frac{3K + E}{9K - E}$
$\lambda \frac{1 + \nu}{3\nu}$	$\lambda \frac{(1 + \nu)(1 - \nu)}{\nu}$	-	-	$\lambda \frac{1 - 2\nu}{2\nu}$	$\lambda \frac{1 - \nu}{\nu}$
$G \frac{2(1 + \nu)}{3(1 - 2\nu)}$	$2G(1 + \nu)$	$G \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	-	-	$G \frac{2 - 2\nu}{1 - 2\nu}$
-	$3K(1 - 2\nu)$	$3K \frac{\nu}{1 + \nu}$	-	$3K \frac{1 - 2\nu}{2 + 2\nu}$	$3K \frac{1 - \nu}{1 + \nu}$
$\frac{E}{3(1 - 2\nu)}$	-	$\frac{E\nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$	-	$\frac{E}{2 + 2\nu}$	$\frac{E(1 - \nu)}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$

Tabla 2-2 Relaciones entre los módulos de elasticidad de un material isotrópico (Zoback, 2007)

Una vez calculados los valores de relación de Poisson y el módulo de cizalla, se utilizó la relación entre el módulo de cizalla, G , y la relación de Poisson, ν , que se describe en la ecuación 2.9 para calcular el módulo de Young, E (Zoback, 2007).

$$E = 2G(1 + \nu)$$

(2.9)

La Figura 2-4 presenta los perfiles en profundidad de los módulos elásticos calculados para el pozo de correlación#2.

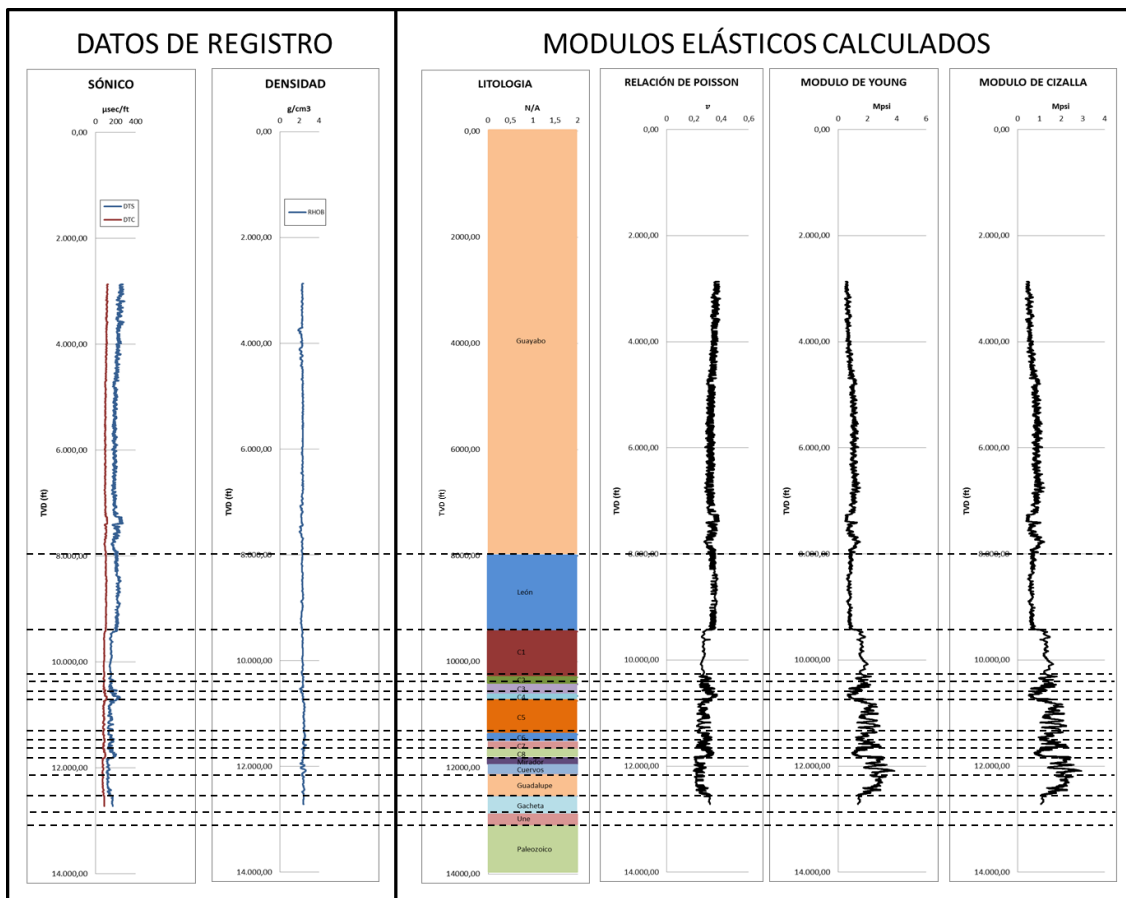


Figura 2-4 Módulos elásticos calculados Pozo de Correlación#2. Elaboración propia

2.2 Propiedades de resistencia de la roca

La resistencia a la tensión/compresión de un material se define como la capacidad para soportar y el poder para tolerar una fuerza. La resistencia de la mayoría de los materiales estructurales tales como los metales es generalmente un valor intrínseco y se puede reproducir con un alto grado de confianza. Por el contrario, la resistencia de las rocas naturales es altamente variable debido a la mineralogía de los granos, ambiente, tipos de cemento, discontinuidades, interacciones roca-fluido, procesos químicos, comportamiento dependiente del tiempo y las variaciones en las estructuras de grano. Las pruebas de

resistencia mecánica, medidas en muestras de pequeña escala en el laboratorio algunas veces fallan al representar la variación en las propiedades de una roca natural a gran escala. Por lo tanto, la comprensión de la naturaleza de la roca in-situ y las limitaciones de las pruebas son tan importantes como la obtención de conocimiento acerca de las propiedades mecánicas de las rocas a través de pruebas (British Petroleum, 2007).

La resistencia de un espécimen de roca es medida típicamente en compresión o tensión. Las pruebas típicas para medir la resistencia de la roca son: (a) prueba de compresibilidad uniaxial (no confinado), (b) prueba de compresibilidad triaxial (confinado), (c) prueba poliaxial (verdadera triaxial), (d) prueba de tensión uniaxial (no confinada), (e) prueba de extensión triaxial (confinada) y (f) prueba thick-walled cylinder. Los métodos de prueba más comunes utilizan una roca con forma de cilindro circular cuya longitud es dos o tres veces su diámetro. Se aplican condiciones de esfuerzo apropiadas sobre la muestra en función del tipo de ensayo y se miden los cambios resultantes en las dimensiones de la muestra. Los parámetros de resistencia más comunes en aplicaciones de perforación son: (a) Resistencia a la Compresibilidad Uniaxial (UCS), (b) Resistencia a la Cizalla, (c) Resistencia a la tensión y (d) Resistencia Thick-Wall Cylinder (TWC) (British Petroleum, 2007).

Dado que los pozos de correlación no cuentan con información de pruebas de laboratorio para conocer las propiedades de resistencia de la roca, fue necesario emplear correlaciones para el cálculo de las mismas. En la Figura 2-5 se pueden apreciar UCS y la resistencia a la tensión para el pozo de correlación #2.

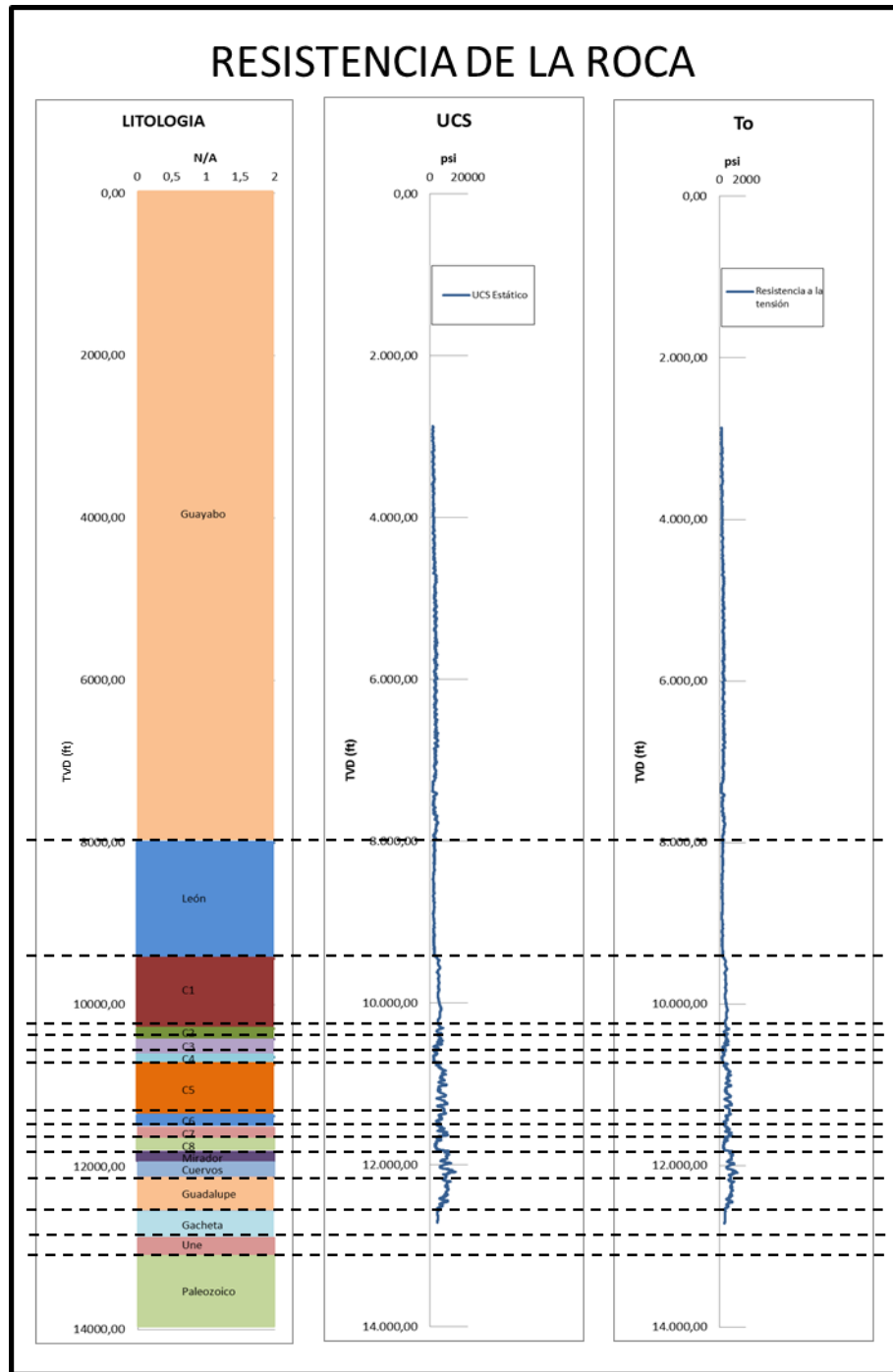


Figura 2-5 Propiedades de resistencia de la roca pozo de correlación #2. Elaboración propia.

2.2.1 Resistencia a la compresibilidad uniaxial:

La resistencia a la compresibilidad uniaxial (UCS) de una muestra se mide comprimiendo axialmente una muestra hasta que falla como respuesta a un valor de esfuerzo aplicado

definido como UCS. Existen varios métodos para predecir el UCS de una muestra de roca utilizando registros geofísicos (Zoback, 2007). La mayoría de ellos relacionan el UCS con la velocidad de la onda P y la porosidad. Sin embargo, se recomienda utilizar las relaciones derivadas de formaciones similares en la misma región para la que se solicita la estimación. Adicionalmente, se recomienda calibrar los datos de UCS obtenidos con registros con las mediciones de laboratorio (British Petroleum, 2007).

2.2.2 Resistencia a la Cizalla:

La resistencia a la cizalla se determina mediante pruebas triaxiales. El esfuerzo vertical σ_v (axial) se incrementa mientras se mantiene constante el esfuerzo horizontal (σ_h ; presión de la celda). La muestra se vuelve más densa a medida que se comprime durante las etapas iniciales de la prueba. La muestra comienza a ceder y la resistencia a la deformación disminuye después de alcanzar un valor de pico a medida que el esfuerzo desviador ($\sigma_v - \sigma_h$) aumenta. La resistencia a la deformación es constante con incrementos adicionales de deformación durante las etapas finales de la prueba. Un número de pruebas triaxiales a diferentes esfuerzos de confinamiento ayudan a definir la envolvente de falla para una roca dada (British Petroleum, 2007).

La resistencia a la cizalla de una muestra es una función de: (a) fricción entre partículas y (b) grado de partículas entrelazadas. Por lo tanto, la porosidad inicial de una muestra afecta la resistencia a la cizalla. El ángulo de fricción de la arena (ϕ) no se ve afectado por la velocidad de la carga; sin embargo, cargas repetidas pueden alterar ϕ . La composición de una muestra puede influenciar su ángulo de fricción, indirectamente influyendo en la porosidad y directamente a través del grado de granos interconectados para una porosidad dada (British Petroleum, 2007).

2.2.3 Resistencia a la Tensión:

Usar la envolvente de falla de Mohr-Coulomb con un intercepto, T_0 , implica que las rocas tienen alguna resistencia a la tensión tal como se muestra en la Figura 2-6. Aunque un intercepto de cohesión es conveniente para la representación de la envolvente de falla lineal que mejor ajuste sobre un rango de esfuerzos normales positivos, la resistencia a la tensión implícita generalmente no es razonable. A menos que las pruebas de tensión se lleven a cabo en realidad, que rara vez se hace esto, la resistencia a la tensión implícita debe ser ignorada. En la mayoría de los casos resistencias a la tensión reales son muy pequeñas y contribuyen poco a la estabilidad del pozo. La relación del UCS con la resistencia a tensión puede ser tan alta como 20-25 para las rocas frágiles. Esta relación se hace más pequeña para las rocas que muestran comportamiento a la deformación altamente dúctil (British Petroleum, 2007).

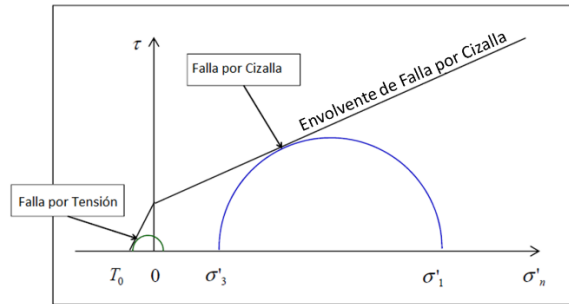


Figura 2-6 Condiciones para la ocurrencia de fallas por tensión y por cizalla (Osorio, 2015e)

Para las rocas que muestran una resistencia a la tensión significativa, es necesario incorporar dicha resistencia al análisis numérico para obtener un comportamiento de falla realista. Si las resistencias se calculan de nuevo, suponiendo que no hay resistencia a la tensión para dicho material, el parámetro de resistencia a la cizalla puede ser sobre estimado significativamente (British Petroleum, 2007). Por lo tanto, el conocimiento de la resistencia a la tensión es importante en algunos casos. Otra área en la que la resistencia a la tensión es importante es para suelos no cementados a condiciones parcialmente saturadas, cuya resistencia a la tensión podría ser significativa (British Petroleum, 2007). El fluido en los poros contribuye en gran medida a la resistencia a la tensión en tales materiales. En un pozo típico, sometido a altos esfuerzos de confinamiento, el beneficio de la resistencia a la tensión en los cálculos de estabilidad de pozo es insignificante en la mayoría de los casos (British Petroleum, 2007). Sin embargo, este puede ser un factor importante en el análisis de la producción de arena donde la resistencia a la tensión de las rocas puede requerirse para la predicción de la producción de arena.

Como se mencionó anteriormente, para determinar la resistencia de la roca en el pozo de correlación 2, se usó la ecuación 2.10 en la que la resistencia a la compresibilidad uniaxial, UCS, se encuentra en términos del módulo de Young (British Petroleum, 2007).

$$UCS = 278.7E_s^2 + 2458E_s \quad (2.10)$$

Donde E_s corresponde al módulo de Young estático en Mpsi.

La resistencia a la tensión, T_0 en el pozo de correlación 2 se calculó utilizando la ecuación 2.11 (Benz & Nordal, 2000).

$$T_0 = 0,1 * UCS \quad (2.11)$$

2.3 Determinación de la magnitud del esfuerzo vertical o de sobrecarga

La magnitud del esfuerzo vertical S_v es equivalente a la integración de las densidades de la roca desde la superficie hasta la profundidad de interés, z . En otras palabras (ver ecuación (2.12)):

$$S_v = \int_0^z \rho(z)gdz \approx \bar{\rho}gz \quad (2.12)$$

Donde $\rho(z)$ es la densidad como función de la profundidad, g es la aceleración gravitacional y $\bar{\rho}$ hace referencia a un valor promedio de densidad total de la formación que considera todas las formaciones suprayacentes con respecto al punto de análisis (Jaeger et al., 2007).

En el presente trabajo, para el cálculo de la magnitud del esfuerzo vertical S_v se contó con datos de densidad como función de la profundidad provenientes del registro de densidad del pozo de correlación 1 desde 68.5 pies hasta 12555 pies. Aunque se disponía de datos del registro de densidad a lo largo del pozo, no fue posible usar todos los datos provenientes de dicho registro debido a que la calidad de los datos del registro de densidad depende de la calidad del hueco, es decir, en las zonas donde se presentan washouts tal como se muestra en la Figura 2-7 (diámetro del hueco mayor a diámetro de la broca) la herramienta de registro se separa de la pared del hueco, y si este distanciamiento es lo suficientemente grande, los datos de densidad medidos por la herramienta no garantizan una buena medida de la densidad de la roca. Para realizar el control de calidad a los datos provenientes del registro de densidad fue necesario apoyarse en la curva de corrección de densidad (DRHO en gr/cm^3), la cual indica cuanta corrección se ha agregado a la curva de densidad bulk (RHOB en gr/cm^3) durante el procesamiento debido a efectos del hueco (Asquith & Krygowski, 2004). Si la curva de corrección (DRHO) excedía los $0.2 gr/cm^3$ el valor de densidad bulk obtenido de la curva de densidad bulk (RHOB) se consideró inválido (Asquith & Krygowski, 2004).

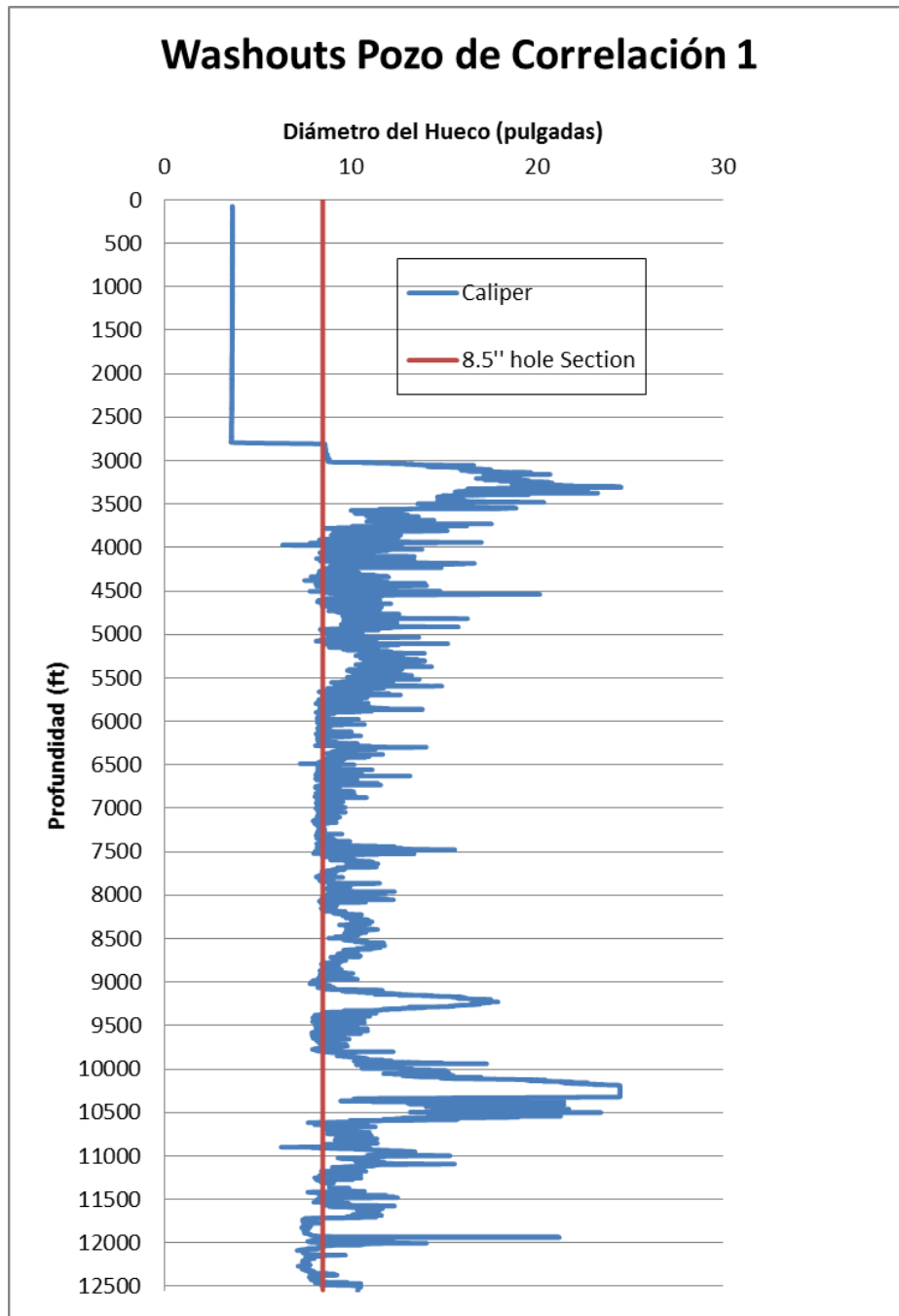


Figura 2-7 Washouts en pozo de correlación 1. Elaboración propia

2.3.1 Registro de densidad Compuesto

Para obtener los datos del registro de densidad desde superficie hasta la profundidad total del pozo de correlación, se reemplazaron los datos faltantes y los descartados del registro de densidad con valores calculados haciendo uso de las correlaciones de Miller y Gardner (Osorio, 2015d) (ver ecuaciones (2.13), (2.14) y (2.15))

- Modelo de Miller:

$$\rho = \rho_{matriz}(1 - \emptyset) + \rho_w \emptyset \quad (2.13)$$

$$\emptyset = \emptyset_a + \emptyset_b e^{k(depth)^{1/n}} \quad (2.14)$$

Dónde:

ρ = Densidad total de la formación (gr/cm^3)

ρ_{matriz} = Densidad de los sólidos constituyentes (gr/cm^3)

ρ_w = Densidad del agua (gr/cm^3)

\emptyset_a = Porosidad de los sedimentos a profundidad (fracción)

\emptyset_b = Parámetro de ajuste para porosidad de los sedimentos (fracción)

K= Parámetro de ajuste

Depth= Profundidad por debajo de la línea de lodo (pies)

n= Parámetro de ajuste

- Ecuación sónica de Gardner para análisis de densidad:

$$\rho = A \left(\frac{10^6}{V_p} \right)^B \quad (2.15)$$

Dónde:

ρ = Densidad total de la formación (gr/cm^3)

V_p = Velocidad de la onda sónica compresional ($\mu S/ft$)

A= Coeficiente

B= Exponente

Una vez obtenido el registro de densidad compuesto, se calibró con los datos del registro de densidad en las profundidades donde el hueco se encontraba en calibre, para hacer coincidir primero los datos de densidad calculados con la ecuación de Gardner (ver ecuación 2.15) y finalmente los datos calculados con el modelo de Miller dando como resultado el siguiente perfil (ver Figura 2-8 y Figura 2-9):

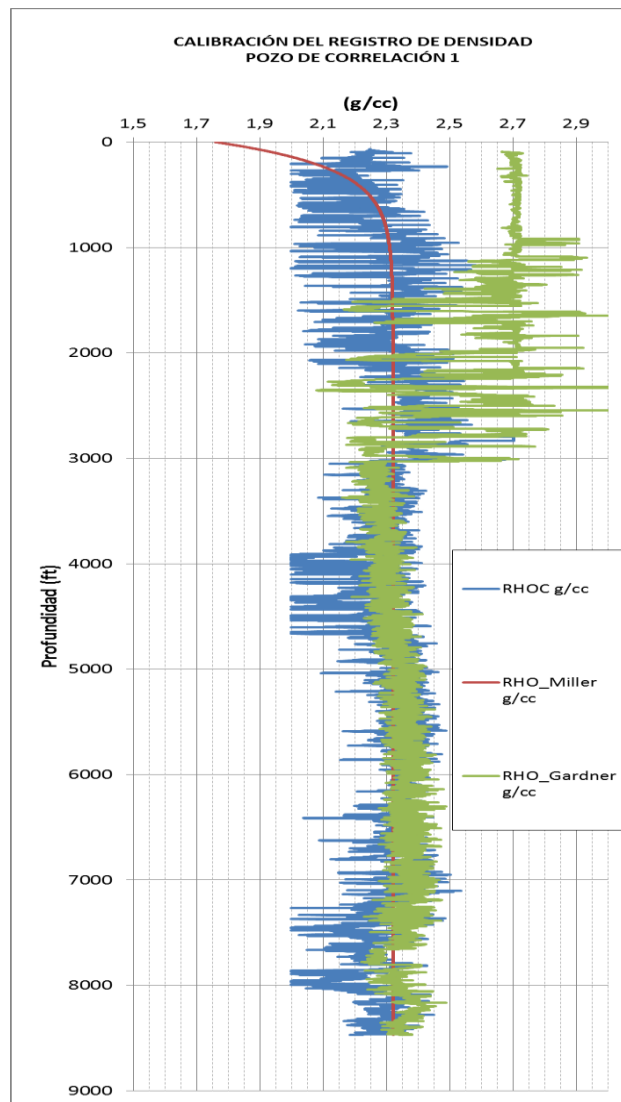


Figura 2-8 Calibración del registro de densidad pozo de Correlación 1. Elaboración propia

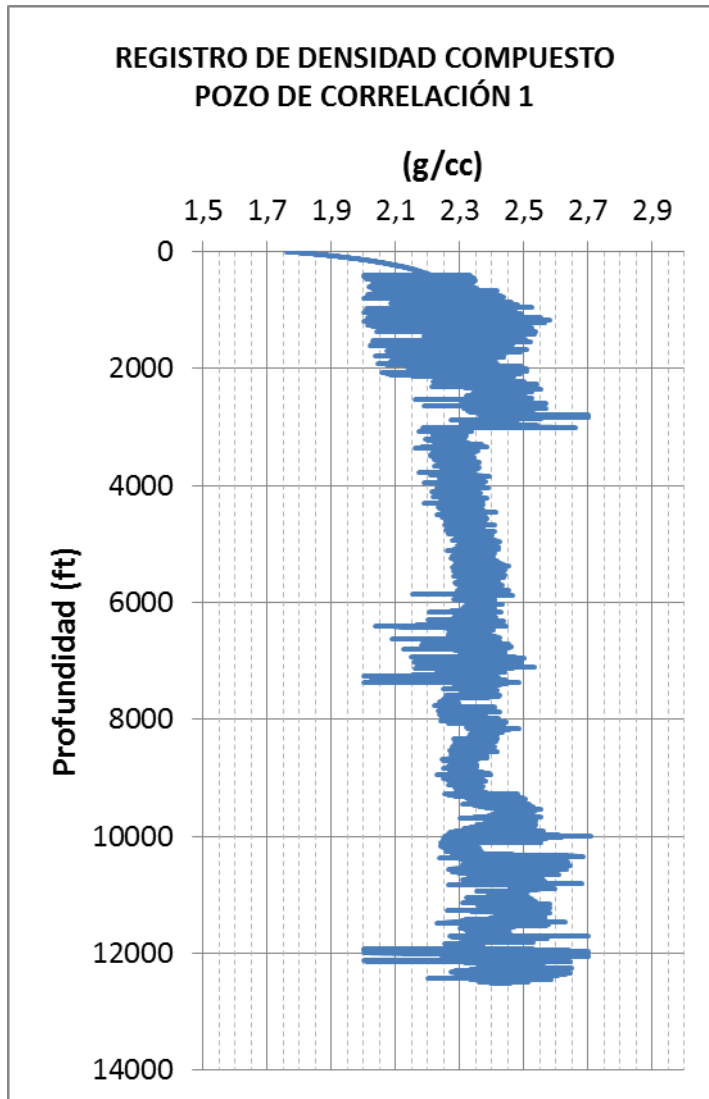


Figura 2-9 Registro de densidad Compuesto Pozo de Correlación 1. Elaboración propia

2.3.2 Determinación del gradiente de sobrecarga (Overburden Gradient)

Con el registro de densidad compuesto, se determinó el valor del gradiente de sobrecarga para cada profundidad del registro de densidad (ver Figura 2-10).

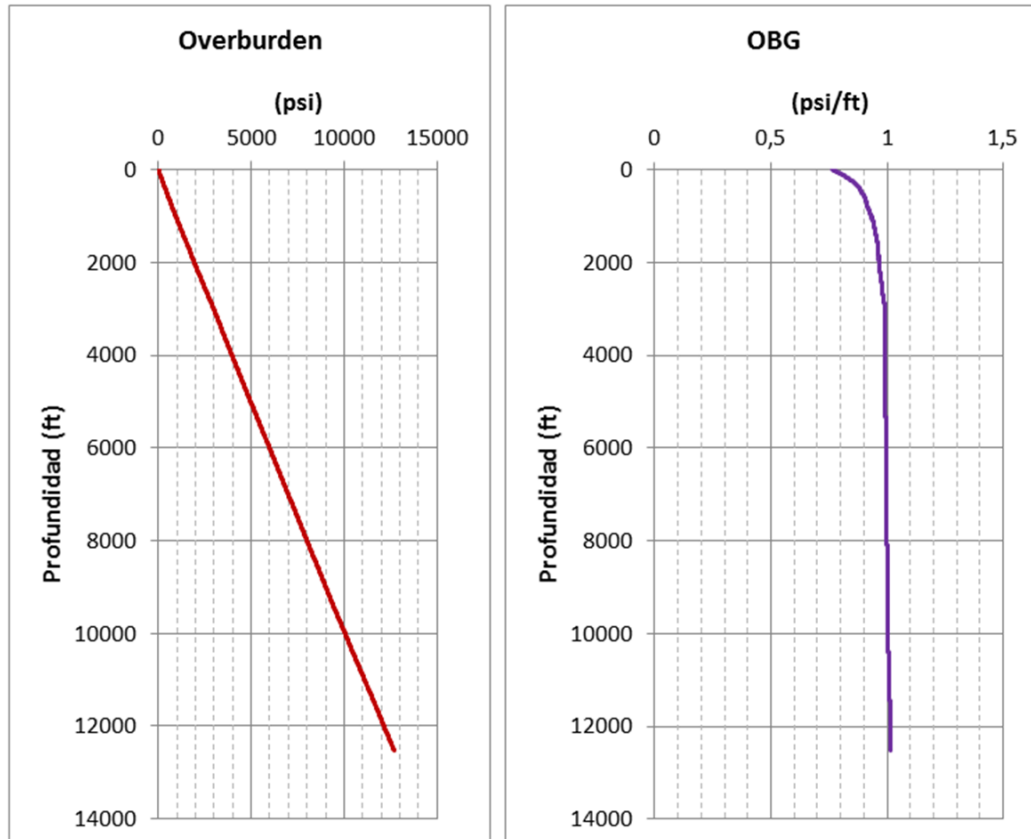


Figura 2-10 Gradiente de Sobrecarga Pozo de correlación 1. Elaboración propia

2.4 Determinación de la presión de poro de formación

Para entender las fuerzas responsables de la presión del fluido del subsuelo en un área dada, es necesario considerar procesos geológicos previos. Una de las más simples y más comunes distribuciones de presión en el subsuelo ocurre en los sedimentos superficiales que fueron depositados lentamente en un ambiente de depositación deltaico (Bourgoyne et al., 1986).

Mientras que el material detrítico, el cual es llevado por el río al mar, deja de estar en suspensión y se deposita, los sedimentos formados están inicialmente no consolidados y no compactados, y tienen una permeabilidad y porosidad relativamente alta. El agua de mar mezclada con esos sedimentos, continúa comunicada con el mar y está a la presión hidrostática (Bourgoyne et al., 1986).

Una vez ocurre la depositación, el peso de las partículas sólidas es soportado en los puntos de contacto grano a grano y los sólidos depositados no tienen influencia en la presión hidrostática del fluido que se encuentra bajo ellos. En consecuencia, la presión hidrostática del fluido contenido dentro del espacio poroso de los sedimentos depende de la densidad del fluido y de la profundidad vertical verdadera a la cual se encuentra el punto de análisis.

Con profundidades de enterramiento mayores y depositación continua, los granos de roca depositados previamente están sometidos al incremento de carga a través de los puntos de contacto grano a grano. Esto conlleva a la acomodación de los granos reduciendo el espacio entre ellos, dando como resultado unos sedimentos más compactos y con porosidad más baja (Bourgoyne et al., 1986).

Cuando la compactación ocurre, el agua es expulsada continuamente a medida que se reduce el espacio poroso. Sin embargo, siempre que exista una trayectoria de flujo permeable hasta la superficie, el más alto gradiente de potencial de flujo que se requiere para liberar el agua compactada será insignificante y el equilibrio hidrostático se mantendrá. En consecuencia, la presión de poro de formación puede ser calculada usando la ecuación (2.16) (Bourgoyne et al., 1986):

$$P_p = 0,052\rho D + p_0 \quad (2.16)$$

Donde; ρ es la densidad del fluido en libra masa por galón, D corresponde a la profundidad en pies y p_0 es la constante de integración, la cual es igual a la presión de superficie (D=0) (Bourgoyne et al., 1986).

Cuando la presión de poro de formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica para una profundidad vertical dada, la presión de formación es llamada *normal*. La presión de poro normal para un área determinada se expresa usualmente en términos de gradiente hidrostático. En muchos casos, la presión de formación encontrada es mucho mayor que la presión de formación normal para una profundidad. El término *presión de formación anormal* se usa para describir las presiones de formación que son mayores a la normal. También se encuentran presiones de formación anormalmente bajas, y el término *presiones de formación subnormales* se usa para describir estas presiones (Bourgoyne et al., 1986).

Las presiones de formación anormales se encuentran en al menos una porción de la mayoría de las cuencas sedimentarias en el mundo (Bourgoyne et al., 1986). Aun cuando el origen de la presión de formación anormal no está completamente comprendido, se han identificado en cuencas sedimentarias múltiples mecanismos que tienden a causar presión de formación anormal. Estos mecanismos se pueden clasificar como: (1) efectos de compactación, (2) efectos diagénicos, (3) efectos de la densidad diferencial, y (4) efectos de la migración de fluidos (Bourgoyne et al., 1986).

2.4.1 El efecto de la compactación

Describe que el agua que se encuentra en el espacio poroso se expande con el incremento en la profundidad de enterramiento y la temperatura, mientras que el espacio poroso se reduce por el incremento de la carga geostática. De este modo, la presión de formación normal se puede mantener si existe una trayectoria de permeabilidad suficiente que permita al agua de formación escapar fácilmente. Sin embargo, si la trayectoria de flujo es bloqueada o restringida, el incremento en el esfuerzo de sobrecarga causará presurización del fluido dentro del espacio poroso por encima de la presión hidrostática. El volumen poroso también será mayor que el normal para una profundidad de enterramiento dada. La reducción de la permeabilidad debido a la compactación de los sedimentos de grano fino como los shales y las evaporitas, pueden crear un sello que permitirá el desarrollo de presiones anormales (Bourgoyne et al., 1986).

2.4.2 Efectos diagenéticos

Diagénesis es un término que hace referencia a la alteración química de los minerales de la roca por procesos geológicos. Los shales y los carbonatos sufren cambios en la estructura cristalina, lo cual contribuye a causar una presión anormal. Un ejemplo utilizado con frecuencia es la posible conversión de las arcillas de montmorillonita a illitas, cloritas y caolinitas durante la compactación en presencia de iones de potasio. El agua está presente en los depósitos de arcilla como agua libre en el espacio poroso y como agua de hidratación, la cual se mantiene más firme dentro de la estructura del shale. El agua del espacio poroso se pierde primero durante el proceso de compactación de las arcillas de montmorillonita; el agua que se encuentra dentro de las capas de shale tiene a ser retenida por un tiempo más largo. Después de alcanzar una profundidad de enterramiento a la cual se presentan temperaturas entre 200 y 300°F, la montmorillonita se deshidrata, libera el agua que tiene entre sus capas y se convierte en illita.

El agua de hidratación que se encuentra entre las capas de shale tiene una densidad considerablemente más alta que el agua libre, y, por tanto, se somete a un aumento de volumen ya que se desorbe y se convierte en agua libre. Cuando la permeabilidad de los sedimentos es lo suficientemente baja, la liberación del agua restante entre las capas puede dar origen a una presión anormal. La última agua que se libera estaría relativamente libre de sales disueltas. Esta sería la explicación de que se encuentre agua fresca a profundidades en formaciones anormalmente presurizadas (Bourgoyne et al., 1986).

2.4.3 Efectos de densidad diferencial

Cuando el fluido poroso presente en cualquier estructura no horizontal tiene una densidad significativamente baja con respecto a la densidad normal del fluido poroso para el área,

se pueden encontrar presiones anormales en la parte más alta de la estructura. Esta situación se presenta frecuentemente cuando se perfora un yacimiento de gas con un buzamiento significativo. Por falta de reconocimiento de este peligro potencial, han ocurrido reventones* (patadas de pozo) en arenas con acumulaciones de gas previamente perforados por otros pozos. Se necesitan densidades de lodo altas para perforar de forma segura la zona de gas en la parte más alta de la estructura (Bourgoyne et al., 1986).

2.4.4 Efectos de Migración de Fluidos

El flujo ascendente de fluidos desde un yacimiento profundo a una formación más superficial, puede ocasionar que la formación más somera se convierta en anormalmente presurizada. Cuando esto ocurre se dice que la formación más somera se cargó. La trayectoria de flujo para este tipo de migración de fluido puede ser natural o hecha por el hombre. Incluso si la migración de fluido hacia la superficie se detiene, se requiere de un tiempo considerable para que la presión en la zona cargada se libere y regrese a la normalidad. Muchos reventones severos han ocurrido al encontrar una formación superficial cargada de forma inesperada. Esta situación es particularmente común por encima de los campos viejos (Bourgoyne et al., 1986).

La presión del fluido dentro de las formaciones que van a ser perforadas es uno de los parámetros más críticos que necesita el ingeniero de perforación en la planeación y perforación de un pozo. En la planeación de un pozo, el ingeniero debe determinar si se presentarán presiones anormales. En el caso de que se vayan a presentar, se debe estimar también la profundidad a la cual la presión del fluido se separa de la normal y su magnitud (Bourgoyne et al., 1986).

En los pasados 25 años se han publicado muchos artículos acerca de la detección y estimación de las presiones poro anormal. La atención prestada a este problema obedece a la importancia de la información y a las dificultades que se han experimentado para establecer un método confiable que proporcione la información cuando se necesite de manera urgente. Para que la información de presión de poro se aproveche al máximo, debe estar disponible lo más pronto posible. Sin embargo, las medidas directas de presión de formación son muy costosas y es posible obtenerlas sólo cuando la formación ha sido perforada. Dichas pruebas se hacen generalmente sólo para evaluar el potencial de producción de las zonas. Incluso si varios pozos han sido perforados previamente en el área, las medidas de presión de formación pueden estar limitadas sólo para una pequeña cantidad de ellos. Por tal razón, el ingeniero de perforación generalmente está forzado a depender de las estimaciones indirectas de la presión de formación (Bourgoyne et al., 1986).

La mayoría de los métodos para la detección y estimación de la presión de formación anormal están basados en el hecho de que las formaciones con presión de formación anormal también tienden a ser menos compactas y a tener una mayor porosidad que las formaciones similares con presión normal a la misma profundidad de enterramiento. Así, cualquier medida que refleje cambios en la porosidad de la formación también puede ser usada para detectar presiones anormales. Generalmente, el parámetro dependiente de la porosidad es medido y graficado en función de la profundidad (Bourgoyne et al., 1986).

Si las presiones de formación son normales, el parámetro dependiente de la porosidad debería tener un comportamiento fácil de reconocer debido a que la porosidad disminuye cuando incrementa la profundidad de enterramiento y la compactación. Una separación de la tendencia normal de compactación es señal de una probable transición dentro de una presión anormal. La parte superior de la región de presión anormal es llamada zona de transición. La detección de la profundidad a la cual esa separación ocurre es crítica debido a que el revestimiento debe ser sentado en el pozo antes de perforar las zonas permeables presurizadas (Bourgoyne et al., 1986).

Para determinar la presión de poro de cada una de las formaciones que van a ser perforadas en el pozo#3, fue necesario determinar las sobrepresiones en el pozo de correlación para posteriormente extrapolar los datos de sobrepresión al pozo#3. A continuación se presentan el procedimiento que se llevó a cabo para el cálculo inicial de la presión de poro en el pozo de correlación usando los datos del registro sísmico, los cuales corresponden a una medida indirecta de la porosidad.

2.4.5 Seleccionar los registros dependientes de la porosidad

El primer paso consistió en indagar en la búsqueda de registros dependientes de la porosidad que contaran con la mayor cobertura del pozo y datos de buena calidad. En este caso el pozo de correlación 1 contaba con un registro sísmico, del cual se lograron extraer datos de la onda sísmica compresional tal como se muestra en la Figura 2-11, y a partir de esta calcular la onda sísmica de cizalla con ayuda del modelo de Greenberg y Castagna (1992) (ver ecuación 2.6).

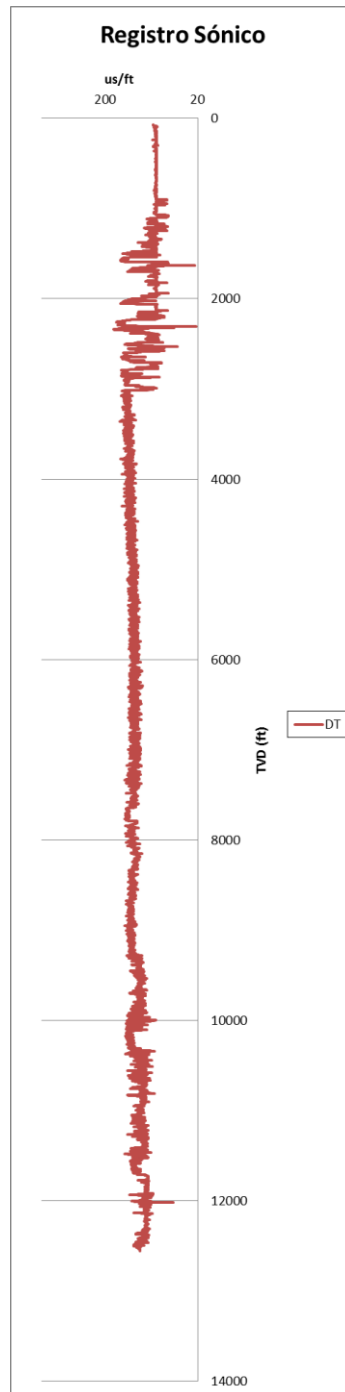


Figura 2-11 Registro sónico del pozo de correlación 1. Elaboración propia

2.4.6 Selección de puntos con alto contenido de arcillas

Las arcillolitas proporcionan un ambiente propicio para la formación de sobrepresiones debido a que tienen la capacidad para albergar fluido, pero no cuentan con permeabilidad. Por tal motivo, seleccionando los puntos de arcillolita del registro sónico, se podrían

identificar las zonas que presentan sobrepresión. Este trabajo se realizó con ayuda de un registro de rayos gamma. El registro de rayos gamma permitió identificar cambios litológicos y la selección de intervalos de arcillolita. En la Figura 2-12 se identificaron los intervalos de arcillolita graficando las líneas de cut-off. Los intervalos de arcillolita corresponden a las lecturas más altas de rayos gamma (valores a la derecha de la línea roja de cutoff).

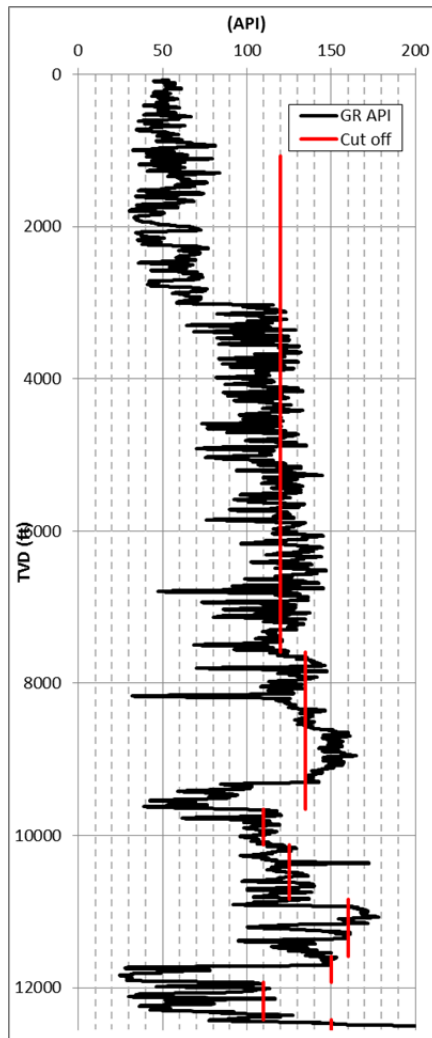


Figura 2-12 Registro de Rayos Gamma-Pozo de correlación 1. Elaboración propia

2.4.7 Determinación del Tren de compactación Normal

El Tren de Compactación Normal es una línea que representa la disminución normal y esperada en la porosidad o en las medidas relacionadas con la porosidad, tales como velocidad sísmica, densidad o resistividad; a la condición de una presión de formación normal (Osorio, 2015b). En la Figura 2-13 se evidencia el fenómeno de sobrepresión tomando como referencia el tren de compactación normal. Una vez se identifican las profundidades a las cuales se encuentran los puntos de arcillolita en el pozo de correlación con ayuda del registro de rayos gamma, el siguiente paso es buscar los datos del registro sísmico para cada una de las profundidades mencionadas anteriormente. A continuación, se determina el Tren de Compactación Normal, NTC con ayuda de la ecuación sónica de Bower (Osorio, 2015f) (ver ecuación 2.17).

$$DT = \frac{10^6}{\frac{10^6}{DT_{ml}} + A\sigma_{norm}B} \quad (2.17)$$

Donde, DT corresponde al tiempo de viaje sísmico en μ seg/ft, DT_{ml} es el tiempo de viaje sísmico a la profundidad de la línea de lodo, σ_{norm} es el esfuerzo efectivo asumiendo presiones normales en psi. A y B son valores empíricos que proporcionan el mejor ajuste para la relación entre la velocidad y el esfuerzo efectivo (Osorio, 2015f)

Una vez obtenidos los valores del tren de compactación normal para el pozo de correlación 1, se graficaron junto con los datos del registro sísmico para los puntos de arcillolita vs profundidad (ver Figura 2-14). Con el Tren de Compactación Normal ajustado, se pueden identificar formaciones sobrepresionadas. Estas zonas corresponden a valores donde el registro sísmico muestra una desviación del tren de compactación normal.

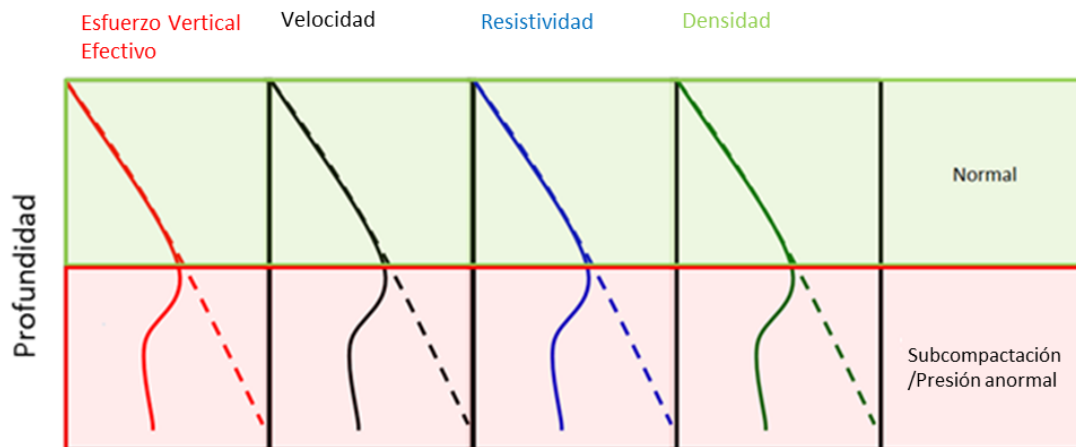


Figura 2-13 Tren de Compactación Normal (Osorio, 2015f)

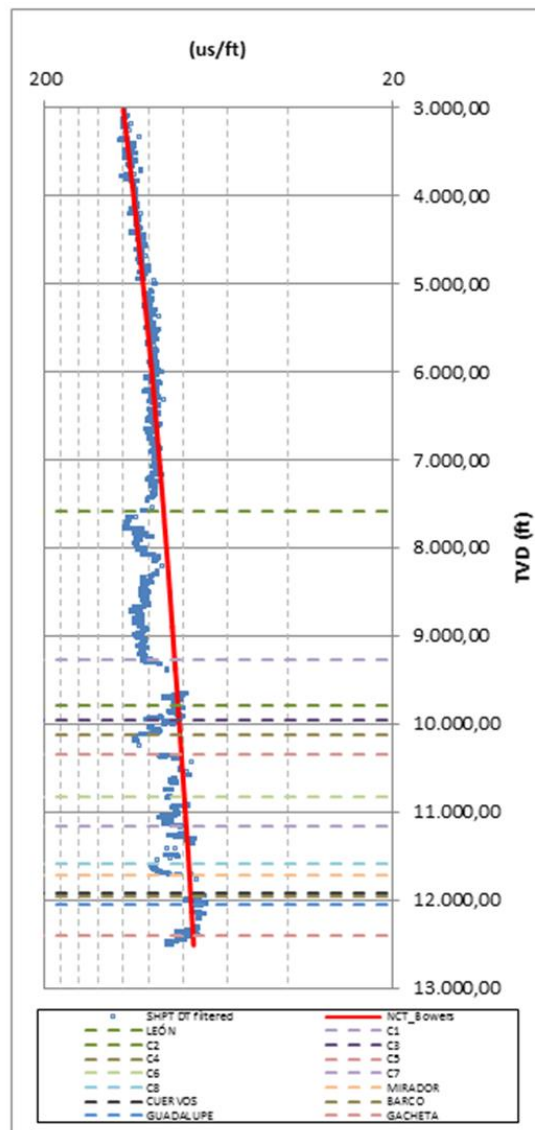


Figura 2-14 Tren de Compactación Normal-Pozo de correlación 1. Elaboración propia

2.4.8 Cálculo de la presión de poro

Con los datos de esfuerzo vertical, registro sónico en puntos de arcillolita y tren de compactación normal para el pozo de correlación-1 se seleccionó el método de predicción de la presión de poro, para el presente trabajo se utilizó el método de Eaton (Osorio, 2015f) el cual se describe en la ecuación 2.18. La Figura 2-15 muestra la presión de poro calculada para el pozo de correlación-1, al igual que el peso de lodo (MW) y la densidad equivalente de circulación (ECD) que se manejaron durante las actividades de perforación del pozo de correlación-1.

$$(P_p)_Z = (S_v)_Z - [(S_v)_Z - (P_p)_{ZN}] x \left(\frac{\Delta t_{ZN}}{\Delta t_{ZO}} \right)^{E_t} \quad (2.18)$$

Donde;

Z: Profundidad (ft)

$(P_p)_Z$: Presión de poro de formación (*lb/gal*)

$(S_v)_Z$: Esfuerzo vertical (*lb/gal*)

$(P_p)_{ZN}$: Presión de poro normal (*lb/gal*)

Δt_{ZO} : Tiempo de viaje de la onda sónica medida (*μs/ft*)

Δt_{ZN} : Tiempo de viaje de la onda sónica extrapolado del tren de compactación normal (*μs/ft*).

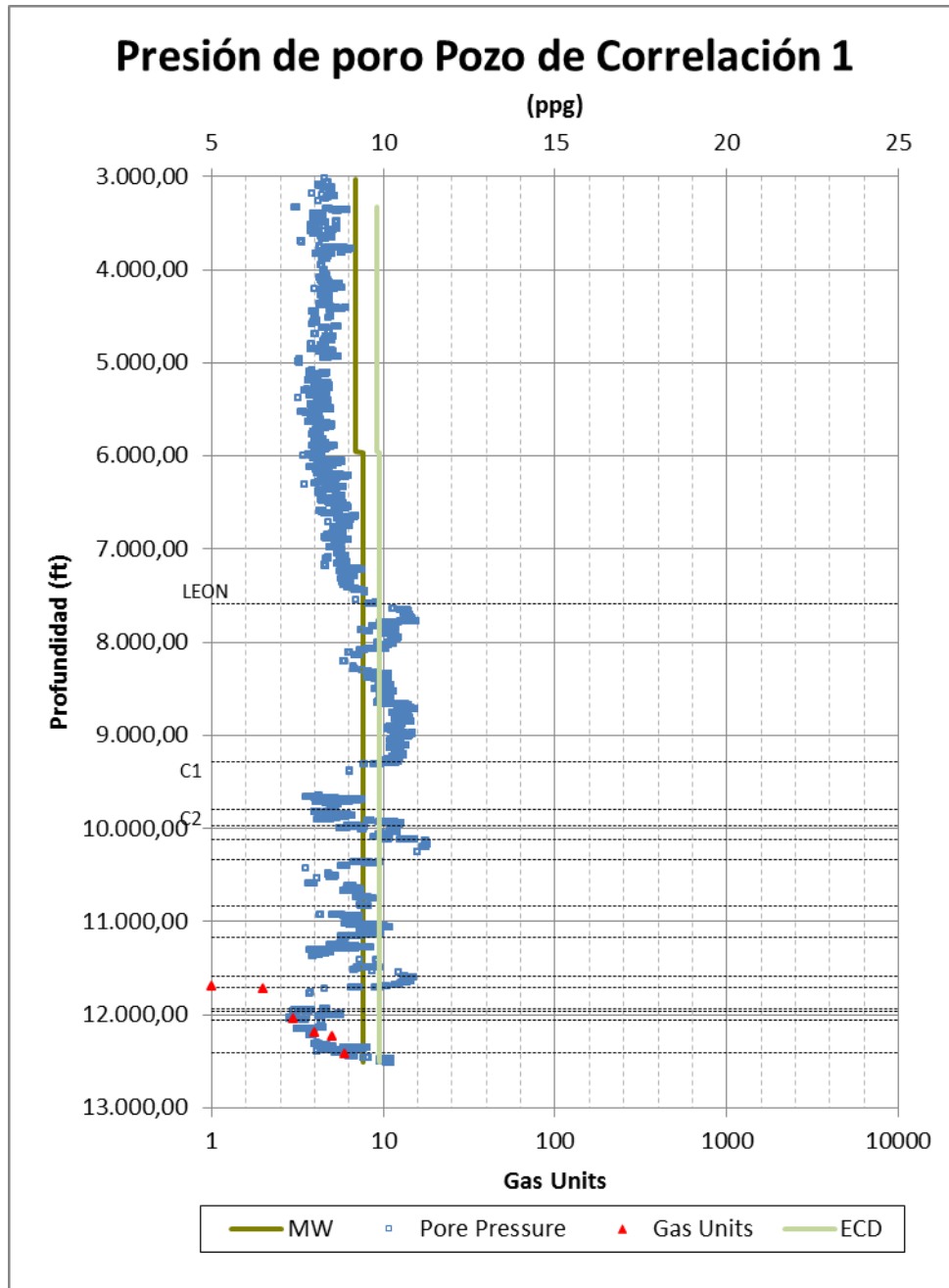


Figura 2-15 Presión de Poro-Pozo de correlación 1. Elaboración propia

Teniendo en cuenta que el pozo de correlación 2 no contaba con registro de densidad, para calcular la presión de poro en dicho pozo fue necesario extrapolar los datos de sobrepresión del pozo de correlación 1 al pozo de correlación 2 y calcular nuevamente la presión de poro de formación para el pozo de correlación 2 (ver Figura 2-16)

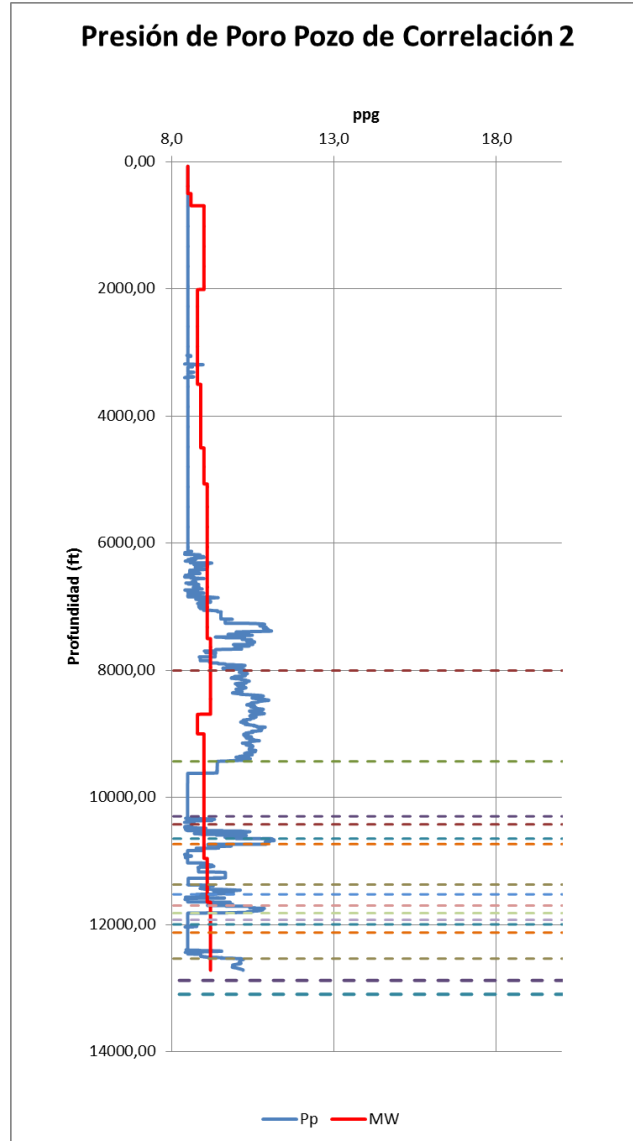


Figura 2-16 Presión de Poro Pozo de correlación 2. Elaboración propia

2.5 Magnitud del Esfuerzo Horizontal Mínimo

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. La Tabla 2-3 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra una variedad de métodos empíricos para estimar el esfuerzo horizontal mínimo en el golfo de México (Zoback, 2007).

Método	Ecuación propuesta	Relación de esfuerzo efectivo	Comentarios
Hubbert y Willis (1957)	$S_{hmin} = 0.3(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = 0.3$	Después de proponer por primera vez esta relación, modificaron la constante empírica a 0.5
Mathews y Kelly (1967)	$S_{hmin} = K_i(z)(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = K_i(z)$	Requiere una estimación de la presión de poro en profundidad, así como las funciones de determinadas empíricamente para $K_i(z)$
Eaton (1969)	$S_{hmin} = \left(\frac{v}{1-v}\right)(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = \left(\frac{v}{1-v}\right)$	Eaton sustituye la relación de Poisson, v , con un valor empírico que está en función de la profundidad. Los valores utilizados van desde 0.25 a profundidades someras (~ 1000ft) hasta valores irracionalmente altos de ~0.45 a profundidades de 10.000 ft y más.
Breckels y van Eekelen (1981)	$S_{hmin} = 0.197z^{1.145} + 0.46(P_p - P_h)$ For $z < 11500 \text{ ft}$ $S_{hmin} = 1.167z - 4596 + 0.46(P_p - P_h)$ For $z > 11500 \text{ ft}$		P_h es la presión de poro hidrostática a la profundidad, z , de interés. Esta expresión es para presiones en psi.
Zoback y Healy (1984)	$\frac{S_{hmin} - P_p}{S_v - P_p} = [(1 + \mu^2)^{1/2} + \mu]^{-2}$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = [(1 + \mu^2)^{1/2} + \mu]^{-2}$	Basada en el equilibrio friccional. Para $\mu=0.6$, la relación del esfuerzo efectivo es 0.32
Holbrook (1990)	$S_{hmin} = (1 - \phi)(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = 1 - \phi$	Reemplaza la constante empírica, con la función de porosidad ϕ . Note que para porosidades razonables de 35%, se produciría una constante de 0.65.

Tabla 2-3 Métodos empíricos para la estimación del esfuerzo mínimo el en golfo de México (Zoback, 2007)

En el presente trabajo, se utilizó la técnica propuesta por Eaton en el año 1969 para la determinación de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}), ver ecuación 2.19. En las Figura 2-17 y Figura 2-18 se presenta el S_{hmin} para el pozo de correlación 1 y el pozo de correlación 2. En las gráficas, se puede observar el resultado de una prueba FIT (Formation Integrity Test) realizada en cada pozo. Dicha prueba indicó que el esfuerzo horizontal mínimo obtenido usando la correlación de Eaton, arrojó valores consistentes en ese punto.

$$S_{hmin} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(S_v - P_p) + P_p \quad (2.19)$$

Donde, ν es la relación de Poisson, S_v es el esfuerzo vertical y P_p es la presión de poro.

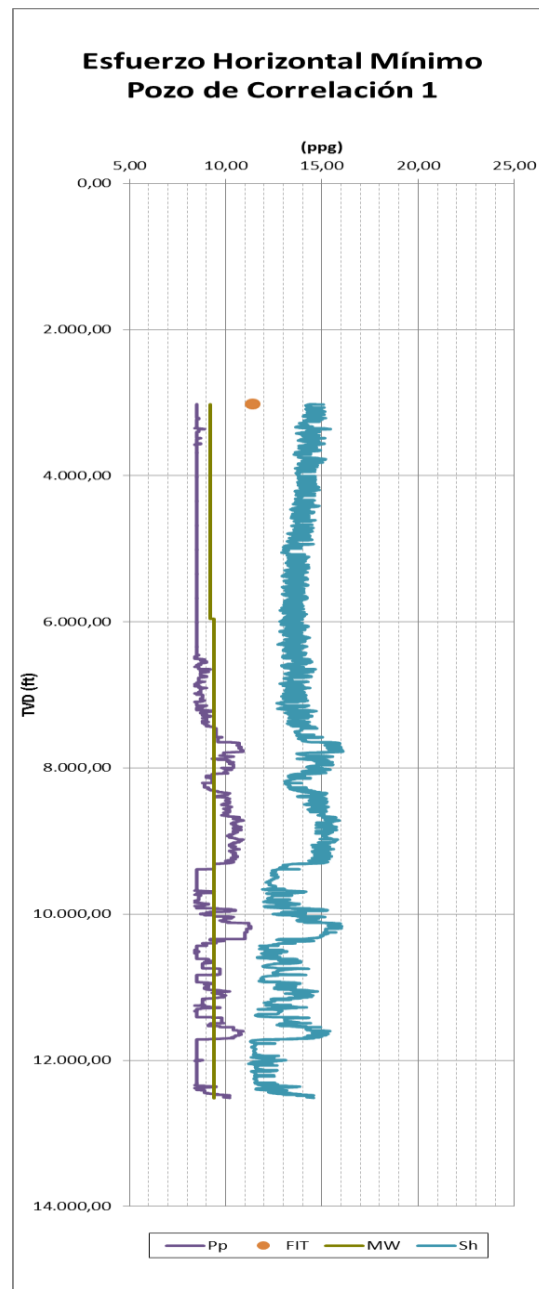


Figura 2-17 Esfuerzo horizontal mínimo para pozo de correlación 1. Elaboración propia

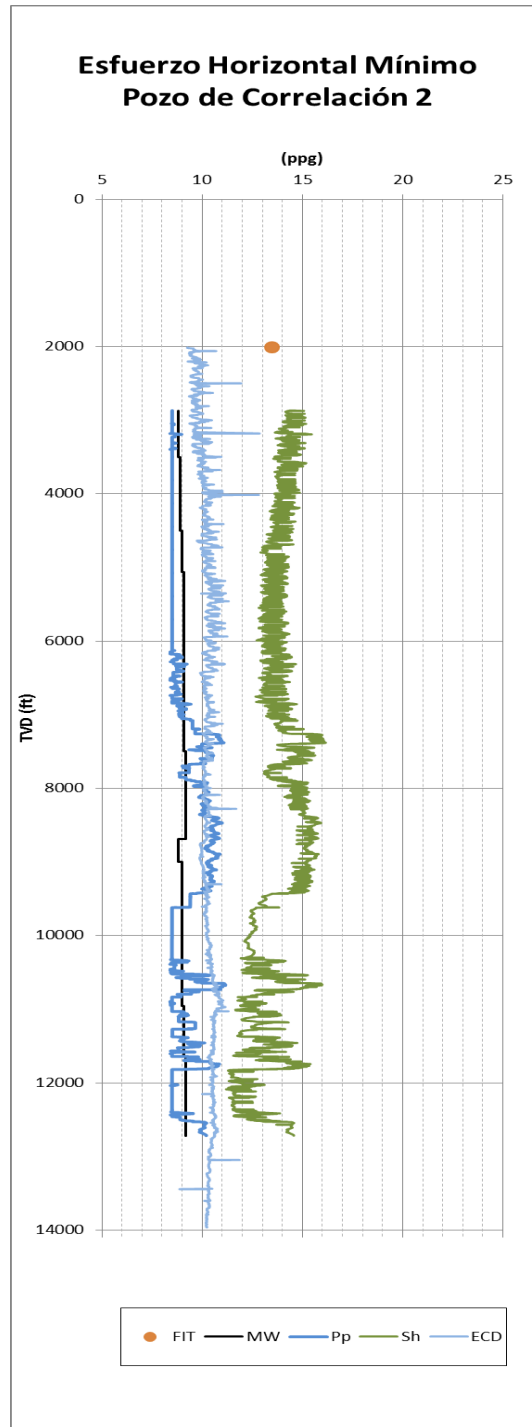


Figura 2-18 Esfuerzo horizontal mínimo para Pozo de correlación 2. Elaboración propia

2.6 Magnitud del Esfuerzo Horizontal Máximo

Barton et al. (1988), propusieron una metodología para la determinación de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo S_H cuando la resistencia de la roca se conoce utilizando observaciones del ancho de breakout. Debido a que la concentración de esfuerzos en el borde de un breakout está en equilibrio con la resistencia de la roca, se puede decir lo siguiente:

$$S_H = \frac{(UCS + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_h(1 + 2 \cos 2\theta_b)}{1 - 2 \cos 2\theta_b} \quad (2.20)$$

Donde:

S_H : Esfuerzo horizontal máximo, *lb/gal*

θ_b : Angulo de inicio de breakout con respecto al esfuerzo horizontal máximo

w_{bo} : Ancho de breakout

UCS : Resistencia a la compresibilidad uniaxial

P_p : Presión de poro de la formación, *lb/gal*

ΔP : Diferencia entre el peso de lodo y la presión de poro, *lb/gal*

$\sigma^{\Delta T}$: Esfuerzos termales, *lb/gal*

S_h : Esfuerzo horizontal mínimo, *lb/gal*

Reemplazando los valores del esfuerzo horizontal mínimo, la presión de poro y la resistencia de la roca calculados anteriormente en la ecuación 2-20 se logró calcular la magnitud del esfuerzo horizontal máximo en el pozo de correlación 2 a las profundidades donde se observaron breakouts. El cálculo del esfuerzo horizontal máximo se llevó a cabo para el pozo de correlación 2 debido a que sólo este pozo contaba con registro de imagen que permitiera la identificación de breakouts.

Con los valores del esfuerzo horizontal máximo a las profundidades de los breakouts, se calculó el factor tectónico k de acuerdo a la ecuación 2.21 (Osorio, 2015f).

$$k = \frac{S_H - S_h}{S_v - S_h} \quad (2.21)$$

Una vez se conoció k para las profundidades a las cuales se evidenciaron los breakouts en los registros de imagen, se estableció un valor de k promedio y se generó el perfil del esfuerzo horizontal máximo para el pozo de correlación 2 usando la ecuación 2.22. La Figura 2-19 muestra el perfil de los esfuerzos principales para el pozo de correlación 2.

$$S_H = S_h + k(S_v - S_h) \quad (2.22)$$

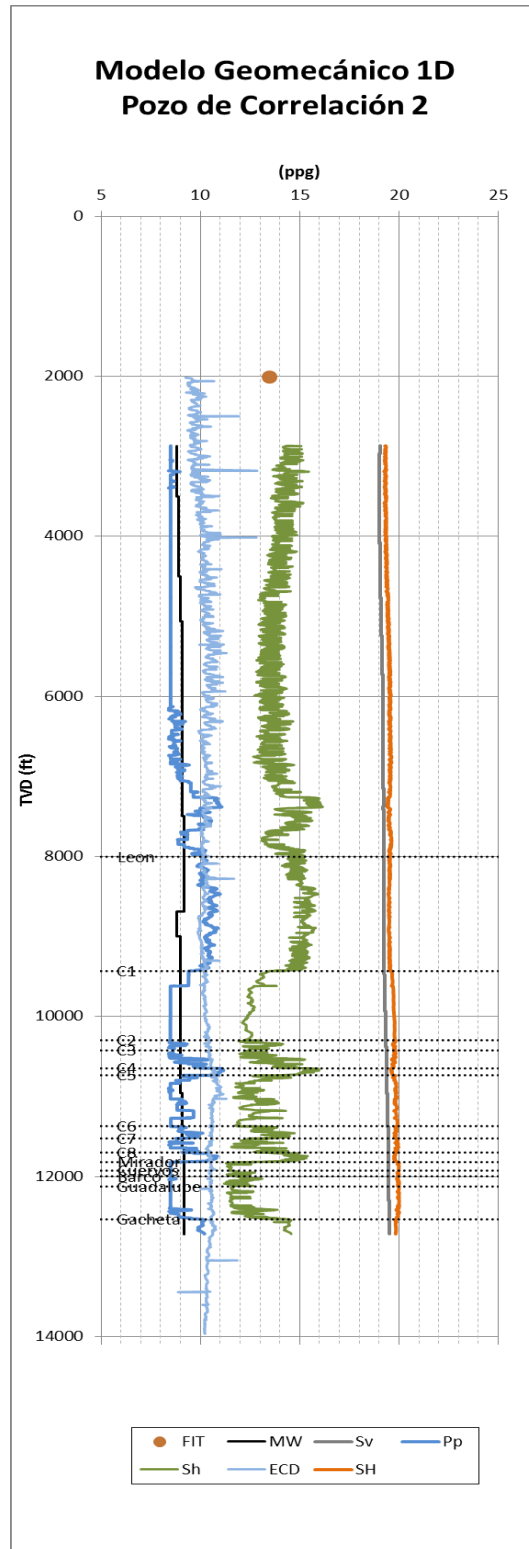


Figura 2-19 Perfil de esfuerzos principales pozo de correlación 2. Elaboración propia

2.7 Determinación de orientación de esfuerzos principales

Los breakouts se forman en el área alrededor de un pozo donde la concentración de esfuerzos excede la resistencia de la roca. Una vez se forma un breakout, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo es tal que los breakouts tienden a profundizarse. Esto se puede apreciar en la Figura 2-20, donde también se puede apreciar que después de la formación inicial, los breakouts se profundizan (hasta alcanzar una forma estable), pero no se ensanchan.

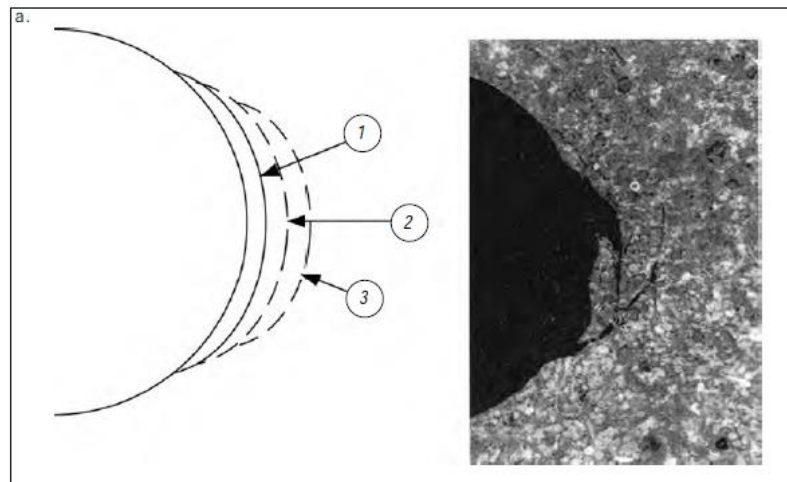


Figura 2-20 Después de la formación de un breakout, se espera que incremente en profundidad, pero no en ancho (Zoback, 2007)

La determinación de la dirección de esfuerzos principales se puede llevar a cabo mediante el análisis de:

- Registros de imagen
- Registros caliper
- Registros sísmicos dipolares
- Anisotropía sísmica
- Micro-sismicidad (sísmica pasiva)
- La teoría Andersiana para regímenes de esfuerzos

Debido a que en el campo caso estudio, el pozo de correlación 2 contaba con registros de imagen, estos se analizaron en búsqueda de breakouts los cuales están alineados con el esfuerzo horizontal mínimo, y fracturas inducidas las cuales están alineadas con el esfuerzo horizontal máximo. En la Figura 2-21a y b se puede identificar la orientación de

los esfuerzos horizontal máximo y mínimo a partir de la orientación de breakouts y fracturas inducidas en un registro de imagen.

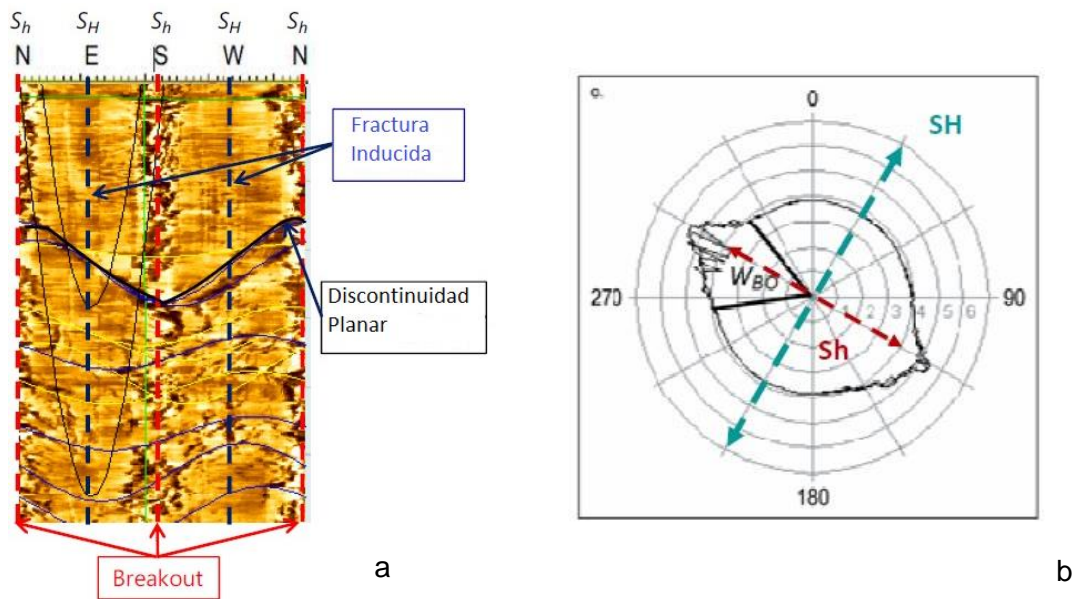


Figura 2-21 Orientación de los esfuerzos horizontal máximo y mínimo a partir de la identificación de la orientación de breakouts y fracturas inducidas (Osorio, 2015c)

El ancho y la orientación de los breakouts pueden determinarse a cualquier profundidad de un pozo con ayuda de la interpretación de datos de registros de imagen. Los breakouts en un registro de imagen se evidencian como bandas oscuras de baja reflectancia en lados opuestos del pozo como resultado de un contacto pobre entre la pared del pozo y la almohadilla sobre la cual está montado el conjunto de electrodos (Zoback, 2007). En el presente trabajo, se analizó el registro de imagen del pozo de correlación 2 en búsqueda de breakouts y se evidenció que la orientación de los breakouts existentes en el registro era 45° (NE-SO) y tenían un ancho promedio de 50° , lo cual se ilustra en la Figura 2-22. Teniendo en cuenta que en los pozos verticales perforados paralelo a la dirección del esfuerzo vertical, S_v , el azimut del esfuerzo horizontal máximo se encuentra a 90° del azimut de los breakouts situados a cada lado del pozo (Zoback, 2007), se puede concluir que la orientación del esfuerzo horizontal máximo es aproximadamente 135° (NW-SE).

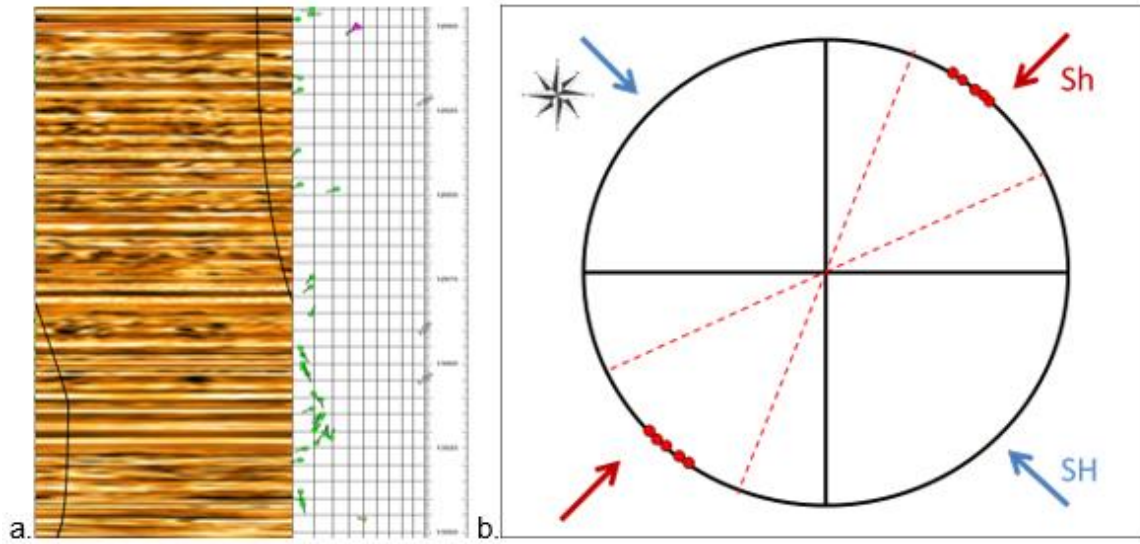


Figura 2-22 Orientación y ancho de breakouts observados en el pozo de correlación 2. a. Breakouts en registro de imagen b. Breakouts alrededor del pozo, elaboración propia

3. Modelo de Estabilidad de Pozo

La inestabilidad del pozo durante la perforación causa problemas sustanciales en todas las áreas del mundo. Un problema de estabilidad es un ejemplo de lo que los perforadores se refieren como “hueco apretado” o incidente de “pega de tubería”. Existen muchas posibles razones para que ocurra una pega de tubería, pero en la mayoría de los casos de campo reportados, la razón fundamental es el colapso mecánico del pozo. La mayoría de las inestabilidades de importancia práctica ocurren en shales o lodolitas; predominantemente en el overburden, pero algunas veces también dentro del yacimiento. A menudo, el colapso mecánico del pozo se combina con la falta de capacidad de limpieza del pozo. Una opinión común en la industria hace referencia a que dichos problemas de estabilidad, representan el 5-10% de los costos de perforación en exploración y producción, incluyendo la pérdida de tiempo y algunas veces también de equipos. Estas cifras implican un costo para la industria petrolera a nivel mundial de cientos de millones de dólares por año (Fjaer et al., 2008).

Los problemas de estabilidad se han encontrado durante el tiempo que se han perforado pozos. Nuevos retos han aparecido en los últimos años, haciendo el problema de estabilidad más difícil de manejar, pero también más importante de resolver. Por ejemplo, se ha incrementado la demanda de la industria por trayectorias de pozo más sofisticadas. Pozos altamente desviados, multilaterales y horizontales son atractivos, ya que una sola plataforma de producción puede drenar un área más grande, lo que puede reducir el número de plataformas requeridas para producir un campo dado. Sin embargo, la perforación estable es normalmente más difícil en pozos desviados que en verticales. Otras situaciones donde se pueden esperar problemas de estabilidad de pozo son durante la perforación en yacimientos depletados, áreas tectónicamente activas y en un entorno geológicamente complejo y profundo. La perforación en aguas profundas es un desafío especial. Debido al alto costo de perforación en estos ambientes, el tiempo adicional perdido en problemas de inestabilidad tiene un precio extra alto año (Fjaer et al., 2008).

Como se mencionó anteriormente, la estabilidad de pozo es un problema operacional principalmente en los shales y lodolitas. Los problemas ocurren a menudo en shales ricos en minerales de arcilla que tienden a hincharse., y con frecuencia se asocian a una alta presión de poro. Tradicionalmente, la industria de los hidrocarburos ha visto los problemas

de inestabilidad de pozo como ocasionados por el hinchamiento de arcillas, los cuales pueden ser tratados con aditivos químicos (por ejemplo, sal) en el lodo de perforación. La selección de la densidad del lodo se ha regido por la presión de poro y los perfiles de gradiente de fractura: con el fin de evitar la afluencia de fluidos (en particular gas) se ha considerado mantener el peso de lodo por encima del gradiente de presión de poro. Con el fin de prevenir pérdidas de lodo en fracturas (“pérdida de circulación”), se ha encontrado que es necesario mantener el peso de lodo por debajo del gradiente de fractura año (Fjaer et al., 2008).

En el presente capítulo se determinó el peso mínimo de lodo requerido para el pozo de correlación 2 a partir de una perspectiva mecánica de la roca. Igualmente, se tuvo en cuenta el peso máximo de lodo permitido, asociado con la pérdida de lodo en fracturas nuevas o existentes. Este análisis contribuyó a la determinación de la “ventana de densidad de lodo”, es decir al rango de densidades de lodo asociadas con una perforación estable. Lo cual constituye una pieza fundamental en el diseño de los nuevos pozos a perforar en el campo caso estudio.

3.1 Cálculo de la presión de colapso

Las formaciones a una profundidad dada en la tierra están expuestas a un esfuerzo vertical, a esfuerzos horizontales compresivos (generalmente anisótropicos) y a la presión de poro. Cuando un pozo es perforado, la roca que lo rodea debe soportar la carga que antes era soportada por la roca removida. Si la roca tiene un comportamiento elástico lineal, se generará una concentración de esfuerzos alrededor del pozo. Si la roca es lo suficientemente débil, esa concentración de esfuerzos podría ocasionar una falla del hueco. Dicha falla del hueco puede ser mitigada seleccionando un peso de lodo adecuado para perforar cada formación. Debido a esto, se hace necesario calcular la presión de colapso mediante la evaluación de los esfuerzos que actúan alrededor del pozo (radial σ_r , tangencial σ_θ y axial σ_z) y la influencia de los esfuerzos in situ en los mismos, así como la influencia de la trayectoria del pozo.

3.1.1 Esfuerzos que actúan alrededor de un pozo vertical

A continuación, se presentan las ecuaciones resultantes para calcular el esfuerzo radial σ_r , tangencial σ_θ y axial σ_z en la cara de un pozo vertical perforado en la dirección de un esfuerzo principal como una función de la distancia (r), de los esfuerzos in situ (σ_V , σ_H y σ_h), de la posición angular de interés con respecto al esfuerzo horizontal máximo (θ), la relación de Poisson, ν , y la presión del pozo P_w . Las cuales suponen que el pozo es perforado en la dirección de uno de los esfuerzos principales (en este caso el esfuerzo vertical, σ_V) y que los esfuerzos horizontales son anisotrópicos ($\sigma_H \neq \sigma_h$) (Fjaer et al., 2008).

$$\sigma_r = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.1)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.2)$$

$$\sigma_z = \sigma_V - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta \quad (3.3)$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 - 3 \frac{R_w^4}{r^4} + 2 \frac{R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta \quad (3.4)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (3.5)$$

Donde θ es el ángulo entre un punto de la circunferencia del agujero y la dirección del esfuerzo horizontal máximo (ver Figura 3-1), P_w es la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación, R_w corresponde al radio del pozo y r es la distancia radial deseada para el cálculo de los esfuerzos (ver Figura 3-2).

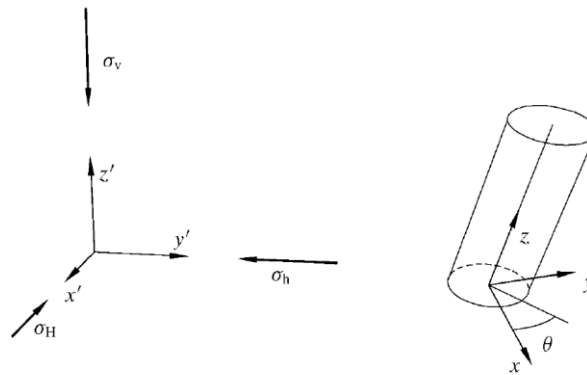


Figura 3-1 Sistema de coordenadas para un pozo desviado (Fjaer et al., 2008)

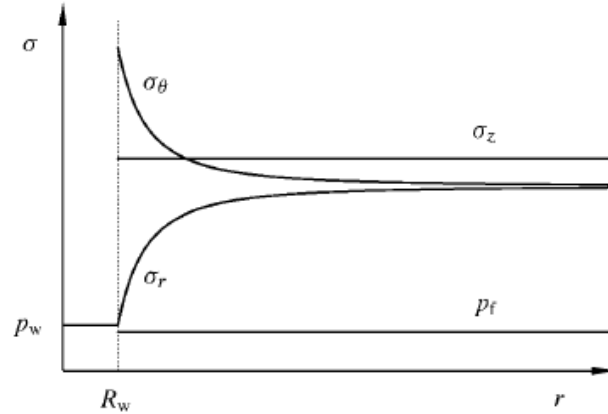


Figura 3-2 Esfuerzos alrededor de un pozo en una formación elástica lineal (Fjaer et al., 2008)

En la pared del pozo las ecuaciones 3.1 a 3.4 se simplifican debido a que $R_w = r$ y $\frac{R_w}{r} = 1$, dando como resultado las ecuaciones 3.6 a 3.9:

$$\sigma_r = P_w \quad (3.6)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (3.7)$$

$$\sigma_z = \sigma_V - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta \quad (3.8)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (3.9)$$

En las anteriores ecuaciones se puede observar que el esfuerzo radial depende solamente de la densidad del fluido de control, mientras que el esfuerzo tangencial depende de la posición azimutal alrededor de la pared del pozo, θ , así como de la densidad del fluido de control.

El punto de mínima concentración de esfuerzos ocurre en el azimut del esfuerzo horizontal máximo, S_H , cuando θ es igual a cero ($\theta = 0$). Reemplazando el valor de θ en la ecuación 3.7 se obtiene:

$$(\sigma_\theta)_{min} = 3S_h - S_H - P_w \quad (3.10)$$

Mientras que el punto de máxima concentración de esfuerzos toma lugar en el azimut del esfuerzo horizontal mínimo, S_h , cuando θ es igual a noventa grados ($\theta = 90^\circ$). Reemplazando el valor de θ en la ecuación 3.7 se obtiene:

$$(\sigma_\theta)_{max} = 3S_H - S_h - P_w \tag{3.11}$$

En la Figura 3-3 se muestra la variación del esfuerzo tangencial alrededor de un pozo.

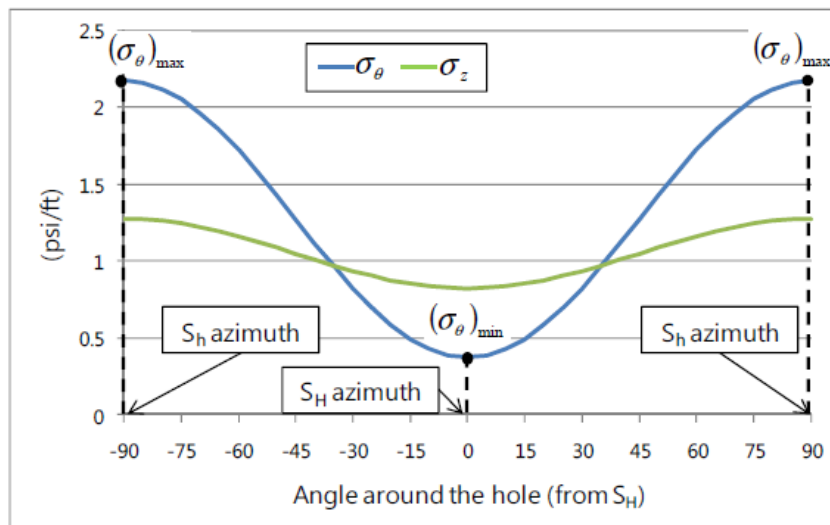


Figura 3-3 Concentración de esfuerzos en la cara del pozo para un pozo vertical donde el esfuerzo vertical es un esfuerzo principal (Osorio, 2015a)

3.1.2 Criterio de falla de un pozo vertical con esfuerzos horizontales anisotrópicos

Como se ilustra en la Figura 3-2, existe una amplia variación de los esfuerzos en la formación cercana al pozo cuando la presión de pozo difiere de la presión de formación. Si la variación de los esfuerzos excede en algún lugar el criterio de falla de la roca, la roca fallará. Esta situación es la que se puede asociar con el término “falla del pozo”. Por el contrario, el “criterio de falla del pozo” hace referencia a las condiciones de frontera para que cada falla del pozo ocurra.

Las condiciones de falla del pozo de acuerdo a esta definición son normalmente deformaciones del pozo de alguna clase. Sin embargo, esas deformaciones no son necesariamente dramáticas desde un punto de vista operacional. Por lo tanto, la falla del

pozo como se define aquí de ninguna manera debe tomarse como sinónimo de pérdida del pozo.

Existen muchas condiciones en las que un pozo puede fallar, dependiendo de la magnitud relativa de los esfuerzos principales. De acuerdo al criterio de falla de Mohr Coulomb la falla ocurrirá cuando:

$$\sigma'_1 = C_0 + \sigma'_3 \tan^2 \beta \quad (3.12)$$

Donde;

σ'_1 : Esfuerzo principal máximo efectivo

C_0 : Resistencia de la formación a la compresibilidad uniaxial

σ'_3 : Esfuerzo principal mínimo efectivo

β : Angulo de falla

Para conocer cuál de los esfuerzos efectivos alrededor del pozo corresponde al esfuerzo principal efectivo y cual al mínimo, se deben calcular los esfuerzos radial σ'_r , tangencial $(\sigma_\theta)'_{max}$ y axial σ'_z a cada profundidad del pozo de acuerdo a las siguientes ecuaciones, donde P_p corresponde a la presión de poro:

$$\sigma'_r = P_w - P_p \quad (3.13)$$

$$(\sigma_\theta)'_{max} = 3S_H - S_h - P_w - P_p \quad (3.14)$$

$$\sigma'_z = \sigma_v - P_p \quad (3.15)$$

Teniendo en cuenta la siguiente relación entre los esfuerzos efectivos alrededor del pozo $(\sigma_\theta)'_{max} > \sigma'_z > \sigma'_r$, se obtiene:

$$\sigma'_1 = (\sigma_\theta)'_{max} \quad (3.16)$$

$$\sigma'_3 = \sigma'_r \quad (3.17)$$

Reemplazando en la ecuación 3.12 (Criterio de falla de Mohr-Coulomb), la falla ocurrirá cuando:

$$(\sigma_{\theta})'_{max} = C_0 + \sigma_r' \tan^2 \beta \quad (3.18)$$

Para conocer el peso de lodo mínimo necesario para evitar que el pozo falle, es necesario escribir la ecuación anterior en términos de P_w y despejarla para P_w . Finalmente se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_w = P_p + \frac{3S_H - S_h - C_0 - 2P_p}{(1 + \tan^2 \beta)} \quad (3.19)$$

Si P_w cae por debajo de la presión calculada usando la ecuación anterior, ocurrirá una falla por cizalla en la pared del pozo

Similarmente para la presión de pozo crítica cuando $\sigma_z' > (\sigma_{\theta})'_{max} > \sigma_r'$, se tiene:

$$P_w = P_p + \frac{S_v + 2|v|(S_H - S_h) - C_0 - P_p}{\tan^2 \beta} \quad (3.20)$$

3.1.3 Criterio de falla de un pozo desviado con esfuerzos horizontales anisotrópicos

En el caso de un pozo desviado no es posible obtener expresiones acotadas para la presión crítica del pozo, y se debe recurrir a métodos de solución numérica (Fjaer et al., 2008).

En resumen, el procedimiento para establecer la menor presión de pozo posible es el siguiente:

1. A partir de los esfuerzos principales in-situ ($\sigma_H, \sigma_h, \sigma_v$), los cuales se encuentran en un sistema de coordenadas que se denota (x', y', z'); calcular los esfuerzos de formación en el sistema de coordenadas del pozo (x, y, z) de acuerdo a las ecuaciones (3.21)-(3.26)

$$\sigma_x^{\circ} = I_{xx'}^2 \sigma_H + I_{xy'}^2 \sigma_h + I_{xz'}^2 \sigma_v \quad (3.21)$$

$$\sigma_y^{\circ} = I_{yx'}^2 \sigma_H + I_{yy'}^2 \sigma_h + I_{yz'}^2 \sigma_v \quad (3.22)$$

$$\sigma_z^{\circ} = I_{zx'}^2 \sigma_H + I_{zy'}^2 \sigma_h + I_{zz'}^2 \sigma_v \quad (3.23)$$

$$\tau_{xy}^{\circ} = I_{xx'} I_{yx'} \sigma_H + I_{xy'} I_{yy'} \sigma_h + I_{xz'} I_{yz'} \sigma_v \quad (3.24)$$

$$\tau_{yz}^{\circ} = I_{yx'} I_{zx'} \sigma_H + I_{yy'} I_{zy'} \sigma_h + I_{yz'} I_{zz'} \sigma_v \quad (3.25)$$

$$\tau_{zx}^{\circ} = I_{zx'}I_{xx'}\sigma_H + I_{zy'}I_{xy'}\sigma_h + I_{zz'}I_{xz'}\sigma_v \quad (3.26)$$

Donde;

σ_x° , σ_y° , σ_z° , τ_{xy}° , τ_{yz}° , τ_{zx}° : Esfuerzos de formación expresados en el sistema de coordenadas del pozo (x, y, z). El superíndice ° en los esfuerzos denota que esos son los esfuerzos de las formaciones vírgenes

a: Rotación alrededor del eje z'

i: Rotación alrededor del eje y

$$I_{xx'} = \cos a \cos i, I_{xy'} = \sin a \cos i, I_{xz'} = -\sin i$$

$$I_{yx'} = -\sin a, I_{yy'} = \cos a, I_{yz'} = 0$$

$$I_{zx'} = \cos a \sin i, I_{zy'} = \sin a \sin i, I_{zz'} = \cos i$$

2. Calcular los esfuerzos en la pared del pozo de acuerdo a las ecuaciones 3.27-3.32

$$\sigma_r = P_w \quad (3.27)$$

$$\sigma_{\theta} = \sigma_x^{\circ} + \sigma_y^{\circ} - 2(\sigma_x^{\circ} - \sigma_y^{\circ}) \cos 2\theta - 4\tau_{xy}^{\circ} \sin 2\theta - P_w \quad (3.28)$$

$$\sigma_z = \sigma_z^{\circ} - \nu[2(\sigma_x^{\circ} - \sigma_y^{\circ}) \cos 2\theta + 4\tau_{xy}^{\circ} \sin 2\theta] \quad (3.29)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (3.30)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz}^{\circ} \sin \theta + \tau_{yz}^{\circ} \cos \theta) \quad (3.31)$$

$$\tau_{rz} = 0 \quad (3.32)$$

3. Subdividir el intervalo $0 < \theta < \pi$ en una serie de sub-intervalos (en función de la precisión requerida). Realizar lo siguiente para cada sub-intervalo:
- Diagonalizar el tensor de esfuerzos en la pared del pozo para encontrar los esfuerzos principales
 - Encontrar la presión del pozo crítica mediante la inserción de los esfuerzos principales en un criterio de falla
4. El peso de lodo más bajo admisible, corresponde a la presión de pozo crítica encontrada a partir de la iteración en el paso anterior.

Teniendo en cuenta que el pozo de correlación 2 es un pozo desviado, tal y como se muestra en la Figura 3-4, para el cálculo de la presión de colapso se utilizó un software desarrollado por Moreno (2016) el cual cuenta con una rutina de acuerdo al procedimiento mencionado anteriormente, calculó los valores del mínimo peso de lodo requerido para mantener la estabilidad del pozo con un máximo ancho de breakout de acuerdo a la ecuación 3.41, teniendo como datos de entrada los surveys del pozo, una orientación del esfuerzo horizontal máximo de 130° y la magnitud de los esfuerzos in-situ para cada valor en profundidad, los resultados se muestran en la Figura 3-5.

$$W_{bo} = 90 - \frac{2}{3} * Inc \quad (3.41)$$

Donde;

W_{bo}: Ancho de breakout

Inc: Inclinación del pozo con respecto al eje vertical.

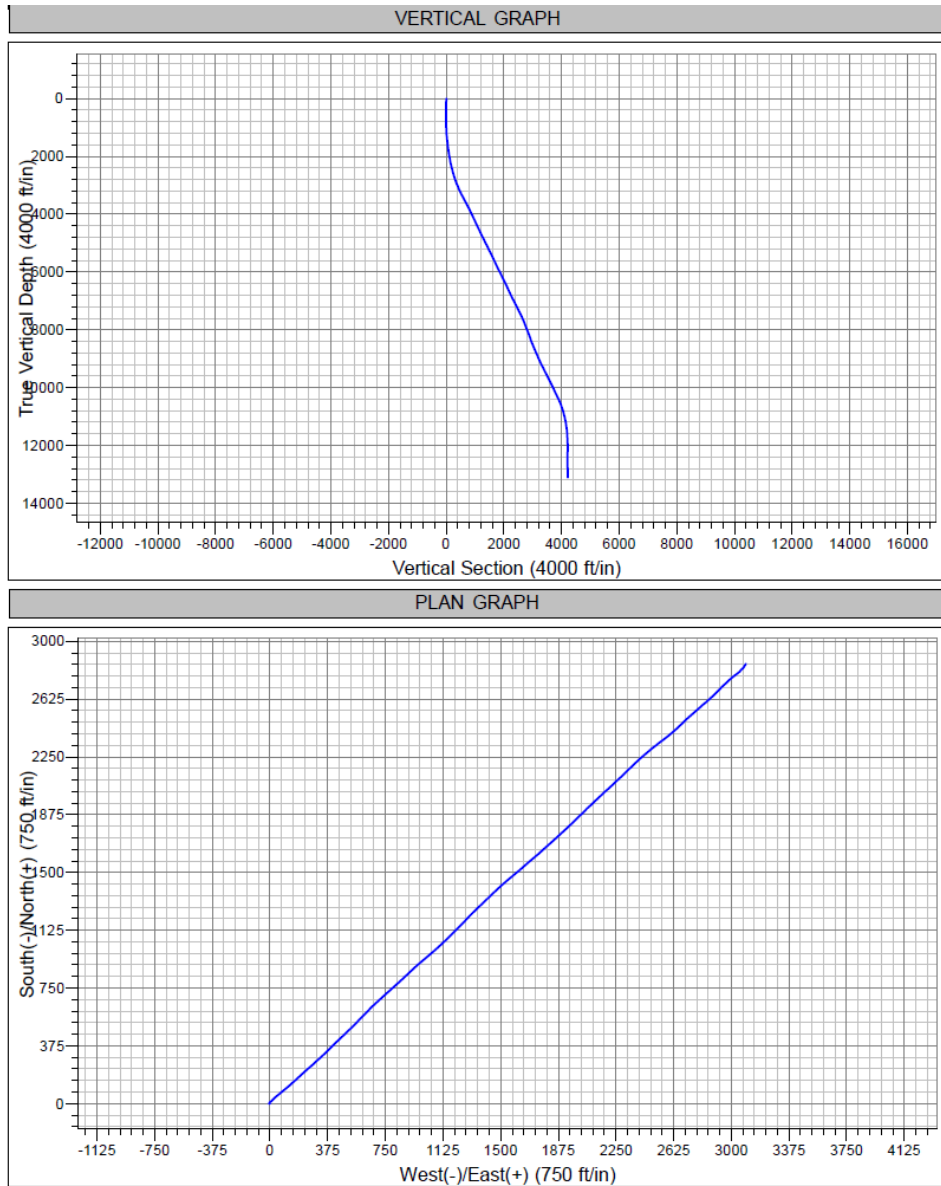


Figura 3-4 Vista de perfil y planta Pozo de correlación 2. Elaboración propia

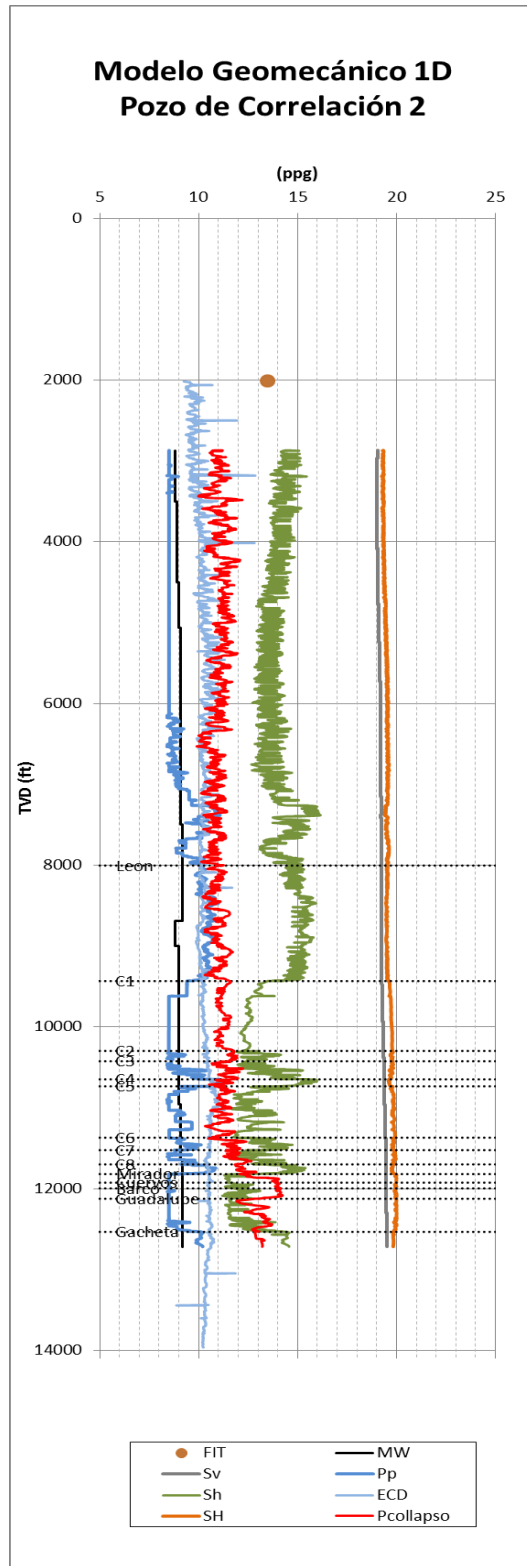


Figura 3-5 Modelo Geomecánico y de estabilidad 1D – Pozo de correlación 2. Elaboración propia

Los problemas de inestabilidad del pozo no están restringidos solamente a las formaciones perforadas en el momento. La inestabilidad se puede desarrollar con el tiempo en cualquier sección del hueco abierto. A menudo es útil anotar los problemas de perforación en una línea de tiempo para evaluar el potencial de los problemas de inestabilidad dependientes del tiempo. Es importante identificar los eventos asociados a tiempo no productivo (NPT) durante la perforación. En la Figura 3-6 se presenta el gráfico de eventos ocurridos durante la perforación del pozo de correlación 2, donde se pueden apreciar eventos de hueco apretado, packoff y reaming durante los viajes de acondicionamiento del hueco.

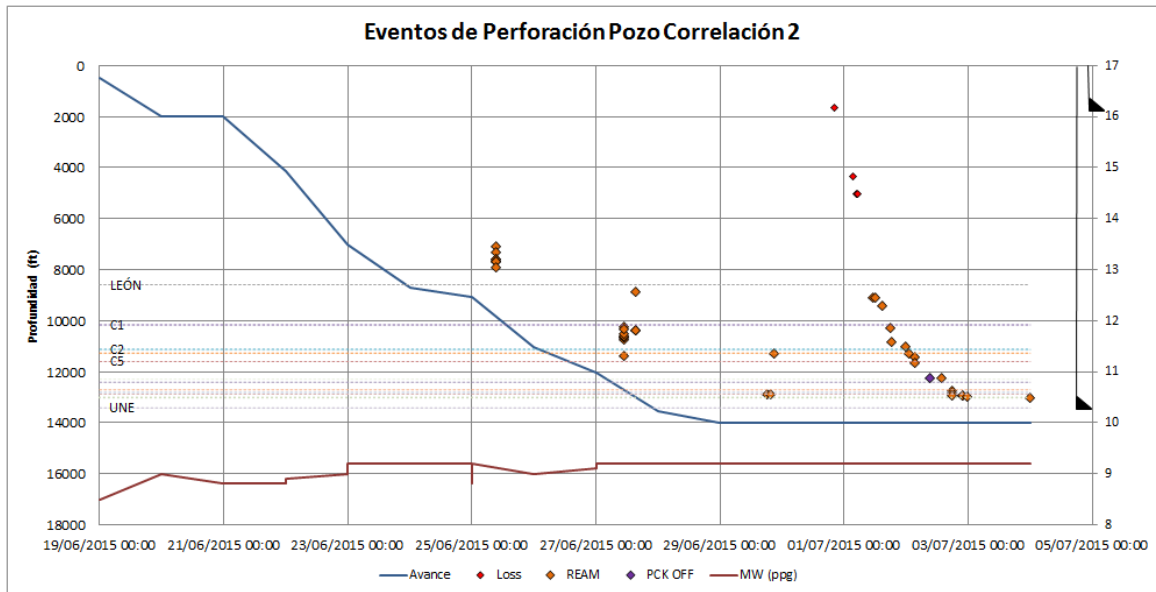


Figura 3-6 Eventos durante la perforación del pozo de correlación 2. Elaboración propia

3.2 Selección de la trayectoria óptima del pozo

Muchos de los pozos de petróleo y gas que se han perforado son horizontales, altamente desviados de la vertical o tienen trayectorias complejas. Debido a esto, es necesario entender los factores que controlan la ocurrencia de fallas por compresión o por tensión en pozos con una orientación arbitraria (Zoback, 2007).

En un pozo desviado, los esfuerzos principales actuando en la vecindad de la cara del pozo generalmente no están alineados con el eje del pozo tal como se muestra en la Figura 3-7(a). Para considerar falla en un pozo con una orientación arbitraria, se deben definir tres sistemas de coordenadas como se ilustra en la Figura 3-7(b): (1) sistema de coordenadas

geográficas, X, Y, Z orientados al norte, este y vertical; (2) un sistema de coordenadas de esfuerzos, X_s, Y_s y Z_s (correspondiente a la orientación de S_1, S_2 y S_3) y (3) El sistema de coordenadas del pozo, X_b, Y_b y Z_b donde X_b es radial, señalando el fondo del pozo, Z_b baja a lo largo del eje del pozo y Y_b es ortogonal. Para visualizar más fácilmente la falla del pozo se deben analizar los pozos desviados en profundidad y evaluar la falla del pozo como una función del ángulo, θ , desde el fondo del pozo en la dirección de las manecillas del reloj. A pesar de las complejidades asociadas a este tipo de casos, para analizar si (y como) la falla podría iniciar en la pared del pozo, se necesita considerar si los esfuerzos principales actuando en un plano tangencial a la pared del pozo, σ_{tmax} y σ_{tmin} (y el σ_r actuando normal a la superficie del pozo) son tales que exceden la resistencia de la roca. Zoback (2007), define el ángulo entre el eje del pozo y el plano normal al σ_{tmin} como ω (Figura 3-7 (a)), y considera variaciones del esfuerzo como función de la posición alrededor del pozo yendo en sentido de las manecillas del reloj desde el fondo (Figura 3-7(c) (Zoback, 2007).

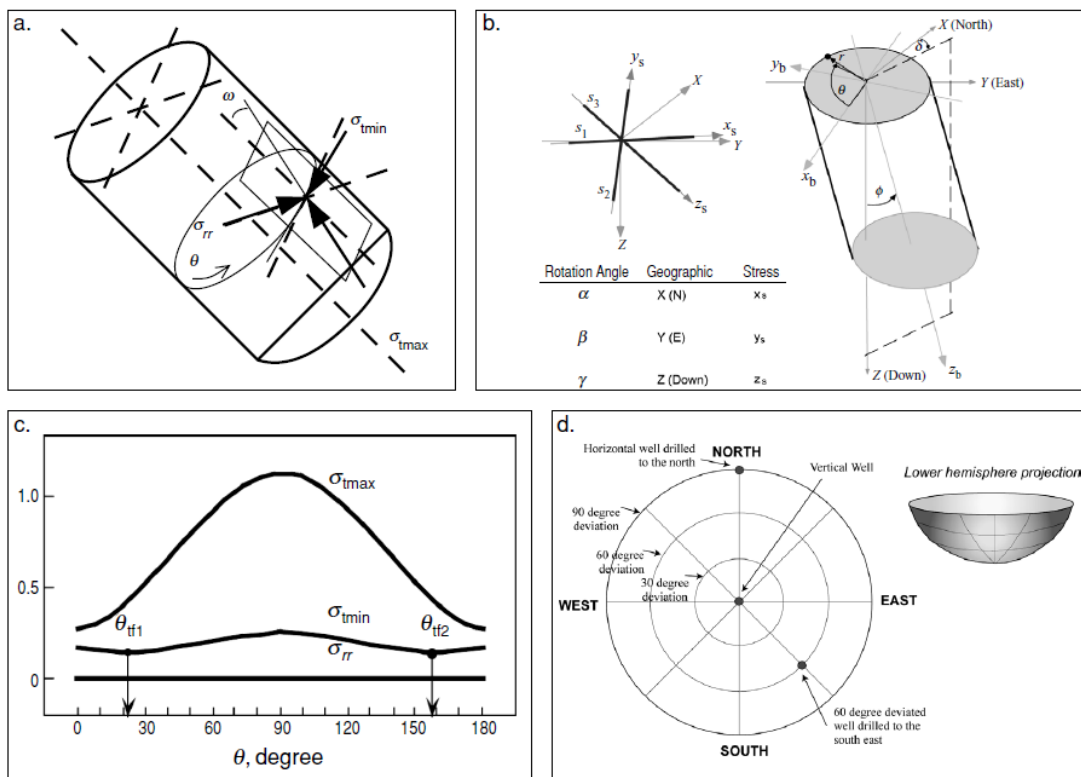


Figura 3-7 (a) Esfuerzos actuando en la cara del pozo en un pozo con una orientación arbitraria. (b) Sistema de coordenadas usado para transformar los esfuerzos principales conocidos. (c) Variación

de los esfuerzos principales alrededor de un pozo con una orientación arbitraria. (b) Sistema de coordenadas usado para transformar los esfuerzos principales conocidos. (c) Variación de los esfuerzos principales alrededor de un pozo con una orientación arbitraria (d) Proyección de hemisferio bajo utilizada para mostrar la estabilidad relativa de pozos con diferentes desviaciones y azimut (Zoback, 2007)

En el caso de un pozo orientado arbitrariamente no existe una relación simple entre la orientación de los esfuerzos in-situ y la posición alrededor del pozo a la cual posiblemente podría ocurrir falla por compresión o por tensión. Así, mientras los breakouts en un pozo vertical siempre se forman en el azimut del S_h , independientemente de la magnitud del esfuerzo o resistencia de la roca; este no es el caso para un pozo que está orientado arbitrariamente con respecto a los esfuerzos principales in-situ. En este caso, la posición de los breakouts depende de la magnitud y la orientación de los esfuerzos principales, así como de la orientación del pozo con respecto al campo de esfuerzos.

En el presente trabajo se elaboraron diagramas polares con base en los datos del modelo geomecánico y de estabilidad del pozo de correlación 2, para establecer la trayectoria óptima de perforación del pozo #3 en el campo caso estudio. Dichos diagramas polares se ilustran en las Figura 3-8 a Figura 3-14, donde cada punto en el diagrama representa un pozo de un azimut y una desviación dada. Los pozos verticales corresponden a un punto en el centro, los pozos horizontales corresponden a un punto en la periferia a un azimut correspondiente, y los pozos desviados se representan en el azimut y la distancia radial apropiada. El color mostrado en los diagramas representa el peso de lodo requerido para prevenir la iniciación de los breakouts. Para realizar estos cálculos fue utilizado en criterio de falla de Mohr-Coulomb. El color rojo representa orientaciones de pozo relativamente inestables que requieren un mayor peso de lodo para evitar la iniciación de breakouts mientras que el color azul representa orientaciones de pozo relativamente estables en las que se requieren pesos de lodo más bajos para evitar la iniciación de los breakouts.

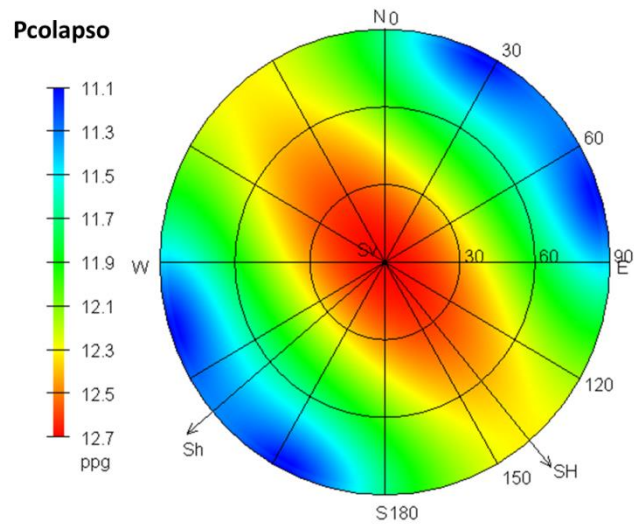


Figura 3-8 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 6000ft TVD (Moreno, 2016)

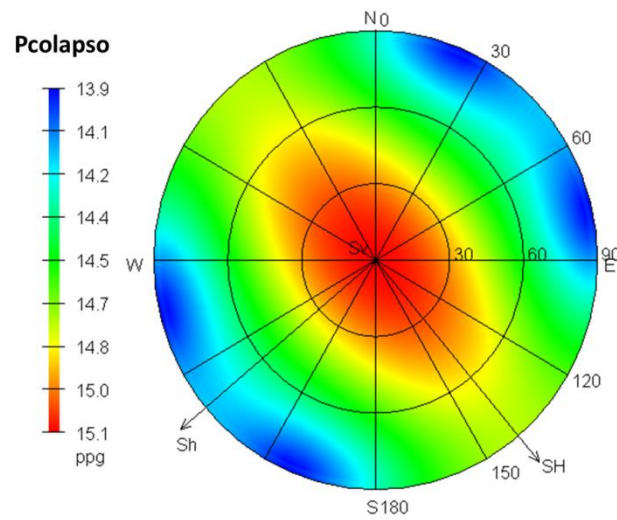


Figura 3-9 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 7300ft TVD (Moreno, 2016)

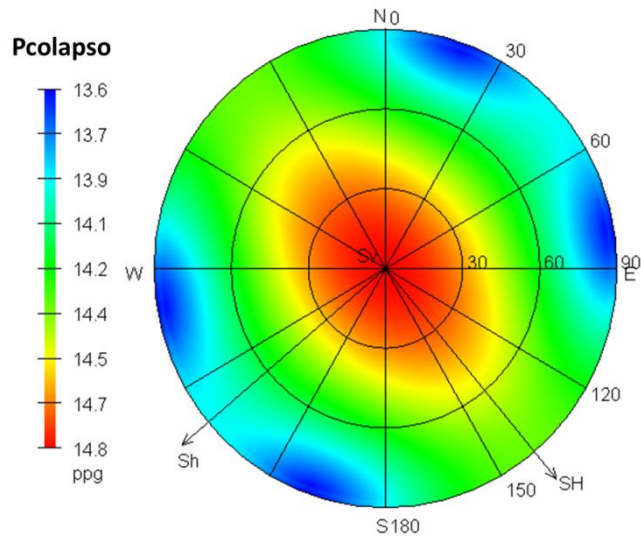


Figura 3-10 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 9000ft TVD (Moreno, 2016)

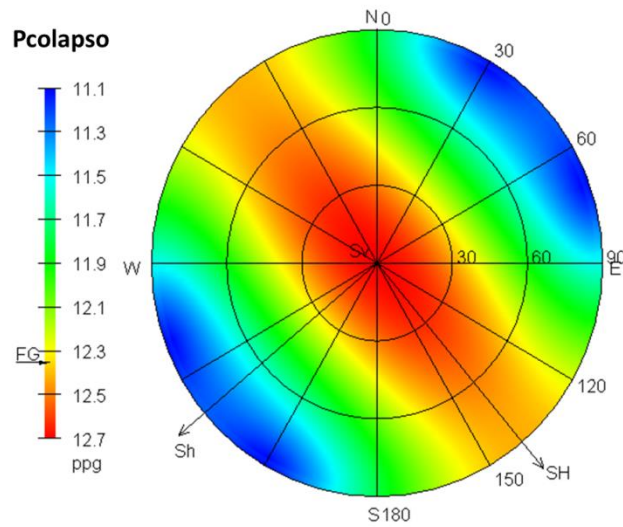


Figura 3-11 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 10000ft TVD (Moreno, 2016)

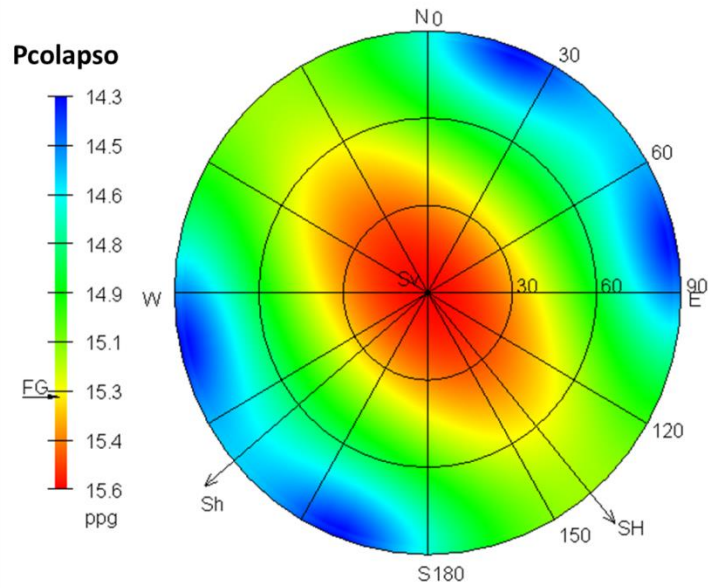


Figura 3-12 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 10650ft TVD (Moreno, 2016)

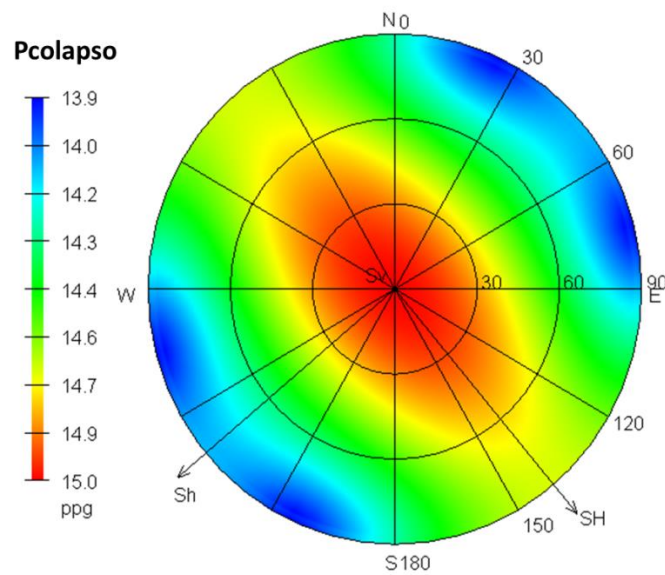


Figura 3-13 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 11750ft TVD (Moreno, 2016)

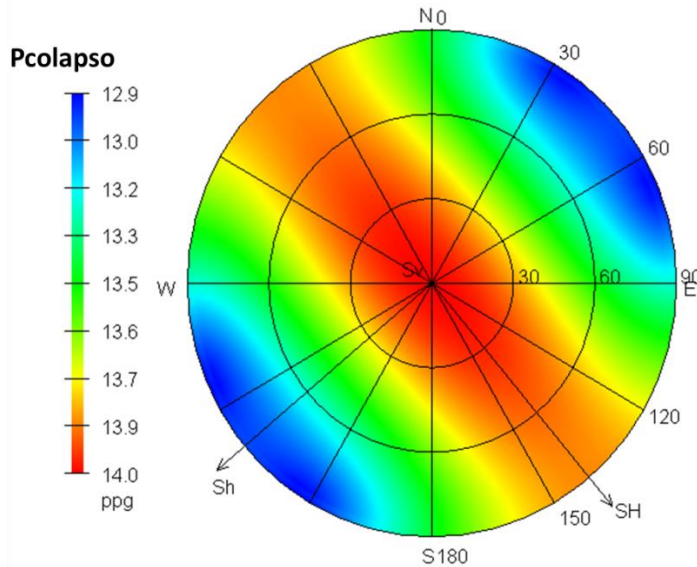


Figura 3-14 Resistencia de la roca requerida para mantener el pozo estable a 12600ft TVD (Moreno, 2016)

El pozo de correlación 2 fue perforado con una trayectoria tipo “S”, la cual implicó verticalizar el pozo a la profundidad de 11000 pies. Teniendo en cuenta el modelo geomecánico y de estabilidad del pozo de correlación 2 (Figura 3-5), justo por debajo de esta profundidad la curva de presión de colapso se aproxima a la curva del esfuerzo horizontal mínimo e incluso la sobrepasa. Considerando la información que se presenta en los diagramas polares para dichas profundidades correspondientes a las Figura 3-13 y Figura 3-14 se puede deducir que una trayectoria de pozo vertical requiere un mayor peso de lodo para mantener el pozo estable en cuanto a colapso, pero podría significar superar el esfuerzo mínimo y por ende ocasionar pérdidas de circulación. Por tal razón se recomienda perforar el pozo #3 con una trayectoria tipo “J” en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, la cual permite reducir el peso de lodo requerido para perforar un pozo estable, alejando la curva de presión de colapso de la curva de esfuerzo mínimo.

3.3 Predicción del peso de lodo requerido para cada sección del hueco

En el diseño de un pozo estable sólo es necesario elevar el peso del lodo (y/o alterar la trayectoria del pozo) lo suficiente para limitar el ancho del breakout inicial a un valor aceptable. Empíricamente, muchos casos de estudio han demostrado que diseñar para un máximo ancho de breakout de aproximadamente 90° en pozos verticales es a menudo

razonable, si se requiere un criterio conservador para la predicción de peso de lodo. Es común ser más conservador en los pozos altamente desviados, y especialmente en pozos horizontales debido a que los pozos horizontales son más difíciles de limpiar que los pozos verticales ya que por efectos gravitacionales los cortes se asientan a lo largo de la sección horizontal. Por lo tanto, es prudente diseñar pozos horizontales (y altamente desviados) con menos falla de pozo (mínimo ancho de breakout tolerable) que los pozos verticales (Zoback, 2007).

Existen muchas razones para no llevar el peso de lodo más alto de lo necesario. El problema potencial de mayor relevancia con llevar el peso de lodo demasiado alto es el fracturamiento hidráulico del pozo y las pérdidas de circulación. Este es un problema extremadamente serio, si esto ocurre mientras se trata de enfrentar la falla de pozo excesiva, podría conducir a la pérdida del pozo. Perforar con pesos de lodo superiores a la presión de poro o a la presión de colapso pero menores a la presión de fracturamiento hidráulico (o gradiente de fractura) es la consideración principal en el diseño de pozos y en la determinación de puntos de sentamiento de revestimiento (Zoback, 2007).

El objetivo del presente trabajo consiste en sugerir una ventana de lodo segura para perforar el pozo #3 en el campo caso estudio en la misma plataforma que fue perforado el pozo de correlación 2. Con base en los resultados obtenidos en el modelo geomecánico y de estabilidad de realizado para el pozo de correlación 2 (Figura 3-5), y en los diagramas polares presentados en las Figura 3-8 a Figura 3-14 del mismo pozo, se hace evidente que el peso de lodo requerido para perforar un pozo estable está íntimamente ligado a la selección de la trayectoria del pozo. Cabe mencionar que, aunque el caso ideal sería perforar un pozo en la trayectoria y la inclinación que requieran el menor peso de lodo para mantener la estabilidad durante las actividades de perforación, existen factores externos que impiden perforar el pozo en dicha trayectoria tales como el acceso a determinadas tierras ya sea por factores ambientales, restricciones de seguridad física, o la dificultad de llegar a un acuerdo económico con el poseedor del terreno. Es aquí, donde los diagramas polares son de gran utilidad, ya que permiten tener una visión completa de los panoramas que se pueden encontrar en cuanto a azimut e inclinación del pozo, y brindan información acerca de cómo mitigar los impactos en el caso de no seleccionar la trayectoria del pozo más estable para determinada área.

Asumiendo una trayectoria de pozo tipo “J” para perforar el pozo#3 en el campo caso estudio, con una inclinación de 60°, y haciendo uso de los diagramas polares presentados en las Figura 3-8 a Figura 3-14 e igualmente del modelo geomecánico y de estabilidad (Figura 3-5) se sugiere la siguiente ventana para cada formación que se pretenden atravesar:

FORMACIÓN	PESO DE LODO (ppg)	PRESIÓN DE PORO (ppg)	PRESIÓN DE COLAPSO (ppg)	GRADIENTE DE FRACTURA (ppg)
GUAYABO	10 - 11,1	8,4 - 11	10 – 11	14-13
LEON	11,1	10 – 11	10 – 11	14-15
C1	11,1	8,4	11	13-12
C2	11,2	8,4 – 9	12	13
C3	11,2	10	11	12 – 14
C4	11,2	10	11	15 – 16
C5	11,2	8,5 – 9	11	12 – 14
C6	11,2	9 – 10	12	13 – 14
C7	11,2	8,5 - 9,5	12	12
C8	11,2	11	14	12
MIRADOR	11,2	8,5	14	12
LOS CUERVOS	11,2	8,5	14	11,5
BARCO	11,2	8,5	14	12
GUADALUPE	11,2	8,5	12 – 14	12
GACHETA	13	8,5	13	14

Tabla 3-1 Ventana de lodo sugerida para el pozo#3. Elaboración propia.

4. Análisis de Resultados

La Figura 3-5 presenta el modelo geomecánico 1D y análisis de estabilidad para el Pozo de correlación 2 basado en la información de registros eléctricos (del pozo de correlación 1), pesos de lodo, diseño mecánico del pozo, información geológica, eventos de perforación, FIT, mapas estructurales, análisis de cavings y vistas sísmicas. Con base en la clasificación de fallas de Anderson, se puede concluir que se trata de un ambiente de falla Strike slip ya que el esfuerzo horizontal máximo es mayor que el esfuerzo vertical y este a su vez es mayor que el esfuerzo horizontal mínimo ($S_H > S_v > S_h$).

En la Figura 2-14 se evidencia que las formaciones León, Carboneras C2, C4, C6 y C8 presentan sobre presión (Se desvían del tren de compactación normal).

En la Figura 3-5 se pueden identificar la presión de poro, la presión de colapso y el esfuerzo horizontal mínimo calculadas para el pozo de correlación 2, con esta información fue posible corroborar que una trayectoria de pozo vertical en un régimen de esfuerzos strike slip, requiere de un peso de lodo más alto para evitar la formación de breakouts durante la perforación.

En la Figura 2-22 se puede identificar la orientación de los esfuerzos in-situ en el campo caso estudio. La orientación del esfuerzo horizontal máximo (S_H) es NW-SE (120° a 150°, aproximadamente). La orientación del esfuerzo horizontal mínimo (S_h) es NE-SW (30° a 60°, aproximadamente).

En la Figura 3-6 se observa una disminución en el peso de lodo durante la perforación de la formación León, dicha reducción corresponde al cambio de lodo de perforación, se recomienda al realizar el desplazamiento del lodo, que el lodo nuevo tenga la misma densidad con la que terminó el último lodo de perforación.

En la Figura 3-6 se observan pérdidas de lodo en la formación Guayabo, este evento sucedió durante la bajada del revestimiento de 7", debido a que el evento sucedió 6 días después de perforado el intervalo se puede asumir que es debido al ECD generado durante la corrida del revestimiento y a la velocidad de corrida del mismo. Se recomienda realizar los cálculos de las respectivas hidráulicas antes de bajar cada revestimiento de manera tal que se busque mantener las condiciones que se tenían durante la etapa de perforación.

En la Figura 3-6 se observan puntos apretados y eventos de packoff durante los viajes de acondicionamiento del hueco, estos eventos obedecen a formaciones sobrepresionadas, si se compara con la figura 3-5, coincide con los intervalos en los que el peso de lodo está por debajo de la presión de poro y la presión de colapso, pero durante la perforación el ECD compensa esta falencia. Por tal razón, durante los viajes de acondicionamiento donde no se cuenta con el ECD las formaciones sobrepresionadas tienden a ensancharse.

Todos los datos del modelo se muestran a partir de 3000 ft de profundidad debido a que aunque se contaba con registro sísmico desde superficie en el pozo de correlación 1, dicho registro se corrió en hueco entubado desde superficie hasta 3000 ft, lo cual ocasionó que se evidenciaran lecturas erróneas de la velocidad de la onda compresional como se muestra en la Figura 2-11.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

El presente caso de estudio demuestra la importancia de basar las decisiones de perforación en un modelo cuantitativo de estabilidad de pozo fundamentado en un modelo geomecánico integral.

- De acuerdo con la clasificación de Anderson de la magnitud relativa de los esfuerzos principales en la tierra se puede concluir que el campo caso estudio cuenta con un ambiente de falla Strike Slip (Rumbo deslizante) $S_H > S_v > S_h$.
- La magnitud del esfuerzo vertical se estimó haciendo uso del registro de densidad de los pozos de correlación, así como de las correlaciones de Miller y Garder para estimación de la densidad en las profundidades donde no se contaba con registro de densidad o se evidenció mala calidad en los datos del mismo.
- La presión de poro se estimó mediante el método de Eaton haciendo uso de la información disponible del registro sísmico y se calibró con la ayuda de la curva de peso de lodo y ECD del pozo de correlación 2.
- Tomando como referencia el tren de compactación normal, se evidenció que existe sobrepresión en las formaciones León, Carboneras C2, C4, C6 y C8.
- La magnitud del esfuerzo mínimo se determinó mediante la ecuación de Eaton. Se recomienda realizar pruebas de leak-off extendidas para la calibración del esfuerzo mínimo.
- La orientación del esfuerzo horizontal máximo (S_H) es NW-SE (120° a 150°, aproximadamente). La orientación del esfuerzo horizontal mínimo (S_h) es NE-SW (30° a 60°, aproximadamente); y se determinaron mediante la identificación de breakouts en el registro de imagen del pozo de correlación 2. La orientación del esfuerzo horizontal máximo inferida a través del registro de imagen del pozo de

correlación 2 es consistente con la orientación regional en la cuenca de los llanos orientales como se ilustra en la Figura A-1.

- La magnitud del esfuerzo horizontal máximo se determinó primero para las profundidades a las cuales se evidenciaron breakouts, así mismo se calculó el factor tectónico para estos puntos y se determinó un factor tectónico promedio. Con ayuda del factor tectónico se generó el perfil del esfuerzo horizontal máximo haciendo uso de la definición del factor tectónico (k).
- El modelo geomecánico resultante se utilizó para hacer el análisis de estabilidad del nuevo pozo a perforar en el pozo caso estudio. Con base en este análisis se hicieron recomendaciones para minimizar los problemas de inestabilidad durante la perforación.
- El modelo de estabilidad de pozo generado, muestra que las formaciones León, Carboneras C2, C4, C6 y C8 presentan sobrepresión. Por tal razón se recomienda incluir como práctica operacional revestir dichas formaciones en el menor tiempo posible para disminuir el tiempo de exposición y evitar problemas de estabilidad dependientes del tiempo (hueco apretado). Igualmente compensar el ECD antes de realizar la corrida de revestimiento.
- Con base en el modelo geomecánico y de estabilidad para el pozo de correlación 2, se estableció la ventana de lodo segura para perforar el pozo#3 en el campo caso estudio. En la Tabla 3-1 se presenta la ventana de lodo sugerida por formación.
- De acuerdo a los diagramas polares, se puede evidenciar que una trayectoria de pozo paralela al esfuerzo mínimo requiere un menor peso de lodo para mantener el hueco estable durante las actividades de perforación.
- La selección de una trayectoria de pozo óptima, se traduce en seleccionar el menor peso de lodo requerido para mantener un pozo estable, lo cual implica un ahorro en el costo del lodo.

5.2 Recomendaciones

Con el ánimo de mejorar las predicciones del modelo de estabilidad de pozo, se recomienda tener en cuenta lo siguiente:

- Diseñar la trayectoria del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo.
- Diseñar el peso de lodo de perforación de acuerdo a la ventana de lodo segura y monitorear que durante la corrida de revestimiento el ECD sea compensado con peso de lodo.
- Disminuir el tiempo de exposición de las lutitas, sentar el revestimiento en el menor tiempo posible después de ser perforadas.
- Implementar como buena práctica la toma de registros de densidad, sónico dipolar (onda compresiva y de cizalla), de imagen y caliper orientados, para minimizar las incertidumbres geomecánicas.
- En el caso de tener muestras de corazón, realizar pruebas de laboratorio para determinar propiedades elásticas y mecánicas de las rocas
- Realizar pruebas de leak-off extendidas para calibrar el gradiente de fractura.
- Predecir inestabilidad de lutitas por aumento de la presión de poro como función del tiempo.
- Monitorear el volumen, la forma y el tamaño de los cavings en tiempo real a lo largo el pozo.
- En la Figura 3-6 se evidenció una disminución en el peso de lodo de 9 ppg a 8.8 ppg durante la perforación de la formación León como respuesta al desplazamiento del sistema de lodo, para mantener la estabilidad del pozo es conveniente que el nuevo lodo tenga el mismo peso del lodo a desplazar.

Bibliografía

- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). Basic Well Log Analysis. *The American Association of Petroleum Geologists*.
- Barton, C., Zoback, M., & Burns, K. (1988). In-situ Stress Orientation and Magnitude at the Fenton Geothermal Site, New Mexico, Determined from Wellbore Breakouts. *Geophysical Research Letters*, 15.
- Benz, T., & Nordal, S. (2000). *Numerical Methods in Geotechnical Engineering*. Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group.
- Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M., & Young, F. (1986). *Applied Drilling Engineering*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- British Petroleum. (2007). *Recommended Practices for Rock Strength Prediction*. BP Exploration.
- Davis, G., & Reynolds, S. (1996). *Structural Geology of Rocks and Regions*. New York: Jhon Wiley & Sons, INC.
- Fjaer, E., Holt, R., Horsrud, P., Raaen, A., & Risnes, R. (2008). *Petroleum Related Rock Mechanics*. Oxford: Elsevier.
- Greenberg, M., & Castagna, J. (1992). Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting*, 40, 195–209.
- Helmholtz Centre Potsdam. (n.d.). World Stress Map. Retrieved from http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/pub/casmo/casmo_frame.html.
- Jaeger, J., Cook, N., & Zimmerman, R. (2007). *Fundamentals of Rock Mechanics*. USA: Blackwell Publishing.
- Moreno, J. (2016). Comunicación Personal.
- Osorio, G. (2015a). Determinación de la Magnitud del Esfuerzo Horizontal Máximo. In *Geomecánica Aplicada a Estabilidad de Pozos: Aspectos Básicos y T{ó}picos Especiales*. Medellín.
- Osorio, G. (2015b). Determinación de Orientación de Esfuerzos Principales. In

- Geomecánica Aplicada a Estabilidad de Pozos: Aspectos Básicos y Tópicos Especiales*. Medellín.
- Osorio, G. (2015c). Determinación de Orientación de Esfuerzos Principales. In *Geomecánica Aplicada a Estabilidad de Pozos: Aspectos Básicos y Tópicos Especiales*. Medellín.
- Osorio, G. (2015d). Esfuerzo Vertical. In *Geomecánica Aplicada a Estabilidad de Pozos: Aspectos Básicos y Tópicos Especiales* (pp. 8–12).
- Osorio, G. (2015e). Modos de Falla y Resistencia de la Roca. Medellín: *Geomecánica Aplicada a Estabilidad de Pozos: Aspectos Básicos y Tópicos Especiales*.
- Osorio, G. (2015f). Pore Pressure (overpressure) Prediction. *Geomecánica Avanzada de Ingeniería de Yacimientos*.
- Pasic, B., Gaurina-Medimurec, N., & Matamovic, D. (2007). Wellbore Instability: Causes and Consequences. *Rdarsko-Geolosko-Naftni Zbornik*, 19, 87–98.
- Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics*. New York: Cambridge University Press.

A. Anexo: Mapa Mundial de Esfuerzos

El Mapa Mundial de Esfuerzos es la base de datos Global de los esfuerzos tectónicos contemporáneos de la corteza terrestre. Su uniformidad y calidad está garantizada a través de:

- Ranking de calidad de los datos de acuerdo con las normas internacionales
- Asignación del régimen estandarizado

El Mapa Mundial de esfuerzos fusiona los datos que de otro modo estarían fragmentados en archivos separados y en algunos casos inaccesibles. Proporciona la conservación a largo plazo de los datos de esfuerzos tectónicos contrarrestando la pérdida física de datos o problemas organizacionales de almacenamiento de datos. En la figura A-5-1 se presenta la orientación regional del esfuerzo horizontal máximo en Colombia.

Tipos de indicadores de esfuerzos:

En el Mapa Mundial de esfuerzos se utilizan diferentes tipos de indicadores de esfuerzos para determinar la orientación de los esfuerzos tectónicos, los cuales se agrupan en 4 categorías:

- Mecanismos focales de terremotos
- Breakouts y fracturas inducidas durante la perforación
- Medidas de esfuerzos in-situ (corazonamiento, fracturamiento hidráulico, borehole slotter)
- Datos geológicos recientes (a partir de análisis de deslizamiento de fallas y alineamiento de eventos volcánicos)

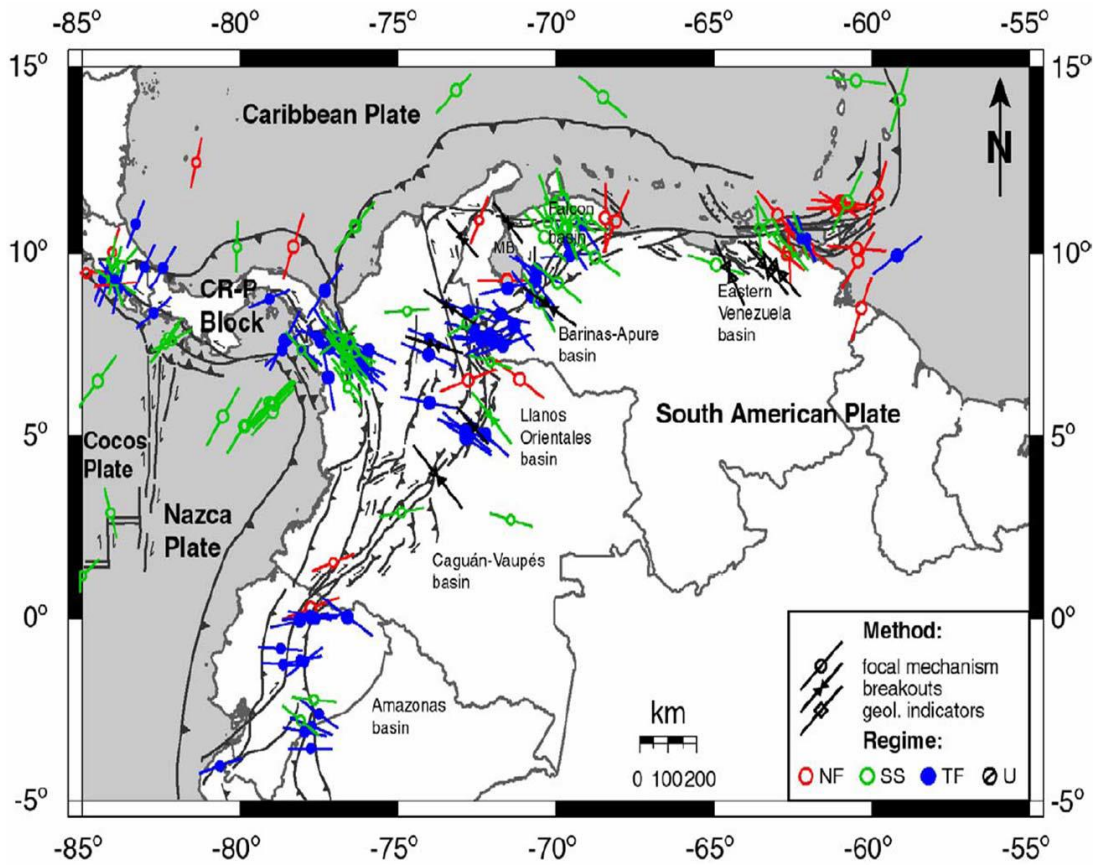


Figura A-1 Orientación regional del esfuerzo horizontal Máximo en Colombia (Helmholtz Centre Potsdam, n.d.)