



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN MEDIANTE EL DISEÑO DE UN
MODELO GEOMECÁNICO”**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

ALEXANDER RAMÓN HERRERA MENDOZA

EDISON JOSUÉ UGUÑA GUACHILEMA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2017

DEDICATORIA

A mi madre Fátima Mendoza y a mi padre Ramón Herrera, por todo el apoyo, comprensión, consejos y amor que me brindaron a lo largo de la vida hasta alcanzar este objetivo.

A mi tía Alba que es como mi segunda madre y mis primos Juan y Rocío que los quiero como hermanos, por estar siempre acompañándome en cada paso de mi vida otorgándome todo su cariño.

A mis amigos y demás familiares que de una u otra manera estuvieron conmigo apoyándome e hicieron de la vida universitaria una etapa maravillosa y de gran experiencia.

Alexander Ramón Herrera Mendoza

DEDICATORIA

A mis padres Janneth Guachilema y Miguel Uguña, por su infinito apoyo e inmenso amor que me han permitido culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A mis hermanos Kevyn y Naomy, por su cariño y paciencia.

A mis tías y abuelas, por todos sus consejos y apoyo incondicional en todo momento.

A mis amigos y profesores por las grandes lecciones aprendidas y los felices momentos a lo largo de este ciclo de vida.

Edison Josué Uguña Guachilema

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios, por otorgarnos la fortaleza y sabiduría necesaria para culminar con éxito nuestros estudios universitarios.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por abrirnos las puertas en su instituto académico, y a los Docentes que impartieron sus conocimientos para formarnos como profesionales con alto nivel ético y de excelencia.

Al MSc. Romel Erazo por su conocimiento y guía brindada para el desarrollo del presente proyecto, que más que un docente lo consideramos nuestro amigo.

Alexander Ramón Herrera Mendoza

Edison Josué Uguña Guachilema

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fabián Vera Rosales
MIEMBRO EVALUADOR

MSc. Fidel Chuchuca Aguilar
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Alexander Ramón Herrera Mendoza

Edison Josué Uguña Guachilema

RESUMEN

El presente proyecto muestra como un análisis Geomecánico ayuda a solucionar problemas de inestabilidad en pozos, en especial en la formación TIYUYACU debido al alto porcentaje de arcillosidad que presenta, reduciendo los NPT y los costos producidos por diferentes fallos en las operaciones de perforación.

Se presenta dos objetivos, el primero es profundizar en la aplicación de modelos Geomecánicos para solucionar problemas de inestabilidad del hoyo; y el segundo, es el desarrollo de una ventana de lodo operativa para los pozos del campo ESPOL.

Basándose en la bibliografía consultada se toma como asunción la validez de la teoría elástica lineal dentro de un medio poroso para poder predecir el comportamiento geomecánico de la roca, sumado a esto se usan datos de perfiles eléctricos y demás necesarios para calibrar el modelo geomecánico.

Luego de diseñar nuestro modelo Geomecánico, obtendremos los diferentes esfuerzos principales que actúan alrededor del pozo junto a la presión de colapso y de fractura, con lo cual estableceremos los límites de la ventana de lodo operacional.

Esto con el propósito de refinar el modelo de perforación inicial mediante la geomecánica y ayudar con los resultados que se obtendrá para futuros pozos que sean perforados en la misma zona.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS	XV
SIMBOLOGÍA	XVII
ÍNDICE DE FIGURAS	XXI
ÍNDICE DE TABLAS	XXIV
CAPÍTULO 1.....	26
INTRODUCCIÓN	26
1.1. Preámbulo	27
1.2. Planteamiento del Problema.....	28
1.2.1. Descripción del Problema.....	28
1.2.2. Justificación	28

1.2.3. Propuesta	30
1.3. Hipótesis	31
1.4. Objetivos	32
1.4.1. Objetivo General.....	32
1.4.2. Objetivos Específicos	32
1.5. Metodología de Estudio	33
CAPÍTULO 2.....	34
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	34
2.1. Marco Geológico.....	35
2.1.1. Antecedentes de Campo	35
2.1.2. Ubicación Geográfica	37
2.1.3. Aspectos Geológicos Generales	38
2.1.4. Descripción Litológica de la Formación TIYUYACU.....	42
2.2. Marco Teórico.....	43
2.2.1. Petrofísica	43
2.2.1.1 Modelo Petrofísico	45
2.2.1.2 Propiedades de la Petrofísica	45
2.2.2. Perfiles de Pozos.....	47
2.2.2.1. Perfiles de Rayo Gamma	49

2.2.2.2. Registro de Calibre (Caliper).....	51
2.2.2.3. Registro de Densidad.....	52
2.2.2.4. Registro Neutrón	55
2.2.2.5. Registro Sónico.....	56
2.2.3. Análisis de Compactación de Arenas.....	59
2.2.3.1 Efectos Tectónicos.....	59
2.2.3.2. Compactación	61
2.2.3.3. Subcompactación.....	63
2.2.3.4. Diagénesis	65
2.2.4. Estabilidad de un Pozo Durante la Perforación.....	66
2.2.4.1. Mecanismos que Afectan la Estabilidad de un Pozo.....	67
2.2.4.2. Como Mantener la Estabilidad de un Pozo	68
2.2.5. Presión Poral.....	70
2.2.5.1. Presión Poral Normal	71
2.2.5.2. Sobrepresión en Arcillas	72
2.2.5.3. Presión en Zonas Productivas	73
2.2.6. Esfuerzos Principales.....	73
2.2.7. Análisis de Falla	76
CAPÍTULO 3.....	77

METODOLOGÍA.....	77
3.1. Construcción del Modelo Geomecánico	78
3.2. Cálculo de la Presión de Poro, de Fractura y de los Esfuerzos in-situ que actúan en el pozo	79
3.2.1. Completación de datos del Registro de Densidad.....	79
3.2.2. Determinación del Gradiente de Sobrecarga o Esfuerzo Vertical Total	80
3.2.3. Determinación de la Presión de Poro a partir de Datos Sónicos..	83
3.2.4. Determinación del Gradiente de Presión de Fractura.....	86
3.2.5. Determinación del Esfuerzo Horizontal Mínimo.....	88
3.2.6. Determinación del Esfuerzo Horizontal Máximo.....	90
3.3. Determinación de los Módulos de Elasticidad Dinámica a partir de Perfiles de Pozos.....	92
3.3.1. Determinación del Módulo de Corte G_{dyn}	92
3.3.2. Determinación del Módulo Volumétrico o Módulo del Bulk K_{dyn} .	92
3.3.3. Determinación de la Compresibilidad Volumétrica C	93
3.3.4. Determinación del Módulo de Young E_{dyn}	93
3.3.5. Relación de Poisson.....	93
3.4. Determinación de las Propiedades de Resistencia de la Roca	95

3.4.1. Determinación de la Resistencia a la compresibilidad uniaxial	95
3.4.2. Resistencia a la Cizalla	96
3.4.3. Determinación de la Resistencia a la Tensión.....	96
3.4.4. Determinación del Ángulo de Fricción Interna.....	97
3.4.5. Determinación del Coeficiente de Biot.....	98
3.5. Determinación de la Presión de Colapso.....	99
3.5.1. Determinación de los Esfuerzos que actúan alrededor de un pozo vertical	100
3.5.2. Criterio de Falla en un pozo vertical con esfuerzos horizontales anisotrópicos	103
3.6. Construcción del Círculo de Mohr.....	107
3.7. Determinación de la Densidad óptima del fluido de control	108
CAPÍTULO 4.....	110
ANÁLISIS Y RESULTADOS	110
4.1. Análisis de Resultados.....	111
4.2. Análisis de esfuerzos de la Formación de Estudio Representada por el Círculo de Mohr	112
4.3. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo FICT001 del Campo ESPOL	114

4.4. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo FICT003 del Campo ESPOL	118
CAPÍTULO 5.....	123
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	123
CONCLUSIONES	124
RECOMENDACIONES.....	126
ANEXOS	
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

NPT	No Production Time
BSW	Basic Sediments and Water
POES	Petróleo Original En Sitio
N	North
S	South
W	West
SW	Southwest
L.K.O	Lowest Known Occurrence
API	American Petroleum Engineering
RHOB	Registro de Densidad
NPHI	Registro de Neutrón
DTCO	Registro Sónico de Onda Compresional
IGV	Volumen Intergranular
ECD	Densidad Circulante Equivalente

OBG	Overburden Gradient
UCS	Resistencia de la Compresibilidad Uniaxial
S1, S2, S3	Esfuerzos Principales
PP	Presión de Poro
Sv	Esfuerzo Vertical
SHmax	Esfuerzo Horizontal Máximo
Shmin	Esfuerzo Horizontal Mínimo
PF	Presión de Fractura
Pw	Presión de Colapso
PPn	Presión de Poro Normal

SIMBOLOGÍA

Bppd	Barril de Petróleo por Día
MMbbl	Millones de Barriles
Mbls	Miles de Barriles
Km	Kilómetros
in	Pulgadas
Kma	Módulo Volumétrico de Matriz
Cma	Compresibilidad de Matriz
GPa	Giga Pascales
Lpc	Libras por Pulgadas Cuadrada
°C	Grados Centígrados
psi/ft	Libras por Pulgada Cuadrada / Pies
ft	Pie
λ_p	Relación de Presión de Poro con la Tensión Vertical
A	Constante de Sobrecarga por Edad Geológica

ϕ	Porosidad
ρ_{ma}	Densidad de la Matriz
ρ_b	Densidad del Bulk
ρ_f	Densidad del Fluido
$\frac{gr}{cc}$	Gramos / Centímetros Cúbicos
g	Gravedad
ρ	Densidad
Z	Profundidad
Δt	Tiempo de Tránsito
$\left[\frac{\mu s}{ft} \right]$	Microsegundos / Pies
V_{ma}	Velocidad de la Onda Sonora para Roca Matriz
$[ft/sec]$	Pies / Segundos
ΔT_{ma}	Tiempo de la Onda Sonora para Roca Matriz
Δ_b	Tiempo de Tránsito Total
Δ_{ma}	Tiempo de Tránsito de la Matriz
Δ_f	Tiempo de Tránsito del Fluido

e	Euler
c	Constante de Ecuación de Gardner
σ_v	Esfuerzo Vertical
D	Profundidad de Interés
$\beta(u)$	Densidad Volumétrica
Ds	Superficie
C_n	Constante para el Método de Zamora
x	Constante para el Método de Zamora
σ_h'	Esfuerzo Horizontal Efectivo
σ_v'	Esfuerzo Vertical Efectivo
ν	Relación de Poisson
μ	Coeficiente de Fricción
G_{dyn}	Módulo de Corte
K_{dyn}	Módulo Volumétrico
C	Compresibilidad Volumétrica
E_{dyn}	Módulo de Young

T_o	Resistencia a la Tensión
α	Coeficiente de Biot
σ_z	Esfuerzo Axial
σ_r	Esfuerzo Radial
σ_θ	Esfuerzo Tangencial
R_w	Radio del Pozo
τ	Esfuerzo Cortante
β	Ángulo entre la Falla Normal y el Mayor Esfuerzo
I''	Criterio Lade Modificado
C_o	Resistencia a la Compresión Uniaxial sin Confinamiento
η	Criterio de Mohr Coulomb
V_p	Velocidad Primaria de Onda
V_s	Velocidad Secundaria de Onda
φ	Ángulo de Fricción Interno
ft/seg	Pie / Segundo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología del Proyecto	33
Figura 2.1 Ubicación Campo ESPOL.....	38
Figura 2.2 Mapa Estructural Campo ESPOL.	39
Figura 2.3 Mapa de Esfuerzos de Sur-América.	40
Figura 2.4 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.	41
Figura 2.5 Tipos de Registros Eléctricos.....	49
Figura 2.6 Clasificación de los platos tectónicos sedimentarios y su tipo de roca.....	60
Figura 2.7 Proceso de Compactación vs Profundidad de Enterramiento.....	63
Figura 2.8 Compactación vs Profundidad en intervalos subcompactados. ..	64
Figura 2.9 Mecanismos de Compactación Anormal.....	65
Figura 2.10 Tipos de Fallas en Relación con los Esfuerzos in-situ.	74
Figura 2.11 Esfuerzos para diferentes Ambientes Tectónicos.	75
Figura 3.1 Construcción del Modelo Geomecánico.....	78
Figura 3.2 Completación del Registro de Densidad por medio del Método de Gardner.....	80

Figura 3.3 Determinación del Gradiente de Sobrecarga mediante el Método de Zamora.....	83
Figura 3.4 Construcción de la Tendencia de compactación Normal.	84
Figura 3.5 Determinación de la Presión de Poro por el Método de Eaton. ..	85
Figura 3.6 Determinación del Grdiente de Fractura y el Módulo de Poisson por el Método de Eaton.....	88
Figura 3.7 Determinación Esfuerzo Horizontal Mínimo por medio del método de Breackels y van Eekelen.....	89
Figura 3.8 Determinación Esfuerzo Horizontal Máximo.	91
Figura 3.9 Determinación de los Módulos de Elasticidad Dinámica a partir de Perfiles de Pozos.....	94
Figura 3.10 Determinación de las Propiedades de Resistencia de la Roca.	99
Figura 3.11 Comportamiento de los Esfuerzos que actúan alrededor de un pozo vertical.....	102
Figura 3.12 Condiciones de falla en pozos verticales por medio del Criterio de Falla de Mohr-Coulomb	106
Figura 3.13 Determinación de la Presión de Colapso mediante el Criterio de Falla.	107
Figura 4.1 Círculo de Mohr de la Formación TIYUYACU Campo ESPOL.	113

Figura 4.2 Propiedades Elásticas en la Formación Tiyuyacu 6175' – 7808' (Pozo FICT001)	115
Figura 4.3 Ventana de Lodo Operacional para la Formación Tiyuyacu 6175' – 7808' (Pozo FICT001).....	117
Figura 4.4 Propiedades Elásticas en la Formación Tiyuyacu 6178' – 7788' (Pozo FICT003)	119
Figura 4.5 Ventana de Lodo Operacional para la Formación Tiyuyacu 6178' – 7788' (Pozo FICT003).....	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Reservas y POES del Campo ESPOL.....	37
Tabla II. Densidades de las diferentes matrices.....	54
Tabla III. Velocidad y tiempo de la onda sonora para rocas matrices.	58
Tabla IV. Constantes de Zamora.....	82
Tabla V. Códigos de Sobrecarga.....	82
Tabla VI. Valores del módulo volumétrico de matriz (Kma) y compresibilidad (Cma), para varios tipos de rocas.	98
Tabla VII. Valores promedios de las Propiedades Elásticas (Pozo FICT001).	115
Tabla VIII. Valores promedios de los Esfuerzos Principales y Presión de Poro (Pozo FICT001).	116
Tabla IX. Peso de Lodo Sugerido para Perforar la Formación Tiyuyacu en el Pozo FICT001.....	118
Tabla X. Valores promedios de las Propiedades Elásticas (Pozo FICT003).	119
Tabla XI. Valores promedios de los Esfuerzos Principales y Presión de Poro (Pozo FICT003).	120

Tabla XII. Peso de Lodo sugerido para perforar la formación Tiyuyacu en el pozo FICT003.	122
--	-----

Tabla XIII. Peso de Lodo de Perforación sugerido en la formación Tiyuyacu para el campo ESPOL.	122
--	-----

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

Se considera que un pozo presenta estabilidad cuando el diámetro del pozo es igual al de la broca con la que se encuentre perforando. Por lo tanto, la inestabilidad del hoyo se describe como las condiciones mecánicas que originan fallas por esfuerzos de compresión o tensión dentro del pozo. Las fallas ocasionadas por esfuerzos de compresión provocan un comportamiento de derrumbe o un cierre del hoyo en formaciones plásticas, mientras que las fallas por esfuerzos de tensión producen un fracturamiento hidráulico, debido a que el peso del lodo con el que se perfora sobrepasa la resistencia a la tensión de la roca. La inestabilidad del hoyo está relacionada con diversos problemas que reducen los NPT, ocasionando grandes pérdidas económicas.

Problemas como pega de tubería, colapso o derrumbe de hoyo, desviación que no ha sido programada o agujeros esbeltos entre otros, son las principales fuentes de pérdida de tiempo, que es traducida como dinero en las operaciones de perforación. Esto provocó que en los últimos años se mejore la investigación dentro de esta área, basadas en los mecanismos que originan las fallas de las rocas. Se han desarrollado diversos modelos de estabilidad que tienen como suposición la presencia de un esfuerzo elástico alrededor del hoyo.

1.2. Planteamiento del Problema

1.2.1. Descripción del Problema

Durante la perforación de un pozo, ocurre distorsión del campo de esfuerzos, los cuales se redistribuyen alrededor del hoyo, provocando una inestabilidad del pozo e induciendo esfuerzos de corte y en ocasiones originando fallas, ya que estos esfuerzos pueden exceder la fuerza de la roca. Además se pueden ocasionar fallas en la formación debido a otros efectos de esfuerzos, en especial cuando la presión hidrostática del pozo es mayor o menor a la presión de la formación. En la Cuenca Oriente la mayor cantidad de problemas de inestabilidad del hoyo ocurren en la formación TIYUYACU, es por ello que este estudio se va a enfocar en los problemas de origen mecánico de dicha formación.

1.2.2. Justificación

La industria petrolera anualmente acarrea costos de \$1000 millones aproximadamente, debido a problemas de inestabilidad de pozo tanto en la etapa de perforación como la de producción.

La inestabilidad se produce por factores mecánicos y químicos, predominando los factores mecánicos en la estabilidad del pozo, ya que la perforación modifica la estructura original y el campo de esfuerzo que inicialmente se encontraba en equilibrio. Para compensar el desequilibrio de esfuerzos en el hoyo, se debe aplicar una presión en las paredes del pozo la cual la genera el peso del fluido de perforación.

La inestabilidad del pozo produce muchos problemas operacionales, generando costos adicionales afectando el presupuesto inicial para la perforación del pozo e incluso en la rentabilidad de este que en ciertos casos puede impedir su producción. Cuando se producen estos problemas operacionales por inestabilidad del hoyo se necesita una mayor limpieza del pozo y una mayor cantidad de inyección de fluido de perforación por pérdida de este en las formaciones; generando mayores gastos y pérdida de tiempo en solucionar estos inconveniente, por ende todo se traduce en costos operacionales.

Hoy en día debido a todos estos inconvenientes generados por la inestabilidad de un pozo, la industria petrolera invierte tiempo y dinero en investigación al respecto de la geomecánica de reservorios y de pozos durante la perforación, ya que esta rama de la ciencia petrolera es muy importante e interdisciplinaria y se

está desarrollando cada día más, permitiendo realizar una mejor planeación en las etapas de perforación y de producción de un pozo, optimizando recursos y obteniendo mayores beneficios económicos.

1.2.3. Propuesta

A través del diseño de un modelo geomecánico se elaborará una ventana de lodo operativa de perforación consiguiendo una estabilidad del hoyo, reduciendo problemas operacionales y por ende costos, y así optimizando la perforación futura de demás pozos en el campo ESPOL.

Se analizará los registros del pozo que se está estudiando en especial en la formación TIYUYACU que es la más inestable en la Cuenca Oriente (por su alto nivel de arcillosidad), para poder determinar la presión de poro en esta zona y los esfuerzos tanto de sobrecarga como los horizontales. Se elaboraran las curvas de gradiente de presión o estrés del pozo y se construirá la ventana de lodo operacional de perforación, para garantizar la estabilidad del hoyo durante la perforación y evitar fracturas no deseadas en la formación de interés.

Se analizaran los resultados obtenidos en la investigación, demostrando las ventajas que un estudio geomecánico de pozo ofrece para optimizar la perforación y obtener una mayor rentabilidad.

1.3. Hipótesis

Se puede prevenir problemas de inestabilidad en base a los pozos seleccionados (FICT001 y FICT003) del campo ESPOL mediante la aplicación de un modelo geomecánico diseñado con la información de registros eléctricos de los pozos, con el que se obtendrá la curva de presión de colapso, elaborando así una ventana de lodo operativa de cada pozo, con el fin de obtener mediante su correlación una ventana de lodo operativa para el campo ESPOL, logrando disminuir los NPT y optimizando las operaciones de perforación que se realicen en un futuro.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Construir un modelo Geomecánico mediante el cual se obtendrá una ventana de lodo operacional de la formación TIYUYACU, para optimizar las perforaciones futuras en el campo ESPOL, a partir de los registros eléctricos de los pozos seleccionados FICT001 y FICT003.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Analizar las geopresiones presentes en el Campo ESPOL.
- Diseñar el modelo geomecánico, por medio de la obtención de los esfuerzos in-situ.
- Establecer un método de visualización de la información que se genera durante el diseño geomecánico de los pozos seleccionados, que permita disminuir los problemas de inestabilidad para perforaciones futuras en el campo.
- Mencionar los beneficios que genera el análisis geomecánico de pozos.

1.5. Metodología de Estudio

La estrategia para el desarrollo del proyecto se muestra en la Figura 1.1:

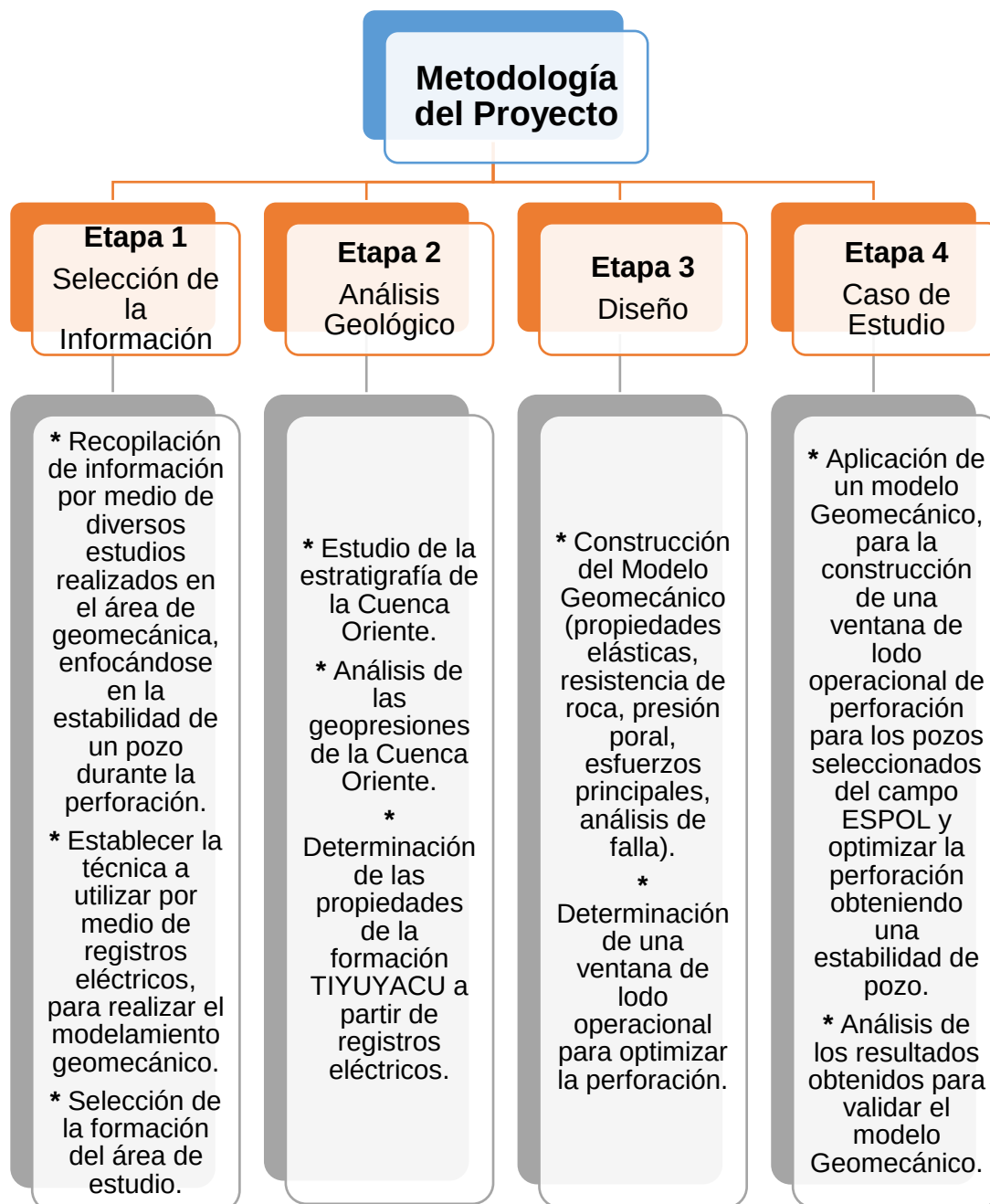


Figura 1.1 Metodología del Proyecto
Fuente: Herrera, A., Uguña, J., 2017.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1. Marco Geológico

En base al estudio que se lleva a cabo y a los objetivos planteados en este proyecto, es de suma importancia conocer las formaciones, la estratigrafía y litología que comprende el campo que se está analizando. Y así con dichos conocimientos, establecer las ecuaciones correctas para determinar los esfuerzos presentes en el subsuelo, debido a que una falla geológica y dependiendo del tipo que es, ésta posee una gran influencia en los esfuerzos principales y secundarios de la roca, además es importante conocer el tipo de roca que posee cada formación para tener idea de cuáles zonas son las más inestables o susceptibles a derrumbes durante la perforación.

2.1.1. Antecedentes de Campo

En el campo ESPOL se realizó la primera perforación de un pozo exploratorio en Julio de 1969, y el desarrollo del campo inició en septiembre de 1984. En la actualidad el campo consta con un total de 47 pozos perforados, de los cuales 22 son productores, 22 ya se encuentran cerrados, 1 pozo es inyector y 2 pozos son reinyectores (PETROAMAZONAS EP, 2017).

Los reservorios productores principales del campo ESPOL son: las arenas U inferior y T inferior de la formación Napo y Basal Tena respectivamente y los reservorios productores secundarios del campo son: Basal Tena, U superior, T superior, Hollín superior, siendo la más importante en volumen de producción y reservas es la arena U (PETROAMAZONAS EP, 2017).

La producción actual del campo es de 3688 bppd, posee un acumulado de petróleo de 54.4 MMbbl; el BSW del campo es aproximadamente del 33% y API ponderado es de 28.84 (PETROAMAZONAS EP, 2017).

Los sistemas de levantamiento artificiales que se utilizan en el campo para la producción de petróleo son: Hidráulico (12 pozos), Electro-sumergible (9 pozos) y Mecánico (1 pozo) (PETROAMAZONAS EP, 2017).

Las Reservas y el POES del campo ESPOL, presentado en el informe anual al 31 de Diciembre de 2016 se presenta en la Tabla I.

Tabla I. Reservas y POES del Campo ESPOL.

Reservorio	POES (MBIs)	Reserva Total (MBIs)	Producción Acumulada al 31-dic- 2016 (MBIs)	Reservas Probadas (MBIs)
Basal Tena	30,734	9,885	4,640	5,245
U Superior	44,289	1,901	1,714	186
U Inferior	215,569	45,368	30,270	13,497
T Superior	16,531	760	244	516
T Inferior	99,993	24,975	10,788	12,563
Hollín Superior	30,016	9,342	6,218	3,123
	446,134	92,234	53,877	35,132

Fuente: PETROAMAZONAS EP., 2017.

2.1.2. Ubicación Geográfica

El campo ESPOL con una extensión de 177.4 km² está localizado en el bloque 57 que posee una extensión de 1540 km², correspondiente a la zona norte de la Cuenca Oriente aproximadamente a 12km al este del campo Lago Agrio en la provincia de Sucumbíos. Sus coordenadas Geográficas son las siguientes (PETROAMAZONAS EP, 2017):

- Longitud: 76°43'52" W 76°47'25" W
- Latitud: 00°04'28" N 00°02'25" S

El campo se encuentra limitado:

- Al Noreste por el campo Lago Agrio.
- Al Noroeste por los campos Parahuaco y Atacapí.
- Al Sureste por el campo Sushufindi.
- Al Suroeste por el campo Sacha.

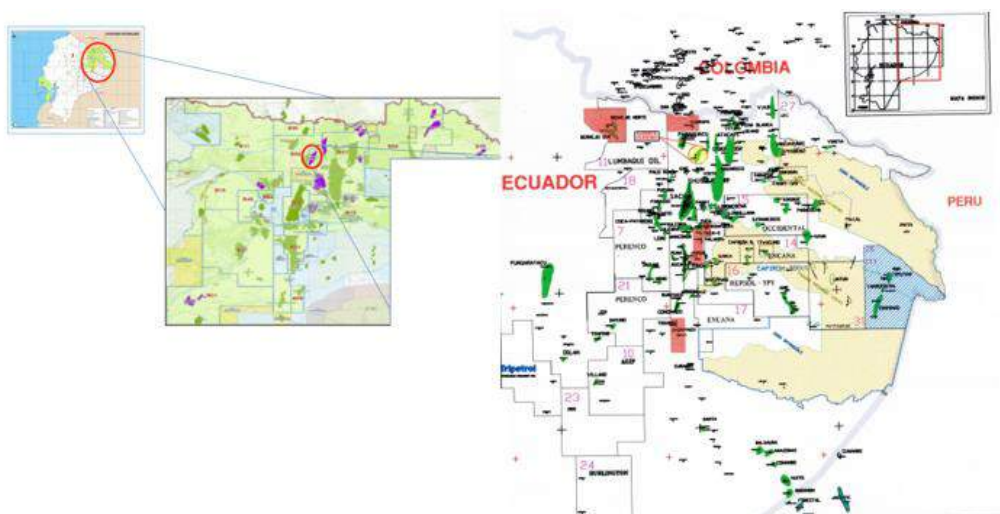


Figura 2.1 Ubicación Campo ESPOL.
Fuente: PETROAMAZONAS EP., 2017.

2.1.3. Aspectos Geológicos Generales

El campo ESPOL, es una estructura anticlinal alargada de dirección N-SW de 16 km de largo por 4.5 km de ancho. Al este se encuentra limitado por una falla deslizante y su límite de reservorio principal T inferior está controlado por un L.K.O. de 8779'. La configuración estructural del campo está determinado

por fallas inversas y deslizantes, mostrado en la Figura 2.2 (PETROAMAZONAS EP, 2017).

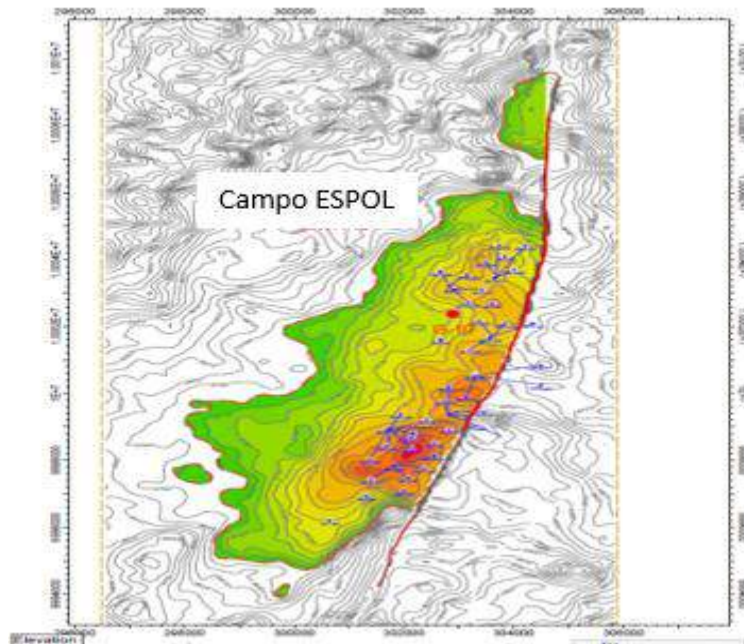


Figura 2.2 Mapa Estructural Campo ESPOL.
Fuente: PETROAMAZONAS EP., 2017.

A continuación en la Figura 2.3 se muestra el mapa de esfuerzos que influyen en la región Sur-América.

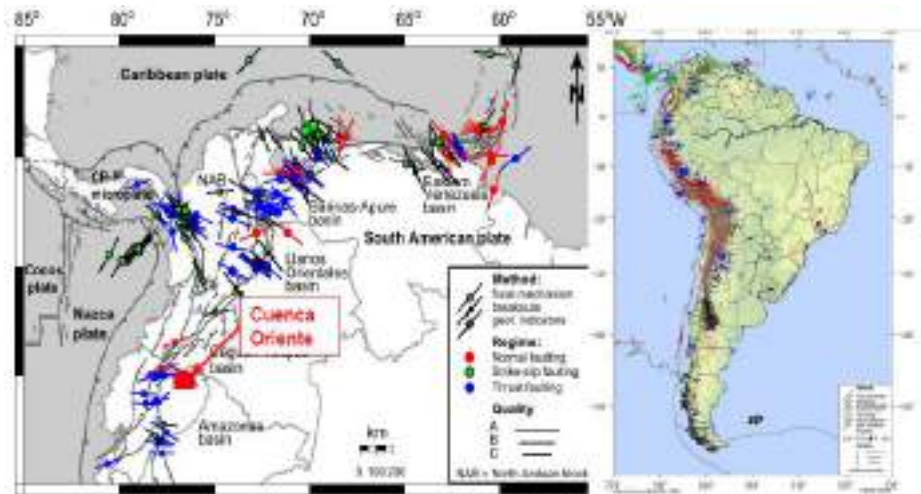


Figura 2.3 Mapa de Esfuerzos de Sur-América.
Fuente: Centro Geotécnico Internacional., 2016.

La Cuenca Oriente está conformada por varias formaciones, las cuáles se la muestra a continuación por medio de la Figura 2.4, que representa a la columna estratigráfica de ésta.

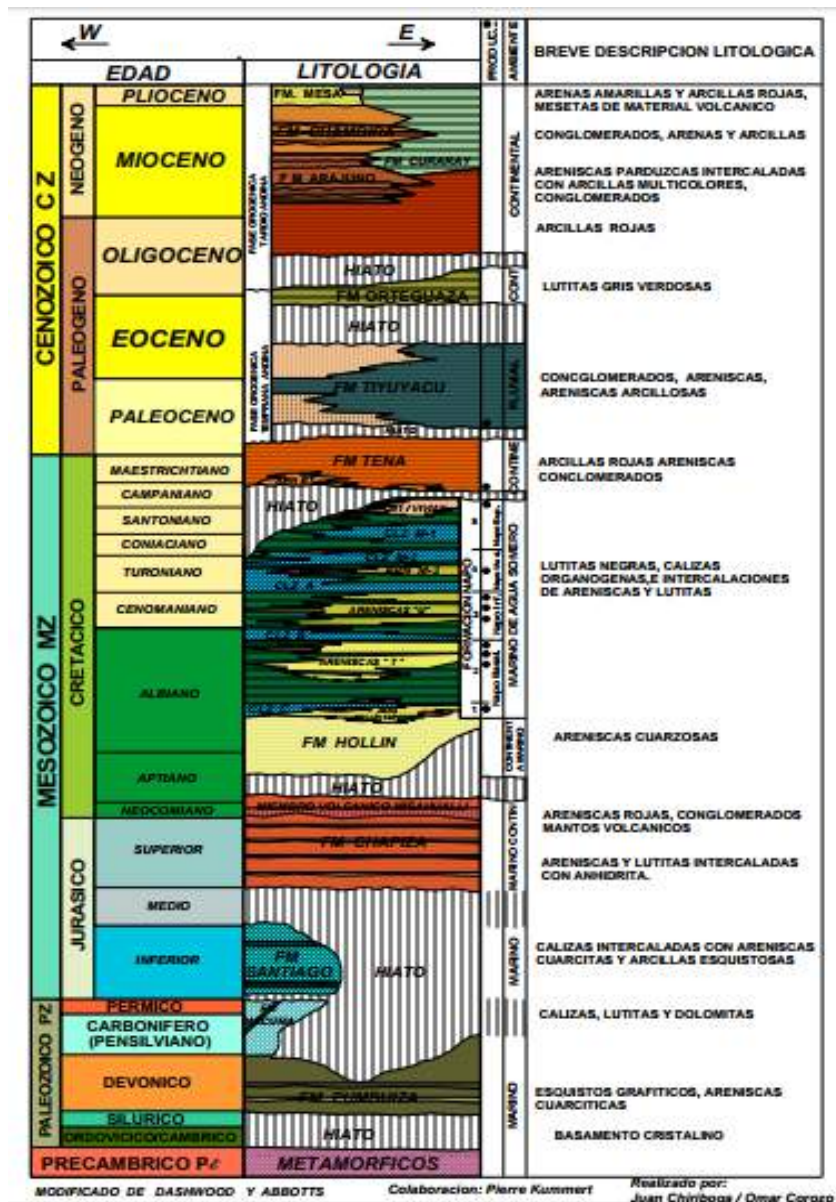


Figura 2.4 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.
Fuente: PETROAMAZONAS EP., 2017.

Este proyecto se enfocará en la Formación TIYUYACU de la Cuenca Oriente, debido a que presenta una mayor inestabilidad y complejidad al momento de la perforación por su alta

composición de arcilla y por esto es vital el estudio geomecánico en esta zona para elaborar una ventana de lodo operacional óptima para reducir costos o NPT.

2.1.4. Descripción Litológica de la Formación TIYUYACU

Está constituida de arcillolitas café rojizas en un 78%, intercalado con areniscas en 1% y limolitas en 1%, también se encuentra un cuerpo conglomerático superior constituido de cuarzo en un 20% (PETROAMAZONAS EP, 2017).

- Arcillolita: Café rojiza, rojo ladrillo, ocasionalmente gris clara, gris verdoso, púrpura, blanco, suave o moderadamente dura, en forma de bloques o subbloques, textura terrosa en partes calcárea.
- Arenisca: Cuarzosa, de aspecto hialino o subtransparente, subtranslúcida, suelta, de grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderada selección, no se observa ni matriz ni cemento.
- Limolita: Café rojiza, gris verdosa, en menor cantidad café, suave o moderadamente dura, en forma de subbloques, terrosa no calcárea.

- Conglomerado: Chert, negro, gris ahumado, mostaza, en menor cantidad gris oscuro, fragmentos angulares, fractura concoidal. Asociado con arenisca cuarzosa de aspecto hialino a subtransparente, subtranslucida, grano fino, en menor cantidad medio, subangular subredondeada, moderada selección, matriz y cemento no visible.

2.2. Marco Teórico

A continuación se describen las bases teóricas necesarias para la construcción de un modelo geomecánico, teniendo en cuenta los mecanismos que afectan a la estabilidad de un pozo petrolero mientras se realizan operaciones de perforación, los registros eléctricos que se necesitan tener y además la descripción de los esfuerzos y geopresiones que se necesitan conocer para llevar a cabo el modelo geomecánico.

2.2.1. Petrofísica

La Petrofísica son estudios realizados a las rocas del yacimiento, representan la única forma de tener seguridad de los datos

geológicos y petrofísicos de la roca, debido a que permiten conseguir mediciones directas que pueden ser correlacionadas con la información de perfiles de pozos, además también hacen posible la descripción litológica, facilitando la resolución de problemas específicos que son medidos en términos económicos (GMAS- Soluciones Geocientíficas, 2017).

La petrofísica puede ser dividida en petrofísica especial y petrofísica básica. La petrofísica básica está comprendida por:

- Perfiles de Pozos
- Porosidad
- Permeabilidad Absoluta
- Permeabilidad del Gas
- Saturaciones
- Densidad
- Salinidad del Agua Intersticial

La petrofísica especial está comprendida por todas aquellas mediciones especiales que se requieren realizar al pozo para obtener una caracterización más detallada del yacimiento (Casal, B., 2002).

2.2.1.1 Modelo Petrofísico

Cuando discutimos sobre un modelo petrofísico, nos referimos a un modelo que nos permita estimar cuantitativamente diversas propiedades de las rocas de un yacimiento, tal como saturación de fluidos, permeabilidad y porosidad, por medio de mediciones de forma física realizada a las mismas rocas del yacimiento (García, E., 1999).

En un modelo petrofísico, la matriz-roca corresponde a toda la parte sólida de roca que no es arcilla (su composición está basada en: Cuarzo, Calcita y Dolomita), con varios constituyentes menores.

2.2.1.2 Propiedades de la Petrofísica

A continuación se describe algunas de las propiedades petrofísicas de la roca:

- Porosidad

La porosidad es definida como la relación de espacio vacío, o volumen poroso, para el volumen total de la roca. Su relación se expresa en fracción o porcentaje. Cuando

se habla de porosidad de hidrocarburos se trata de aquella parte de la porosidad que contiene hidrocarburos.

En formaciones presurizadas normalmente, en el caso de formaciones de lutitas que son encontradas a diferentes profundidades haciendo que su esfuerzo de sobrecarga aumente, dichas formaciones sufrirán compactación. Si el fluido dentro de los poros puede ser liberado, su presión normal podrá mantenerse. Debido a que las formaciones se encuentran compactadas, su espacio se reduce provocando una reducción de la porosidad en una Lutita que se encuentra normalmente presurizada.

- Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad que mide la capacidad de la formación que permite el flujo de fluidos a través de la misma. Es una propiedad de gran importancia, ya que controla la dirección del movimiento y su caudal de flujo de fluidos en el yacimiento dentro de la formación.

- Saturación

La saturación de un fluido dentro de un medio poroso se define como, la cantidad relativa de fluido (agua, aceite y gas), expresada como un porcentaje de volumen de poros. De acuerdo a las condiciones a la que este el fluido, la

saturación se la puede clasificar comúnmente de la siguiente forma:

Saturación Inicial: Es aquella saturación con la que el yacimiento es descubierto

Saturación Remanente: Es aquella saturación que se tiene después de un periodo de la explotación, en una determinada zona, dependiendo de varios procesos esta puede ser igual o menor que la saturación inicial.

Saturación Crítica: Es aquella saturación en la que el fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

2.2.2. Perfiles de Pozos

Un perfil de pozo, es una medida de algún parámetro geofísico relacionado con la profundidad de un pozo de petróleo, ayudando por medio de su interpretación a conocer las propiedades de las formaciones del pozo que ha sido perforado.

La relación entre las presiones normales y anormales con los registros eléctricos se debe a que la porosidad decrece durante la compactación normal, las cuales se pueden observar en las curvas de resistividad, sónico y densidad mientras incrementa la profundidad.

Hottman y Jhonson presentaron un método para calcular la presión de poro utilizando datos de registros de resistividad y sónicos. Ellos entendieron que existen rocas que son más resistivas a corrientes eléctricas, debido a que las lutitas más compactadas poseen menos agua siendo más resistivas que lutitas menos compactadas, demostrando que una cadena de sedimentos compactados posee una tendencia al aumento de la resistividad (Hottman, C., Johnson, R., 1965).

El registro sísmico, es el más preciso y no posee alteración de manera sencilla, debido a que la herramienta utilizada es un sensor, permitiendo que el registro no se vea afectado por el diámetro del pozo y tampoco por la salinidad del agua. Es un método un poco costoso y operadores prefieren utilizar la resistividad para la predicción de presión de poro.

En el presente capítulo se mostraran los diferentes registros usados para diseñar un modelo geomecánico, su descripción y sus aplicaciones, ya que en el presente es una de las herramientas más importantes para la predicción de diversas presiones.

A continuación en la Figura 2.5 se muestra algunos tipos de registros eléctricos que se utilizan para la determinación de las propiedades de la roca.

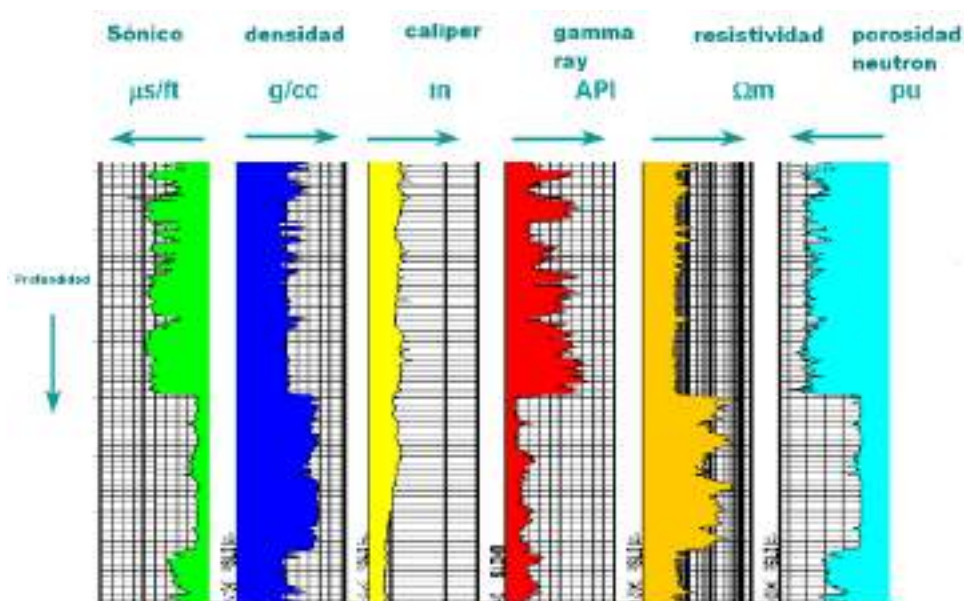


Figura 2.5 Tipos de Registros Eléctricos.
Fuente: Caverio, C., 2010.

2.2.2.1. Perfiles de Rayo Gamma

Es uno de los perfiles más usados en la industria petrolera, este registro nos permite reconocer la litología de la zona de estudio y realizar una buena caracterización de formaciones. Los perfiles gamma ray miden la radioactividad de las formaciones de forma continua,

respondiendo a la radioactividad ocasionada por el potasio, torio y uranio.

La aplicación de esta herramienta no solo se limita a parámetros petrofísicos, sino que también es utilizada para estudios geológicos. Algunas de sus aplicaciones son el control de la profundidad, análisis mineralógico, estimación de contenido de arcilla, correlación de pozos y detección de minerales pesados como Monazita y Zircón (Casal, B., 2002).

El perfil de gamma-ray puede ser utilizado en hoyos abiertos o entubados, vacíos o llenos de cualquier tipo de fluido. Su curva se presenta en la primera pista del perfil, aumentando la radioactividad hacia la derecha, la deflexión hacia la derecha muestra la presencia de lutitas.

Un incremento en la radioactividad se verifica por la deflexión de la curva al lado derecho y una disminución de la radioactividad se verifica por la desviación de la curva al lado izquierdo. Formaciones que presentan solamente calizas y arenas se muestran en el perfil por los valores mínimos, a la izquierda, mientras que las lutitas se muestran por los valores máximos, a la derecha. Distinguir entre una arena y una caliza no se puede lograr solamente

con el perfil gamma-ray, en algunos casos se recomienda correlacionarlos con un registro de muestras geológicas (Montoya, J., 2007).

Un aporte importante que presentan los perfiles gamma-ray, es que pueden ser utilizados para determinar el registro de densidad, usando redes neuronales o algoritmos genéticos.

2.2.2.2. Registro de Calibre (Caliper)

El registro Caliper está diseñado para mostrar el diámetro y geometría del pozo durante la perforación, indicándonos de manera indirecta las condiciones de estabilidad del pozo. El registro muestra ondulaciones de forma ovalada generalmente llamados Breakouts, los cuales están considerados como indicadores de esfuerzos, por el motivo que se generan en la dirección del esfuerzo mínimo S_h , y por su anisotropía en las magnitudes de los esfuerzos, también muestra los washouts que son ensanchamientos que cubren todo el diámetro del hueco, ocasionado por efectos de derrumbe del pozo.

La respuesta del registro Caliper es muy importante al momento de diseñar un modelo de estabilidad, debido a que se pueden determinar la dirección de los esfuerzo in-situ cuando estén orientados. También cuenta con una escala lineal con valores entre 6 a 16in. Se coloca como referencia una línea punteada, indicando el diámetro de la broca que realizo el trabajo de perforación en el pozo, de tal forma que cualquier medida del registro superior a la referencia significara que el pozo se encuentra derrumbado, y una medida menor a la referencia significara costra de barro (Casal, B., 2002).

2.2.2.3. Registro de Densidad

Registro de densidad (RHOB), es un registro continuo de la densidad total de la formación. La densidad total de la formación está formada por la matriz sólida y el fluido que encierra en los poros. Geológicamente la densidad total está en función de los minerales que conforman una roca matriz y del volumen del fluido libre encerrado (Rider, M., 1996).

La herramienta utilizada para obtener el registro de densidad consiste de una fuente que emite rayos gamma. La fuente puede ser Cesio-137 o Cobalto-60.

Los rayos gamma chocan contra los electrones presentes en la formación. Como resultado de los choques se produce una atenuación de los rayos gamma. La densidad de la formación dependerá de la cantidad de colisiones, que está en función del número de electrones en la formación.

La densidad de la formación depende de la porosidad y de la densidad de la matriz y del fluido en sus poros (hidrocarburo, agua dulce o salada). La ecuación para obtener la porosidad a partir de datos de densidades es:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{(Ec. 2.1)}$$

Donde:

ϕ : Porosidad total [fracción]

ρ_b : Densidad de la formación $\left[\frac{gr}{cc}\right]$

ρ_{ma} : Densidad de la matriz $\left[\frac{gr}{cc}\right]$

ρ_f : Densidad del fluido $\left[\frac{gr}{cc}\right]$

Cuando existe la presencia de arcilla o gas en la formación, la obtención de la porosidad se dificulta, podemos resolver este problema utilizando una combinación de perfiles de porosidad.

La densidad del fluido presente en la formación comúnmente es, $1 \frac{gr}{cc}$ en agua dulce, $1,1 \frac{gr}{cc}$ en agua salada y $0,7 \frac{gr}{cc}$ para el gas. Las densidades de las diferentes matrices se observan en la Tabla II.

Tabla II. Densidades de las diferentes matrices.

Matriz	$\rho_{ma} \left[\frac{gr}{cc}\right]$
Sal	2,648
Areniscas	2,710
Carbonatos	2,876
Dolomitas	2,977
Arcillas	2,20 – 2.85

Fuente: Dommar, L., 2002.

Los registros sínicos al momento de diseñar un modelo de estabilidad de pozo son requeridos para encontrar el esfuerzo de sobrecarga, necesario para el cálculo de la presión de poro. Una vez obtenido el registro de densidad completo del pozo, se obtiene la sobrecarga mediante la

siguiente ecuación integral de la densidad con respecto a la profundidad:

$$S_v = g \int_{z=1}^{z=n} \rho dz \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Los valores de presión poral se obtendrán mediante los registros sísmico compresional y ajuste con valores de densidad de lodo y sucesos durante la perforación como gasificación e influjos. Otros usos del registro son para obtener el grado de compactación e inclusive la edad relativa de la matriz y a su vez zonas de presión de poro anormales.

2.2.2.4. Registro Neutrón

El registro neutrón es conocido como NPHI, es un registro de porosidad que mide mediante una fuente de neutrón el índice del ión hidrogeno en la formación, que está directamente asociado a la porosidad.

La interpretación de registros eléctricos que son afectados por cambios de porosidad de las lutitas nos ayuda a definir o a su vez a confirmar zonas de sobrepresión anormal. Esto es debido a que la mayoría de los registros eléctricos están basados principalmente en la porosidad (Mouchet, J. & Mitchell, A., 1989).

2.2.2.5. Registro Sónico

El registro sónico establece la relación entre el tiempo (Δt) y la profundidad, dicho tiempo es aquel que una onda sonora requiere para atravesar un pie de la formación. Este tiempo es conocido como “tiempo de tránsito (Δt)”, del cual su recíproco corresponde a la velocidad de una onda sonora. El tiempo de tránsito en una formación dependerá de su porosidad y de su litología.

La onda que es medida es la onda compresional, también conocida como onda P (DTCO), de donde debido al diseño de la herramienta nos permite captar la velocidad de la onda compresional en la formación de interés. La onda compresional es aquella, en la cual sus partículas vibran

en la misma dirección del sentido del movimiento (Cañizalez, D., 2006).

El tiempo de tránsito sónico depende de la porosidad, normalmente disminuye en las arcillas conforme se incrementa la profundidad o en arenas cuando existe migración de fluidos, está dada por las siguientes unidades $\Delta t \left[\frac{\mu s}{ft} \right]$. Por lo tanto si la porosidad disminuye con la profundidad, el tiempo de transito también (Mouchet, J. & Mitchell, A., 1989).

Los diferentes tiempos de tránsito en la materia orgánica han sido estimados entre $150 - 200 \left[\frac{\mu s}{ft} \right]$, mientras que en agua fresca es de aproximadamente $189 \left[\frac{\mu s}{ft} \right]$, y en minerales no-arcillosos que conforman a las rocas están entre $43 - 55 \left[\frac{\mu s}{ft} \right]$ (Dommar, L., 2002).

En formaciones sedimentarias la velocidad de la onda sonora dependerá de diversos factores, principalmente de la roca matriz y de la distribución de su porosidad (Dommar, L., 2002).

A continuación en la Tabla III se muestra la velocidad y tiempo de la onda sonora para rocas matrices.

Tabla III. Velocidad y tiempo de la onda sonora para rocas matrices.

	$V_{ma} [ft/sec]$	$\Delta T_{ma} [\mu s/ft]$	$\Delta T_{ma} [\mu s/ft]$
Areniscas	18.000 – 21.000	55,6 – 47,6	55,0 o 51,0
Calizas	21.000 – 23.000	47,6 – 43,5	47,5
Dolomitas	23.000	43,5	43,5
Anhidritas	20.000	50	50,0
Sal	15.000	67	67,0
Tubería (hierro)	17.500	57	57,0

Fuente: Dommar, L., 2002.

De lo que ha sido mencionado anteriormente, podemos calcular la porosidad mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\Delta_{ma} - \Delta_b}{\Delta_{ma} - \Delta_f} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

ϕ : Porosidad total [Fracción]

Δ_b : Tiempo de tránsito total [$\mu s/ft$]

Δ_{ma} : Tiempo de tránsito de la matriz [$\mu s/ft$]

Δ_f : Tiempo de tránsito del fluido [$\mu s/ft$]

De forma cualitativa, el registro es sensible a cambios en la textura de la formación en arenas y lutitas, de la cual la porosidad es una propiedad solamente. También nos puede ayudar a identificar la roca fuente, la litología, la compactación normal y la sobrepresión y hasta en algunos casos las fracturas de la formación (Rider, M., 1996).

2.2.3. Análisis de Compactación de Arenas

La compactación es la reducción del volumen de la roca producido por los esfuerzos a la que es sometida en la tierra. Para las rocas sedimentarias se lo define como procesos de litificación por efecto de sobrecarga (González, M., 2008).

El análisis de compactación, es el estudio e identificación de los acontecimientos que se producen durante dicho proceso y el impacto que estos eventos provocan a la calidad y al grado de compactación final a cualquier punto o nivel de la columna sedimentaria (González, M., 2008).

2.2.3.1 Efectos Tectónicos

Esto es de suma importancia porque determina el ajuste deposicional, ya sea, por ejemplo, un cratón estable, una

cuenca de arco posterior o una grieta. Ha habido muchos estudios en los últimos años de las cuencas sedimentarias modernas y antiguas y las principales categorías se dan en la Figura 2.6 (Tucker, M., 2001).

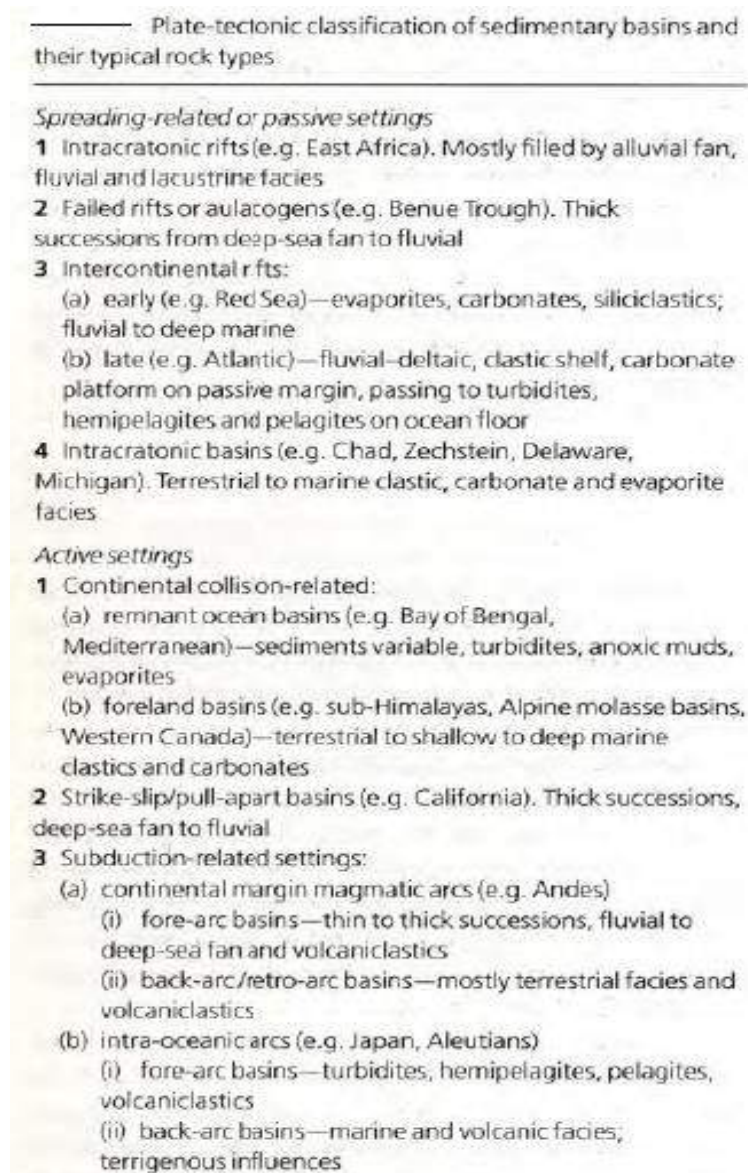


Figura 2.6 Clasificación de los platos tectónicos sedimentarios y su tipo de roca.

Fuente: Tucker, M., 2001.

Cada cuenca tiene un patrón particular de relleno sedimentario, algunos con facies distintivas o incluso litologías características. Los depósitos de muchos márgenes pasivos antiguos, cuencas del arco posterior/arco delantero y los suelos del océano, comúnmente muy deformados, ocurren en los cinturones montañosos, producidos por las colisiones de la placa. Las tasas de hundimiento y levantamiento, nivel de actividad sísmica y ocurrencia de volcanes también dependen del contexto tectónico y se reflejan en los sedimentos depositados (Tucker, M., 2001).

2.2.3.2. Compactación

La compactación es a la vez un proceso físico y químico que surge de la masa del sedimento superpuesto (efectos de soterramiento), que hace que el agua se exprima y que los granos se empaquen más cerca. Algunos granos y minerales depositados en un sedimento o que forman un sedimento son inestables y durante la diagénesis pueden recrystalizarse (su tejido

cristalino cambia pero la mineralogía no se altera) o pueden sufrir disolución y/o ser reemplazados por otros minerales (Tucker, M., 2001).

El volumen intergranular (IGV) es un parámetro clave en los estudios de compactación de arena a arenisca. IGV es el espacio entre los granos del armazón, más o menos sinónimo del término "porosidad pre-cemento". En la deposición, IGV constituye el 45% del volumen total de arenas libres de matriz, esencialmente equivalente a la porosidad primaria. En ausencia de cementación, los procesos de compactación solo pueden reducir IGV al 0%. La disminución de IGV con el entierro proporciona un contexto vital para restringir la transferencia de material durante la diagénesis tardía, porque coloca límites superiores al espacio disponible para el flujo de fluido y la cementación (Mackenzie, F., 2005).

En la Figura 2.7 se puede apreciar el proceso de compactación vs la profundidad de enterramiento, tanto para lutitas como para areniscas.

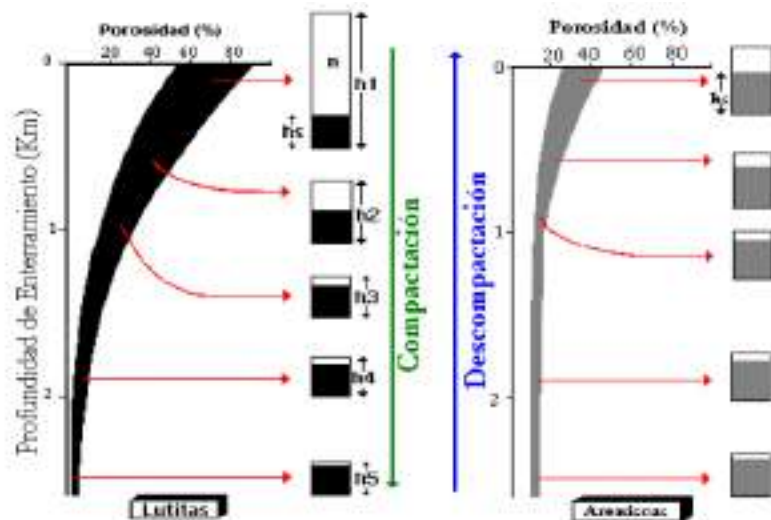


Figura 2.7 Proceso de Compactación vs Profundidad de Enterramiento.

Fuente: Mackenzie, F., 2005.

2.2.3.3. Subcompactación

Es un proceso de compactación incompleta en donde los fluidos no han sido expulsados totalmente, por ende los sedimentos asociados mantienen altas porosidades y permiten almacenar mayores volúmenes de fluido (González, M., 2008).

Es producido por agentes geológico que reducen o retardan la secuencia y acabado de los procesos de compactación normal. Este proceso geológico permite explicar la presencia de presiones anormales y en

intervalos subcompactados la relación compactación-profundidad, ya no es directamente proporcional y creciente, este proceso se lo puede apreciar en la Figura 2.8 (González, M., 2008).

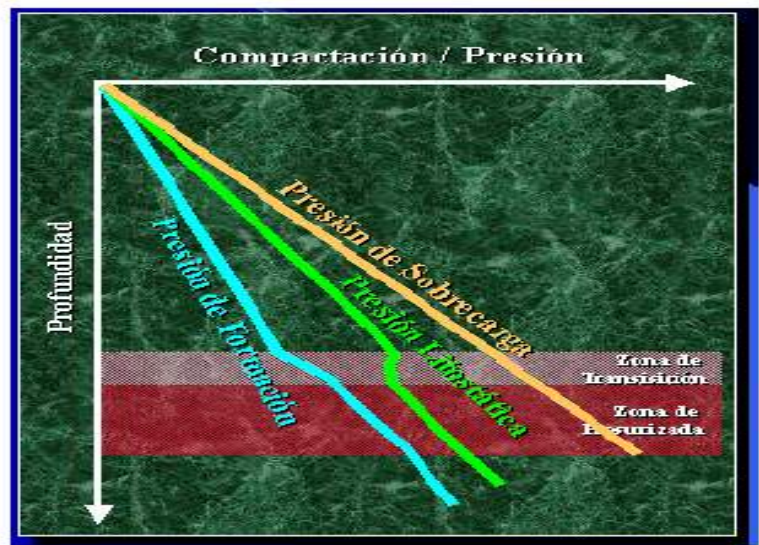


Figura 2.8 Compactación vs Profundidad en intervalos subcompactados.

Fuente: González, M., 2008.

Las principales causas que provocan la subcompactación son (González, M., 2008).

- Soterramiento excesivamente rápido.
- Llenado excesivamente rápido de sedimentos.
- Relación excesiva de esfuerzos horizontales.
- Fallamiento regional de tipo sellante.
- Carencia de arenas en grandes secciones lutíticas.

En la Figura 2.9 se observa los mecanismos de compactación anormal.

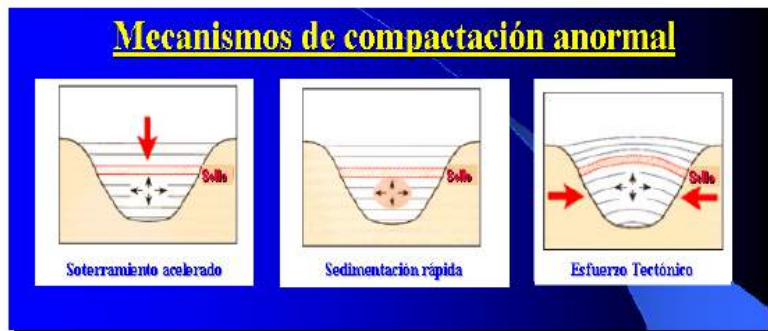


Figura 2.9 Mecanismos de Compactación Anormal.
Fuente: González, M., 2008.

2.2.3.4. Diagénesis

El proceso de diagénesis comienza inmediatamente después de la deposición y continúan hasta que el metamorfismo se hace cargo; Esto es cuando las reacciones son el resultado de temperaturas elevadas (en exceso de 150-200 °C) y / o presiones. Se hace una distinción entre los eventos diagenéticos tempranos, teniendo lugar de la sedimentación hasta el entierro superficial, y los acontecimientos diagenéticos atrasados, ocurriendo durante el entierro profundo y el levantamiento subsecuente (Tucker, M., 2001).

Los procesos diagenéticos son la compactación, recristalización, disolución, sustitución, autenticación y cementación. Además son importantes por varias razones. Pueden modificar considerablemente un sedimento, tanto en términos de su composición y textura, como en un caso excepcional, las estructuras originales se destruyen por completo. Los eventos diagenéticos también afectan la porosidad y permeabilidad de un sedimento, propiedades que controlan el potencial de un sedimento como un depósito de petróleo, gas o agua (Tucker, M., 2001).

2.2.4. Estabilidad de un Pozo Durante la Perforación

Los problemas asociados con la perforación de pozos de petróleo en gran parte se deben a la perturbación de los esfuerzos de la tierra alrededor del pozo causado por la creación del propio hoyo y por la interacción del fluido de perforación con la formación. Los esfuerzos de la tierra, junto con la presión de los poros de la formación, intentan restaurar el equilibrio previo forzando a los estratos a moverse hacia el pozo.

El hoyo de un pozo de petrolero se mantiene abierto o estable durante la perforación, manteniendo un equilibrio entre los esfuerzos de la tierra y la presión de poro por un lado, y por el otro lado manteniendo un equilibrio entre la presión de lodo y su composición química. Siempre que se altere este equilibrio, se puede encontrar problemas de estabilidad del hoyo (Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2004).

2.2.4.1. Mecanismos que Afectan la Estabilidad de un Pozo

La inestabilidad de un pozo es una condición que no se desea, en donde no se mantiene la forma, el tamaño ni la integridad del pozo. Este suele suceder por:

Problemas mecánicos: Generalmente ocurre en la perforación de pozos, alterando los esfuerzos in-situ de su estado inicial en equilibrio, provocando falla en el hoyo por exceso de fuerzas de tensión, la cual se da cuando los esfuerzos de tensión vencen a las de cohesión de la formación, produciéndose por una densidad excesiva del fluido de perforación y esfuerzos de cortes en la formación, estas ocurren cuando los esfuerzos de compresión exceden la resistencia mecánica de la

formación, produciéndose cuando la densidad del fluido de perforación es baja (Barrera, J., 2012).

Problemas químicos: Este se produce debido a la interacción del fluido de perforación con las formaciones, y ocurre especialmente por la hidratación de arcillas (Barrera, J., 2012).

Problemas de erosión: Ocurre cuando se realiza la circulación del fluido de perforación (Calderón, Z., 2011). Para comprender por qué ocurren las fallas en el hoyo, se tiene que saber los factores que afectan la estabilidad de la formación, los cuales son (Barrera, J., 2012):

- Orientación y magnitud de los esfuerzos in-situ.
- Propiedades mecánicas de la roca.
- Presión de poro.
- Presión del fluido de perforación.

2.2.4.2. Como Mantener la Estabilidad de un Pozo

Debido a que los parámetros geomecánico (esfuerzo, presión de poro y presión) están en gran parte fuera de nuestro control, hay un número limitado de cosas que se

pueden hacer para minimizar los problemas de estabilidad geomecánica. Entre las cuales tenemos:

- Optimizar la ubicación de los asientos de casing.
- Optimizar el peso del lodo y los parámetros de perforación, minimizando el suaveo y la surgencia mientras se está bajando tubería y manteniendo una tasa de bombeo adecuada para mantener baja la densidad circulante equivalente (ECD), en situaciones en las que es necesario mantener una tolerancia cercana.
- Cambiar la trayectoria del pozo, donde es posible.
- Identificar aquellas trayectorias que tienen menos probabilidades de causar problemas de perforación. Un ejemplo en el que esto es particularmente valioso es perforar pozos de alcance moderado donde hay una opción en la profundidad, longitud e inclinación de las secciones de agujero desviado.
- Mediante el uso de fluidos de perforación apropiados para aumentar la presión requerida para propagar fracturas hidráulicas, reduciendo de este modo la presión de escape, y los desarrollos

recientes revelan que puede ser posible también aumentar la presión de escape al cambiar las condiciones cercanas al pozo con uso de materiales especiales o calentando el pozo.

Para maximizar el número de opciones, las limitaciones de diseño geomecánico deben desarrollarse lo más pronto posible en la vida de un campo, particularmente en los casos en los que el desarrollo se llevará a cabo a partir de un pequeño número de lugares fijos. De esta manera, la recuperación puede maximizarse con el menor número de pozos perforados a lo largo de trayectorias arriesgadas y al menor costo en las instalaciones (Moos, D., Peska, P. & Finkbeiner, T, 2003).

2.2.5. Presión Poral

La presión de poro se define como un potencial hidráulico escalar que actúa dentro de un espacio de poros interconectado en profundidad. El valor de la presión de poro en profundidad se describe usualmente en relación con la presión hidrostática (o normal). La presión del poro puede superar los valores

hidrostáticos en un volumen confinado de poros a profundidad. Conceptualmente, el límite superior para la presión de poro es el esfuerzo de sobrecarga, S_v , y a veces es conveniente expresar la presión de poro en términos de λ_p , donde $\lambda_p = P_p / S_v$, la relación de presión de poro con la tensión vertical. La presión de los poros litostáticos significa que la presión en los poros de la roca es equivalente al peso de la tensión de sobrecarga S_v . Debido a la pequeña resistencia a la tracción de la roca, la presión de los poros siempre será menor que la menor tensión principal (Zoback, M., 2007).

2.2.5.1. Presión Poral Normal

La presión poral normal, es la presión asociada con una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés. La presión de los poros hidrostáticos aumenta con la profundidad a una velocidad de 0,44 psi/ft (dependiendo de la salinidad). La presión de los poros hidrostáticos, implica una red de poros y fractura abierta e interconectada desde la superficie terrestre hasta la profundidad de medición;

esta puede ser medida de la siguiente manera (Zoback, M., 2007).

2.2.5.2. Sobrepresión en Arcillas

La sobrepresión en los poros o presiones anormales, son aquellas presiones de poro mayor a la presión hidrostática normal del agua de la formación que ocupa el espacio poroso. Las causas de las presiones anormales se les asignan a una serie de eventos geológicos, geotérmicos, geoquímicos y mecánicos (Schlumberger, 2011).

Las sobrepresiones son características de regiones productoras de petróleo en especial de la zona sellante (lutita). Esta se genera cuando existe un entrapamiento del agua intersticial durante el proceso de sedimentación. Cuando el sello se forma antes que se desplace el agua intersticial, no se establece el contacto grano a grano entre los sólidos. Con el tiempo, y con los incrementos producidos en la compactación debido a la presión ejercida por los estratos de sobrecarga, el agua contenida en el espacio poroso se comprime, generando

una presión de poro anormalmente alta (Schlumberger, 2005).

2.2.5.3. Presión en Zonas Productivas

Presiones altas son muy comunes en las zonas productivas de hidrocarburos. Esto en gran parte es beneficioso ya que esta presión anormal ayuda a desplazar el hidrocarburo hacia el pozo e incluso hasta la superficie en especial cuando nos encontramos con campos vírgenes en donde la presión de formación es alta.

2.2.6. Esfuerzos Principales

El esfuerzo de compresión existe en todas partes en profundidad en la tierra. Las magnitudes de los esfuerzos dependen de la profundidad, presión de poros y procesos geológicos activos que actúan en una variedad de diferentes escalas espaciales y temporales (Zoback, M., 2007).

Las magnitudes de los esfuerzos principales más grande, intermedia y menor en profundidad (S1, S2 y S3) se lo expresa

en términos de S_v , S_{Hmax} y S_{Hmin} de la manera propuesta originalmente por EM Anderson. El esfuerzo vertical S_v es el esfuerzo principal máximo (S_1) en regímenes normales de falla, el esfuerzo intermedio (S_2) es el principal en regímenes de desgarre y el menor esfuerzo (S_3) es el principal en regímenes de falla inversa (Zoback, M., 2007).

En la Figura 2.10 se ilustra lo anteriormente mencionado relacionando los tipos de fallas con los esfuerzos presentes.

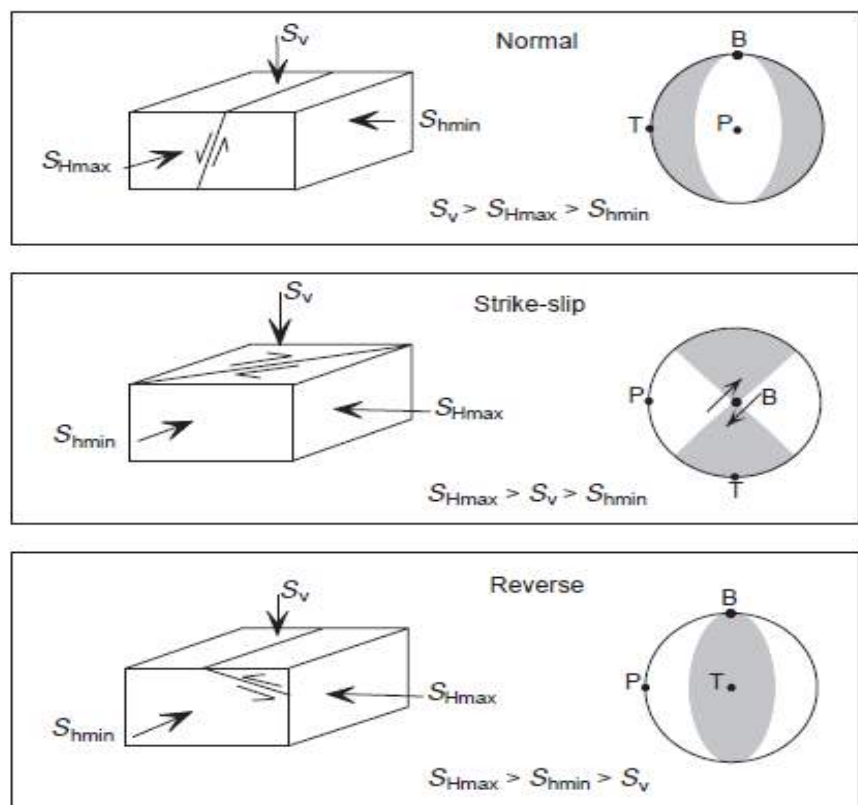


Figura 2.10 Tipos de Fallas en Relación con los Esfuerzos in-situ.

Fuente: Zoback, M., 2007.

Las magnitudes de los esfuerzos a profundidad para diferentes ambientes tectónicos se los ilustran en la Figura 2.11 (Zoback, M., 2007):

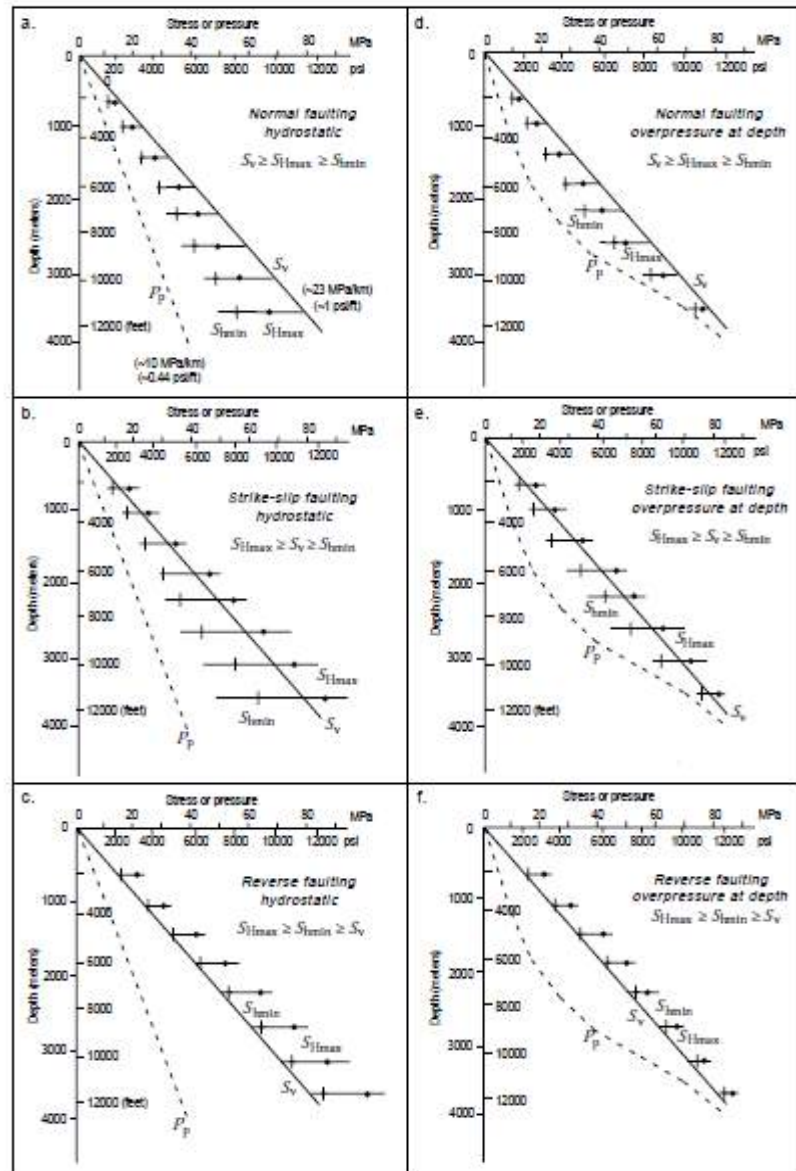


Figura 2.11 Esfuerzos para diferentes Ambientes Tectónicos.

Fuente: Zoback, M., 2007.

2.2.7. Análisis de Falla

Las fallas son estructuras complejas y compuestas que se encuentran en muchos entornos geológicos en la corteza superior. Son mecánicamente débiles, propensos a reactivarse durante la acumulación de esfuerzos. Las fallas generalmente representan caminos para fluidos y soluciones minerales en la corteza, pero pueden sellar reservorios de hidrocarburos. Estas estructuras también pueden representar desafíos durante las operaciones de perforación de pozos. Hay por lo tanto muchas razones por las que debemos prestar atención a las fallas (Fossen, H., 2010).

Una falla es cualquier superficie o zona estrecha con desplazamiento de cizallamiento visible a lo largo de la zona. Las fallas se refieren a menudo como planos y superficies. Una falla es un volumen tabular de roca consistente en una superficie de deslizamiento o núcleo de cizallamiento intenso y un volumen circundante de roca que ha sido afectado por deformación frágil relacionada con la formación y crecimiento de la falla, además se la puede presentar como una discontinuidad con desplazamiento paralelo a la pared dominado por mecanismos de deformación quebradizos (Fossen, H., 2010).

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1. Construcción del Modelo Geomecánico

El siguiente modelo Geomecánico es construido a partir de registros eléctricos de los pozos seleccionados, basando la construcción de la ventana de lodo operacional en los esfuerzos in-situ y la presión de poro que actúan en el pozo, obteniendo el intervalo de operación en operaciones de perforación teniendo en cuenta una presión de colapso y una de fractura.

La construcción del Modelo Geomecánico se muestra en la Figura 3.1.

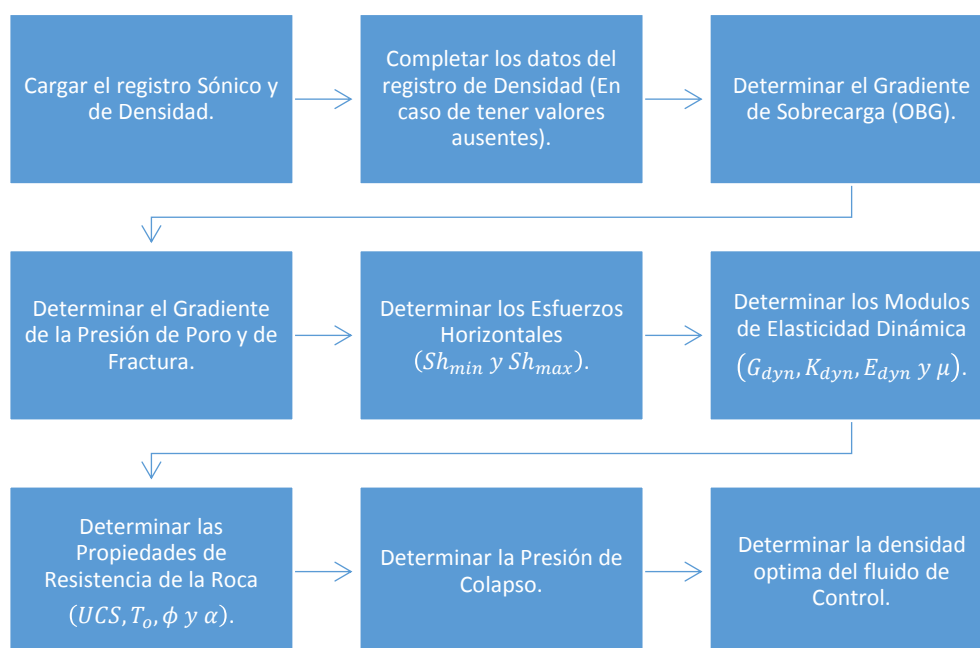


Figura 3.1 Construcción del Modelo Geomecánico.

Fuente: Herrera, A., Uguña, J., 2017.

3.2. Cálculo de la Presión de Poro, de Fractura y de los Esfuerzos in-situ que actúan en el pozo

3.2.1. Completación de datos del Registro de Densidad

Un Perfil de pozo necesario para realizar el cálculo de la presión de poro es el Registro de Densidad. En caso de que el registro no se encuentre completo en la zona del estudio, se procederá a completarlo con el método de Gardner.

Para ello se utilizará el programa Interactive Petrophysics, en el cual se identificarán datos en donde el archivo .LAS indique valores ausentes (-999), la cual será la zona a completar mediante la ecuación de Gardner (Ver Figura 3.2). ρ_{HOB} a partir de Información proporcionada por los registros eléctricos mediante la Ecuación de Gardner.

La ecuación de Gardner (1974) calcula el Bulk Density en la formación, a partir de información del tiempo de tránsito en los diferentes intervalos, dicha información es proporcionada por el registro Sónico. La ecuación de Gardner presenta la siguiente forma (Gardner, G., Gardner, L. & Gregory, A., 1974):

$$RHOB = c \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^e \quad (\text{Ec. 3.1})$$

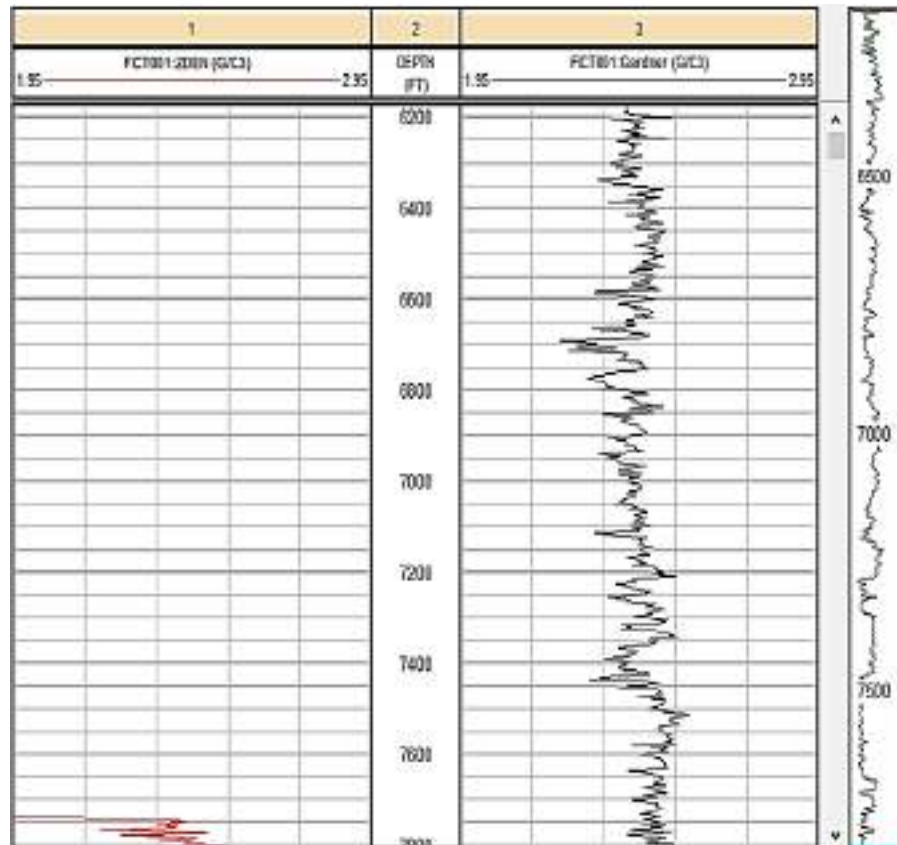


Figura 3.2 Completación del Registro de Densidad por medio del Método de Gardner.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017

3.2.2. Determinación del Gradiente de Sobrecarga o Esfuerzo Vertical Total

El esfuerzo vertical en cuencas sedimentarias es de importancia para calcular la presión de poro y los esfuerzos in-situ. El

esfuerzo vertical es ocasionado debido al peso de los sedimentos que han sido depositados en la cuenca, el esfuerzo vertical está en función del espesor y de la densidad de las formaciones, se procederá a calcularlo mediante el método de Zamora, tal como se muestra en la Figura 3.3.

Se integra matemáticamente la densidad volumétrica desde superficie hasta la profundidad de interés mediante la siguiente ecuación (Zamora, M., 1989):

$$\frac{\sigma_v}{D} = \frac{8.345}{D} \int_0^{Ds} \beta(u) du. \quad (\text{Ec. 3.2})$$

La densidad volumétrica $\beta(u)$ se define como una curva exponencial de la siguiente forma:

$$\frac{\sigma_v}{D} = \frac{8.345}{D} \int_0^{Ds} \beta(u) du. \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Luego de haber sustituido la ecuación de la densidad volumétrica en la ecuación del método de Zamora y de haber realizado su respectiva integral, tendremos que (Zamora, M., 1989):

$$\frac{\sigma_v}{D} = \frac{1}{D} [(C_3 + C_4 A) D^{x+1}] \quad (\text{Ec. 3.4})$$

La ecuación 3.4 es solamente aplicable en pozos terrestres y los valores para las constantes C_n y x se presentan en la Tabla IV:

Tabla IV. Constantes de Zamora.

Valores de las Constantes C_1, C_2, C_3, C_4 y x
$C_1 = 1.034$
$C_2 = 0.030$
$C_3 = 8.030$
$C_4 = 0.232$
$x = 0.075$

Fuente: Trejo, M.C., 2009.

Debido a que el método de Zamora relaciona la edad de la roca, el valor de A variara según la edad geológica de la formación, sus diferentes valores vienen dado en la Tabla V:

Tabla V. Códigos de Sobrecarga.

Códigos de Sobrecarga por edad geológica
$0 \leq A \leq 5$: Holoceno - Plioceno
$5 \leq A \leq 9$: Mioceno - Oligoceno
$9 \leq A \leq 5$: Eoceno - Paleoceno
$10 \leq A \leq 11$: Cretáceo – Triásico
$11 \leq A \leq 14$: Pérmico - ...

Fuente: Trejo, M.C., 2009.

Debido a que la formación Tiyuyacu que es la zona de estudio pertenece a una edad geológica correspondiente entre el Oligoceno y el Eoceno, la ecuación para calcular el gradiente de sobrecarga queda de la siguiente forma:

$$OBG = \frac{\sigma_v}{D} = \frac{1}{D} [(8.030 + 0.232(9))D^{1.075}] \quad \text{(Ec. 3.5)}$$

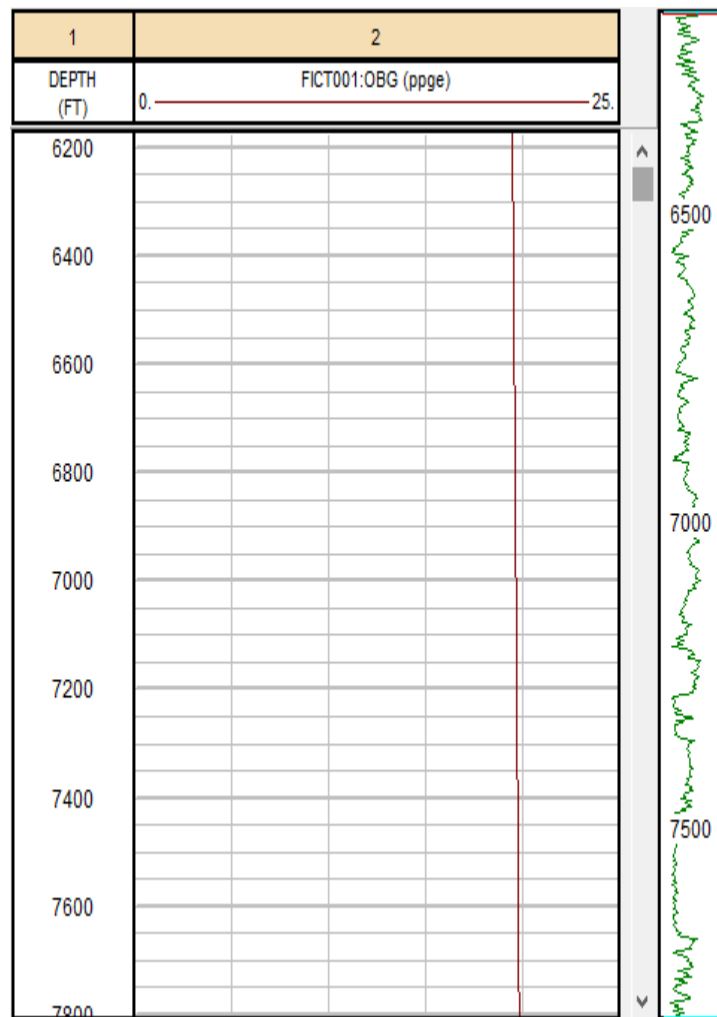


Figura 3.3 Determinación del Gradiente de Sobrecarga mediante el Método de Zamora.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.2.3. Determinación de la Presión de Poro a partir de Datos Sónicos

Se utilizara el método de Eaton (1972) el cual establece una diferencia entre el tiempo de transito obtenido con el registro sónico y un estimado de la tendencia normal para deducir el

incremento en la presión de poro como se muestra en la Figura 3.5.

El método de Eaton utiliza una línea de tendencia construida a partir de la tendencia de compactación normal mediante una aproximación lineal, tal como se muestra en la Figura 3.4, o por el método de Bowers, basada en el registro sísmico suavizado (Eaton B. A., 1975). En los diferentes análisis realizados en el presente estudio se utilizó el tren de compactación según su tendencia lineal establecida. Los cálculos fueron realizados con ayuda del programa “Interactive Petrophysics”.

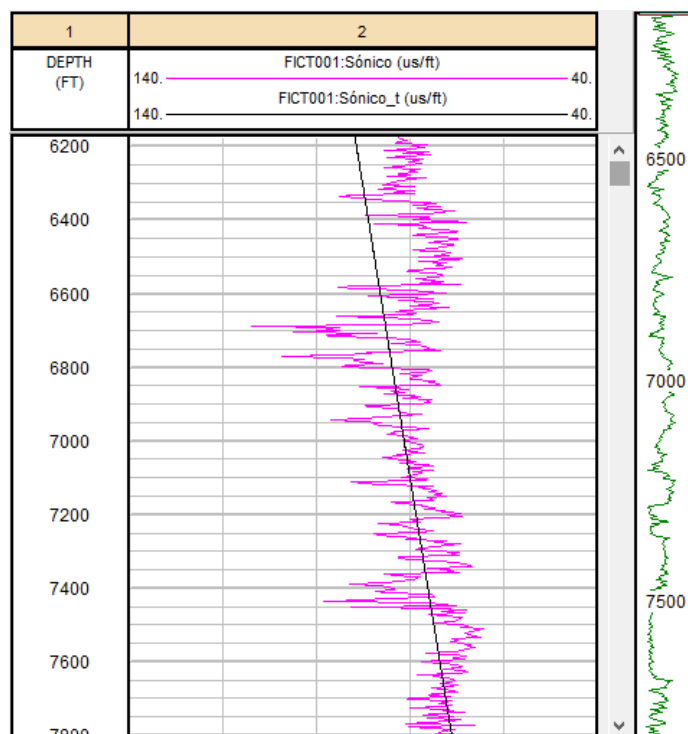


Figura 3.4 Construcción de la Tendencia de compactación Normal.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

La ecuación de Eaton para obtener la presión de poro por medio de información del perfil sísmico es la siguiente (Eaton B. A., 1975):

$$PP = OBG - (OBG - PP_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^3 \quad (\text{Ec. 3.6})$$

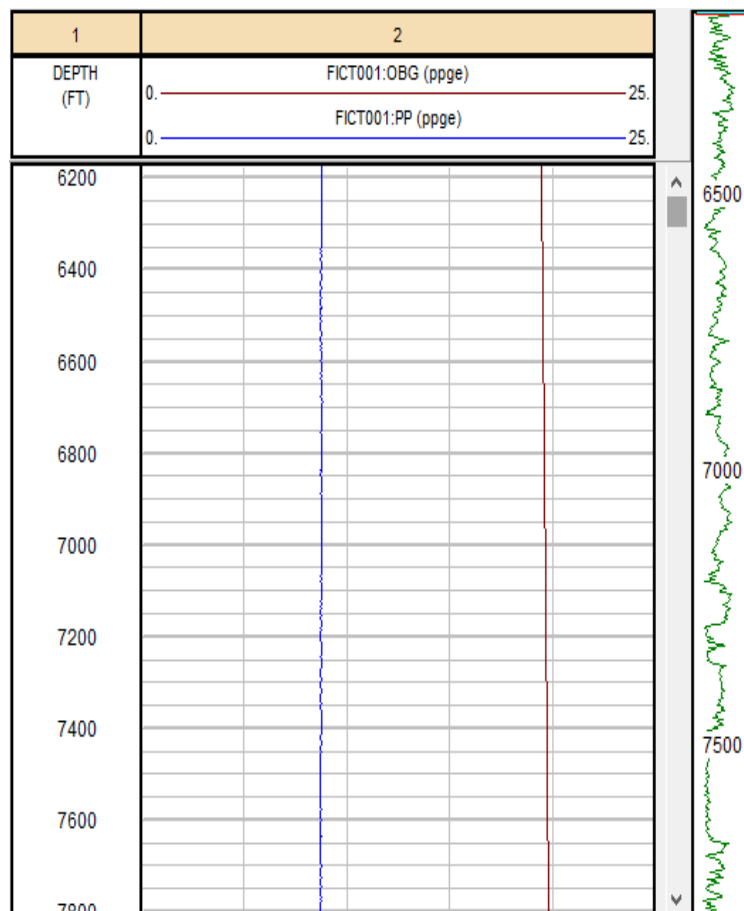


Figura 3.5 Determinación de la Presión de Poro por el Método de Eaton.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.2.4. Determinación del Gradiente de Presión de Fractura

Es de importancia conocer el gradiente de fractura en zonas débiles para evitar problemas de fractura y de que el lodo fluya dentro de la formación, la presión de fractura es conocida como aquella presión a la cual una roca empieza a perder cohesión entre sus granos.

Para estimar el gradiente de presión de fractura de los pozos involucrados en el presente proyecto, se utilizó el método de Eaton, los cálculos fueron realizados con ayuda del programa “Interactive Petrophysics”, tal como se muestra en la Figura 3.6.

Gradiente de Fractura por medio del Método de Eaton.

El método de Eaton asume que las formaciones terrestres presentan propiedades elásticas, relacionando el esfuerzo horizontal efectivo, σ_h' y el esfuerzo vertical efectivo, σ_v' por medio de la relación de Poisson (Eaton B. , 1969).

$$\sigma_h' = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v' \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$PF = PP + \sigma_h' \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$\sigma_v' = \sigma_v - PP \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Reemplazando la Ecuación 8 y 9 en la Ecuación 7, tenemos:

$$PF = PP + \left(\frac{v}{1-v} \right) (\sigma_v - PP) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

La relación de Poisson (v) es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando se encuentra sometida a un esfuerzo, en el presente proyecto se la obtendrá por medio del nomograma de Eaton, el cual está en función de la profundidad de cada formación de interés, tal como se muestra a continuación (Eaton B. , 1969):

$$v = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \quad (\text{Ec. 3.11})$$

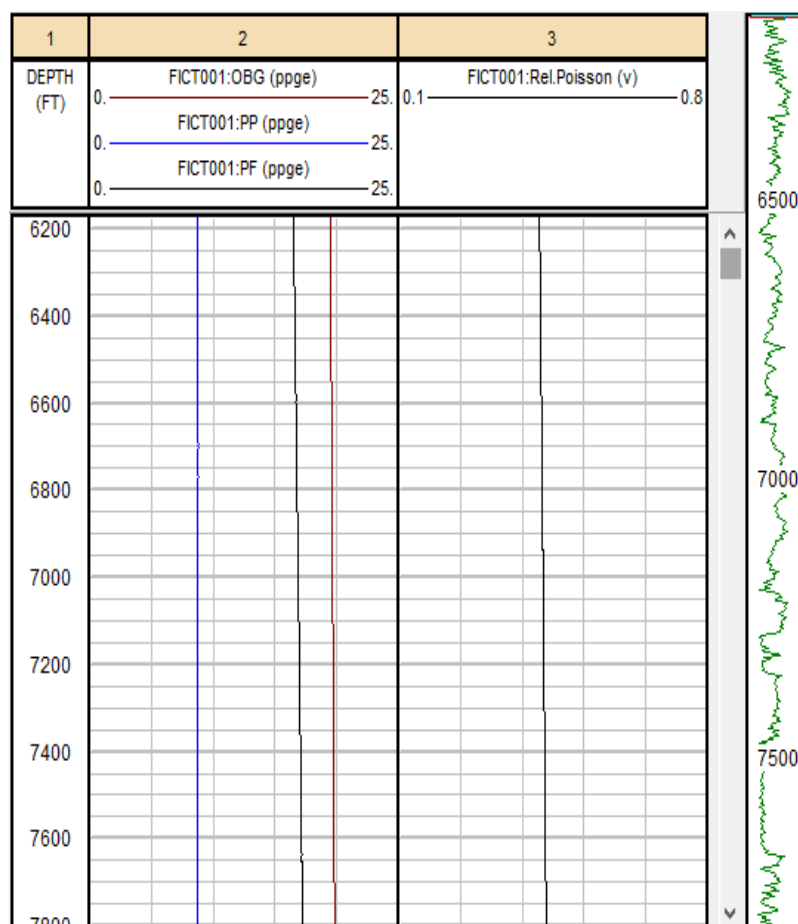


Figura 3.6 Determinación del Grdiente de Fractura y el Módulo de Poisson por el Método de Eaton.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.2.5. Determinación del Esfuerzo Horizontal Mínimo

En la perforación, es necesario que el peso del lodo se mantenga por debajo del esfuerzo horizontal mínimo (Sh_{min}) de manera que evite un fracturamiento hidráulico accidental y problemas de pérdida de circulación, también debe mantenerse por encima de la presión de poro de formación para evitar problemas como un

golpe de presión (Kick) y por encima del mínimo peso de lodo requerido para prevenir fallas en el pozo.

Para seguir con el presente proyecto de estabilidad de los pozos, el siguiente paso será calcular el esfuerzo horizontal mínimo, tal como se muestra en la Figura 3.7.

Este método no está basado en los módulos elásticos de la roca, en cambio relaciona la presión de poro, presión de poro normal y la profundidad, tal como se presenta en la siguiente ecuación con expresiones en psi (Breckels, I. & Eekeln, H., 1982):

$$Sh_{min} = \sigma_h = 0.197D^{1.145} + 0.46(PP - PP_n) \quad \text{para } D < 11500 \text{ ft} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

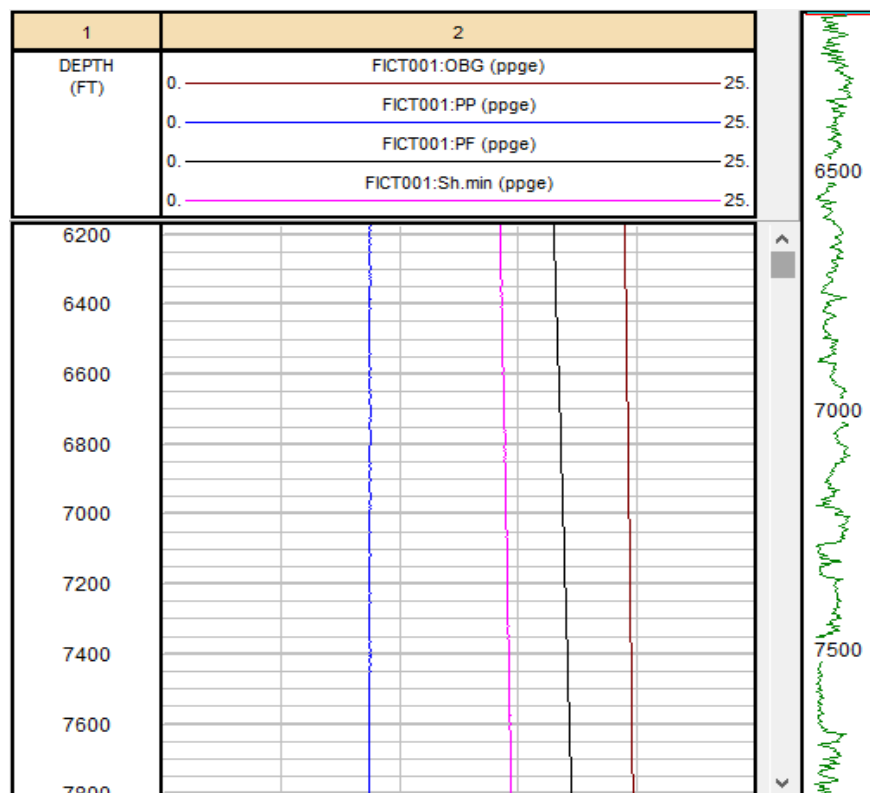


Figura 3.7 Determinación Esfuerzo Horizontal Mínimo por medio del método de Breackels y Van Eekelen.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.2.6. Determinación del Esfuerzo Horizontal Máximo

Es el tercer esfuerzo in-situ que es de importancia conocer, debido a que servirá como un dato de entrada en el modelo de análisis de estabilidad del pozo. Se han desarrollado varios métodos indirectos para calcular un estimado de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo.

Sin embargo, debido a que no se poseen muestras de núcleos de la formación es imposible conocer sus respectivos datos de la deformación causada por este esfuerzo, y en ausencia de mediciones de algún fracturamiento hidráulico que nos proporcione de forma directa el valor del esfuerzo máximo horizontal.

Por lo tanto, con ayuda de Estudios realizados en el área de la Geomecánica en el campo ESPOL podremos definir la existencia de un régimen de esfuerzos Transcurrente (strike – slip), la cual permitirá utilizarla siguiente ecuación que relaciona a los esfuerzos horizontales máximos y mínimos con la presión de poro y el coeficiente de fricción (μ) (Zoback, M., 2007):

$$\frac{S_{H\ max} - PP}{S_{h\ min} - PP} = \left[\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right]^2 \quad (\text{Ec. 3.13})$$

De donde el valor del coeficiente de fricción toma comúnmente valores entre $[0.6 - 1]$, este valor fue calibrado con ayuda de comparaciones a diferentes esfuerzos horizontales máximos obtenidos en estudios de Geomecánica realizado en el campo. De donde se obtuvo un valor de coeficiente de fricción igual a 0.6. Por lo tanto la ecuación 13 queda de la siguiente forma y su gráfica se muestra en la Figura 3.8 (Zoback, M., 2007).

$$S_{H\ max} = \sigma_H = 0.6(S_{h\ min} - PP) + PP \quad (\text{Ec. 3.14})$$

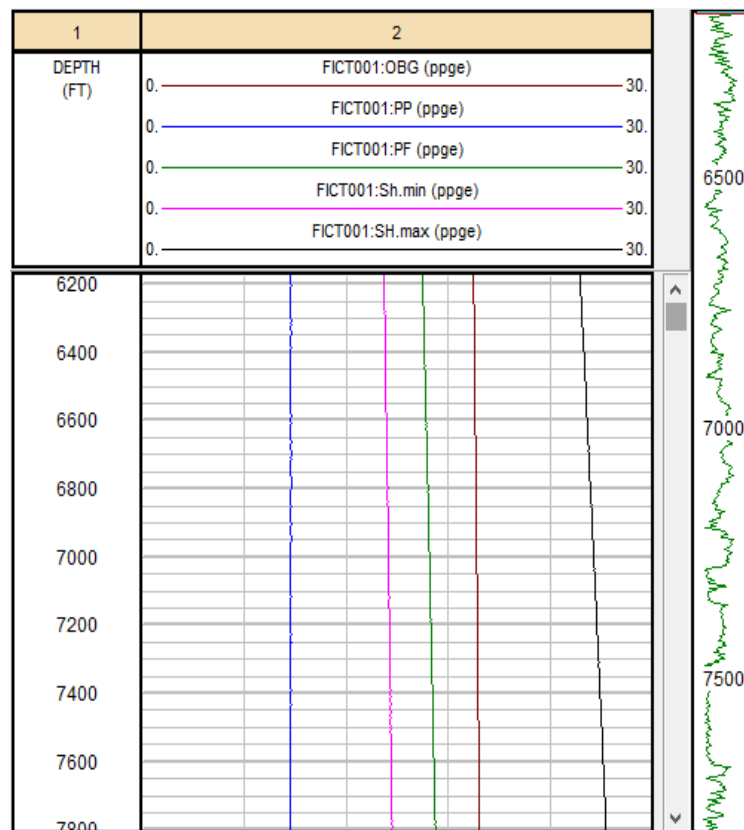


Figura 3.8 Determinación Esfuerzo Horizontal Máximo.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.3. Determinación de los Módulos de Elasticidad Dinámica a partir de Perfiles de Pozos.

3.3.1. Determinación del Módulo de Corte (G_{dyn})

Este módulo es utilizado para describir la resistencia de un material a la deformación de corte, se utilizara la siguiente ecuación (González, M., 2008):

$$G_{dyn} = 13474.45 \frac{RHOB}{(\Delta t_s)} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

3.3.2. Determinación del Módulo Volumétrico o Módulo del Bulk (K_{dyn})

El módulo volumétrico establece una relación lineal entre una variación fraccional en el volumen y la presión hidrostática aplicada a una masa de material geológico, para estimar su valor se utilizara la siguiente ecuación que relaciona la densidad total de la formación, el tiempo de tránsito y el módulo de corte (González, M., 2008):

$$K_{dyn} = 13474.45 \frac{RHOB}{(\Delta t_c)^2} - \left(\frac{4}{3}\right) G_{dyn} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

3.3.3. Determinación de la Compresibilidad Volumétrica (C)

Se define como el inverso del módulo volumétrico, su ecuación es la siguiente (González, M., 2008):

$$C = \frac{1}{K_{dyn}} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

3.3.4. Determinación del Módulo de Young (E_{dyn})

El módulo de Young establece una relación lineal elástica entre un esfuerzo aplicado y la deformación que se produce en la dirección que se aplica el esfuerzo, se utilizara la siguiente ecuación que relaciona los módulos volumétricos y de corte (González, M., 2008):

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} * K_{dyn}}{3K_{dyn} + G_{dyn}} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

3.3.5. Relación de Poisson

Es un indicador que expresa cuanto se dilata un sólido en un eje con respecto a una contracción que sufre en su otro eje, en el presente proyecto se la obtendrá por medio del nomograma de

Eaton, el cual está en función de la profundidad de cada formación de interés, tal como se muestra a continuación:

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Los siguientes cálculos fueron desarrollados por medio del programa especializado “Interactive Petrophysics”. La Figura 3.9 muestra una estimación de las propiedades elásticas de las rocas a partir de perfiles de pozos, donde la secuencia de trabajo es de izquierda a derecha.

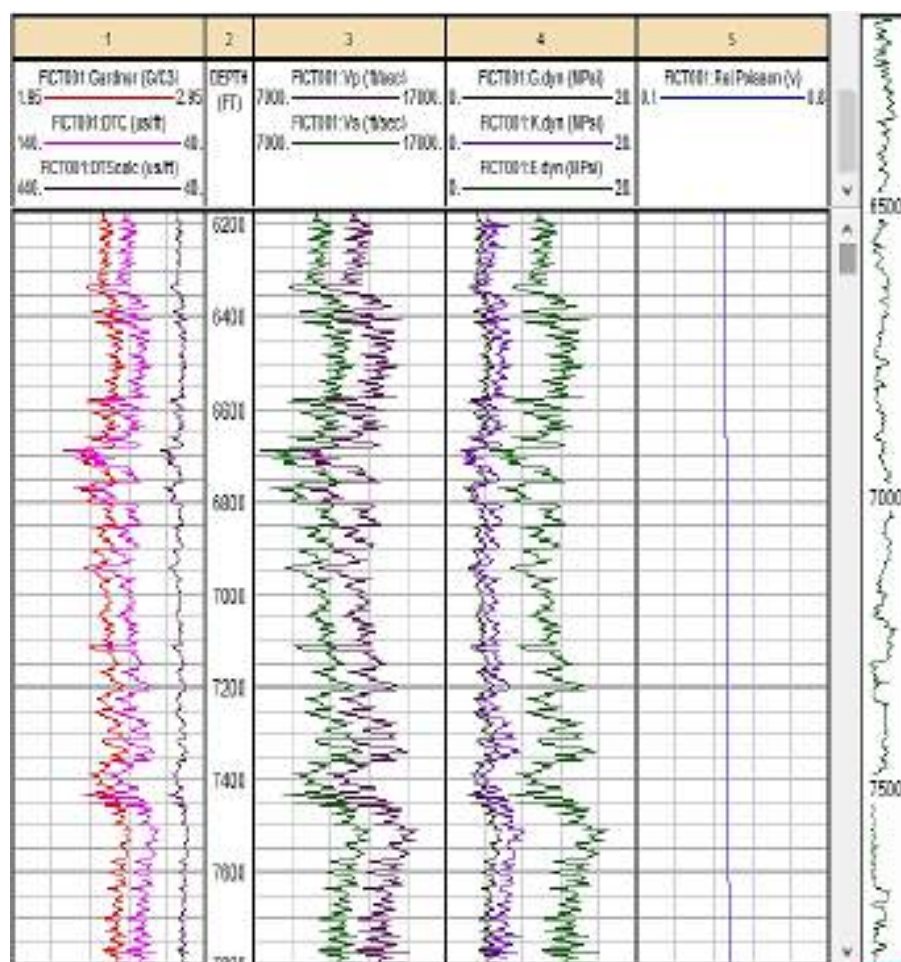


Figura 3.9 Determinación de los Módulos de Elasticidad Dinámica a partir de Perfiles de Pozos.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.4. Determinación de las Propiedades de Resistencia de la Roca

La resistencia de una muestra de roca es medida comúnmente en tensión o compresión. Existen muchas pruebas para medir la resistencia de la roca, en aplicaciones de perforación los parámetros de resistencia más comunes son:

- a. Resistencia de la Compresibilidad Uniaxial (UCS)
- b. Resistencia de la Cizalla
- c. Resistencia a la Tensión
- d. Resistencia Thick – Wall Cylinder

Debido a que los pozos de estudio en el presente proyecto no poseen información de pruebas de laboratorio para conocer las propiedades de resistencia de la roca, fue necesario el empleo de correlaciones basadas en los perfiles de los pozos, su gráfica se muestra en la Figura 3.10.

3.4.1. Determinación de la Resistencia a la compresibilidad uniaxial

Existen diversos métodos para la predicción de la UCS de una muestra de roca usando perfiles de pozos (Zoback, M., 2007). Gran parte de los métodos relaciona la UCS con la velocidad de

la onda P y la porosidad. Para el presente estudio se utilizara el modelo de Horsrud, que es una relación propuesta para formaciones con alto contenido de arcilla, su ecuación es la siguiente (Barrios, Lobo, Oroño, & Campos, 2017):

$$UCS = 108.75 \left[\frac{304.8}{\Delta t_c} \right]^{2.93} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

3.4.2. Resistencia a la Cizalla

Esta resistencia es calculada por medio de pruebas triaxiales. Consiste en incrementar el esfuerzo vertical manteniendo constante el esfuerzo horizontal. A medida que la muestra es comprimida en etapas iniciales de la prueba, esta se vuelve más densa. La resistencia a la deformación disminuirá luego de alcanzar un valor tope a medida que un esfuerzo desviador ($\sigma_v - \sigma_h$) incrementa. Durante las etapas finales de la prueba la resistencia a la deformación no se mantendrá constante, sino que presentara incrementos adicionales (British Petroleum, 2007).

3.4.3. Determinación de la Resistencia a la Tensión

En la mayoría de casos los valores reales de la resistencia a la tensión son muy pequeños, contribuyendo muy poco a la

estabilidad de un pozo. La relación que presenta la UCS con la resistencia a la tensión puede ser tan elevada de acuerdo al siguiente rango (20 – 25) en rocas frágiles. Dicha relación decrece en rocas que presentan un comportamiento altamente dúctil a la deformación (British Petroleum, 2007).

La resistencia a la Tensión, T_o en el presente proyecto será calculado utilizando la siguiente ecuación (Benz & Nordal, 2000).

$$T_o = 0.1 * UCS \quad (\text{Ec. 3.21})$$

3.4.4. Determinación del Ángulo de Fricción Interna

El ángulo de fricción interna, φ , se encuentra relacionado con el coeficiente de fricción interna. Tiene una variación permisible de 0° a 90° (en la práctica este valor es aproximadamente 30°). En este proyecto calcularemos este valor con una ecuación que relaciona al ángulo de fricción interna con el tiempo de transito compresivo (Barrios, Lobo, Oroño, & Campos, 2017).

$$\varphi = \arcsin \left[\frac{(304.8/\Delta t_c) - 1}{(304.8/\Delta t_c) + 1} \right] \times \frac{180}{\pi} \quad (\text{Ec. 3.22})$$

$$\beta = \frac{\phi + 90^\circ}{2} \quad (\text{Ec. 3.23})$$

3.4.5. Determinación del Coeficiente de Biot

Este coeficiente presenta la relación entre la consistencia de una roca multiporosa y la consistencia de la matriz. Su ecuación relaciona al coeficiente de biot con el módulo de Young y el módulo volumétrico de la matriz, tal como sigue a continuación (Barrios, Lobo, Oroño, & Campos, 2017):

$$\alpha = 1 - \left[\frac{E}{7(1 - 2\nu) \times Kma} \right] \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Tabla VI. Valores del módulo volumétrico de matriz (Kma) y compresibilidad (Cma), para varios tipos de rocas.

LITOLOGÍAS	MINERAL DE LA MATRIZ	Kma (GPa)	Kma (lpc)	Cma = 1/Kma (lpc-1)
Lutitas	Arcillas	28	4.06*10 ⁶	2.46*10 ⁻⁷
Areniscas	Cuarzo	38	5.51*10 ⁶	1.87*10 ⁻⁷
Rocas Carbonáticas	Calcita y Dolomita	68	9.86*10 ⁶	1.01*10 ⁻⁷

Fuente: Barrios, Lobo, Oroño, Campos, 2017.

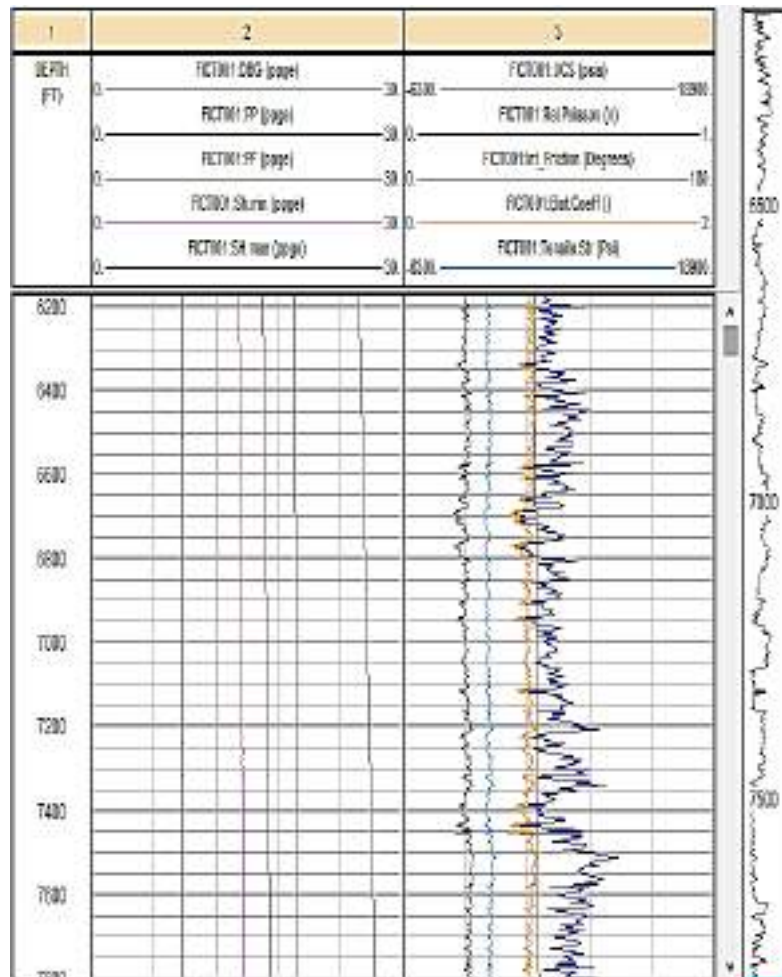


Figura 3.10 Determinación de las Propiedades de Resistencia de la Roca.
Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.5. Determinación de la Presión de Colapso

A cierta profundidad de la tierra las formaciones se encuentran expuestas a un esfuerzo vertical (σ_v), a esfuerzos horizontales (σ_h y σ_H) y a la presión de poro (P_p). Cuando se realiza las operaciones de perforación en un pozo, la roca que rodea al pozo de soportar la carga

que era soportada antes por la roca removida. La roca puede presentar dos comportamientos, si es elástico lineal, se formara una concentración de esfuerzos alrededor del pozo. Si su comportamiento es débil, la concentración de esfuerzos ocasionaría una falla en el hueco. Esta falla puede ser atenuada mediante la correcta selección del peso del lodo de perforación. Es por este motivo que se requiere calcular la presión de colapso mediante la evaluación de los esfuerzos que actúan alrededor del pozo (axial σ_z , radial σ_r y tangencial σ_θ) y la forma que afectan los esfuerzos *in-situ* a estos, tal como se muestra en la Figura 3.13 (Páramo, L., 2016).

3.5.1. Determinación de los Esfuerzos que actúan alrededor de un pozo vertical

A continuación, se muestran las ecuaciones necesarias para calcular el esfuerzo axial σ_z , radial σ_r y tangencial σ_θ en la cara de un pozo vertical perforado en dirección de un esfuerzo principal en función de los esfuerzos *in-situ* (σ_v , σ_h y σ_H), de la distancia para el cálculo de los esfuerzos (r), el radio del pozo R_w , la relación de Poisson (ν), la presión de pozo (P_w) y del ángulo de interés respecto al esfuerzo horizontal máximo (θ). Presenta las suposiciones de que el esfuerzo es perforado en

dirección de un esfuerzo principal, siendo este el caso del esfuerzo vertical (σ_v), y que los esfuerzos horizontales son anisotrópicos ($\sigma_h \neq \sigma_H$), tal como se muestra en la Figura 3.11 (Fjaer, E., Holt, R., Horsrud, P., Raaen, A. & Risnes, R., 2008).

$$\sigma_r = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (\text{Ec. 3.25})$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (\text{Ec. 3.26})$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H + \sigma_h) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta \quad (\text{Ec. 3.27})$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} + 2 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \sin 2\theta \quad (\text{Ec. 3.28})$$

$$\tau_{rz} = \tau_{\theta z} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

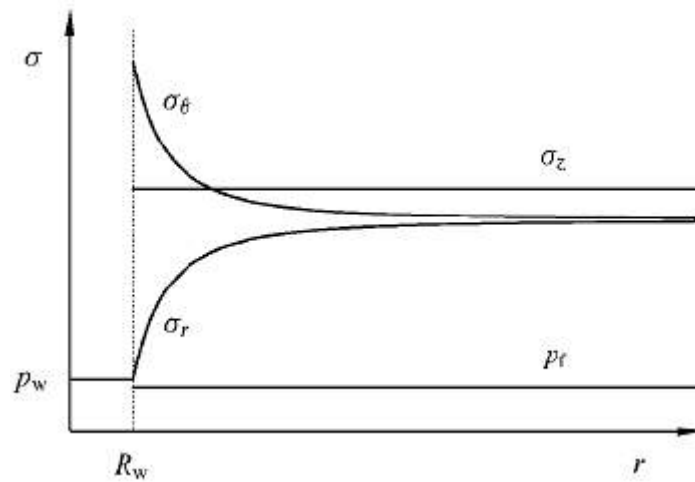


Figura 3.11 Comportamiento de los Esfuerzos que actúan alrededor de un pozo vertical.

Fuente: Fjaer, E., Holt, R., Horsrud, P., Raaen, A. & Risnes, R., 2008.

En el desarrollo de esta investigación, es importante conocer dichos esfuerzos en la pared del pozo, por lo que las ecuaciones 25 - 28 se simplifican por el motivo de que $R_w = r$, teniendo como resultado las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_r = P_w \quad (\text{Ec. 3.30})$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta \quad (\text{Ec. 3.31})$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H + \sigma_h)\cos 2\theta \quad (\text{Ec. 3.32})$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (\text{Ec. 3.33})$$

Se puede observar en las ecuaciones anteriores que el esfuerzo radial dependerá solamente de la densidad del fluido de control, mientras que el esfuerzo tangencial dependerá además de la posición azimutal, (θ) alrededor de la pared del pozo.

Teniendo como corolarios los puntos de máxima y menor concentración de esfuerzos, máximo en el azimut del esfuerzo horizontal mínimo, σ_h , cuando $\theta = 90^\circ$, y mínimo en el esfuerzo horizontal máximo, σ_H , cuando $\theta = 0^\circ$, obteniendo las siguientes ecuaciones al reemplazar en la ecuación 31:

$$(\sigma_\theta)_{min} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w \quad (\text{Ec. 3.34})$$

$$(\sigma_\theta)_{max} = 3\sigma_H - \sigma_h - P_w \quad (\text{Ec. 3.35})$$

3.5.2. Criterio de Falla en un pozo vertical con esfuerzos horizontales anisotrópicos

Una vez determinado los esfuerzos alrededor del agujero es de importancia compararlos con la resistencia de la formación por medio de un criterio de falla. Si la variación que presentan los esfuerzos excede en algún momento al criterio de la falla de la roca, la roca fallará. Este problema es conocido comúnmente con el término “falla de pozo”. Por lo que el criterio de falla del pozo

hace referencia a las condiciones de frontera para que las fallas en el pozo ocurran.

Las condiciones de falla del pozo son generalmente deformaciones de alguna clase en el pozo. Hay que tener en cuenta que estas deformaciones no presentan graves riesgos desde un punto de vista operacional. Es por este motivo, que la falla de pozo definida aquí no debe ser considerada como una pérdida del pozo.

Existen diversas formas en las que un pozo puede fallar, dependiendo de la magnitud relativa de los esfuerzos principales. De acuerdo al criterio de la falla de Mohr-Coulomb representada por la ecuación 3.36 y por el criterio de la falla de Lade Modificado representada por la ecuación 3.37, la falla ocurriría cuando (Coulomb, C., 1776), (Ewy, R., 1999):

$$\sigma_1 = C_o + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (\text{Ec. 3.36})$$

$$(I''_1)^3 / I''_3 = 27 + \eta \quad (\text{Ec. 3.37})$$

$$I''_1 = (\sigma_1 + S_1 - P_p) + (\sigma_2 + S_1 - P_p) + (\sigma_3 + S_1 - P_p) \quad (\text{Ec. 3.38})$$

$$I''_3 = (\sigma_1 + S_1 - P_p)(\sigma_2 + S_1 - P_p)(\sigma_3 + S_1 - P_p) \quad (\text{Ec. 3.39})$$

$$S_1 = S_o / \tan \phi \quad (\text{Ec. 3.40})$$

$$\eta = 4 \tan^2 \phi (9 - 7 \sin \phi) / (1 - \sin \phi) \quad (\text{Ec. 3.41})$$

Para saber cuál de los esfuerzos efectivos que actúa alrededor del pozo corresponde al esfuerzo principal efectivo y cual al mínimo, deberá ser calculado el esfuerzo radial σ_r' , tangencial $(\sigma_\theta)'_{max}$ y axial σ_z' a cada profundidad del pozo según las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_r' = P_w - P_p \quad (\text{Ec. 3.42})$$

$$(\sigma_\theta)'_{max} = 3\sigma_H - \sigma_h - P_w \quad (\text{Ec. 3.43})$$

$$\sigma_z' = \sigma_v - P_p \quad (\text{Ec. 3.44})$$

Criterio de la Falla mediante el Criterio de Mohr-Coulomb

La manera para obtener la presión de colapso por medio del criterio de la falla de Mohr-Coulomb es determinando la magnitud relativa de los esfuerzos en la pared del agujero y ver su régimen, la cual nos indicara que ecuación de la Figura 3.12 aplicar (Coulomb, C., 1776).

Caso	Régimen de esfuerzos en la pared del agujero	Condiciones Falla para un Pozo Vertical con Criterio de Mohr- Coulomb
1	$\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$	$P_w \leq \frac{3\sigma_H - \sigma_h + P_p(\tan^2 \beta - 1) - C_o}{\tan^2 \beta + 1}$
2	$\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$	$P_w \leq \frac{\sigma_v + P_p(\tan^2 \beta - 1) - C_o}{\tan^2 \beta}$
3	$\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$	$P_w \leq 3\sigma_H - \sigma_h - \frac{\sigma_v - P_p - C_o}{\tan^2 \beta} - P_p$
4	$\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$	$P_w \leq \frac{(3\sigma_H - \sigma_h)\tan^2 \beta - P_p(\tan^2 \beta - 1) + C_o}{\tan^2 \beta + 1}$
5	$\sigma_r > \sigma_\theta > \sigma_z$	$P_w \leq \sigma_v \tan^2 \beta - P_p(\tan^2 \beta - 1) + C_o$
6	$\sigma_\theta > \sigma_r > \sigma_z$	$P_w \leq 3\sigma_H - \sigma_h - \sigma_v \tan^2 \beta + P_p(\tan^2 \beta - 1) - C_o$

Figura 3.12 Condiciones de falla en pozos verticales por medio del Criterio de Falla de Mohr-Coulomb

Fuente: Trejo, M., 2009.

Criterio de la Falla mediante el Criterio de Lade Modificado

Para saber cuál es el peso del lodo mínimo para prevenir la falla por corte en cualquier régimen de esfuerzos en la pared del agujero en un pozo vertical, el criterio de Lade Modificado establece la siguiente ecuación (Ewy, R., 1999):

$$P_w = \frac{-(3\sigma_H - \sigma_h) + \sqrt{(3\sigma_H - \sigma_h)^2 + 4[P_p(\sigma_h - 3\sigma_H + P_p - S_1) + S_1(3\sigma_H - \sigma_h - P_p + S_1)] - \frac{[3(\sigma_H - P_p + S_1) + \sigma_v - \sigma_h]^3}{(27 + \eta)(\sigma_v - P_p + S_1)}}}{-2} \quad (\text{Ec. 3.45})$$

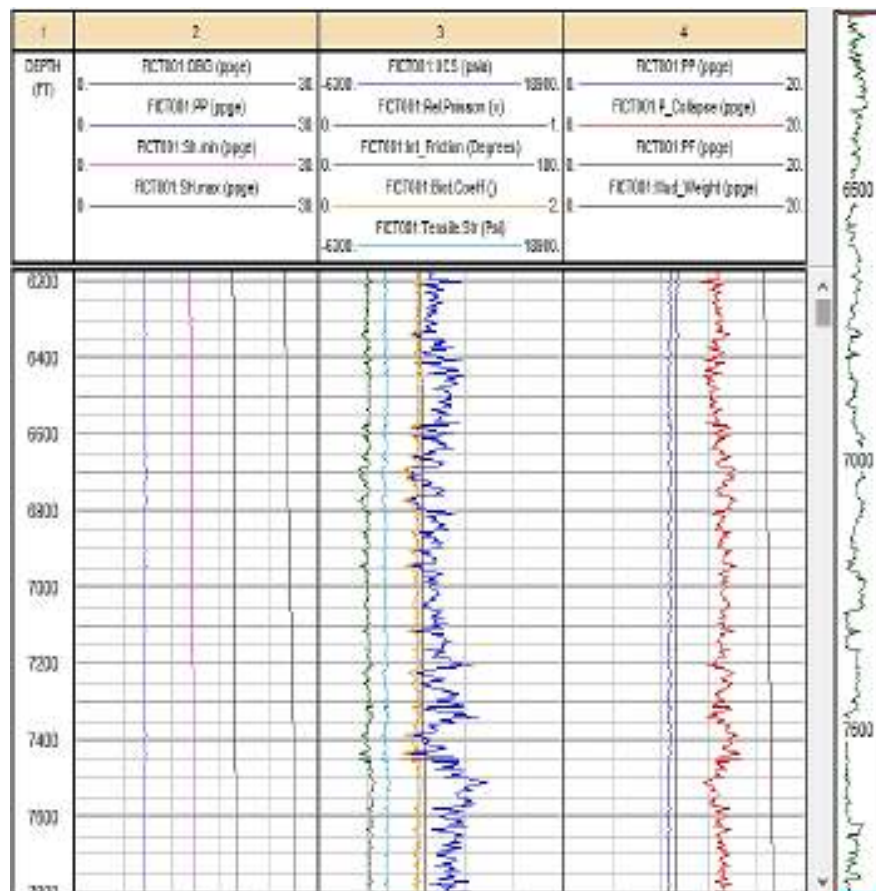


Figura 3.13 Determinación de la Presión de Colapso mediante el Criterio de Falla.
Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

3.6. Construcción del Círculo de Mohr

La construcción del círculo de Mohr nos permite evaluar gráficamente el esfuerzo cortante, τ , y el esfuerzo normal efectivo, σ_n , sobre la falla que se forma durante el proceso de falla en términos de la aplicación de los esfuerzos principales efectivos, σ_1 y σ_3 (Zoback, M., 2007).

En pruebas de esfuerzos triaxiales, a una presión de confinamiento efectivo, las fallas en compresión se muestran cuando una falla se desarrolla. El ángulo al cual la falla se desarrolla es descrito por β , que es el ángulo entre la falla normal y el máximo esfuerzo compresivo, σ_1 .

Para la construcción del círculo de Mohr se utilizan las siguientes ecuaciones (Zoback, M., 2007):

$$\sigma_1 = UCS \quad (\text{Ec. 3.46})$$

$$\sigma_3 = \frac{\sigma_1}{3.1}; \text{ Dado que el coeficiente de fricción } (\mu) = 0.6 \quad (\text{Ec. 3.47})$$

$$\tau_f = 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\sin(2\beta) \quad (\text{Ec. 3.48})$$

$$\sigma_n = 0.5(\sigma_1 + \sigma_3) + 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(2\beta) \quad (\text{Ec. 3.49})$$

3.7. Determinación de la Densidad óptima del fluido de control

De acuerdo a las definiciones de geomecánica, la ventana de la densidad del lodo operacional es el rango de valores de densidad que podrían usarse para llevar a cabo de forma segura las operaciones de

perforación. El valor mínimo de esta ventana corresponde a la densidad del lodo requerida para evitar el colapso de la formación en el agujero, es decir el mayor valor entre la presión de poro y la presión de colapso y el valor máximo corresponde a la densidad del lodo requerida para prevenir un fracturamiento hidráulico durante la perforación, es decir corresponde al gradiente de fractura.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1. Análisis de Resultados

En esta sección se interpretara los resultados obtenidos mediante la simulación realizada en el programa “Interactive Petrophysics”, en el cual fueron cargados los registros eléctricos de los pozos seleccionados y mediante los métodos que se utilizaron para realizar el estudio geomecánico, se obtuvo la presión de poro, presión de fractura, presión de sobrecarga, esfuerzos horizontales, presión de colapso; y con esta información se consiguió representar mediante gráficos el peso de lodo operativo y los esfuerzos que pueden ser manejados para evitar que ocurran problemas de estabilidad y que ocurran fallas en la formación de estudio (TIYUYACU).

El modelo geomecánico y análisis de estabilidad de los pozos seleccionados se representan en las Figuras 4.3 y 4.5, basados en la información de registros eléctricos e información geológica. En base a la clasificación de fallas de Anderson, se puede concluir que se trata de un ambiente de falla transcurrente (strike slip), debido a que el esfuerzo horizontal máximo es mayor al esfuerzo vertical y este a su vez es mayor al esfuerzo horizontal mínimo ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$).

Se pudo determinar la presión de poro, presión de fractura, presión de colapso y esfuerzos horizontales mínimo y máximo de los pozos FICT001 y FICT003. 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 dentro de los rangos que se presentan en las Tablas IX y XII para evitar la formación de breakouts durante la perforación.

Del análisis de las propiedades elásticas de las Figuras 4.2 y 4.4 para la formación que se está analizando (TIYUYACU), se observa que estas presentan módulos elásticos diferentes y una relación inversamente proporcional entre la Relación de Poisson (ν) y el Módulo de Young (E_{dyn}), es decir a mayor " ν " menor será el " E_{dyn} " y viceversa.

4.2. Análisis de esfuerzos de la Formación de Estudio Representada por el Círculo de Mohr

Esta gráfica permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, tanto de corte (τ_f) como normal (σ_n), los cuales nos ayudan a evitar la presión de colapso, y como resultado la creación de fallas no deseadas.

El coeficiente de fricción interno de la formación es igual a 0.6, debido a que por medio de estudios geológicos, se determinó que el campo de estudio presentaba una falla transcurrente. En base a esto se pudo determinar el valor del esfuerzo σ_3 mediante la ecuación 3.47, el cual es

110 MPa, dado que el valor del esfuerzo $\sigma_1 = UCS$ es 345 MPa, obtenido de la Figura 3.13.

Los valores de $\tau_f = 81.93 \text{ MPa}$ y $\sigma_n = 143.28 \text{ MPa}$, son obtenidos mediante las ecuaciones 3.48 y 3.49 respectivamente. A continuación se muestra en la Figura 4.1 el Círculo de Mohr de la formación TIYUYACU del Campo ESPOL, que fue construido mediante los cálculos realizados.

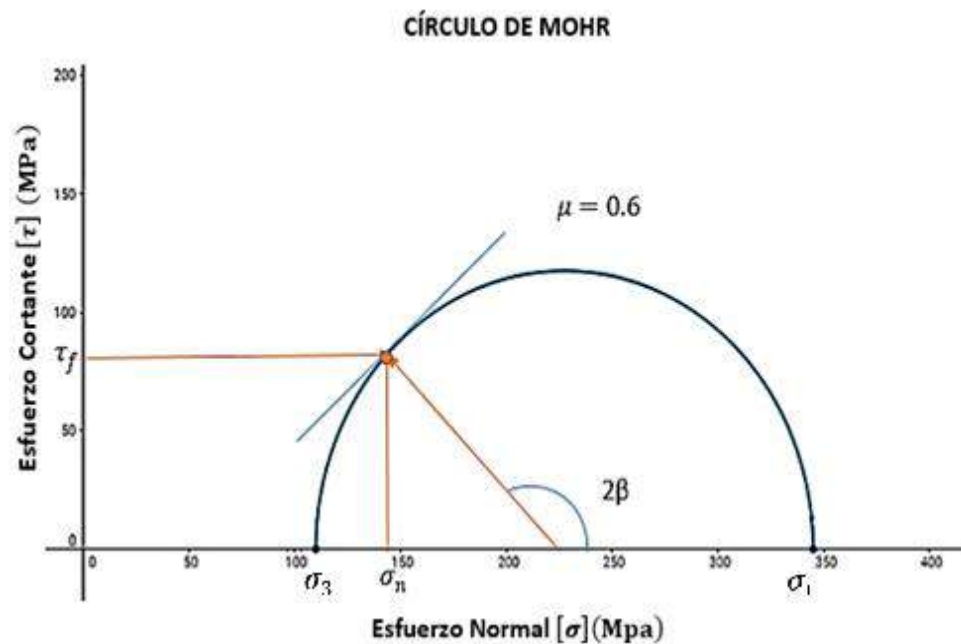


Figura 4.1 Círculo de Mohr de la Formación TIYUYACU Campo ESPOL.

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

4.3. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo FICT001 del Campo ESPOL

En el primer carril de la Figura 4.2 se muestra la densidad corregida de la formación TIYUYACU por medio del método de Gardner, dado que la data inicial de los registros eléctricos presentaba valores aberrantes en ciertas zonas. La densidad promedio de la formación, marcando la tendencia de la curva es aproximadamente de 2.45 gr/cc, la cual nos indica que la litología de la formación en su mayoría es arcilla.

El tercer carril presenta las velocidades de onda compresional y de cizalla de la formación de estudio, las cuales poseen un valor promedio de 13000 y 11000 ft/seg respectivamente; esto nos facilita determinar los módulos elásticos de la formación presentados en el cuarto carril, cuyos valores promedios se muestran en la Tabla VII.

En el quinto carril se muestra la relación de poisson, la cual se obtuvo por medio de la ecuación 3.11, cuyo valor es aproximadamente 0.4, el cual es un indicador que nos corrobora la litología de la formación de estudio, de acuerdo a la tabla presentada en el Anexo A.

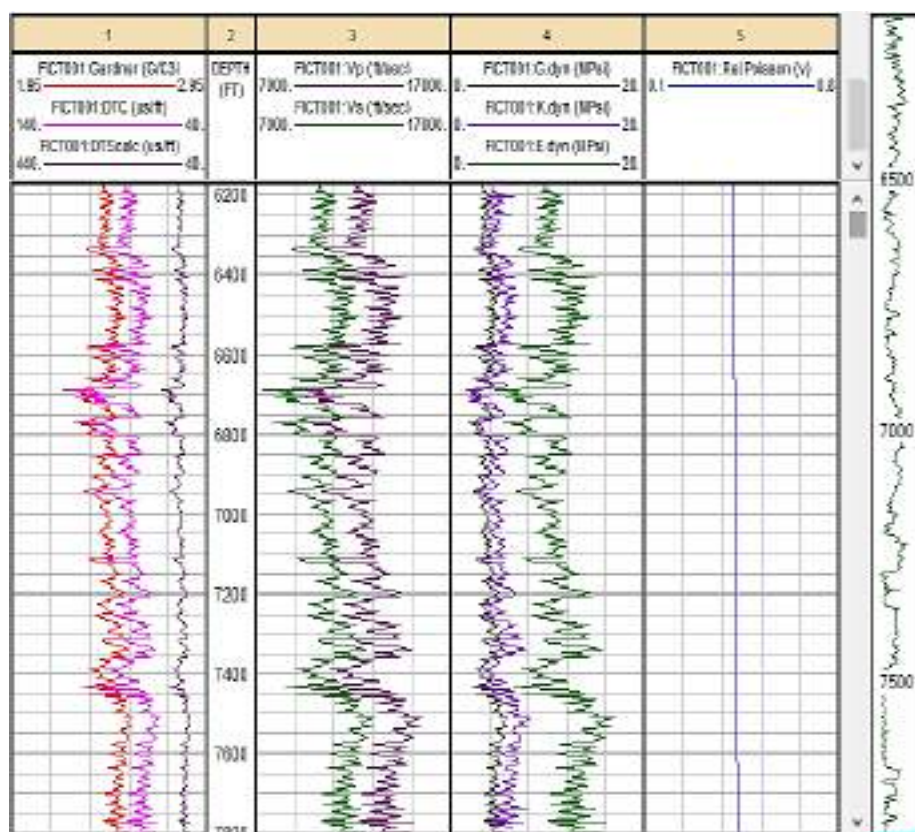


Figura 4.2 Propiedades Elásticas en la Formación Tiyuyacu 6175' – 7808' (Pozo FICT001)

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

Tabla VII. Valores promedios de las Propiedades Elásticas (Pozo FICT001).

Formación	Litología	Tope [pies]	Base [pies]	Rango de Valores	Módulo de Corte "G" [MPSI]	Módulo de Bulk "K" [MPSI]	Módulo de Young "E" [MPSI]	Relación de Poisson " μ " [Adim]
Tiyuyacu	Arcillolita/ Arenisca/ Conglome rados	6175	7808	Mínimo	1.80	1.81	5.15	0.419
				Máximo	6.34	8.74	18.10	0.433
				Promedio	4.07	5.275	11.625	0.426

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

La profundidad del pozo (carril 1), la tendencia de los esfuerzos principales (carril 2), las propiedades de resistencia de la roca (carril 3) y la ventana de lodo operacional (carril 4) del pozo FICT001, se muestran en la Figura 4.3.

El segundo carril muestra las curvas de sobrecarga, presión de poro, esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo, obtenidas de las ecuaciones presentadas en el Capítulo 3. Los valores promedios de los esfuerzos principales y de presión de poro se muestran en la Tabla VIII:

Tabla VIII. Valores promedios de los Esfuerzos Principales y Presión de Poro (Pozo FICT001).

PP (ppge)	Sv (ppge)	Shmín (ppge)	SHmáx (ppge)
8.7	19.6	14.4	26.5

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

El tercer carril muestra las propiedades de resistencia a la roca, como lo es la resistencia a la compresibilidad uniaxial, el cual presenta valores de entre 5000 – 8000 Psia aproximadamente y la resistencia a la Tensión que es aproximadamente el 10% del valor del UCS, el cual nos sirve como indicador para que el peso del lodo de perforación no exceda dicho valor y se produzca una falla por tensión que tenga como consecuencia un fracturamiento hidráulico.

El coeficiente de Biot presenta un valor promedio de 0.85, el cual es un indicador de que la roca es sólida porosa extremadamente plástica y con una influencia alta de la presión de poro.

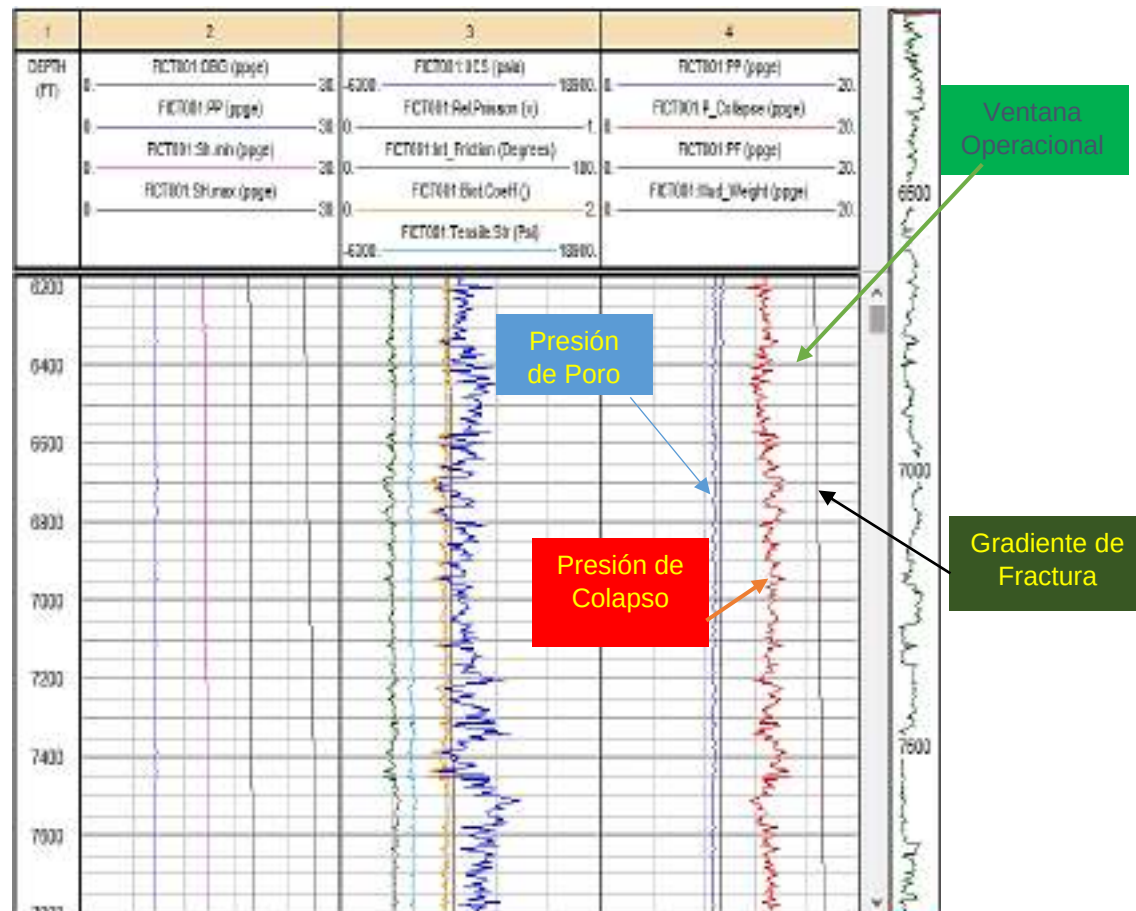


Figura 4.3 Ventana de Lodo Operacional para la Formación Tiyuyacu 6175' – 7808' (Pozo FICT001)
Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

Tabla IX. Peso de Lodo Sugerido para Perforar la Formación Tiuyacu en el Pozo FICT001.

Peso de Lodo Sugerido (Ventana de Lodo en Verde Oscuro)	
Prof. Aproximada [ft TVD]	Peso de Lodo [ppge]
6175 - 7440	13.7 – 15.1
7425 - 7808	12.7 – 15.7

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

4.4. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo FICT003 del Campo ESPOL

En el primer carril de la Figura 4.4 se muestra el registro de densidad, el cual no fue necesario corregirlo, debido a que se encontraba completo en su totalidad para la formación TIYUYACU. La densidad promedio de la formación, marcando la tendencia de la curva es aproximadamente de 2.5 gr/cc, la cual nos indica que la litología de la formación en su mayoría es arcilla.

El tercer carril presenta las velocidades de onda compresional y de cizalla de la formación de estudio, las cuales poseen un valor promedio de 12000 y 10000 ft/seg respectivamente; esto nos facilita determinar los módulos elásticos de la formación presentados en el cuarto carril, cuyos valores promedios se muestran en la Tabla X.

En el quinto carril se muestra la relación de poisson, la cual se obtuvo por medio de la ecuación 3.11, cuyo valor es aproximadamente 0.4, el

cual es un indicador que nos corrobora la litología de la formación de estudio, de acuerdo a la tabla presentada en el Anexo A.

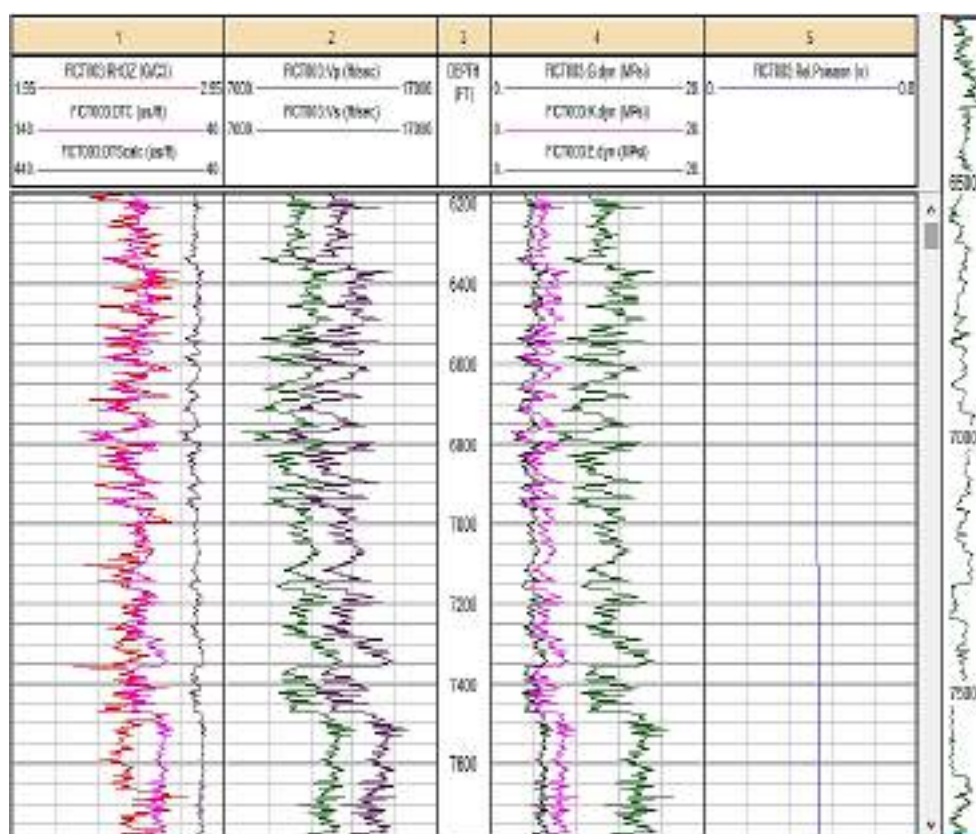


Figura 4.4 Propiedades Elásticas en la Formación Tiyuyacu 6178' – 7788' (Pozo FICT003)
Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

Tabla X. Valores promedios de las Propiedades Elásticas (Pozo FICT003).

Formación	Litología	Tope [pies]	Base [pies]	Rango de Valores	Módulo de Corte "G" [MPSI]	Módulo de Bulk "K" [MPSI]	Módulo de Young "E" [MPSI]	Relación de Poisson "μ" [Adim]
Tiyuyacu	Arcillolita/ Arenisca/ Conglomerados	6178	7788	Mínimo	1.78	1.79	5.1	0.418
				Máximo	5.79	7.94	15.1	0.433
				Promedio	3.785	4.865	10.1	0.425

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

La profundidad del pozo (carril 1), la tendencia de los esfuerzos principales (carril 2), las propiedades de resistencia de la roca (carril 3) y la ventana de lodo operacional (carril 4) del pozo FICT003, se muestran en la Figura 4.5.

El segundo carril muestra las curvas de sobrecarga, presión de poro, esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo, obtenidas de las ecuaciones presentadas en el Capítulo 3. Los valores promedios de los esfuerzos principales y de presión de poro se muestran en la Tabla VIII:

Tabla XI. Valores promedios de los Esfuerzos Principales y Presión de Poro (Pozo FICT003).

PP (ppge)	Sv (ppge)	Shmín (ppge)	SHmáx (ppge)
8.34	17.8	14.2	26.6

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

El tercer carril muestra las propiedades de resistencia a la roca, como lo es la resistencia a la compresibilidad uniaxial, el cual presenta valores de entre 4000 – 7000 Psia aproximadamente y la resistencia a la Tensión que es aproximadamente el 10% del valor del UCS, el cual nos sirve como indicador para que el peso del lodo de perforación no exceda dicho valor y se produzca una falla por tensión que tenga como consecuencia un fracturamiento hidráulico.

El coeficiente de Biot presenta un valor promedio de 0.80, el cual es un indicador de que la roca es sólida porosa extremadamente plástica y con una influencia alta de la presión de poro.

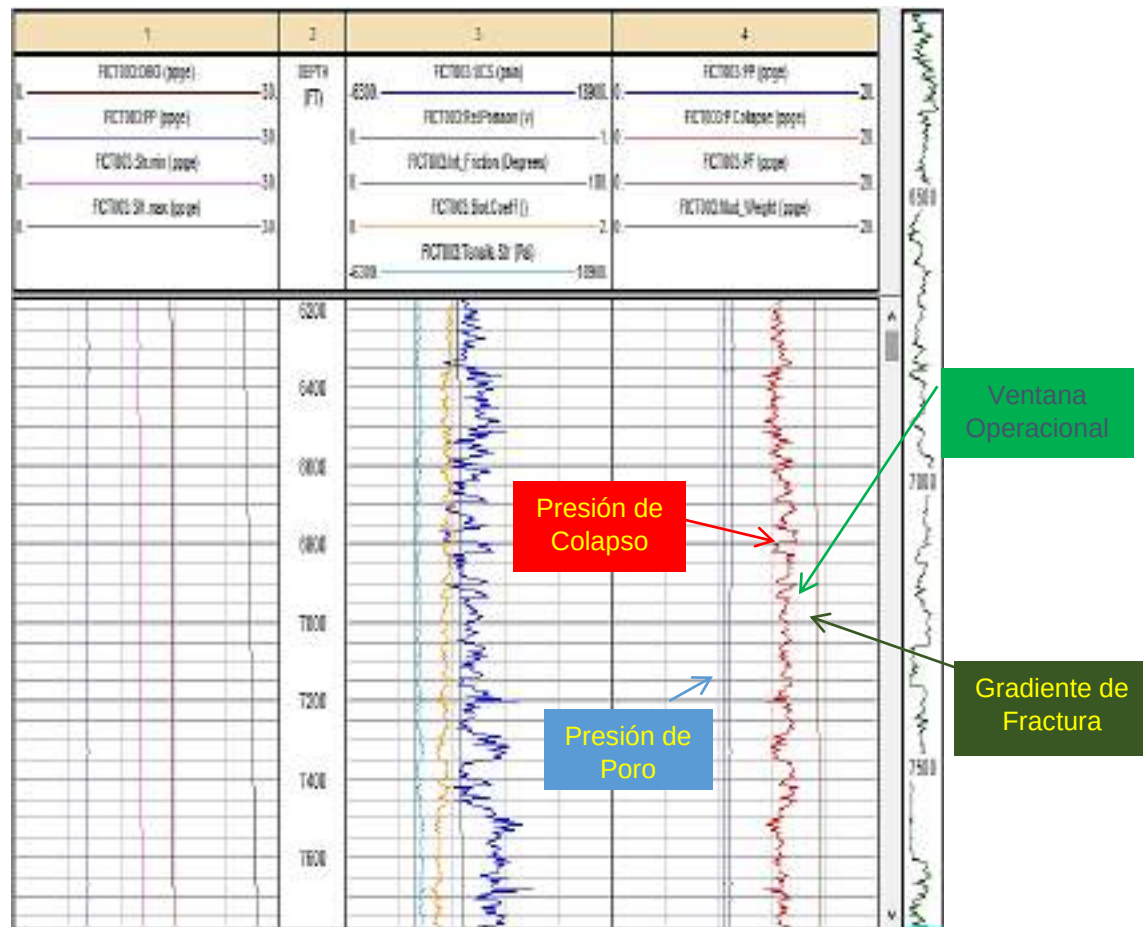


Figura 4.5 Ventana de Lodo Operacional para la Formación Tiyuyacu 6178' – 7788' (Pozo FICT003)

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

Tabla XII. Peso de Lodo sugerido para perforar la formación Tiyyacu en el pozo FICT003.

Peso de Lodo Sugerido (Ventana de Lodo en Verde Oscuro)	
Prof. Aproximada [ft TVD]	Peso de Lodo [ppge]
6178 – 7425	13.8 – 15.1
7425 – 7788	12.8 – 15.8

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

Correlacionando los datos de entrada y los resultados obtenidos de los pozos FICT001 y FICT003 para la formación TIYUYCU, podemos establecer una ventana de lodo operacional guía para todo el campo ESPOL, la cual se presenta en la Tabla XIII:

Tabla XIII. Peso de Lodo de Perforación sugerido en la formación Tiyyacu para el campo ESPOL.

Peso de Lodo Sugerido (Ventana de Lodo en Verde Oscuro)	
Prof. Aproximada [ft TVD]	Peso de Lodo [ppge]
TIYUYACU	13.8 – 15.1
TIYUYACU CONGLOMERADO	12.8 – 15.7

Fuente: Herrera, A., Uguña, E., 2017.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Luego de analizar la tendencia que presentan el registro Sónico de los pozos seleccionados (ver Figuras 4.2 y 4.4) del campo ESPOL, se observó que la formación de estudio (TIYUYACU), presenta presiones anormales debido a que los registros presentan un cambio de su pendiente, lo que se traduce en una variación de la presión de poro, esto se debe al alto nivel de arcillosidad que contiene la formación, por lo que se concluye que en este campo se presentan problemas mecánicos de pozo en las operaciones de perforación.

La magnitud del gradiente de esfuerzo vertical de sobrecarga (OBG) se pudo acotar con suficiente precisión a través del método de Zamora que relaciona la edad geológica con el gradiente de sobrecarga, debido a que la formación de estudio (TIYUYACU) pertenece a una edad geológica correspondiente entre el Oligoceno y el Eoceno se utilizó la ecuación 3.5. OBG está en el orden de ~ 18.7 ppge.

La magnitud del gradiente de presión de poro y de fractura fue calculada a través del método de Eaton que relaciona los gradientes con el registro eléctrico sónico. Con el análisis de estudios geológicos realizados en el campo ESPOL se determinó que el campo contenía una falla transcurrente, por ello los esfuerzos horizontales mínimo y máximos fueron calculados en un régimen

deslizante, con las ecuaciones 3.12 y 3.14, encontrándose en el orden de ~ 14.3 ppge y ~ 26.5 ppge respectivamente.

La Presión de Colapso fue calculada mediante el criterio de la falla de Mohr Coulomb, considerando el régimen de esfuerzos efectivos alrededor del pozo $((\sigma_\theta)'_{max} > \sigma_z' > \sigma_r')$. El gradiente de la presión de fractura se encuentra en el orden de ~ 13 ppge

La Presión de colapso, la Presión de poro y la Presión de fractura nos permiten establecer los límites mínimos y máximos de la ventana de lodo operacional (ver Figuras 4.3 y 4.5).

Al correlacionar las ventanas de lodo operacional de los pozos seleccionados se puede estimar una ventana de lodo óptima para la formación TIYUYACU del campo ESPOL, la cual se establecería en el rango 13.8-15.1 (ppge).

El estudio geomecánico realizado ayudará a optimizar la perforación, evitando problemas mecánicos del pozo en la perforación.

RECOMENDACIONES

Antes de realizar un diseño Geomecánico de esta magnitud es necesario conocer muy bien la geología regional y local del área en estudio.

Implementar como buena práctica la toma de registros de densidad, sísmico dipolar (onda compresiva y de cizalla), de imagen y caliper orientados, para minimizar las incertidumbres al momento de realizar modelos Geomecánicos.

En el caso de tener muestras de núcleos, realizar pruebas de laboratorio para determinar propiedades elásticas y mecánicas de las rocas.

Se recomienda adquirir y utilizar registros de imágenes en los pozos futuros para reducir la incertidumbre en la determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos horizontales. La orientación del esfuerzo horizontal máximo es importante para determinar la mejor trayectoria para perforar pozos desviados.

Simular los resultados de propiedades elásticas obtenidos, que permita elaborar un modelo geomecánico en 3D para el área, así como actualizar la información de las propiedades elásticas de la roca a medida que se perforen nuevos pozos del área de estudio.

Para una mejor correlación de datos y obtener una ventana operacional de lodo con mayor precisión para el campo que se está estudiando, se recomienda analizar de dos a más pozos en futuros estudios geomecánicos.

ANEXOS

ANEXO A

VALORES CARACTERÍSTICOS DE LA RELACIÓN DE POISSON Y DEL MÓDULO DE YOUNG

Material	E(GPa)	ν
Arena no consolidada	0.01-0.1	0.45
Arenisca	0.1-30	0-0.45
Arcilla	0.06-0.15	0.4
Lutita	0.4-70	0-0.3
Caliza de alta porosidad	0.5-5	0.05-0.35
Caliza de baja porosidad	5-30	0.05-0.3
Basalto	50-100	0.2-0.3
Granito	5-85	0.3-0.4
Marmol	5-90	0-0.3
Hielo	8	0.35
Acero	200	0.28

BIBLIOGRAFÍA

Barrera, J. (14 de Junio de 2012). *Geology and Drilling Problems*. Obtenido de <https://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com/INESTABILIDAD+DEL+POZO>

Barrios, J., Lobo, C., Oroño, M., & Campos, A. (2017). Calibración de Mecánica de Rocas y Estabilidad de Hoyos en Yacimientos Cretácicos Naturalmente Fracturados, Bloque XI, Cuenca de Maracaibo . *SPE-WVS-394*, 17.

Benz, T., & Nordal, S. (2000). Numerical Methods in Geotechnical Engineering. *Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group*.

Breckels, I., & Eekeln, H. (1982). Relationship Between Horizontal Stress and Depth in Sedimentary Basins. *SPE 10336*.

British Petroleum. (2007). Recommended Practices for Rock Strength Prediction . *BP Exploration*.

Calderón, Z. (2011). *Estabilidad de Pozos*. Universidad Industrial de Santander.

Cañizalez, D. (2006). Algoritmo para el Cálculo Automático de la Presión de Poro. *Universidad Simón Bolívar*.

Casal, B. (2002). Estado del Arte en la Determinación de Espesores Erosionados por Medio de Registros de Pozos . *PDVSA-UCV*.

Cavero, C. (2010). Análisis de Métodos para la Predicción de Presión de Poros Aplicado a la Estabilidad de Pozos de Perforación Petrolera.

Centro Geotécnico Internacional. (2016). *Esfuerzos América del Sur*.

Coulomb, C. (1776). Essai sur une application des regles des maximis et minimis a quelques problemes de statique relatifs, a la architecture. Vol.7. *Mem. Acad. Roy. Div. Sav.*, 343-387.

Dommar, L. (2002). Estado del Arte en la Determinación de Carbono Orgánico Total (COT) a partir de Registros de Pozos. *PDVSA-UDO*.

Eaton, B. (1969). Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations. *SPE 2163*.

Eaton, B. A. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. *SPE 5544*.

Escuela Superior Politécnica del Litoral. (2004). *Oil Well Drilling*. Guayaquil: ESPOL.

Ewy, R. (1999). Wellbore Stability Predictions by Use of a Modified Lade Criterion. *SPE 56862*.

Fjaer, E., Holt, R., Horsrud, P., Raaen, A., & Risnes, R. (2008). Petroleum Related Rock Mechanics. *Oxford: Elsevier*.

Fossen, H. (2010). *Structural Geology*. Norway: Cambridge University Press.

García, E. (1999). *Curso Básico de Perfiles de Pozo en Hoyo Desnudo*. Caracas: Universidad Simón Bolívar.

Gardner, G., Gardner, L., & Gregory, A. (1974). Formation Velocity and Density - The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. *Geophysics*. 39:770-780.

GMAS- Soluciones Geocientíficas. (Febrero de 2017). *Petrofísica* . Obtenido de <http://gmaslab.com/petrofisica/#1481781456019-f5ec8119-bda0>

González, M. (2008). *Análisis No Convencionales de Perfiles de Pozos y Estudio Geomecánico Aplicados al Área de Tomoporo*. Zulia: Universidad de Zulia.

Hottman, C., & Johnson, R. (1965). Estimation of Formation Pressure from Log - Derived Shale Properties. *SPE1110*.

Mackenzie, F. (2005). *Sediments, Diagenesis, and Sedimentary Rocks*. Hawaii: ELSEVIER.

Montoya, J. (2007). Análisis No Convencionales de Registros Eléctricos en el Pozo Exploratorio CLD-86X. *PDVSALUZ*.

Moos, D., Peska, P., & Finkbeiner, T. (2003). *Comprehensive Wellbore Stability Analysis Utilizing Quantitative Risk Assessment* .

Mouchet, J., & Mitchell, A. (1989). *Abnormal Pressure While Drilling*. Boussens: Manual Techniques.

Páramo, L. (2016). Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el Pozo #3 del Campo Caso Estudio. *Universidad Nacional de Colombia*.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Ronda Campos Menores*.

Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition*. Houston: Gulf Publishing Company.

Schlumberger. (2005). *Oilfield Review*. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/win05/p26_47.pdf

Schlumberger. (10 de Octubre de 2011). *Presiones de Formación*. Obtenido de <https://escueladeperfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>

Trejo, M. d. (2009). Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur. *UNAM*.

Tucker, M. (2001). *Sedimentary Petrology*. Durban: Blackwell Science.

Zamora, M. (1989). *New Method Predicts Gradient Fracture*. Houston: M-I Drilling Fluids Company.

Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics*. New York: Cambridge University.