

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO INGENIERÍA GEOLÓGICA**



**OPTIMIZACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE PERFORACIÓN Y
EXPLOTACIÓN A PARTIR DE ANÁLISIS GEOMECÁNICOS 1D
EN EL YACIMIENTO EOCENO – VELETO, CAMPO MENE
GRANDE, CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR LA BACHILLER
MARYALEJANDRA
PLAZ PARA OPTAR
POR EL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, ENERO 2020



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado titulado “OPTIMIZACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE PERFORACIÓN Y EXPLOTACIÓN A PARTIR DE ANÁLISIS GEOMECÁNICOS 1D EN EL YACIMIENTO EOCENO – VELETO, CAMPO MENE GRANDE, CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO”, presentado por la Bachiller, **MARYALEJANDRA PLAZ** cédula de identidad N° 26.139.149, ha sido **APROBADO** de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre	Firma
<u>Profesora Berenice Sandoval</u> (Asesor)	<u>Berenice Sandoval</u>
<u>Profesor Francisco Monteverde</u> (Jurado)	<u>Francisco Monteverde</u>
<u>Profesor José Simón González</u> (Jurado)	<u>José Simón González</u>
<u>Profesor Francisco Monteverde</u> Jefe del Departamento de Ingeniería Geológica	<u>Profesor Francisco Monteverde</u> Director de Escuela

En Ciudad Bolívar, 24 de enero de 2020

DEDICATORIA

A Dios, mi fortaleza y guía en cada paso.

A mi madre, América Plaz, mi guía terrenal, apoyo y, sobretodo, amor incondicional. Gracias a ti soy quien soy y obtengo un nuevo logro, que también es tuyo.

A mi hermanita, Valentina, quien llegó para iluminar mi vida.

A Omaira Pino y Miguel La Cruz, porque más que tíos, han sido padres para mí. Gracias por brindarme su apoyo para alcanzar cada meta.

A mis tíos, primos y abuela mami Carmen, que me han ofrecido todo su cariño, confianza y apoyo en todo momento.

AGRADECIMIENTOS

A Repsol – Unidad de Negocios Venezuela por brindarme las herramientas para llevar a cabo mi tesis y haber sido una gran escuela durante el proceso.

A TODO el equipo de Desarrollo de Yacimientos, por su valiosa colaboración para la elaboración de mi Trabajo de Grado y sabios consejos para mi formación profesional. En especial, a mi tutor industrial Ing. Luis Leal, los ingenieros J. Castro, E. Guzmán, M. Farfán, A. Melchor, al petrofísico J.C. Jaramillo y a los geofísicos S. Roa y E. Márquez.

A la Universidad de Oriente, por ser mi casa de estudio, y a todos los que con ahínco hacen posible que hoy en día siga siendo la de muchos estudiantes. A los profesores que de forma desinteresada transmiten sus conocimientos y contribuyen en nuestra formación profesional enseñándonos, incluso, a amar la profesión. En especial mi tutor (a) académico Prof. Berenice Sandoval y a los profesores R. Rivadulla, M. Gómez, J. Ramos, F. Monteverde, D. Echeverría, A. Montenegro, J. Abud, J. S. González, D. Bolívar y C. González .

A la familia que me regaló la Universidad, Elia D., Sarah Y., Javier G., Jesús R., Genesis C. y Franyelis T., de quienes aprendí mucho a lo largo de éste tiempo. A Moisés B. por estar, incluso a distancia. A mi primo, hermano y compañero de profesión, Miguel L.

A Dios por permitirme cumplir ésta meta y por haberme puesto cada uno en mi camino.

Dios los bendiga.

RESUMEN

El yacimiento Eoceno-Veleta, se ubica en el área El Veleta, localizado en el suroeste del Campo Mene Grande, en la Cuenca del Lago de Maracaibo. El objetivo principal de este trabajo fue optimizar las estrategias de perforación y producción del yacimiento mediante el análisis de modelos geomecánicos 1D generados para toda la columna perforada por los pozos. Para tal fin, se emplearon perfiles convencionales de pozos, interpretaciones de registros de imágenes, pruebas de presión, resultados de pruebas de integridad, de fuga y minifrac, así como información de núcleos, tanto del área como de pozos análogos, mediante los cuales se estimaron las propiedades de resistencia de las rocas, presiones de poro, presiones de colapso, direcciones y magnitudes de los esfuerzos *in situ*. Se consideraron seis (6) pozos para el estudio. En la Formación Misoa (arenas B) se estimó un valor promedio de resistencia a la compresión sin confinamiento de 17071.39 psi y de ángulo de fricción interna igual a 44.8°, un gradiente promedio de presión de poro de 0.43 psi/ft, así como del esfuerzo vertical, horizontal mínimo y máximo iguales a 1.01 psi/ft, 0.84 psi/ft y 1.27 psi/ft, respectivamente. Mediante gráficos de Zoback (polígonos de esfuerzo) se identificó un régimen transcurrente predominante. Considerando lo anterior, se propuso que la perforación de pozos horizontales y altamente inclinados se realice en la orientación del esfuerzo horizontal máximo, es decir, un azimut de 95°, y en caso de pozos verticales el cañoneo en ésta misma dirección. En la zona se identificó una zona de sobrepresión, correspondiente a las lutitas de la Formación Paují con un gradiente de presión de poro de aproximadamente 0.50 psi/ft. Se diseñaron ventanas estables de perforación, en las cuales se sugieren cuatro (4) fases de perforación y pesos de lodo entre 0.42 psi/ft y 0.79 psi/ft para la perforación de futuros pozos en el área.

CONTENIDO

	Página
PORTADA	i
ACTA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE APÉNDICES	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 Situación objeto de estudio	3
1.2 Objetivos de la investigación	6
1.2.1 Objetivo general	6
1.2.2 Objetivos específicos	6
1.3 Justificación de la investigación	7
1.4 Alcances de la investigación	7
1.5 Limitaciones de la investigación	8
CAPÍTULO II	9
GENERALIDADES	9
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	9
2.2 Geología regional	10
2.2.1 Geología estructural de la Cuenca del Lago de Maracaibo.....	11
2.2.2 Evolución tectono–estratigráfica de la Cuenca del Lago de Maracaibo....	13
2.3 Geología local	19
2.3.1 Estratigrafía del Campo Mene Grande.....	19
2.3.2 Estructura del Campo Mene Grande	24
2.3.3 Estructura del área de estudio	25

CAPÍTULO III	28
MARCO TEÓRICO	28
3.1 Antecedentes de la investigación	28
3.2 Bases teóricas	34
3.2.1 Geomecánica.....	34
3.2.2 Presiones	35
3.2.3 Propiedades de resistencia de las rocas	38
3.2.4 Esfuerzos <i>in situ</i>	39
3.2.5 Regímenes tectónicos.....	41
3.2.6 Proceso de perforación.....	43
3.2.7 Cañoneo de pozos	53
3.2.8 Registros de pozos	53
3.2.9 Pruebas de presión.....	57
3.3 Fundamentos teóricos.....	61
3.3.1 Magnitud de la presión de poro normal	61
3.3.2 Magnitud del esfuerzo vertical.....	61
3.3.3 Esfuerzo efectivo.....	62
3.3.4 Criterio de falla de Mohr – Coulomb	63
3.3.5 Límites o restricciones del esfuerzo horizontal máximo.....	66
CAPÍTULO IV	72
METODOLOGÍA	72
4.1 Tipo de investigación	72
4.2 Diseño de la investigación	72
4.3 Etapas de la investigación	73
4.3.1 Validación de la información	73
4.3.2 Generación de registros sintéticos (RHOB y DT) de pozos a partir de la información disponible en el área y/o campos vecinos.....	75
4.3.3 Estimación de propiedades de resistencia de las rocas (UCS y ángulo de fricción interna)	80
4.3.4 Determinación de la magnitud de esfuerzo vertical mediante el registro de densidad (RHOB).....	89
4.3.5 Estimación de las presiones de poro	90
4.3.6 Identificación de posibles zonas de sobrepresión mediante el análisis de registros de pozos y presión de poro	100
4.3.7 Estimación de la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales	100
4.3.8 Identificación del régimen de esfuerzo empleando gráficos de Zoback .	107
4.3.9 Propuesta de direcciones preferenciales de geonavegación y cañoneo ..	107
4.3.10 Diseño de ventanas operacionales de lodo por fase de perforación.....	108
4.4 Población de la investigación.....	110
4.5 Muestra de la investigación.....	110

4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	111
4.6.1 Revisión bibliográfica.....	111
4.6.2 Entrevista informal.....	111
CAPÍTULO V.....	113
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	113
5.1 Validación de la información.....	113
5.1.1 Inventario de datos del área disponibles para el estudio.....	113
5.1.2 Control de calidad de registros convencionales.....	114
5.1.3 Resumen de eventos operacionales.....	116
5.2 Generación de registros sintéticos (RHOB y DT) de pozos a partir de la información disponible en el área y/o campos vecinos.....	118
5.2.1 Registro sintético de densidad.....	118
5.2.2 Registro sintético de tiempo de tránsito de la onda compresional.....	120
5.3 Estimación de propiedades de resistencia de las rocas (UCS y ángulo de fricción interna).....	125
5.3.1 Resistencia a la compresión sin confinamiento.....	125
5.3.2 Ángulo de fricción interna.....	125
5.4 Determinación de la magnitud del esfuerzo vertical mediante el registro de densidad (RHOB).....	127
5.5 Estimación de las presiones de poro.....	128
5.5.1 Medidas directas.....	128
5.5.2 Métodos empíricos.....	129
5.6 Identificación de posibles zonas de sobrepresión mediante el análisis de registros de pozos y presión de poros.....	133
5.7 Estimación de la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales.....	135
5.7.1 Magnitud del esfuerzo horizontal mínimo.....	135
5.7.2 Magnitud del esfuerzo horizontal máximo.....	136
5.7.3 Dirección de los esfuerzos horizontales.....	141
5.8 Identificación del régimen de esfuerzo empleando gráficos de Zoback.....	142
5.9 Propuesta de direcciones preferenciales de geonavegación y cañoneo.....	143
5.10 Diseño de ventanas operacionales de lodo por fase de perforación.....	146
5.10.1 Estimación de las presiones de colapso.....	146
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	151
Conclusiones.....	151
Recomendaciones.....	152
REFERENCIAS.....	154
APÉNDICES.....	159

LISTA DE FIGURAS

	Página.
2.1 Mapa de ubicación del Campo Mene Grande (Modificado de Google, 2019 y Carrero, N., 2005).....	9
2.2 Mapa representativo de la ubicación y límites de la Cuenca Petrolífera de Maracaibo (Modificado de Reyes, A. y Olmos, N., 2012).....	11
2.3 (a) Ubicación relativa de los alineamientos tectónicos de la Cuenca de Maracaibo, (b) mapa estructural del occidente de Venezuela. (Modificado de Sandoval, B., 2018 y González, L.; Hervoüet, Y.; Dhont D. y Castrillo J., 2002 en González, L. et al., 2014).....	12
2.4 Evolución de la región Caribe a escala de tectónica de placas (Modificado de Pindell, J., 1990 en Carrero, N., 2005).....	14
2.5 Columna estratigráfica del Campo Mene Grande (Modificado de Carrero, N., 2005).....	21
2.6 Columna estratigráfica del área El Veleta y registro tipo del Yacimiento Eoceno–Veleta (Modificado de Archivos de Repsol – UNV).....	23
2.7 Sección esquemática estructural del campo Mene Grande en sentido NW–NE. (Linarez, N., 2015).....	25
2.8 Configuración 3D de los bloques estructurales correspondientes al Eoceno del Campo Mene Grande (Carrero, N., 2005).....	26
3.1 Representación gráfica de las presiones anormales (García, R., 2010 en Ramos, D., 2016).....	37
3.2 Representación de (a) tensor de esfuerzo en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas; (b) esfuerzos principales definidos en un sistema de coordenadas en el que desaparecen los esfuerzos cortantes (Modificado de Zoback, M., 2007).....	40
3.3 Clasificación de los regímenes tectónicos según Anderson (Modificado de Zoback, M., 2007).....	42
3.4 Estructura común de (a) un régimen transpresivo y (b) un régimen transtensivo y relación relativa de los esfuerzos principales (Modificado de Zoback, M. 2007 y Linarez, N., 2015).....	43
3.5 Mecanismo de perforación rotatoria (Pateti, P., 2005).....	44
3.6 Descenso y ascenso del fluido de perforación y formación del revoque por filtrado del lodo (Pateti, P., 2005).....	45
3.7 Factores que influyen en la estabilidad de hoyo (Sánchez, E., 2003 en Pateti, P., 2005).....	47
3.8 Estados de esfuerzos antes y durante la perforación (Pateti, P., 2005).....	47
3.9 Concentración de esfuerzos en la pared del hoyo durante la perforación (Pateti, P., 2005).....	48
3.10 Distribución de los esfuerzos radial, tangencial y axial en la pared del	

hoyo (Pateti, P., 2005).....	49
3.11 Representación esquemática del crecimiento de <i>breakouts</i> (a) cuando el ancho es relativamente pequeño (<60°) y (b) cuando es relativamente grande (aprox. 120°) (Zoback, M., 2007).....	50
3.12 Ventana operacional de lodo (Pateti, P., 2005).....	51
3.13 Evolución de los objetivos de perforación (Modificado de Guerrero, J., 2015).....	52
3.14 Registro de imágenes (a) acústico y (b) resistivo (Modificado de Crain, E., 2018).....	56
3.15 Esquema de minifrac o prueba de fuga extendida (XLOT) mostrando presión como función del volumen, o del tiempo equivalente (Zoback, M., 2007).....	59
3.16 Esfuerzos de corte desarrollados en un plano inclinado en la roca sometida a un campo de esfuerzos compresivo (Zoback, M., 2007).....	64
3.17 Polígono de esfuerzos teórico definido según los límites de resistencia friccional en la corteza (líneas continuas) y restricciones de S_{Hmax} (líneas segmentadas), de acuerdo a observaciones de fallas en las paredes del pozo.....	67
4.1 Flujograma de trabajo.....	74
4.2 Normalización de registros de rayos gamma con respecto a VE-1X.....	77
4.3 Ubicación relativa de pozos análogos seleccionados del campo Barúa.....	79
4.4 Ajuste de curvas de tiempo de tránsito de pozos análogos con respecto a la Discordancia del Eoceno (línea en zigzag) pozo.....	79
4.5 Histograma de registros de rayos gamma de los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6.....	81
4.6 Comparación de curvas de resistencia a la compresión sin confinamiento en profundidades someras del pozo VE-5.....	84
4.7 Histograma de registros de rayos gamma de los pozos MO-1, MO-2, MO-3 y MO-4.....	86
4.8 Gráficos uno a uno de resistencia a la compresión sin confinamiento de las rocas determinadas de forma empírica versus datos medidos en laboratorio, correspondientes a los pozos MO-1, MO-2, MO-3 y MO-4 para (a) arenas y (b) lutitas.....	86
4.9 Gráficos uno a uno de ángulo de fricción interna de las rocas determinadas de forma empírica versus datos medidos en laboratorio, correspondientes a los pozos MO-1, MO-3 y MO-4.....	89
4.10 Ejemplo de resultados de una prueba de presión de formación (FMT) y una prueba de producción (DST) realizadas en los pozos VE-5 y VE-6, respectivamente.....	92
4.11 Ejemplo de trazado de cortes (cutoff) del registro de rayos gamma, transferencia de puntos de lutitas al registro de tiempo de tránsito, curva promedio de puntos de lutita y tendencia normal de compactación	

correspondientes al pozo VE-1X.....	94
5.1 <i>Template</i> de registros originales del pozo VE-1X.....	115
5.2 <i>Template</i> de registros originales del pozo VE-4.....	115
5.3 Resumen de problemas operacionales de los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6 (Modificado de GMI, 2004).....	117
5.4 <i>Crossplot</i> y correlación del registro de densidad (RHOB) en función del registro de rayos gamma (GR) para la zona ubicada por encima de la Discordancia del Eoceno.....	119
5.5 Comparación de curva de densidad sintética (RHOB_sint) y la curva de densidad original (RHOB) del pozo BA-1.....	119
5.6 <i>Template</i> del pozo VE-1X con curva de rayos gamma normalizada (GR_N) y curva de densidad sintética compuesta (RHOB_sint_Comp).....	121
5.7 Comparación de curvas de tiempo de tránsito sintéticas, a partir de correlación con registro de rayos gamma, con la curva de tiempo de tránsito original del pozo VE-1X.....	121
5.8 Comparación de curva de tiempo de tránsito promedio (DT_prom) con curva de tiempo de tránsito original del pozo VE-1X.....	122
5.9 <i>Template</i> del pozo VE-3 con curva de tiempo de tránsito promedio de Barúa empalmada con curva de tiempo de tránsito original del pozo (DT_sint).....	123
5.10 <i>Template</i> del pozo VE-1X con curva de tiempo de tránsito promedio de Barúa empalmada con curva de tiempo de tránsito original del pozo y corregida por <i>washout</i> (DT_sint_cwo).....	124
5.11 <i>Template</i> del pozo VE-2X con curva de tiempo de tránsito generada a partir la curva promedio de Barúa (DT_sint_all).....	124
5.12 <i>Template</i> del pozo VE-3 (de izquierda a derecha) registro de rayos gamma, formaciones, curva de resistencia a la compresión sin confinamiento y curva de ángulo de fricción.....	126
5.13 <i>Template</i> del pozo VE-1X (de izquierda a derecha) curva de densidad (g/cc); presión hidrostática y esfuerzo vertical (psi); gradiente de presión hidrostática y gradiente de sobrecarga (ppg).....	127
5.14 Registro de presión FMT de los pozos VE-5 (superior) y VE-6 (inferior) en la Arena P.....	129
5.15 Registro de presión FMT de los pozos VE-3 (superior) y VE-5 (inferior) en arenas B de la Formación Misoa.....	130
5.16 Estimación de la presión de poro por el método de Eaton, aplicado en el pozo VE-1X.....	130
5.17 Estimación de la presión de poro por el método de Traugott, aplicado en el pozo VE-1X.....	132
5.18 Comparación de las presiones de poro estimadas por el método de Eaton y el método de Traugott. Pozo VE-1X.....	133
5.19 Zonas de sobrepresión y subpresión. Pozo VE-3.....	134

5.20 Magnitud del esfuerzo horizontal mínimo. Pozo VE-1X.....	136
5.21 Polígono de esfuerzo analizado para un ancho de <i>breakout</i> de 54°. Caso 1. Pozo VE-5.....	138
5.22 Polígono de esfuerzo analizado para un ancho de <i>breakout</i> de 61°. Caso 2. Pozo VE-5.....	139
5.23 Polígono de esfuerzo analizado para un ancho de <i>breakout</i> de 68°. Caso 3. Pozo VE-5.....	140
5.24 Mapa tectónico generalizado del norte de Suramérica. (Zoback, M., 2007)....	142
5.25 Direcciones de los esfuerzos horizontales, máximo (flechas gruesas) y mínimo (flechas delgadas) a nivel de Misoa B superior, en el pozo VE-5 del bloque JF1, área El Veleto.....	143
5.26 Curvas de esfuerzos <i>in situ</i> del pozo VE-1X.....	144
5.27 Curvas promedio de esfuerzos <i>in situ</i> en el bloque JF1.....	145
5.28 Curvas de presión de colapso del pozo VE-1X.....	147
5.29 Límites promedio de peso de lodo recomendado para perforación de pozos en el bloque JF1.....	148
5.30 Pesos de lodo recomendados en el pozo VE-1X.....	149
5.31 Peso de lodo promedio recomendado por fase de perforación en el bloque JF1.....	150

LISTA DE TABLAS

	Página
2.1 Características generales de los horizontes productores del Campo Mene Grande (Carrero, N., 2005).....	22
3.1 Magnitudes de esfuerzo relativos y regímenes de fallas (Modificado de Zoback, M., 2007).....	42
4.1 Valores empleados para la estimación de la curva de tendencia de compactación normal de tiempo de tránsito.....	96
4.2 Valores empleados para la estimación de la curva de tendencia de compactación normal de porosidad de tiempo de tránsito.....	99
5.1 Inventario de datos disponibles para el estudio, correspondientes al yacimiento Eoceno – Veleta.....	113
5.2 Valores promedio de las propiedades de resistencia por formación/unidad del bloque JF1.....	126
5.3 Valores promedio del gradiente de esfuerzo vertical o sobrecarga por formación/unidad del bloque JF1.....	128
5.4 Valores promedio del gradiente de presión de poro por formación/unidad del bloque JF1.....	134
5.5 Inventario de resultados de pruebas de admisión, pruebas de integridad y minifrac disponibles en el bloque JF1 del área El Veleta.....	135
5.6 Valores promedio del gradiente de esfuerzo horizontal mínimo por formación/unidad del bloque JF1.....	137
5.7 Datos de entrada para polígono de esfuerzo. Caso 1. Pozo VE-5.....	138
5.8 Datos de entrada para polígono de esfuerzo. Caso 2. Pozo VE-5.....	139
5.9 Datos de entrada para polígono de esfuerzo. Caso 3. Pozo VE-5.....	140
5.10 Valores promedio del gradiente de esfuerzo horizontal máximo por formación/unidad del bloque JF1.....	141
5.11 Valores promedio de gradientes de esfuerzos <i>in situ</i> por formación/unidad del bloque JF1.....	144
5.12 Valores promedio del gradiente de presión de poro, presión de colapso para un ancho de <i>breakout</i> de 60° y esfuerzo horizontal mínimo del bloque JF1.....	147
5.13 Pesos de lodo mínimos y máximos recomendados por fase de perforación en el bloque JF1.....	149

LISTA DE APÉNDICES

	Página
A: <i>TEMPLATES</i> DE POZOS CON REGISTROS ORIGINALES.....	160
A.1 <i>Template</i> del pozo VE-2X.....	161
A.2 <i>Template</i> del pozo VE-3.....	161
A.3 <i>Template</i> del pozo VE-5.....	162
A.4 <i>Template</i> del pozo VE-6.....	162
B: <i>TEMPLATES</i> DE POZOS CON CURVA DE RAYOS GAMMA NORMALIZADA Y CURVA DE DENSIDAD SINTÉTICA COMPUESTA... 163	
B.1 <i>Template</i> del pozo VE-2X.....	164
B.2 <i>Template</i> del pozo VE-3.....	164
B.3 <i>Template</i> del pozo VE-4.....	165
B.4 <i>Template</i> del pozo VE-5.....	165
B.5 <i>Template</i> del pozo VE-6.....	166
C: <i>TEMPLATES</i> DE POZOS CON CURVA DE TIEMPO DE TRÁNSITO PROMEDIO DE BARÚA EMPALMADA CON CURVA DE TIEMPO DE TRÁNSITO ORIGINAL..... 167	
C.1 <i>Template</i> del pozo VE-4.....	168
C.2 <i>Template</i> del pozo VE-5.....	168
C.3 <i>Template</i> del pozo VE-6.....	169
D: <i>TEMPLATES</i> DE POZOS CON PROPIEDADES MECÁNICAS DE RESISTENCIA (UCS Y ÁNGULO DE FRICCIÓN)..... 170	
D.1 <i>Template</i> del pozo VE-1X.....	171
D.2 <i>Template</i> del pozo VE-2X.....	171
D.3 <i>Template</i> del pozo VE-4.....	172
D.4 <i>Template</i> del pozo VE-5.....	172
D.5 <i>Template</i> del pozo VE-6.....	173
E: ESFUERZO VERTICAL Y GRADIENTE DE SOBRECARGA POR POZO.... 174	
E.1 <i>Template</i> del pozo VE-2X.....	175
E.2 <i>Template</i> del pozo VE-3.....	175
E.3 <i>Template</i> del pozo VE-4.....	176
E.4 <i>Template</i> del pozo VE-5.....	176
E.5 <i>Template</i> del pozo VE-6.....	177

F: GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO ESTIMADO EN CADA POZO POR EL MÉTODO DE EATON.....	178
F.1 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-2X.....	179
F.2 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-3.....	179
F.3 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-4.....	180
F.4 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-5.....	180
F.5 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-6.....	181
G: ESFUERZOS <i>IN SITU</i> POR POZO.....	182
G.1 Curvas de esfuerzos <i>in situ</i> del pozo VE-2X.....	183
G.2 Curvas de esfuerzos <i>in situ</i> del pozo VE-3.....	183
G.3 Curvas de esfuerzos <i>in situ</i> del pozo VE-4.....	184
G.4 Curvas de esfuerzos <i>in situ</i> del pozo VE-5.....	184
G.5 Curvas de esfuerzos <i>in situ</i> del pozo VE-6.....	185
H: PESOS DE LODO RECOMENDADOS PORO POZO	186
H.1 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-2X	187
H.2 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-3.....	187
H.3 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-4.....	188
H.4 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-5.....	188
H.5 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-6.....	189
I: RESULTADOS PROMEDIO DE CADA FORMACIÓN O UNIDAD POR POZO DEL BLOQUE JF1.....	190
I.1 Resultados promedio de resistencia a la compresión sin confinamiento de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	191
I.2 Resultados promedio de ángulo de fricción de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	191
I.3 Resultados promedio de gradiente de esfuerzo vertical o sobrecarga de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	192
I.4 Resultados promedio de gradiente de presión de poro de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	192
I.5 Resultados promedio de gradiente de esfuerzo horizontal mínimo de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	193
I.6 Resultados promedio de gradiente de esfuerzo horizontal máximo de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	193
I.7 Resultados promedio de gradiente de presión de colapso considerando ancho de <i>breakout</i> igual a 0° de cada formación/unidad por pozo,	

correspondientes al bloque JF1.....	194
I.8 Resultados promedio de gradiente de presión de colapso considerando ancho de <i>breakout</i> igual a 60° de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	194
I.9 Resultados promedio de gradiente de presión de colapso considerando ancho de <i>breakout</i> igual a 90° de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.....	195

INTRODUCCIÓN

La producción en el Campo Mene Grande, localizado en la costa oriental de la Cuenca del Lago de Maracaibo, en el Municipio Baralt del Estado Zulia, inició en 1914 con la perforación del pozo Zumaque I o MG – 1, primer pozo productor de petróleo en el territorio venezolano. Desde entonces, el campo ha sido objeto de numerosos estudios por parte de equipos multidisciplinarios. Actualmente, el mismo, está siendo operado por la empresa mixta PDVSA Petroquiriquire, donde Repsol – Unidad de Negocios Venezuela (UNV) tiene un 40% de participación.

El yacimiento Eoceno – Veleta se ubica dentro del bloque estructural conocido como JF1, al suroeste del Campo Mene Grande, y representa una importante fuente de crudo, que se encuentra contenido, principalmente, en las arenas B superior de la Formación Misoa.

A lo largo de su historia, en este yacimiento se han presentado problemas relacionados a las características mecánicas de la roca, como colapso e inestabilidad de las paredes del hoyo durante la perforación, debido a la presencia de secciones de lutitas sobrepresionadas de la Formación Paují, lo cual se manifiesta con arrastres, apoyos, torques, pegas de tuberías, entre otros, que han contribuido a incrementar los tiempos y costo de perforación.

El objetivo de este trabajo de grado es aportar información que contribuya en la optimización de las estrategias de perforación y explotación del yacimiento y formaciones superpuestas, al definir una ventana operacional de lodo segura, proponer direcciones de geonavegación para pozos horizontales y altamente inclinados, así como, direcciones de cañoneo para pozos verticales, mediante el análisis de modelos

geomecánicos 1D, estimando, para tal fin, propiedades mecánicas de las rocas, presiones y esfuerzos *in situ* a los cuales están siendo sometidos los pozos en el área.

El estudio presentado se estructura en cinco (5) capítulos, con el fin de tener una integración óptima de la información. El capítulo I plantea la situación sujeta a estudio y los objetivos que se plantean desarrollar. El capítulo II desglosa de manera general los rasgos característicos de la zona de interés. El capítulo III muestra de manera resumida las bases y fundamentos teóricos que están directamente relacionados con el tema y permitirán una mejor comprensión del mismo. En el capítulo IV se describe la metodología del trabajo desarrollado a lo largo del estudio. El capítulo V comprende la presentación y análisis de los resultados obtenidos. Finalmente, se establecen conclusiones acerca del estudio y se proponen recomendaciones para futuros trabajos.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

En aquellos programas de perforación y explotación donde no se consideren las propiedades mecánicas de las rocas y/o los esfuerzos o esfuerzo actuantes en el subsuelo (conocido en conjunto como comportamiento geomecánico) así como los cambios que puedan ocurrir en ellos durante la vida de un yacimiento de petróleo o de gas, en combinación con una geología compleja, podrían dar cabida a inconvenientes de estabilidad de pozos, colapso de las tuberías de revestimiento y arenamiento en todo el campo.

Por lo tanto, a fin de adoptar las mejores decisiones al perforar, completar y producir los pozos, los operadores deben tener en cuenta, desde el principio, el comportamiento geomecánico del yacimiento y las formaciones vecinas durante la vida productiva del campo.

Las bases de la geomecánica fueron establecidas a principios del siglo XX, utilizada principalmente en el diseño, planificación y ejecución de obras civiles, como túneles y estabilidad de taludes. Las aplicaciones petroleras empiezan a tener mayor divulgación al comienzo de la década de los 70, por lo que se trata de una disciplina novedosa para ésta industria (Vásquez, A., 2001).

De acuerdo a Vásquez, A. (2001) las grandes compañías mundiales de exploración y producción (EXXON, SHELL, BP, CHEVRON, ELF, ARCO, PENNZOIL, CONOCO, MARATHON, AGIP, STATOIL, por mencionar algunas) tienen uno o varios grupos de personas que trabajan con geomecánica. Adicionalmente,

varias universidades ofrecen especializaciones en el área de la geomecánica aplicada a producción petrolera. Las compañías de servicio también realizan ensayos de campo para poder determinar propiedades mecánicas de la formación. Adicionalmente, existen varias compañías a nivel mundial que pueden hacer ensayos de laboratorio para medir las propiedades mecánicas de las rocas de formación.

La geomecánica ha sido utilizada en Venezuela a fin de diseñar mejores planes de perforación, completación y producción de pozos. Estudios recientes han sido desarrollados en el Campo Ceuta, para ejecutar un modelo de estabilidad de hoyos, predicción y control de arenamiento, y la planificación de actividades operacionales (Peña, A.; Peñuela, M.; Lobo, C.; Belandria, N. y Bongiorno, F., 2013); y en los campos Barúa y Motatán a fin de mejorar los procesos tecnológicos para la perforación y completación de pozos (Díaz, A.; Segura, J.; Puiggené, E.; Nguyen, M.; Alvarellós, J.; Ortega, L. y Lakshmikantha, M., 2012; Repsol, 2015).

El desarrollo del modelo geomecánico integral de un yacimiento (y formaciones superpuestas) proporciona una base para abordar una amplia gama de problemas que se encuentran durante el ciclo de vida de un yacimiento de hidrocarburos (Zoback, M., 2007), logrando de ésta manera un aumento y optimización de la producción y disminución, tanto pérdidas o daños materiales, como de mano de obra humana. Razón por la cual, su utilización, principalmente en campos geológicamente complejos, ha ido incrementando a lo largo del tiempo.

El yacimiento Eoceno – Veleto, en el cual se enfoca éste estudio, fue descubierto con la perforación de los pozos MG – 0407 y MG – 0474, entre 1940 y 1944. Desde su descubrimiento se perforaron un total de dieciocho (18) pozos durante los siguientes 20 años. En 1998, el Campo Mene Grande comienza a ser operado por la empresa Repsol, la cual busca explotar las reservas contenidas en los yacimientos del campo,

con especial interés por los yacimientos de edad Eoceno. Por lo cual, entre los años 2000 y 2004 perforan un total de once (11) pozos (Linarez, N., 2015).

Durante estas campañas de perforación, se vieron reducidas las oportunidades de puntos de drenaje por la complejidad geológica que rige en este bloque estructural, ocasionando problemas de diversa índole durante la perforación de las localizaciones, como lo fueron: colapso de las paredes del hoyo, fractura de la formación, pérdidas de circulación, atascamiento de tuberías, entre otros; lo que generó un aumento en los tiempos no productivos y en los costos asociados a ellos.

La incidencia de muchos de estos problemas operacionales se puede disminuir en gran medida al definir una ventana operacional de lodo segura, optimizando así las estrategias de perforación. Por otro lado, al proponer direcciones de geonavegación para pozos horizontales y altamente inclinados, y de cañoneo para pozos verticales, se pretende proporcionar información que beneficie tanto las estrategias de perforación como de explotación. Consideraciones que se deben tener presentes en caso de que resulte factible continuar la perforación y explotación del área en un futuro.

En la actualidad se cuenta con escasa información y/o estudios realizados en el área, en particulares aquellos enfocados en el conocimiento de sus propiedades mecánicas, presiones y esfuerzos *in situ*. El hecho de ignorar las mismas, impide optimizar las estrategias de perforación y explotación mencionadas.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Optimizar las estrategias de perforación y explotación a partir de análisis geomecánicos 1D en el yacimiento Eoceno – Veletto, Campo Mene Grande, Cuenca del Lago de Maracaibo.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Generar registros sintéticos (RHOB y DT) de pozos a partir de la información disponible en el área y/o campos vecinos.
2. Estimar las propiedades de resistencia de las rocas (UCS y ángulo de fricción interna).
3. Determinar la magnitud de esfuerzo vertical mediante el registro de densidad (RHOB).
4. Estimar las presiones de poro a través de los registros y pruebas pozos.
5. Identificar posibles zonas de sobrepresión mediante el análisis de registros de pozos y presión de poro.
6. Estimar la magnitud y las direcciones de los esfuerzos horizontales *in situ*, en la zona de interés empleando registros de pozos y pruebas de fuga o de integridad.
7. Identificar régimen tectónico de la zona estudiada empleando gráficos de Zoback.

8. Proponer direcciones preferenciales de geonavegación para pozos horizontales o altamente inclinados y de cañoneo para pozos verticales en función del régimen tectónico y la dirección de los esfuerzos horizontales.

9. Diseñar ventanas operacionales de lodo por fases de perforación a través de los análisis de las presiones y esfuerzos *in situ*.

1.3 Justificación de la investigación

Al generar un modelo geomecánico 1D yacimiento Eoceno – Veleto perteneciente al Campo Mene Grande en la Cuenca del Lago de Maracaibo, se proporciona información que permitirá optimizar las estrategias de perforación y explotación, con el fin de mitigar la complejidad geológica del área. A partir de éste modelo, además, se espera sea posible desarrollar estudios más especializados, como modelos geomecánicos 1D, calibrados con núcleos tomados en el área, y modelos 3D y 4D, generados a partir de datos sísmicos.

1.4 Alcances de la investigación

La investigación permitirá elaborar un modelo geomecánico 1D a través del cual sea posible definir las geopresiones y el régimen de esfuerzos a los cuales está sometido el yacimiento Eoceno–Veleto y formaciones suprayacentes a partir de registros y pruebas de pozos disponibles en el área y campos vecinos, y así, aportar información que contribuya en la optimización de las estrategias de perforación y explotación, al definir una ventana operacional de lodo apropiada, calibrada con información de perforación; proponer direcciones de geonavegación para pozos horizontales y altamente inclinados, así como, direcciones de cañoneo para pozos verticales. Además, los datos generados servirán de base para posteriores estudios especializados.

1.5 Limitaciones de la investigación

La información, como registros, pruebas y datos de núcleos, es escasa en algunos pozos del área, lo cual, representa una de las mayores dificultades para el desarrollo de la investigación. Por otro lado, parte de la data disponible presenta baja calidad, debido, principalmente, a las malas condiciones del hoyo, lo cual conlleva a alto grado de incertidumbre en la estimación de propiedades de la formación a partir de dichos datos.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

El Campo Mene Grande está situado en el borde oriental de la Cuenca de Maracaibo, 120 Km al sureste de Maracaibo y 19 Km tierra adentro de la costa oriental del Lago de Maracaibo. Tiene una superficie de 123 Km², que se divide en Campo Principal, Flanco Oeste y El Veleta; este campo ha sido objeto de numerosos estudios por parte de equipos multidisciplinarios, atraídos por la presencia de grandes manaderos de petróleo en la región, en particular en la zona entre San Timoteo y Río Paují (Código Geológico de Venezuela, 2011 en Linarez, N., 2015) (Figura 2.1).

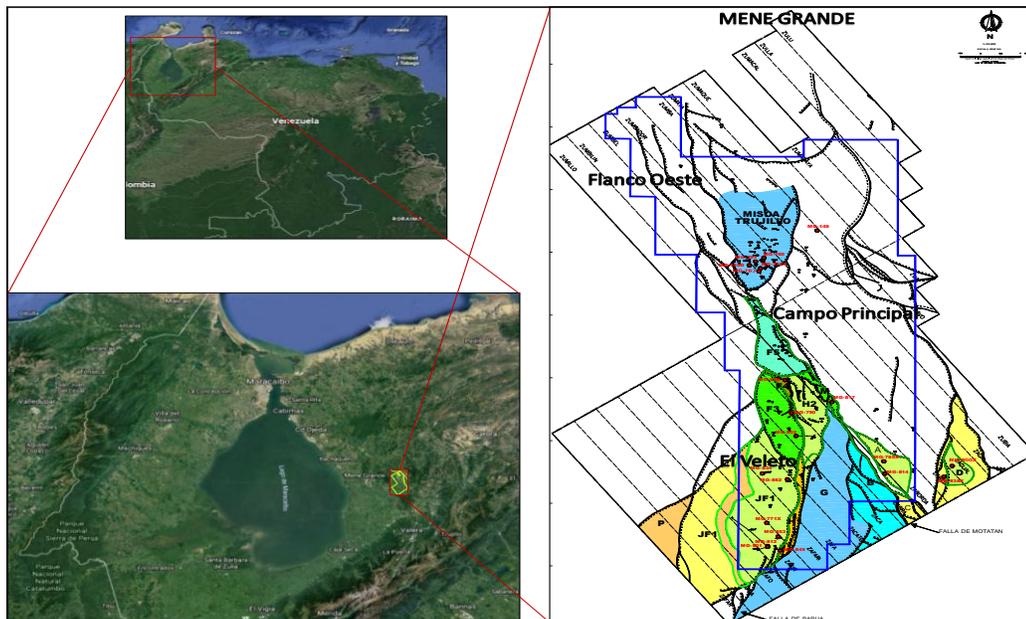


Figura 2.1 Mapa de ubicación del Campo Mene Grande (Modificado de Google, 2019 y Carrero, N., 2005).

El área El Veletto, que corresponde al yacimiento Eoceno – Veletto, se ubica al suroeste del Campo Mene Grande. Está conformado por los bloques F3, F4, H1, H2 y JF1; siendo el JF1 el principal, del cual se cuenta con mayor volumen de información, posee un área total de 10 Km² (Carrero, N., 2005).

El Campo Mene Grande se ubica dentro de la Cuenca Petrolífera del Lago de Maracaibo, también conocida como Cuenca de Maracaibo, la cual representa la primera en importancia en Sur América y una de las más importantes a nivel mundial (Stauffer, K. y Croft, G., 1995).

2.2 Geología regional

La Cuenca de Maracaibo está situada al noroeste de Venezuela. Limita al oeste–noroeste por el piedemonte de la Sierra de Perijá; al oeste–suroeste por la frontera colombiana; al sureste por el piedemonte andino, al este–noreste por la zona de piedemonte occidental de la Serranía de Trujillo y una línea imaginaria dirigida al norte hasta la frontera de los estados Zulia y Falcón y en su parte norte, por la línea geológica de la Falla de Oca, como se representa en la Figura 2.2.

La extensión de éste trapezoide, de aproximadamente 50.000 Km² y 250.000 Km³ de volumen total de sedimentos sobre el basamento pre–Cretácico, corresponde políticamente en su mayor parte al estado Zulia y extensiones menores a los estados Táchira, Mérida y Trujillo. Las líneas mencionadas anteriormente corresponden al carácter geo–económico de la cuenca petrolífera como tal (González, C.; Iturralde, J. y Picard, X., 1980).

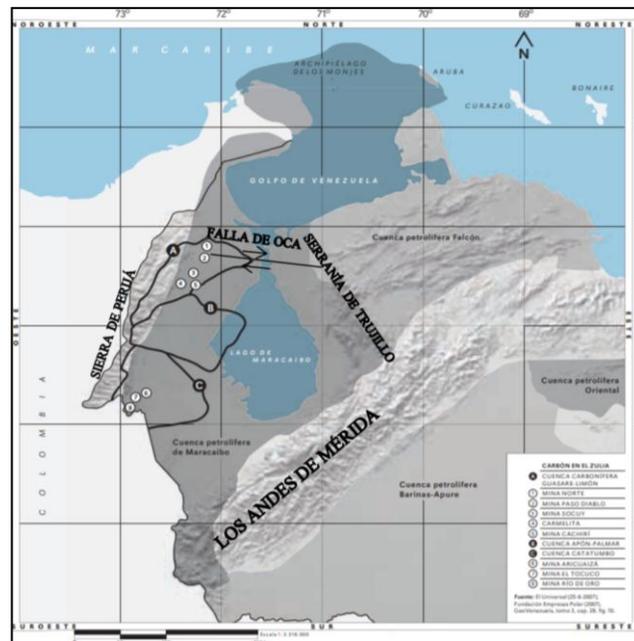


Figura 2.2 Mapa representativo de la ubicación y límites de la Cuenca Petrolífera de Maracaibo (Modificado de Reyes, A. y Olmos, N., 2012).

2.2.1 Geología estructural de la Cuenca del Lago de Maracaibo

La Cuenca de Maracaibo está enmarcada por tres alineamientos orogénicos mayores: la Sierra de Perijá al Oeste, Los Andes de Mérida al Sureste y la Serranía de Trujillo al Este; el marco se completa con el sistema de la falla de Oca en el norte; éstos fueron calificados por Miller, J. et al. (1958) en González, C., et al. (1980) como “cinturones móviles”, entre los cuales se desarrolla un amplio sinclinorio que integra estructuralmente a la cuenca; dentro del mismo se conocen diversos alineamientos tectónicos considerados subparalelos al elemento tectónico mayor cercano. El alineamiento estructural andino sólo se refleja en pequeñas estructuras de Los Andes venezolanos (Figura 2.2).

En contraste, los ejes anticlinales y fallas más importantes tienen una fuerte componente norte o norte–noreste y son subparalelos al alineamiento de la Sierra de Perijá. Se conocen cinco alineamientos de dirección aproximada sur–norte que se destacan por su pronunciado relieve estructural; enumerados de noroeste a suroeste son el alineamiento de La Paz–Mara–El Moján, el alineamiento de la falla de Icoatea, el alineamiento de Pueblo Viejo–Ceuta, la estructura de Misoa–Mene Grande y el anticlinorio de Tarra, situado en la parte suroccidental de la cuenca, cerca de la frontera con Colombia como se muestra en la Figura 2.3a. Éstos cinco alineamientos presentan severo fallamiento longitudinal sobre, o cerca de, las zonas crestales (González, C. et al., 1980).

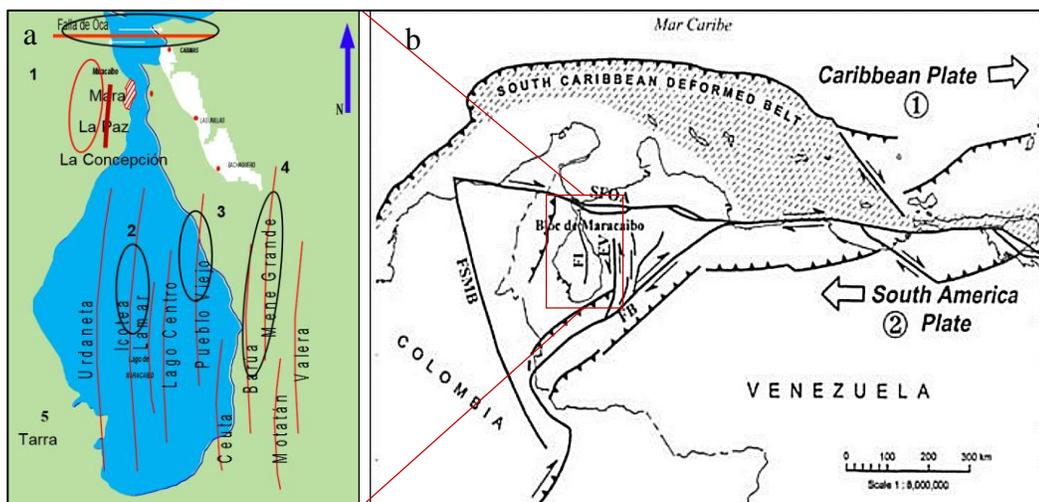


Figura 2.3 (a) Ubicación relativa de los alineamientos tectónicos de la Cuenca de Maracaibo, (b) mapa estructural del occidente de Venezuela. (Modificado de Sandoval, B., 2018 y González, L.; Hervoüet, Y.; Dhont D. y Castrillo J., 2002 en González, L. et al., 2014).

Táchira, Mérida y Trujillo. Las líneas mencionadas anteriormente corresponden al carácter geo–económico de la cuenca petrolífera como tal (González, C. et al., 1980). Además de los elementos mencionados, la Cuenca de Maracaibo se encuentra definida marcadamente por tres sistemas de fallas que se ubican aproximadamente de manera

triangular: Falla de Boconó (FB) al este y sureste; Falla de Santa Marta – Bucaramanga (FSMB) al oeste y suroeste; y Sistema de Falla de Oca–Ancón (SFOA) hacia el norte, conformando así el Bloque de Maracaibo (González, L.; Jaramillo, A.; Elberg, M.; Labrador, T. y Barrios E., 2014), como se muestra en la Figura 2.3b, donde además, se representan las Fallas de Icotea (FI) y la Falla de Valera (FV).

En éste sentido, la cuenca corresponde a un dominio intracratónico rodeado por límites de placas activas, que ha sufrido regímenes superimpuestos de extensión y compresión, producto de la interacción entre la placa continental suramericana y las placas oceánicas del Caribe al norte y del Pacífico al oeste (Prieto, D., 2003) como se muestra en la Figura 2.3b.

2.2.2 Evolución tectono–estratigráfica de la Cuenca del Lago de Maracaibo

2.2.2.1 Triásico–Jurásico

Posterior a la convergencia del Pérmico, se inicia una etapa de relajamiento y dos fases de “*rifting*” en la Cuenca de Maracaibo. Comienza en el Triásico y continúa hasta el Jurásico Tardío. El “*rifting*” Jurásico se debe tanto a la apertura del Océano Atlántico, como a la extensión de las zonas de retroarco, al este de la Cordillera Central colombiana (Figura 2.4a), planteado por Dengo, C. y Covey, M. (1993) en González, L. et al. (2014).

Este período se caracteriza por la formación de grábens orientados en dirección noreste – suroeste (Figura 2.4b), donde se sedimentan sedimentos continentales de la Formación La Quinta, y por la presencia de un fallamiento normal en la misma dirección, típico de las fases de extensión cortical (Prieto, D., 2003).

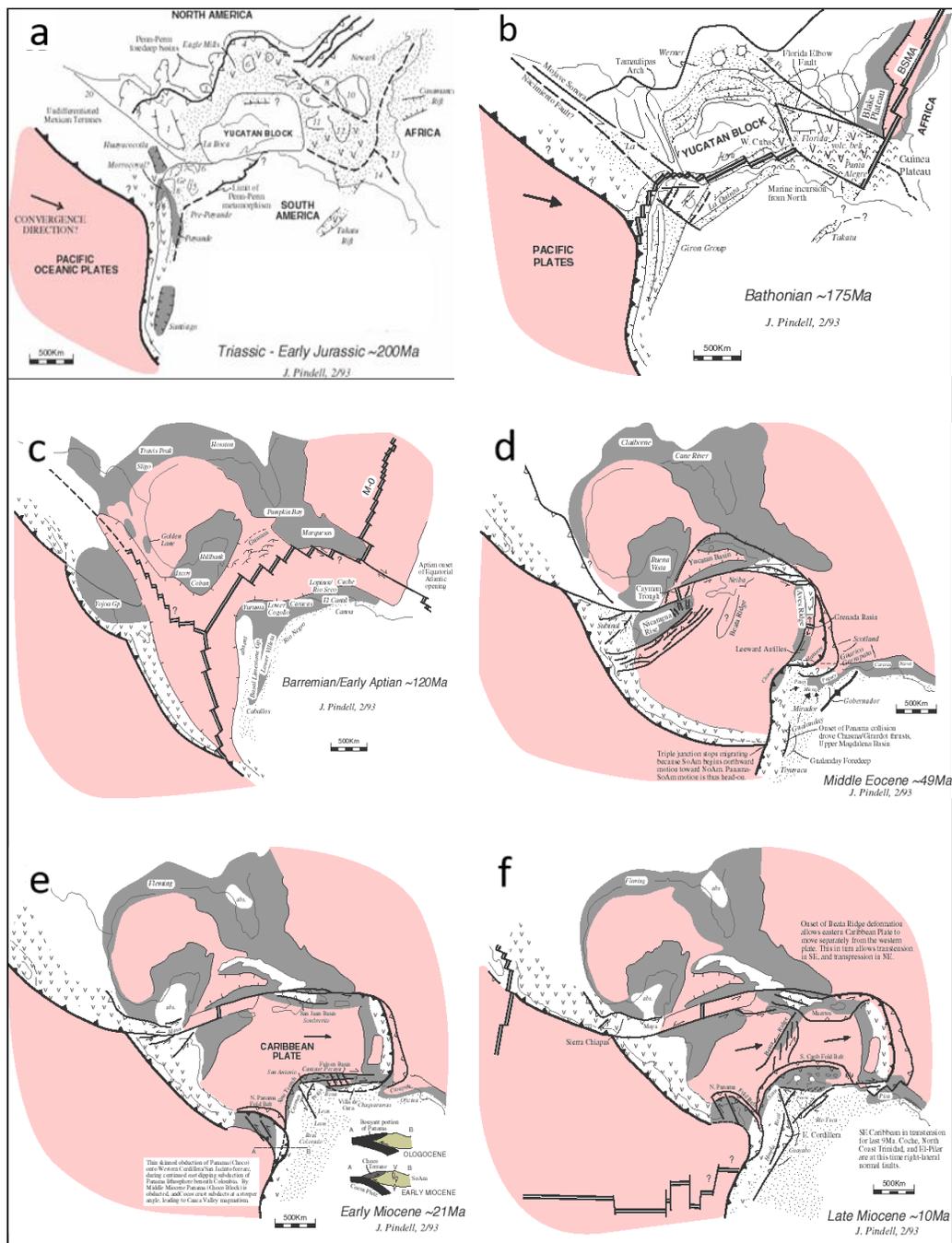


Figura 2.4 Evolución de la región Caribe a escala de tectónica de placas (Modificado de Pindell, J., 1990 en Carrero, N., 2005).

2.2.2.2 Cretácico

Durante el Cretácico Temprano (Neocomiense) una transgresión marina de carácter global, causó la inundación del Escudo de Guayana, la separación de Suramérica y Norteamérica había creado grandes surcos, que poseían sedimentos Triásicos–Jurásicos, los cuales, finalmente, fueron rellenados por sedimentación cretácica correspondiente a la Formación Río Negro (Prieto, D., 2003).

A finales de ésta Época la cuenca se comporta como un margen pasivo desarrollándose una extensa plataforma carbonática en el Proto–Caribe, donde se depositaron las formaciones correspondientes al Grupo Cogollo (Fm. Apón, con sus Miembros bien diferenciados: Tibu, Machiques y Piché; Fm. Lisure y Fm. Maraca) (Prieto, D., 2003) (Figura2.4c).

En el Cretácico Tardío (Cenomaniense–Turonense), se observa un desarrollo aún más marcado de la transgresión marina y es depositada una espesa secuencia clástica–carbonática correspondiente a la Formación La Luna, principal roca madre de la Cuenca de Maracaibo. Seguidos por el Miembro Socuy de la Formación Colón (calcáreo), y finalmente por una secuencia clástica, como consecuencia de la Orogénesis del Cretácico Superior, que comprende las Formaciones Colón y Mito Juan. Este ciclo culminó con un levantamiento general de tierras en el Cretácico Superior. Según Pindell, J. (1993) en Prieto, D. (2003).

Durante el Campaniense–Maastrichtiense la cuenca de Maracaibo es sometida a una serie de compresiones producidas por la placa del Caribe con la de Suramérica en el oeste de Colombia. Al mismo tiempo, una convergencia norte–sur entre las placas de Norteamérica y Suramérica produce deflexiones al oeste de Venezuela. Marcando así la transición a un régimen compresivo en el Cretácico Tardío y Paleoceno Temprano (Prieto, D., 2003).

2.2.2.3 Paleoceno

El Paleoceno representa un ciclo regresivo de plataforma nerítica. Durante el Paleoceno Temprano continúa la deflexión, creando una cuenca antepaís (*Foredeep*) en el Proto-Caribe y son depositadas las arenas y calizas de la Formación Guasare. El choque oblicuo de la placa del Caribe y suramericana crea un levantamiento en la periferia este del Cratón de Guayana al sur y sur-oeste de la Cuenca de Maracaibo, creando la fuente de sedimento de ese momento, de acuerdo a Pindell, J. (1993) en Prieto, D., (2003).

Próximo a éste levantamiento en el sur de la Cuenca de Maracaibo son depositadas las arenas, lutitas y carbones de la Formación Catatumbo con depósitos aluviales y de plano deltaico (Prieto, D., 2003).

En el Paleoceno Tardío, la Cuenca de Maracaibo comenzó a profundizarse en respuesta a la compresión tectónica en sus márgenes norte y noreste lo cual provocó una alta tasa de subsidencia (150 m/m.a.) en la mayor parte de la cuenca, cuando la Placa del Caribe inició su colisión con el norte de Suramérica durante finales del Paleoceno (Escalona, A., 2003 en González, L. et al., 2014). La carga flexural desarrolló un alto estructural en el centro de la cuenca que migró al sur, en respuesta al cabalgamiento de las Napas de Lara, exponiendo la plataforma del Paleoceno a la erosión lo que provocó la ausencia de la secuencia de areniscas, lutitas y lignitos de la Formación Marcelina (suprayacente a la Formación Guasare) en algunas regiones de la cuenca, dando lugar a la discordancia del Paleoceno (González, L. et al., 2014).

2.2.2.4 Eoceno

Sedimentos clásticos de la Formación Misoa (areniscas y lutitas de Misoa C sucedidas por el depósito de series deltaicas correspondientes a Misoa B Inferior y

series deltaico–mareales de Misoa B Superior) del Eoceno Temprano–Medio provenientes del sur y suroeste comenzaron a rellenar la cuenca sobre una plataforma Paleocena (Figura 2.4d) (González, L. et al., 2014; Carrero, N., 2005).

En el Eoceno Temprano durante la depositación de la Formación Misoa, la Placa del Caribe migró gradualmente hacia el sureste y con ella la antefosa (*foredeep*) (Lugo, J. y Mann, P., 1995 en González, L. et al., 2014), la cual constituía el depocentro de la cuenca flexural (cuenca antepaís o *foreland*). Para adecuarse a la nueva situación planteada, la antigua plataforma cretácica tuvo que combarse, creando para ello una serie de fallas normales escalonadas con orientación norte–sur descendiendo hacia dicha antefosa (González, L. et al., 2014; Prieto, D., 2003).

Estas fallas normales originadas durante la fase extensional en el Jurásico fueron reactivadas periódicamente hasta el Eoceno Temprano. Las mayores fallas de oeste a este son Tigre, Icotea, Pueblo Viejo y Valera. Algunos desplazamientos a lo largo de estas fallas mayores cambiaron su carácter extensional a fallas transcurrentes con componente sinistral durante el Eoceno Medio–Tardío, período en el cual se origina una compresión oblicua producida entre las placas del Caribe y Suramérica (Prieto, D., 2003). El paso a condiciones más profundas, trajo consigo el depósito de las lutitas marinas en la Formación Paují (Carrero, N., 2005), principal roca sello de esta cuenca.

2.2.2.5 Oligoceno

Producto del avance de la carga tectónica proveniente del norte, la cual genera alrededor de 60 m/m.a, desde el Eoceno Medio–Tardío hasta el Eoceno Tardío–Oligoceno, las Napas de Lara adquieren su posición actual y el mar Proto–Caribe se retira (comienzo de la orogénesis andina), momento en el cual gran parte de la cuenca quedó expuesta a erosión subaérea que “borró” un gran espesor de los sedimentos clásticos que habían sido depositados, dando lugar al desarrollo de la discordancia

regional del Eoceno (González, L. et al., 2014; Prieto, D., 2003). Se estima que 3 Km de sedimentos fueron erosionados en el norte de la Cuenca de Maracaibo (Prieto, D., 2003).

2.2.2.6 Mioceno

Durante de Mioceno Temprano (Figura 2.4e), la erosión de la topografía originada por la orogénesis andina produce una marcada subsidencia en la Cuenca de Maracaibo, depositándose lutitas de la Formación La Rosa y su miembro inferior Santa Bárbara (Prieto, D., 2003).

Para el Mioceno Medio se deposita sobre la Formación La Rosa sedimentos fluviales correspondientes a la Formación Lagunillas conformada por los miembros Lagunilla Inferior, Laguna y Bachaquero (Prieto, D., 2003).

La Figura 2.4 muestra la posición relativa de las placas durante el Mioceno Tardío. El sistema compresivo generado al sureste y el sistema de fallas destrales de los Andes evidencian el movimiento relativo al sureste de la Placa del Caribe. La plataforma de Maracaibo migra a norte y este hasta su posición actual, causado por la colisión del Arco de Panamá con el oeste de la Cordillera Central de Colombia, continuando la compresión de las placas del Caribe y Suramérica. Como resultado de este levantamiento se produce un influjo adicional de sedimentos en la Cuenca de Maracaibo, produciendo su vasculamiento hacia el sur, se generan los tres importantes sistemas de fallas que conforman la Cuenca de Maracaibo (Prieto, D., 2003).

A finales del Mioceno, el movimiento relativo entre las placas de Suramérica y del Caribe este–oeste, originan una gran falla de componente dextral conocida como falla de Oca, la cual separa la Cuenca de Maracaibo del arco de sedimentos alóctonos

derivados del frente de deformación que tuvo lugar al pasar la Placa del Caribe al norte de la Cuenca de Maracaibo durante el Paleoceno–Eoceno Medio (Prieto, D., 2003).

2.2.2.7 Plioceno–Pleistoceno

Durante el Plio–Pleistoceno, una compresión este–oeste, crea la estructuración más reciente de las fallas de dirección norte–sur. Compresión atribuida a la colisión final del Arco de Panamá (Prieto, D., 2003).

Lugo, J. y Mann, P. (1995) en Carrero, N. (2005) resumen la evolución tectónica de la cuenca de Maracaibo en tres etapas: etapa de sistema de *rift* Jurásico, extensión; etapa de margen pasivo durante el Cretácico, deriva; y etapa de formación de las cuencas de antepaís durante el Maastrichtiense Tardío–Reciente, compresión.

2.3 Geología local

2.3.1 Estratigrafía del Campo Mene Grande

La estratigrafía del Campo Mene Grande y los alrededores, comprende rocas sedimentarias que abarcan desde el Triásico–Jurásico hasta el presente. La sección del Cretáceo aflora únicamente hacia el norte del campo, en la vía que desde El Venado conduce a Barquisimeto, en el sitio conocido como El Baño. Suprayaciendo a ésta, se encuentran los gruesos y constantes espesores de la deposición marina somera de las rocas clásticas de las formaciones Misoa y Paují del Eoceno (Linarez, N., 2015).

Las formaciones del Eoceno y Mioceno, se encuentran separadas por una gran discordancia. El post–Eoceno comprende 3000 pies (914 m) de sedimentos clásticos no consolidados que suprayacen discordantemente sobre las lutitas marinas de la Formación Paují del Eoceno. En el campo, dos formaciones han sido reconocidas por

encima de la discordancia, la Formación Isnotú (Mioceno medio) y la Formación Betijoque (Mioceno–Plioceno) (Carrero, N., 2005).

La Formación Isnotú comprende una sucesión 1200–1500 pies (366 – 457m), consistente en un 60–80% de arcillas moteadas y arenas discontinuas que se presentan como canales de arenas depositadas en un ambiente fluvial. Por encima de la Formación Isnotú se encuentra la Formación Betijoque, la cual consiste de masivas capas conglomeráticas rojas (25%), arenas, limos y lutitas, todas depositados en un ambiente terrestre (Carrero, N., 2005).

En el Campo Mene Grande, la discordancia del Eoceno trunca en profundidad a la Formación Paují. Esta formación es más uniforme litológicamente, consistente de lutitas oscuras fracturadas, y en algunos lugares arenas finas (Alcalá, L. et al., 1985 en Carrero, N., 2005). La Formación Misoa infrayacente de época Eoceno inferior a medio consiste en areniscas duras cuarzosas intercaladas con lutitas arenosas (menos duras) y lutitas que comprende un delgado grupo de estratos que se fracturaron extensamente durante el proceso de plegamiento (Figura 2.5).

Nutall y Dufour, 1932 en Carrero, N., 2005 señala que los intervalos de Misoa penetrados por pozos son divididos en tres zonas, en base a la litología. La zona transicional superior justo debajo de las lutitas de la Formación Paují, contiene algunos cuerpos de arena intercalados con lutitas de 200 a 350 pies (61–107 m) de espesor. La unidad media, llamada zona de areniscas principales, contiene intercalaciones de areniscas y lutitas con predominancia de capas de areniscas. Esta unidad posee un espesor promedio de 550 pies (168 m), y es el reservorio más prolífico en el Eoceno; y la unidad inferior, donde la lutita es la litología predominante. El espesor total es desconocido ya que nunca ha sido penetrado completamente en el campo, pero puede ser estimado por encima de los 2000 pies (610 m) (Goddard, 1985 en Carrero, N., 2005).

Estratigráfico		Formación	
T E R C I A R I O	MIOCENO	Isnotú	
	E O C E N O	Pauji	Pauji Superior
			Pauji Medio
			Pauji Inferior
		Misoa B Superior	B0-B5
		Misoa B Inferior	B6-B9
		Misoa C	C1
			C2
			C3
			C4
C5			
C6			
C7			
C8			
C9			
PALEOCENO	Fm. Guasare		
C R E T Á C I O	Campaniense - Maastrichtiense	Fm. COLON	
	Cenom. Santon	Fm. La Luna	
	Aptiense - Albiense	Grupo Cogollo	Reservorios Cretácico
		Fm. Neora	

Figura 2.5 Columna estratigráfica del Campo Mene Grande (Modificado de Carrero, N., 2005).

Las características generales de los horizontes productores del Campo Mene Grande se encuentran resumidos en la Tabla 2.1.

Durante el año 2018, Repsol – UNV llevó a cabo un estudio que permitió definir, mediante estratigrafía secuencial, los topos operacionales de las arenas del Eoceno en los campos correspondientes a Petroquiriquire Occidente (campos Barúa, Motatán, y Mene Grande). Estableciendo así la división de las unidades litoestratigráficas no

Tabla 2.1 Características generales de los horizontes productores del Campo Mene Grande (Carrero, N., 2005)

CARACTERÍSTICA	MIOCENO	EOCENO
Profundidad	1–4 kft	7–13 kft
Producción	50–150 bopd	100–1300 bopd
Gravedad del crudo (°API)	14° – 21°	22° – 35°
Porosidad	26%	8% – 12%
Permeabilidad	500 md	1 – 40 md
Producción acumulada	596.9 MBO	90.1 MBO
Reser. Probadas dic. 2003	51.9 MBO	11.8 MBO

oficializadas de las formaciones Paují y Misoa, las cuales se han establecido de la siguiente manera:

Formación Paují, dividida en las arenas basales: A9–PQQ y A10–PQQ y, suprayacente a éstas, las conocidas lutitas de la Formación Paují.

Formación Misoa, dividida en dos unidades: Misoa B y Misoa C. Cada una de las cuales posee varias subunidades. Las arenas B está conformada por las subunidades desde B0–PQQ hasta B9–PQQ, mientras, las arenas C desde C1–PQQ a C9–PQQ. Cabe destacar que el Campo Mene Grande se ha logrado perforar hasta la arena B6–PQQ.

Las superficies de inundación que limitan estos cuerpos son claramente correlacionables entre los pozos e implican barreras de permeabilidad vertical.

Las arenas basales de Paují A9–PQQ y A10–PQQ, así como la arena B0–PQQ de Misoa tienden a adelgazarse hacia el norte, hasta finalmente desaparecer por completo al Norte del Bloque JF1. Sin embargo, los topes correspondientes a dichas unidades han sido definidos por espesor en el área.

El presente estudio se llevará a cabo en las formaciones mencionadas y en las formaciones suprayacentes, con principal interés en las unidades del Eoceno, correspondientes al yacimiento Eoceno – Veletto. En la Figura 2.6 se muestra la columna estratigráfica del área, así como el registro tipo de la sección mencionada, perteneciente al pozo VE-3.

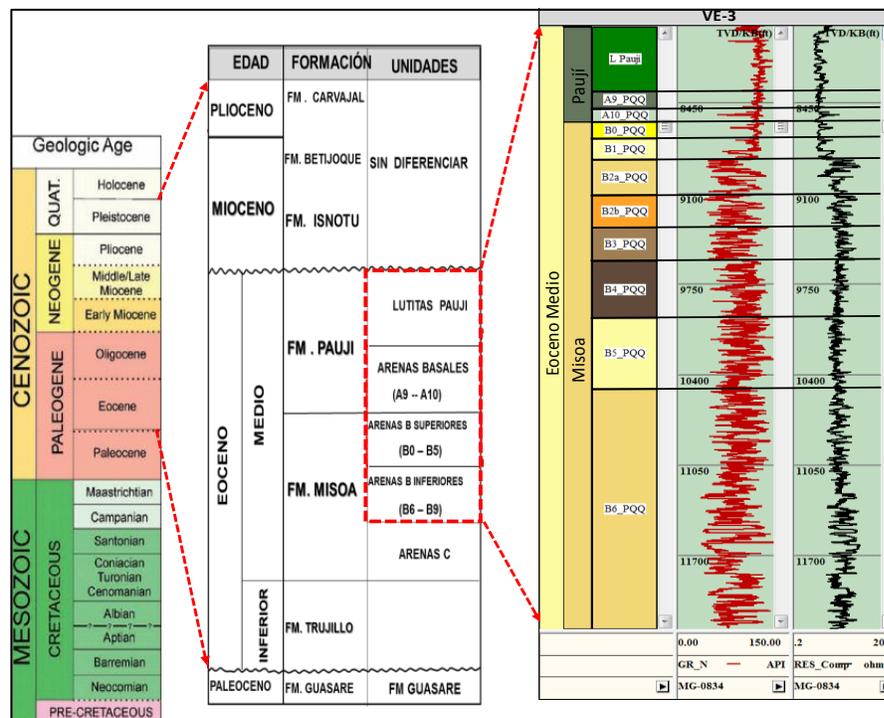


Figura 2.6 Columna estratigráfica del área El Veletto y registro tipo del Yacimiento Eoceno–Veletto (Modificado de Archivos de Repsol – UNV).

2.3.2 Estructura del Campo Mene Grande

Estructuralmente, el Campo Mene Grande se encuentra en el declive sur del anticlinal de Misoa, uno de los grandes pliegues que forman la Serranía de Trujillo, de carácter asimétrico y con inmersión hacia el sur. De suma importancia regional es una gran falla, la Falla Principal, de rumbo noroeste que continúa hacia el área de Motatán, la cual corta el flanco oeste de la estructura y demuestra transcurrencia con el bloque oriental desplazado 2.500 metros hacia el norte (Código Geológico de Venezuela, 2011 en Linarez, N., 2015).

Este campo es bisecado por el sistema de fallas inversas de Barúa–Motatán, las cuales se cruzan en el centro del campo, dividiendo al mismo en dos unidades estructurales principales, las cuales han sido denominadas como Flanco Oeste y Campo Principal. El Flanco Oeste está caracterizado por sus escarpes inclinados, perpendiculares a la falla principal. Al este de la zona de falla, el Campo Principal buza suavemente en dirección sur (Carrero, N., 2005).

La estructura del Eoceno es un anticlinal con su flanco oeste muy inclinado ($50-70^\circ$) y fallado, y con el flanco este más suave ($10-30^\circ$). Tiene declive al suroeste con pendiente de aproximadamente 10° . La Falla Principal corta este extremo del anticlinal, colocándolo en el bloque oeste (Código Geológico de Venezuela, 2011 en Linarez, N., 2015) (Figura 2.7).

La estructura del Mioceno constituye un anticlinal suave de nariz de rumbo norte–sur, con inmersión al sur de 75 metros por kilómetros. Su flanco este presenta un buzamiento suave de 5 a 8° hacia el sur – sureste, mientras que el flanco oeste posee un buzamiento abrupto de 30 a 70° de sur a norte respectivamente hacia el oeste–suroeste (Código Geológico de Venezuela, 2011 en Linarez, N. 2015).

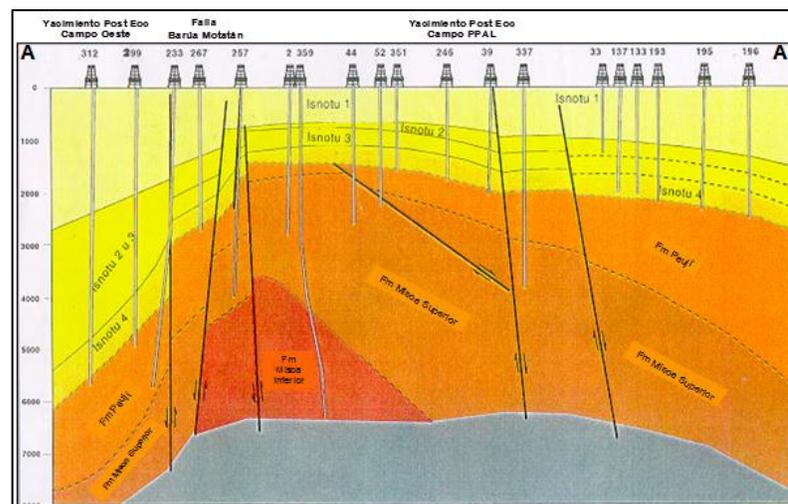


Figura 2.7 Sección esquemática estructural del campo Mene Grande en sentido NW-NE. (Linarez, N., 2015).

La conjunción de los esfuerzos, en su mayoría compresionales, causa un gran fracturamiento del anticlinal, dividiéndolo en bloques de diferentes formas y dimensiones (Figura 2.8). Dos pequeñas estructuras dómicas existen en la esquina noroeste del Campo Principal. El domo más largo (levantamiento principal) es limitado por fallas de alto ángulo, como se aprecia en la Figura 2.7. Dicho levantamiento está representado en superficie por las colinas de Mene Grande donde se han encontrado numerosos menes de petróleo.

2.3.3 Estructura del área de estudio

La estructura del Yacimiento Eoceno-Veleta, se ubica en la parte suroeste del Campo Mene Grande, situada en el alineamiento de Barúa, se define como un anticlinal de cresta plana fallado (*Shear Fault Bend Fold*), correspondiendo el bloque estructural JF1 al flanco oeste de la estructura, el cual presenta un buzamiento moderado (entre 10° a 30°) hacia el oeste – suroeste, encontrándose limitado por la falla de Barúa y un retrocorrimiento (*backthrust*) de la misma.

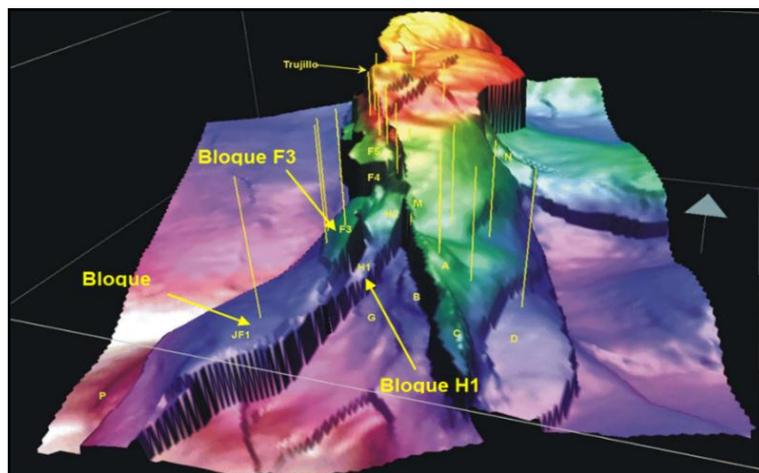


Figura 2.8 Configuración 3D de los bloques estructurales correspondientes al Eoceno del Campo Mene Grande (Carrero, N., 2005).

En la Figura 2.8 se muestra la configuración 3D de los bloques estructurales correspondientes al Eoceno en el campo Mene Grande, siendo los bloques F3, F4, H1, H2 y JF1 los que conforman el área El Veletto, limitados al oeste por la falla de Barúa y al este por su conjugada.

El bloque JF1 es la estructura de mayor dimensión con un área total de 10 Km² aproximadamente y un relieve vertical máximo de 3.000 pies. Estructuralmente, limita al Norte con la falla que separa el bloque JF1 del bloque F3 de salto de 400 pies. Al Sur, por la falla de Barúa que también constituye un límite importante al Este, es una falla inversa con salto de 3000 pies que separa los bloques JF1 y H1 del bloque G poniendo en contacto las areniscas de Misoa B Superior y de Paují Medio con las lutitas de Paují Superior.

Esta estructura contiene las unidades estratigráficas de edad Eoceno, de la Formación Paují y de la Formación Misoa (Linarez, N., 2015), las cuales conforman el

Yacimiento Eoceno – Veletó, correspondiendo verticalmente desde las lutitas de la Formación Paují hasta el Miembro Misoa C, el cual desaparece en profundidad en el punto de enraizamiento entre la falla de Barúa y su conjugada, a una profundidad estimada de 14.000 pies.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

GeoMechanics International, Inc. (GMI) (2004) realizó un informe técnico sobre el “**ANÁLISIS DEL CAMPO DE ESFUERZOS, ESTABILIDAD DE HOYOS Y PERMEABILIDAD EN FRACTURAS EN EL BLOQUE JF1 DEL CAMPO MENE GRANDE**”. El principal objetivo de este trabajo fue definir el modelo geomecánico del Bloque JF1 en el Campo Mene Grande, incluyendo direcciones de esfuerzos horizontales y estimación del esfuerzo horizontal máximo mediante el análisis de registros de imágenes; magnitud del esfuerzo horizontal mínimo a partir de pruebas de fuga e incidentes de pérdidas de circulación; tipo de régimen de esfuerzos, determinación de la presión de poro a partir de medidas directas; resistencia mecánica de las rocas aplicando correlaciones con el registro sísmico; y análisis de permeabilidad de fracturas, con el fin de establecer la dirección óptima de perforación, analizar inestabilidad y riesgos en la perforación y definir la ventana del lodo óptima para la perforación de pozos.

De acuerdo a éste estudio, el área se encuentra sometida a un régimen tectónico compresivo transcurrente; la orientación del esfuerzo horizontal máximo es N-S, pero con alta incertidumbre. La dirección óptima de perforación para mantener la estabilidad del hoyo es de pozos verticales o desviados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Las inestabilidades observadas durante la perforación de las lutitas de Paují en los primeros pozos pueden haber sido ocasionadas por lutitas micro-fracturadas, sobrepresión, y/o química del lodo, es posible perforar las lutitas usando lodo a base de aceite con pesos de lodo más bajos y prácticas de perforación cuidadosas.

A causa de las bajas presiones de poro en las arenas depletadas de Paují Medio, la pérdida de circulación es un riesgo.

Además, existe el riesgo de inestabilidad al perforar zonas de falla debido tanto a la roca débil dentro de estas zonas como a la posibilidad de reactivar las mismas. Ninguna fractura parece estar críticamente estresada en el campo de esfuerzo actual. Las direcciones de perforación óptimas para interceptar las fracturas más permeables son los pozos perforados en ángulos de más de 60 grados en acimutes ENE, ESE, WSW y WNW. Sin embargo, los resultados son presentados con alto grado de incertidumbre y de forma general, sin plantear un modelo para cada pozo.

De dicho trabajo se tomará en cuenta las consideraciones relacionadas con las propiedades mecánicas de la roca y otros factores que permitirán visualizar mejoras y/o recomendaciones para el desarrollo del modelo geomecánico a realizar.

Carrero, N. (2005) en su trabajo final de grado realizó una **“CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL HORIZONTE PAUJÍ MEDIO EN BLOQUE JF1 UBICADO DENTRO DEL ÁREA DEL CAMPO DE MENE GRANDE DE LA CUENCA DE MARACAIBO”**; cuyo objetivo fue elaborar un modelo geológico detallado del yacimiento Paují Medio, y así aumentar la resolución vertical de la interpretación de éste horizonte para definir la conexión de los desarrollos arenosos, basados en estudios sedimentológicos y petrográficos que se compararon con parámetros petrofísicos obtenidos de un núcleo tomado en un pozo del área, correlacionando dicha información con registros eléctricos a fin de predecir propiedades en los pozos donde no se disponía de núcleo, empleando, además, para tal fin “Múltiples Atributos Sísmicos”.

De manera que, a través de la integración de información geológica, sísmica, petrofísica y de perfiles se verificaron los topes geológicos y se definieron nuevas

subunidades, para, en definitiva, concretar cinco unidades sedimentarias a las cuales se le estimó: geometría, extensión, conexión, espesor total, permeable (ANT) y útil (ANP), porosidad y saturación de agua.

Concluyendo que el carácter de las arenas de Paují Medio en los registros es de tipo “engrosamiento granocreciente”. Donde adquieren un mayor desarrollo, se dividen en cuatro arenas, las cuales se amalgaman hacia el sur y desaparecen en lutitas hacia el norte, en ésta misma dirección desmejora la calidad de las arenas. El yacimiento se divide en dos unidades hidrodinámicamente, llamadas P1 y P2, con tres y dos unidades sedimentarias definidas, respectivamente.

Dicho trabajo permitió complementar y actualizar la información geológica y petrofísica de trabajos preexistentes para el reservorio Paují Medio en la estructura JF1. La descripción geológico–estructural, principalmente del bloque JF1, ubicado en el área El Veleto, representa gran relevancia para éste estudio.

Peña, A., Peñuela, M., Lobo, C., Belandria, N. y Bongiorno, F. (2013) realizaron un **“ESTUDIO GEOMECÁNICO DEL EOCENO DEL ALTO DE CEUTA Y ÁREA 2 NORTE, BLOQUE VII DEL LAGO DE MARACAIBO, VENEZUELA”** cuyo artículo, tenía como objeto principal estudiar desde un punto de vista geomecánico el Eoceno del alto de Ceuta y área 2 norte, bloque VII del Lago de Maracaibo, donde establecieron una relación entre la resistencia a la compresión efectiva, la presión de poro del yacimiento y la caída de presión crítica, calcularon las resistencias a la compresión efectiva por los criterios de rotura de Mohr – Coulomb y Hoek – Brown, y la magnitud del esfuerzo horizontal máximo por tres metodologías: Barton – Zoback en base a los anchos de las grietas por compresión en el hoyo (*breakouts*) inducido durante la perforación, teoría de falla por fricción y contraste de anisotropía acimutal de la onda de corte “S”.

Como resultado se obtuvo que las arenas “B” (B4 – B6) presentan mayor resistencia que las arenas “C” (C1 – C4), el gradiente de esfuerzo horizontal máximo más representativo es de 1.42 psi/pie por la metodología de Barton – Zoback, el criterio de Mohr – Coulomb presenta resultados más optimistas que el criterio de rotura de Hoek – Brown. El gradiente de del esfuerzo vertical de sobrecarga es de 1.01 psi/pie, el gradiente del esfuerzo horizontal mínimo se estimó en 1.08 psi/pie y el gradiente de fractura se estimó en 1.15 psi/pie. Se observó que la magnitud de los esfuerzos efectivos actuantes varía con la presión de poros del yacimiento. Dentro del campo Ceuta, la dirección del esfuerzo horizontal máximo para las arenas “B” y “C” de la Formación Misoa es NO-SE. Según la clasificación de los regímenes tectónicos de Anderson (1951), el régimen tectónico imperante en el eoceno del campo Ceuta se encuentra entre “inverso” y “transcurrente”.

A efecto de ésta investigación se consideró el análisis realizado para generar perfiles de resistencia a la compresión simple, así como la estimación del esfuerzo horizontal máximo y la presentación y análisis de los resultados obtenidos en dicho estudio.

Linarez, N. (2015) realizó un **“MODELO GEOMECÁNICO DE LOS YACIMIENTOS PAU MG 0407 Y BSUP MG 0474 DEL CAMPO MENE GRANDE, ESTADO ZULIA”** que permitiría optimizar la perforación y completación de pozos para caracterizar los yacimientos, y así evitar los problemas que se presentan durante y después de la perforación, a partir de análisis numéricos que integran los fundamentos geomecánicos en los yacimientos del Bloque JF1 del Campo Mene Grande. Para tal fin, determinó las “geopresiones”, propiedades elásticas de las rocas y esfuerzos en sitio, utilizando perfiles de pozos acústicos y nucleares, así como ensayos de tapones de núcleos. Además, determinó correlaciones sintéticas de los perfiles sónicos de tiempo de tránsito para onda compresional y de corte por formación.

Los resultados promedio arrojados por éste estudio para los yacimientos PAU MG 0407 y BSUP MG 0474, respectivamente, son los siguientes: “Geopresiones”: gradiente de sobrecarga de 0.94 y 0.96 psi/pie, gradiente de presión de poro 0.33 y 0.24 psi/pie, gradiente de presión de fractura 0.82 y 0.83 psi/pie. Propiedades elásticas: coeficiente de Biot 0.998 (en ambos casos), módulo de corte 19730 y 26860 psi, módulo volumétrico 18950 y 22288 psi, módulo de Young 29545 y 37062 psi, relación de Poisson 0.24 y 0.22. Propiedades mecánicas de resistencia de la roca: resistencia a la compresión sin confinamiento 10854 y 13260 psi, resistencia a la tensión 723 y 884 psi, resistencia a la cohesión de 1058 y 1135 psi, ángulo de fricción interna correspondiente a 33° y 35°. De igual forma, la magnitud del esfuerzo horizontal máximo se estimó de 1.02 y 1.06 psi/pie, mientras que el mínimo de 0.50 y 0.42 psi/pie.

Lo cual indica que ambos yacimientos consisten en arenas consolidadas con baja capacidad de deformación y alta resistencia. El régimen o estado de esfuerzos definido a partir de las magnitudes de los esfuerzos principales que actúan en la región del Bloque JF1 es del tipo transcurrente. La dirección preferencial para el esfuerzo horizontal máximo se encuentra en un azmimut de 11°.

Además, estableció una ventana operacional optimizada a partir del modelo geomecánico en donde se establecieron cuatro zonas: zona de influjo, zona de colapso, zona estable o segura y zona de pérdidas. Esta ventana presenta una presión mínima o presión de poro de 5.00 ppg y una presión máxima o de fractura de 17.06 ppg, dependiendo de los intervalos estratigráficos y diseñó un esquema óptimo para el asentamiento de revestidores y completación de pozos, el cual consta de 5 fases de hoyo desde diámetros de 26” hasta 6 ½” y rangos de fluidos de perforación entre 8.60 y 14.50 ppg para los futuros pozos en los yacimientos.

El trabajo mencionado aportó bases fundamentales para la realización y estructuración de los análisis correspondientes a un modelo geomecánico 1D y las

aplicaciones prácticas del mismo, así mismo, se tomaron en cuenta los aspectos geológicos relacionados con el área de estudio que puedan ser de utilidad para el desarrollo de la investigación.

Adham, A. (2016) realizó un “**GEOMECHANICS MODEL FOR WELLBORE STABILITY ANALYSIS IN FIELD “X” NORTH SUMATRA BASIN** en su Trabajo de Maestría, cuyo objetivo principal consistió en determinar las causas de los problemas de inestabilidad ocurridos en el campo “X”, ubicado en el Norte de Sumatra, empleando un análisis integrado de estabilidad de hoyo y construir un modelo de estabilidad de hoyo incorporando los efectos de las propiedades geomecánicas y los esfuerzos *in situ*. Por lo cual, realizó un esquema de diagnóstico de problemas mediante el análisis de datos de registros de pozos, informes de perforación, informes de registros de lodo y mediciones de presión de poros. La disponibilidad de datos es el principal problema en el desarrollo de un buen modelo geomecánico. En este estudio se discutieron numerosos métodos para la adquisición de datos para recopilar datos de geomecánica confiables como entradas para el modelo, especialmente los métodos basados en registros.

El modelo de geomecánica se combinó con el esfuerzo mecánico, la alteración de la temperatura, los efectos de iteración química y el esfuerzo inducido por el fluido, utilizando los criterios de falla de Mohr – Coulomb y Mogi – Coulomb. Se construyó un modelo numérico usando el software de programación MATLAB que resulta en el peso crítico del lodo para evitar la ruptura del pozo y la falla de tensión en la inclinación arbitraria del pozo y el acimut.

A través del diagnóstico de problemas operacionales durante la perforación de pozos en éste campo, se determinó que la formación de lutítica superior de una unidad denominada Baong, es una zona problemática con alta frecuencia de *breakouts*. El régimen tectónico dominante alrededor de los pozos es trascurrente (*strike slip*

faulting). El estudio de riesgo mostró que los parámetros clave en la determinación del peso de lodo correcto para evitar *breakouts* y fallas por tensión en el pozo, son: las magnitudes y direcciones de los esfuerzos principales *in situ*, la resistencia a la compresión uniaxial, la presión de poro y al ángulo de fricción interna de la formación.

Se tomó en consideración, para el presente estudio, las estrategias, análisis y fundamentos teóricos aplicados tanto en la estimación de la presión de poro como para la determinación de la resistencia a la compresión simple de las rocas.

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Geomecánica

Esta disciplina se fundamenta en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo como producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos. La geomecánica utiliza resultados experimentales de campo y laboratorio conjuntamente con soluciones analíticas para resolver problemas particulares (Vásquez, A., 2001).

La geomecánica, es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación ante cambios del entorno como esfuerzos, deformaciones, temperatura o cambios químicos; ya sea que se encuentren en una cuenca de subsidencia simple o en la intersección de placas tectónicas en colisión (Vásquez, A., 2001).

3.2.1.1 Caracterización geomecánica

Consiste en determinar de forma cuantitativa y cualitativa las propiedades mecánicas y físicas que gobiernan las relaciones de esfuerzo-deformación de las rocas en el subsuelo (módulos elásticos); el campo de esfuerzos y presiones actuantes en el área de estudio (presión de poro, esfuerzos vertical y horizontales mínimo y máximo); y la resistencia de las rocas a las diferentes condiciones de falla (resistencia a la compresión uniaxial y ángulo de fricción) para desarrollar modelos constitutivos realistas que permitan establecer parámetros de operación óptimos durante la vida productiva de los yacimientos (Giménez, 2012 en Linarez, N., 2015).

Un modelo geomecánico 1D se refiere a aquel que se realiza tomando como referencia exclusivamente información de pozos como pruebas, registros y datos de núcleos. En la última década, el modelado geomecánico ha evolucionado de modelos 1D cerca del pozo a modelos geomecánicos 3D y 4D de campos completos, empleando información sísmica.

3.2.2 Presiones

El análisis de las presiones que actúan en un yacimiento de hidrocarburos es de importancia central en geomecánica de reservorios. Las presiones de especial interés en éste tipo estudio se describen brevemente a continuación.

3.2.2.1 Presión de poro

La presión de poro o presión de yacimiento se encuentra estrechamente relacionada con las magnitudes de los esfuerzos, por tanto, las variaciones que experimente, se reflejan en dichas magnitudes (Zoback, M., 2007).

La presión de poro se define como “un potencial hidráulico escalar que actúa dentro de un espacio de poro interconectado en profundidad” (Zoback, M., 2007, p. 27). De manera que, las presiones de los fluidos contenidos en las formaciones determinan la presión de poro (Dasgupta, T. y Mukherjee, S., 2020).

3.2.2.2 Presión normal

El valor de la presión de poro en profundidad usualmente es descrito en relación a la presión (de poro) hidrostática o presión normal, la cual corresponde a aquella asociada con una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés. Normalmente incrementa en un rango de 0.433 a 0.465 psi/ft (dependiendo de la salinidad) (Zoback, M., 2007; Schlumberger, s.f.; Zhang, J., 2020).

3.2.2.3 Presiones anormales

Se definen como las presiones mayores o menores a la presión de poro normal o hidrostática (Zhang, J., 2020). En la Figura 3.1 se encuentran representadas las presiones anormales (subpresiones y sobrepresiones).

Aquellas presiones mayores que la presión normal se denominan sobrepresiones. El término "geopresión" se utiliza de manera frecuente, e incorrecta, como sinónimo (Schlumberger, s.f.). La perforación de los estratos sobrepresionados puede ser peligrosa, ya que éstos fluidos se filtran rápidamente, por tal motivo, en las zonas de sobrepresión conocidas se adoptan consideraciones especiales.

Por otro lado, las presiones menores a la presión normal pronosticada a una profundidad dada, se denominan presiones subnormales o subpresiones. (Zoback, M., 2007).

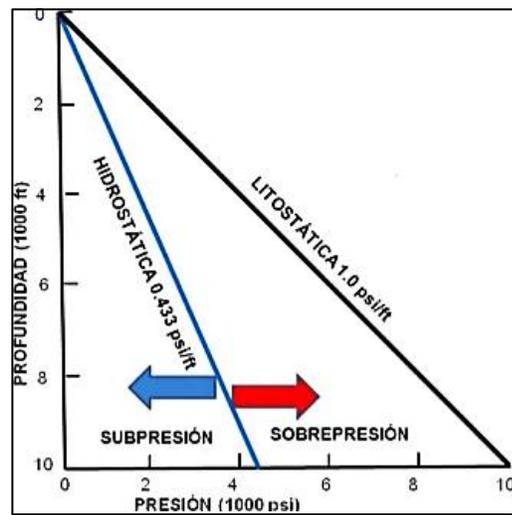


Figura 3.1 Representación gráfica de las presiones anormales (García, R., 2010 en Ramos, D., 2016).

En muchos casos, los yacimientos pueden estar compartimentados, es decir, aislados hidráulicamente, vertical u horizontalmente, de las formaciones que los rodean, debido a la presencia de sellos, como capas de lutitas potentes o fallas sellantes. Cada compartimento puede contener diferentes cantidades de hidrocarburos, así como, distintas presiones, las cuales pueden ser normales o anormales. La producción de distintos compartimentos tiene un gran impacto en el programa de perforación requerido para lograr el drenaje del yacimiento, por lo cual, es de gran interés desde el punto de vista económico. (Zoback, M., 2007).

3.2.2.4 Presión de fractura

La presión de fractura es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la formación (esfuerzo matricial mínimo); esta resistencia depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que esté sometida (Trejo, M., 2009).

3.2.2.5 Presión de colapso

Uno de los principales problemas a evitar durante la perforación de pozos petroleros es el colapso del hoyo, es decir, la producción excesiva de material, que no puede circular mediante el sistema de circulación del lodo, el cual se acumula y adhiere al ensamblaje de fondo de pozo. Este material es generado por fallas compresionales que actúan alrededor del mismo. El peso de lodo requerido para estabilizar la pared del pozo y evitar que esto ocurra, comúnmente, se denomina presión de colapso. (Zoback, M., 2007, p 303).

3.2.3 Propiedades de resistencia de las rocas

3.2.3.1 Resistencia a la compresión sin confinamiento

UCS (por sus siglas en inglés *Unconfined Compressive Strength*), es la máxima carga compresiva que soportará la roca antes de ser fallada por efecto del esfuerzo axial aplicado, estando dicho cuerpo libre de fuerzas confinantes perpendiculares a la dirección de la carga uniaxial aplicada. Esta propiedad es medida en ensayos de laboratorio en los que se somete una muestra de roca a las condiciones mencionadas, mediante ensayos de compresión uniaxial o triaxial (Zoback, M., 2007; Linarez, N., 2015).

3.2.3.2 Cohesión

Es una medida de la fuerza de adherencia entre las partículas de la formación y, por tanto, es una propiedad intrínseca de la resistencia de la roca; dichas fuerzas se deben a la atracción entre los enlaces químicos en los puntos de contacto superficiales entre partículas (Linarez, N., 2015).

3.2.3.3 Ángulo de fricción

Es el ángulo de rozamiento entre dos planos de la misma roca; para la mayoría de las rocas este ángulo varía entre 25° y 45° (González et al., 2004 en Ramos, D., 2016).

3.2.4 Esfuerzos *in situ*

Las formaciones subsuperficiales están sujetas a un campo de esfuerzos que están ampliamente influenciadas por la sobrecarga de sedimentos, la topografía, las actividades tectónicas, el comportamiento del material rocoso y la geología histórica.

Esfuerzo se define como “una fuerza que actúa sobre un área determinada” (Zoback, M., 2007, p.5). Zoback, M. (2007) además, explica que “esfuerzo es un tensor que describe la densidad de las fuerzas que actúan sobre todas las superficies que pasan por un punto dado. En términos de mecánica continua, los esfuerzos que actúan sobre un cuerpo isotrópico homogéneo en profundidad se pueden describir como un tensor de segundo rango, con nueve componentes”.

Las nueve componentes definen la dirección de la fuerza y la cara sobre la que actúa. Dado que cada componente actúa perpendicularmente a dos ejes y actúa en una dirección, hay nueve magnitudes y tres direcciones para definir (Adham, A., 2016), como se muestra en la Figura 3.2a.

En la tierra, a partir de cierta profundidad, no existen esfuerzos de tensión por dos razones fundamentales. Primero, porque la resistencia a la tensión de las rocas es bastante baja, en la tierra no se puede soportar un esfuerzo de tensión significativo. En segundo lugar, debido a que siempre hay una fase fluida que satura el espacio de los poros de la roca en profundidad (excepto en profundidades menores a la capa freática),

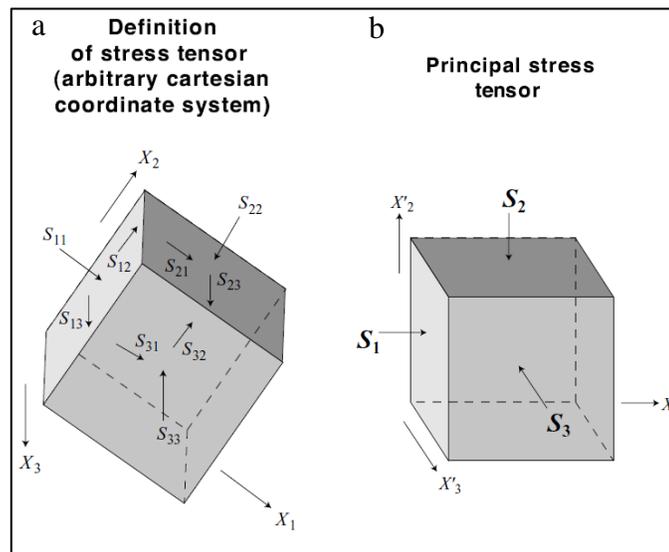


Figura 3.2 Representación de (a) tensor de esfuerzo en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas; (b) esfuerzos principales definidos en un sistema de coordenadas en el que desaparecen los esfuerzos cortantes (Modificado de Zoback, M., 2007).

la presión de poro resultante de esta fase fluida haría que la roca se fracturara hidráulicamente si el esfuerzo de compresión mínimo alcanzara un valor cercano al valor de la presión de poro (Zoback, M., 2007).

Considerando lo anterior, a fin de aplicar el concepto de esfuerzo en el subsuelo, se simplifica el tensor de esfuerzo en tres esfuerzos principales (Figura 3.2b), los cuales son aquellos que actúan en una dirección tal que no hay esfuerzo cortante (Adham, A., 2016).

S_1, S_2 y S_3 en la Figura 3.2 son conocidos como esfuerzos principales máximo, intermedio y mínimo, respectivamente, los cuales describen completamente el campo de esfuerzos. Los esfuerzos principales se abordan como S_v , S_{Hmax} y S_{hmin} , son

esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal máximo, y esfuerzo horizontal mínimo, de la manera propuesta originalmente por E. M. Anderson (Adham, A., 2016).

3.2.4.1 Esfuerzo vertical

El esfuerzo vertical o de sobrecarga a una profundidad dada es la presión ejercida por el peso combinado de los sedimentos y los fluidos suprayacentes (Haddad, 2010 en Berlese, M., 2014; Adham, A., 2016).

3.2.4.2 Esfuerzos horizontales

En el subsuelo, como se ha mencionado, el estado de esfuerzos se representa por medio de uno vertical y dos horizontales. Éstos últimos son causados por los esfuerzos tectónicos y procesos geológicos deposicionales (Adham, A., 2016) y se ven influenciados por el esfuerzo vertical (Berlese, M., 2014).

3.2.5 Regímenes tectónicos

E. M. Anderson clasificó el régimen de esfuerzo de un área basado en las magnitudes de los esfuerzos horizontales respecto al vertical. El esfuerzo vertical, S_v , es el esfuerzo principal máximo (S_1) en regímenes de fallas normales, el intermedio (S_2) en regímenes de fallas transcurrentes y el mínimo (S_3) en regímenes de fallas inversas (Zoback, M. 2007, p. 8). Dicha clasificación se resume en la Tabla 3.1 y se representa en la Figura 3.3.

Además de los regímenes tectónicos principales, se pueden diferenciar dos regímenes tectónicos mixtos, que corresponden a aquellas regiones que están sometidas simultáneamente a dos tipos de esfuerzos o componentes: régimen transpresivo (*Strike-*

Tabla 3.1 Magnitudes de esfuerzo relativo y regímenes de fallas (Modificado de Zoback, M., 2007).

Régimen	Esfuerzo Principal		
	S_1	S_2	S_3
Normal	S_v	S_{Hmax}	S_{hmin}
Transcurrente (<i>Strike – Slip</i>)	S_{Hmax}	S_v	S_{hmin}
Inverso (<i>Reverse</i>)	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_v

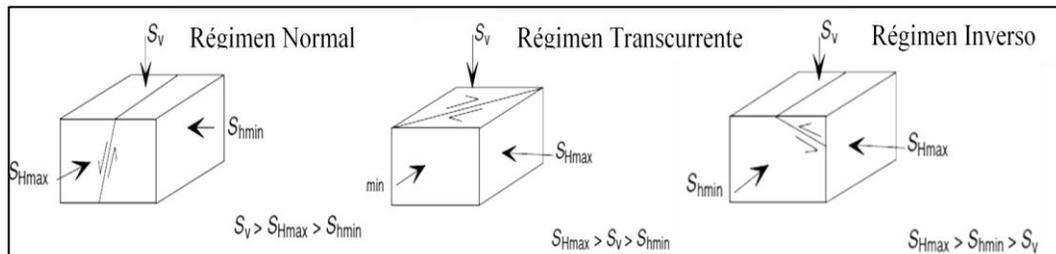


Figura 3.3 Clasificación de los regímenes tectónicos según Anderson (Modificado de Zoback, M., 2007).

Slip/Reverse Faulting), regiones sometidas a transcurrancia y compresión. (Figura 3.4a). En este tipo de régimen es común observar estructuras levantadas (positivas) tipo *Restraining Bend*, y régimen transtensivo (*Normal/Strike-Slip Faulting*), en regiones sometidas a transcurrancia y extensión (Figura 3.4b). En este tipo de régimen es común observar estructuras deprimidas (negativas) tipo *Pull-Apart* (Zoback, M., 2007, p. 287-288; Engelder, 1998, en Linarez, N. 2015).

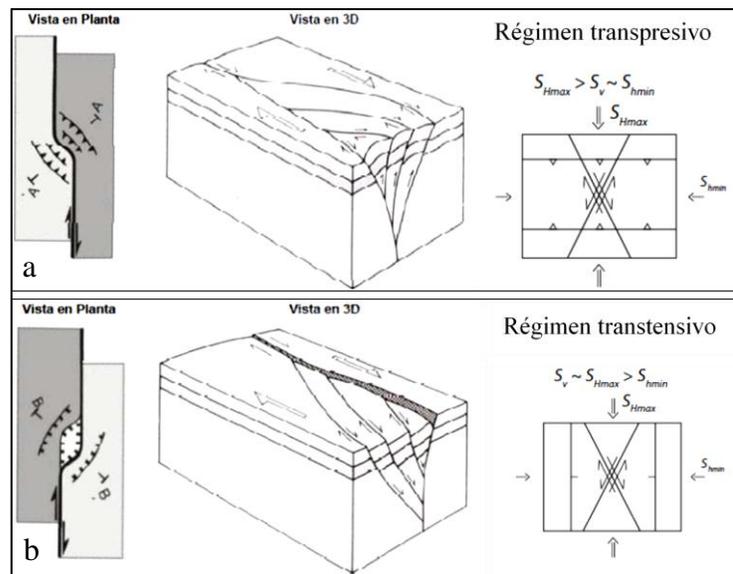


Figura 3.4 Estructura común de (a) un régimen transpresivo y (b) un régimen transtensivo y relación relativa de los esfuerzos principales (Modificado de Zoback, M. 2007 y Linarez, N., 2015).

3.2.6 Proceso de perforación

La perforación de un pozo consiste en penetrar las capas de la corteza terrestre utilizando mechas de perforación adecuadas a medida que se profundiza. Estas capas, llamadas también formaciones, son conjuntos de rocas o masas minerales que presentan caracteres geológicos y paleontológicos comunes (Pateti, P., 2005).

El sistema de perforación que utiliza convencionalmente es el rotatorio. La mecha (o barrena) se conecta a la sarta de perforación (conjunto de tubos ensamblados por juntas conectoras) y este conjunto se engrana a la mesa rotatoria que transmite la rotación. El hoyo se hace con el movimiento rotatorio de la mecha (Figura 3.5). Este sistema de perforación permite bombear el lodo de perforación a través de la sarta de

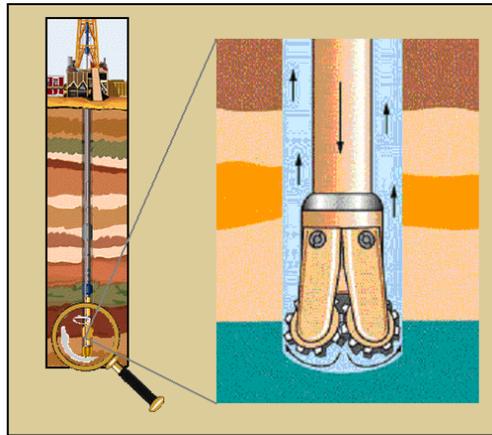


Figura 3.5 Mecanismo de perforación rotatoria (Pateti, P., 2005).

perforación, el cual, sale a través de la mecha desplazándose por el espacio anular entre la tubería de perforación y el hoyo. Como resultado de la circulación de lodo, la roca removida sale con el lodo (ripios) de forma continua sin necesidad de detener la perforación. En la perforación convencional, la presión del lodo de perforación es mayor a la presión de la formación (Pateti, P., 2005).

3.2.6.1 Lodo de perforación

El lodo de perforación es un líquido compuesto de agua o petróleo y arcilla con aditivos químicos (por ejemplo, formaldehído, cal, baritina, entre otros). A menudo se añade soda cáustica para controlar el pH (acidez) del lodo de perforación y neutralizar aditivos del lodo y líquidos de terminación potencialmente peligrosos. El lodo de perforación se inyecta en el pozo bajo presión desde el tanque de mezcla en la plataforma de perforación, por el interior de la tubería de perforación hasta la mecha. Después, el lodo asciende por entre la superficie exterior de la tubería de perforación y las paredes del agujero y vuelve a la superficie, donde se filtra y recicla (Kraus, R., 2001).

Entre las principales funciones del fluido de perforación según Barberii, E. (1998) en Pateti, P. (2005) se encuentran: refrigerar y lubricar la mecha, arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la mecha, depositar sobre la pared del hoyo una delgada capa impermeable (revoque) flexible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones (Figura 3.6), controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la mecha, soportar, preservar y proteger el hoyo abierto hasta que la tubería de revestimiento sea bajada y cementada.

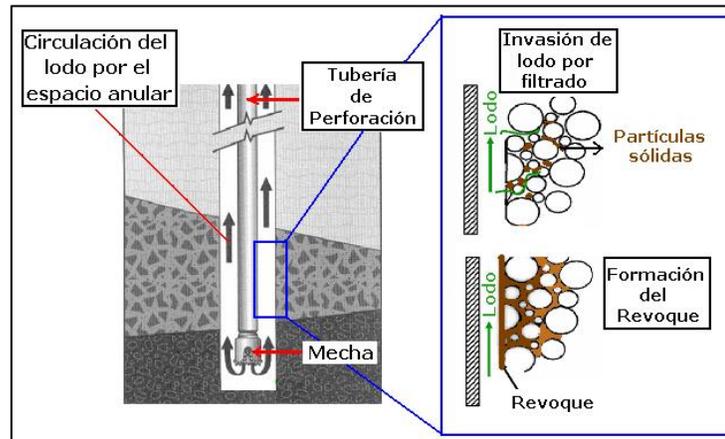


Figura 3.6 Descenso y ascenso del fluido de perforación y formación del revoque por filtrado del lodo (Pateti, P., 2005).

3.2.6.2 Estabilidad del hoyo

El análisis de la estabilidad del hoyo pretende establecer tanto la trayectoria del pozo como los pesos de lodo críticos que permitan evitar problemas como el colapso del hoyo y fracturas inducidas en la formación (Sánchez, E., 2003 en Pateti, P., 2005).

Durante la perforación, se concentran esfuerzos adicionales sobre la roca alrededor del hoyo, estos dependen de los esfuerzos *in situ*, la presión de poro y la

geometría del hoyo. Todos estos factores promueven la inestabilidad de la roca en las paredes del hoyo (dependiendo de las propiedades mecánicas y resistencia de la misma) lo que se traduce en daño mecánico a la formación (derrumbes y/o colapso del hoyo y problemas de fractura) (Sánchez, E., 2003 en Pateti, P. 2005).

Entre los efectos de la inestabilidad del hoyo sobre las operaciones de perforación según Sánchez, E., 2003 en Pateti, P. 2005, se pueden mencionar: pega de la tubería de perforación, dificultad para las operaciones de limpieza del hoyo, fallas en la sarta de perforación, pérdidas de circulación (fractura de la formación), presencia de “*breakouts*”, pérdida total del pozo, problemas de alto torque y dificultades para realizar los registros de los pozos y asentamiento de los revestidores.

Los factores de diseño deben ser establecidos de tal forma que permitan la construcción del pozo de manera rápida y segura, manteniendo el debido control sobre los problemas de estabilidad del hoyo que puedan presentarse (Sánchez, E., 2003 en Pateti, P. 2005). En la Figura 3.7, se presenta un enfoque integrado de los factores que afectan la estabilidad de hoyo resaltando los aspectos que pueden ser abordados aplicando geomecánica.

3.2.6.3 Concentración de esfuerzos durante la perforación

Una vez que un pozo es perforado se rompe el equilibrio que guardaban tanto las rocas como los fluidos contenidos en ella y el campo de esfuerzos *in situ*. Conforme avanza la perforación, todo el apoyo que suministraba la roca removida desaparece y es reemplazado por el efecto de la presión hidrostática del lodo de perforación (Figura 3.8). Estos esfuerzos (*in situ*) se redistribuyen alrededor del pozo, haciendo que la roca se someta a un nuevo estado de esfuerzos. Dicha condición es conocida como concentración de esfuerzos alrededor del hoyo (Zoback, M., 2007).



Figura 3.7 Factores que influyen en la estabilidad de hoyo (Sánchez, E., 2003 en Pateti, P., 2005).

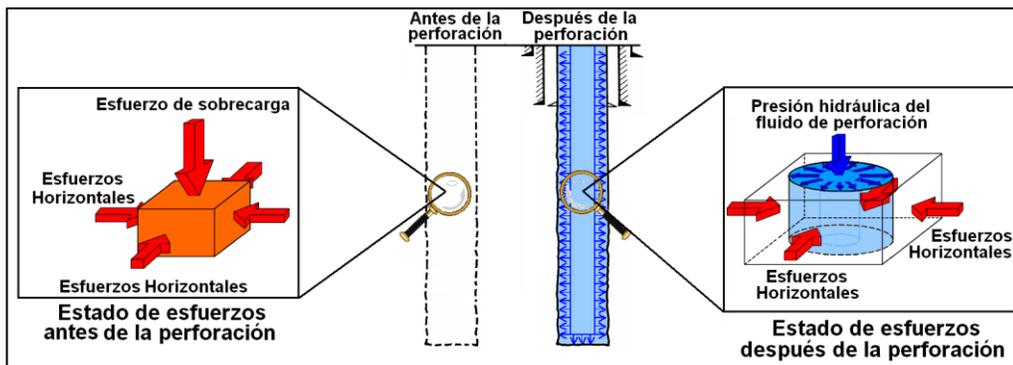


Figura 3.8 Estados de esfuerzos antes y durante la perforación (Pateti, P., 2005).

El estado de esfuerzos en cualquier punto de la pared del hoyo (Figura 3.9) puede describirse en coordenadas cilíndricas y sus componentes son:

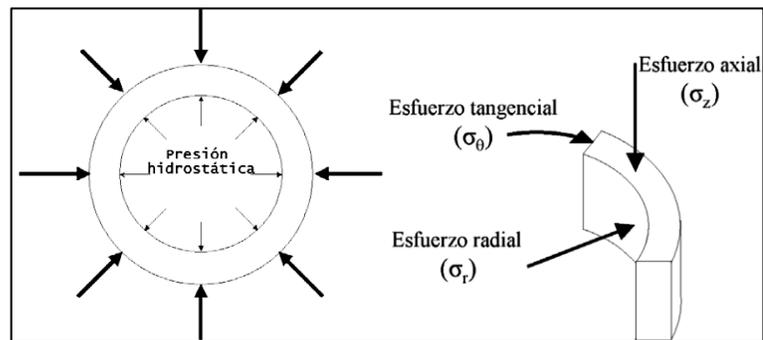


Figura 3.9 Concentración de esfuerzos en la pared del hoyo durante la perforación (Pateti, P., 2005).

- ❖ Esfuerzo radial (σ_r): que actúa a lo largo del radio del hoyo. Viene dado por la diferencia entre la presión dentro del hoyo (presión hidrostática ejercida por el peso del lodo) y la presión de poro de la formación. Esta diferencia de presiones actúa perpendicular a la pared el hoyo.
- ❖ Esfuerzo tangencial (σ_θ): que actúa alrededor de la circunferencia del hoyo.
- ❖ Esfuerzo axial (σ_{zz}): que actúa paralelo a la trayectoria del pozo.

Normalmente, los esfuerzos radial, tangencial y axial son compresivos y originan esfuerzos de corte en la roca, sin embargo, pueden llegar a ser esfuerzos de tracción dependiendo del peso del lodo de perforación, de los esfuerzos *in situ* y de la trayectoria del hoyo (Pateti, P., 2005). Para el caso de un pozo vertical, con anisotropía de esfuerzos horizontales *in situ*, la distribución de los esfuerzos concentrados en la pared del hoyo es como se ilustra en la Figura 3.10.

Los esfuerzos inducidos se expresan en términos del esfuerzo efectivo ya que éstos también se ven afectados por la presión de poro de la roca de formación (Pateti, P., 2005).

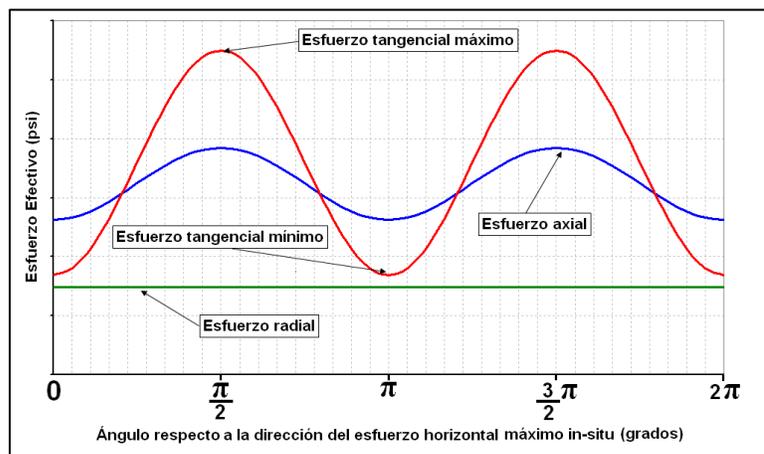


Figura 3.10 Distribución de los esfuerzos radial, tangencial y axial en la pared del hoyo (Pateti, P., 2005).

3.2.6.4 Tipos de fallas que ocurren en el hoyo

- ❖ Fallas por corte o cizallamiento (por compresión): la forma más común de falla por compresión es conocida como “*breakouts*”, es un proceso natural que ocurre cuando el máximo esfuerzo radial alrededor del hoyo es suficientemente grande como para exceder la resistencia de la roca. Esto ocasiona que la roca alrededor de una parte del pozo falle en la compresión (Zoback, M., 2007).

En el caso simple de un pozo vertical cuando el esfuerzo vertical es un esfuerzo principal, los *breakouts* en el pozo se forman en el azimut del esfuerzo horizontal mínimo. Por tal motivo, los *breakouts* son un importante recurso de información sobre los esfuerzos *in situ*. Sin embargo, su análisis en pozos desviados es más complicado (Zoback, M., 2007).

Hoyos con anchos de *breakouts* de 60° o menos, se consideran estables, aquellos que exceden los 90° corresponden a la falla de más de la mitad de la circunferencia de

un pozo, dejando insuficiente material intacto alrededor del hoyo para soportar los esfuerzos aplicados, lo cual se conoce como *washouts* (Figura 3.11). En la mayoría de los casos, los *breakouts* se pueden prevenir incrementando la densidad del lodo por encima de la presión de colapso (Zoback, M., 2007).

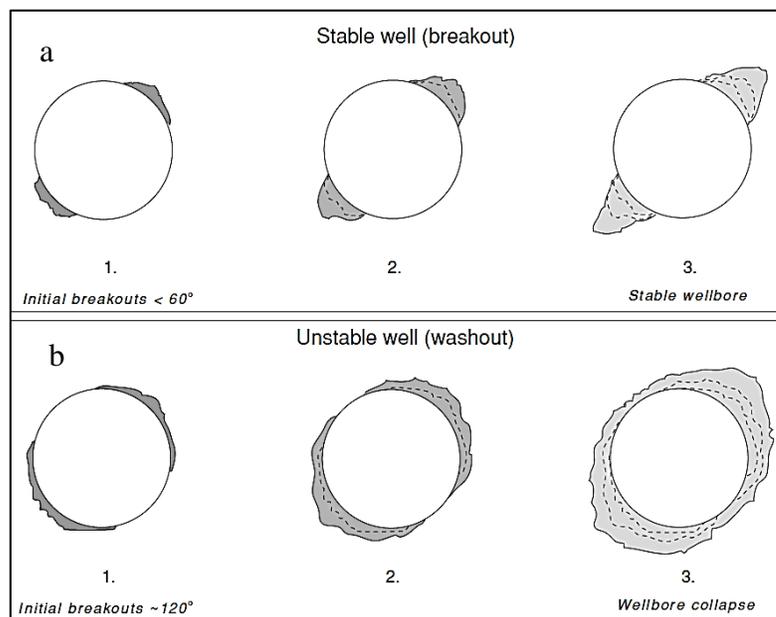


Figura 3.11 Representación esquemática del crecimiento de *breakouts* (a) cuando el ancho es relativamente pequeño ($<60^\circ$) y (b) cuando es relativamente grande (aprox. 120°) (Zoback, M., 2007).

- ❖ Fallas por tensión: las fracturas inducidas durante la perforación son otro tipo de falla de pozos que proporcionan información muy útil sobre las orientaciones de los esfuerzos. Estas fracturas se forman en la pared del pozo en el azimut del esfuerzo horizontal máximo cuando el esfuerzo circunferencial que actúa alrededor del pozo localmente entra en tensión (Zoback, M., 2007).

La ocurrencia de fallas por tensión en pozos verticales usualmente implica que (i) el esfuerzo horizontal mínimo es el esfuerzo principal menor y (ii) existe una gran diferencia entre los dos esfuerzos horizontales principales (Zoback, M., 2007).

3.2.6.5 Ventana operacional de lodo

A partir del análisis de los esfuerzos concentrados en las paredes del hoyo durante la perforación es posible, una vez conocida la resistencia de la roca de formación, establecer ciertos parámetros que faciliten la construcción del pozo. Dentro de estos parámetros se encuentra el peso del lodo de perforación. En función de la trayectoria del pozo, las características de la roca de formación y los esfuerzos *in situ* puede determinarse un rango de pesos de lodo que permitirán asegurar la estabilidad del hoyo durante la perforación. A este rango de pesos de lodo es lo que se conoce comúnmente como la ventana operacional de lodo (Pateti, P., 2005; Zoback, M., 2007) y está definida por dos valores críticos representados en la Figura 3.12:

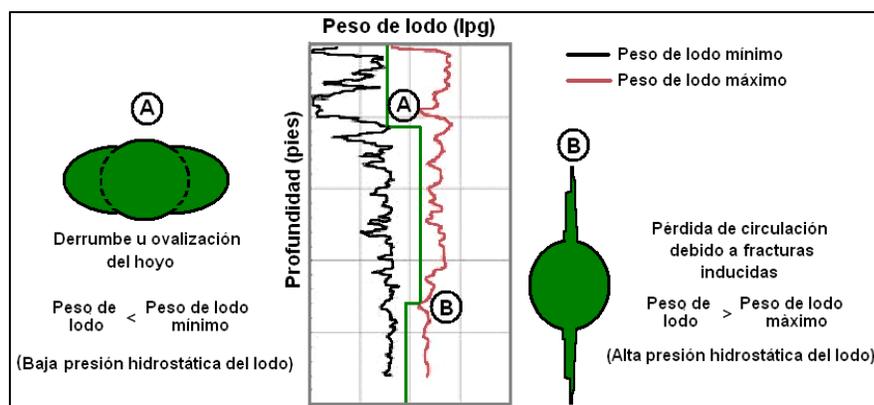


Figura 3.12 Ventana operacional de lodo (Pateti, P., 2005).

- ❖ **Peso de lodo mínimo:** aquel por debajo del cual se producirá el derrumbe de las paredes del hoyo debido a baja presión hidrostática del lodo. Para éste

límite usualmente se considera la presión de poro y/o la presión de colapso de las formaciones.

- ❖ **Peso de lodo máximo:** por encima del cual se inducirán fracturas en la formación debido a alta presión hidrostática del hoyo. Generalmente, la presión de fractura o el esfuerzo horizontal mínimo se utilizan como límites máximos del peso del lodo.

3.2.6.6 Perforación direccional (Geonavegación)

La perforación direccional es una técnica de perforación rotativa que guía la columna de perforación siguiendo una trayectoria curva a medida que el agujero se hace más profundo. Este método se utiliza para llegar hasta yacimientos que son inaccesibles mediante la perforación vertical (aproximadamente 90° respecto a la horizontal), mediante pozos direccionales y pozos horizontales o de alcance extendido (Figura 3.13). Asimismo, reduce los costes, ya que permite perforar varios pozos en distintas direcciones desde una sola plataforma. Este mayor alcance de perforación permite penetrar en yacimientos submarinos desde la costa (Kraus, R., 2001, p. 75.8).

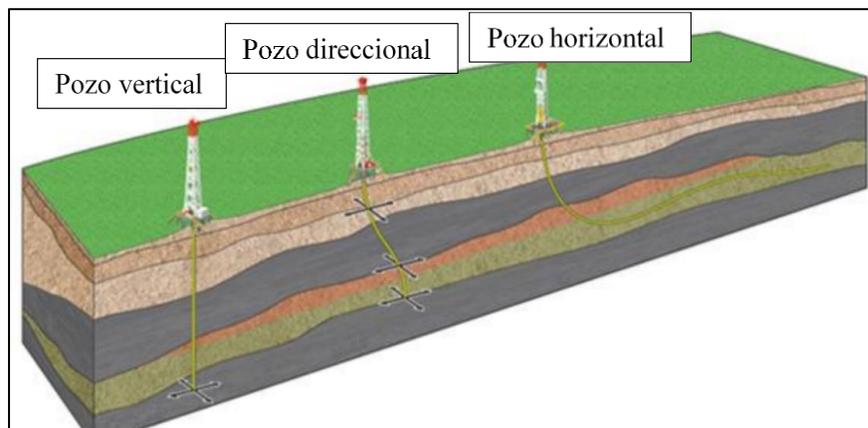


Figura 3.13 Evolución de los objetivos de perforación (Modificado de Guerrero, J., 2015).

Geonavegar consiste en el control direccional intencional de un pozo basado en los resultados de las mediciones derivadas de los registros geológicos de fondo de pozo, en vez de los objetivos tridimensionales en el espacio, generalmente para mantener un pozo direccional dentro de una zona productiva. En las áreas maduras, el proceso de geonavegación puede ser utilizado para mantener un pozo en una sección determinada de un yacimiento con el fin de minimizar la irrupción de gas o agua y maximizar la producción económica del pozo (Schlumberger, s.f.).

3.2.7 Cañoneo de pozos

La operación de disparo, cañoneo o punzado consiste en la perforación de agujeros con explosivos a través de la tubería de revestimiento de acero, el cemento y la roca de formación, con el fin de inducir el flujo de fluidos desde las formaciones productoras hacia el pozo e incrementar la producción (Smithson, T., 2012, p 63).

3.2.8 Registros de pozos

El perfilaje de pozos es el proceso de grabación de distintas propiedades físicas, químicas, eléctricas, entre otras, de las mezclas roca/fluido penetradas al perforar un pozo en la corteza terrestre. Un perfil o registro de pozo petrolero es un registro desplegado en un gráfico con la medida de la propiedad física de la roca en un eje y la profundidad (distancia desde un punto de referencia cerca de la superficie) en el otro (Crain, E., 2018).

3.2.8.1 Registro caliper

Herramienta que se usa para medir el diámetro y la forma de un pozo, cuenta con dos, cuatro o más brazos extensibles, los cuales se pueden mover dentro y fuera cuando

la misma se introduce o retira del pozo, dicho movimiento se convierte en una señal eléctrica que representa la amplitud del pozo (Valdez, E., s.f).

3.2.8.2 Registro de rayos gamma

El perfil o registro de rayos gamma (Gamma Ray, GR) es una medición de la radiactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas (Schlumberger, 1972). Las formaciones limpias normalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad. Generalmente, las arenas limpias y los carbonatos tienen niveles de radioactividad que varían de 15 hasta 20 unidades API, mientras que las lutitas la fluctuación es de 120 a 140 unidades API (Schlumberger, 1992, en Pateti, D., 2005).

3.2.8.3 Registro de resistividad

Es un registro inducido. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas (Schlumberger, 1972).

3.2.8.4 Registro de densidad

El registro de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. Una fuente radioactiva que se aplica en la pared del agujero emite a la

formación rayos gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación. Con cada choque, los rayos gamma ceden una parte de su energía a los electrones y continúan con su energía disminuida (Efecto Compton). Los rayos gamma dispersos que llegan al receptor, que se encuentra a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación (Schlumberger, 1972).

3.2.8.5 Registros acústicos

El registro sísmico es un registro de la profundidad con Δt , el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito”, Δt , es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el perfil sísmico sirva como registro de porosidad (Schlumberger, 1972).

Las herramientas acústicas están compuestas por uno o varios emisores y receptores. Estas herramientas tienen circuitos electrónicos que permiten medir los tiempos de tránsito de las ondas a medida que se mueve la herramienta en el pozo. Conociendo la distancia viajada por la onda es posible conocer la velocidad de propagación de las ondas (Schlumberger, 1972).

El método más importante para la estimación de parámetros elásticos es a través del perfilaje acústico debido a que éste permite medir las velocidades de propagación de ondas compresionales y de corte (V_p y V_s , respectivamente) que, junto con la información de los registros de densidad, pueden ser utilizados para la estimación de parámetros elásticos dinámicos.

3.2.8.6 Registros de imágenes

La herramienta de imágenes es capaz de generar una serie de pseudo-imágenes de las paredes del pozo a partir de mediciones ultrasónicas y de resistividad de la roca. Dicha herramienta de imágenes permite la observación continua de las variaciones laterales y verticales de las formaciones con un detalle que permite estudios tanto estructurales como estratigráficos. Este tipo de perfil provee imágenes, que pueden ser resistivas (como *Formation Microscanner*, FMS o *Formation Microimagen*, FMI) o acústicas (como *Continuous Borehole Image Log*, CBIL o *Ultrasonic Borehole Imaging Log*, UBI), de las paredes del pozo con una cobertura de 360°, en el caso de imágenes acústicas (Figura 3.14a), y aproximadamente 360° en el caso de imágenes resistivas, debido al espaciamiento entre las almohadillas donde se ubican los sensores resistivos (Figura 3.14b) (Pateti, P., 2005; Crain, E., 2018).

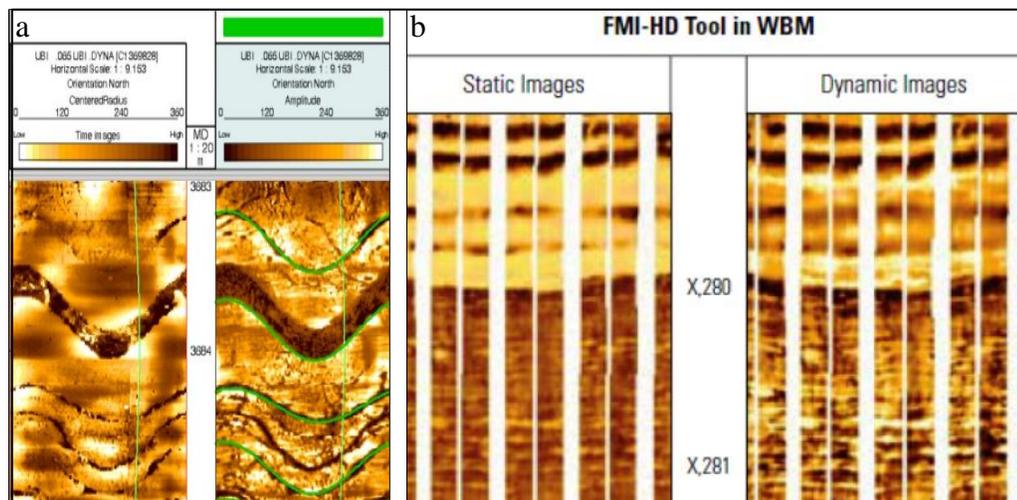


Figura 3.14 Registro de imágenes (a) acústico y (b) resistivo (Modificado de Crain, E., 2018).

3.2.9 Pruebas de presión

3.2.9.1 Probadores de formación (MDT / RFT)

La presión de poro de la formación se registra con la herramienta FMT (*Formation Multi-Tester*, o probador múltiple de formación) a diferentes profundidades dentro de un hoyo abierto. Estas mediciones directas se realizan después que el pozo ha sido perforado y normalmente se utilizan para evaluar el potencial del yacimiento. Estas técnicas solo funcionan en areniscas (Pateti, P., 2005).

La prueba con probador de formación de repetición (*Repeat Formation Testing*, RFT) o prueba de formación con sonda de registros es una forma rápida y económica de tomar una muestra de fluidos de perforación y medir la presión hidrostática y la presión de flujo a profundidades específicas. El probador de formación modular dinámico (*Modular Formation Dynamic Tester*, MDT) es en la actualidad una herramienta que aporta conocimientos acerca de la dinámica de los yacimientos, es una de las más utilizadas en la caracterización de yacimientos dentro de la industria petrolera (Hawker, D.; Vogt, K. y Robinson, A., 2001).

3.2.9.2 Pruebas de producción (DST)

Las pruebas de producción DST (por sus siglas en inglés, *Drill Stem Test*), es descrita por Hawker, D., et. al, (2001) es aquella prueba que se lleva a cabo con el fin de registrar presiones de formación y ratas de flujo en intervalos de interés largos, y para reunir muestras de fluidos de formación para determinar el potencial productivo de un reservorio.

El probador de formación permite construir perfiles de presión vertical más detallados y confiables, de los que se podrían esperar con los ensayos DST, ya que

permite adquirir lecturas múltiples de presión directamente de la formación, convirtiéndose en un método rápido y menos costoso para obtener un perfil razonablemente preciso de los gradientes de presión vertical en el yacimiento. Estas medidas de presión se obtienen de intervalos específicos de profundidad, mientras que los sensores de medición del DST están comúnmente localizados en la sarta de perforación por encima del intervalo probado, lo cual puede originar cierto grado de incertidumbre, debido a que resulta complejo conocer la naturaleza del fluido en la zona evaluada (Hawker, D., et. al, 2001).

3.2.9.3 Pruebas de admisión (LOT) y pruebas de integridad (FIT)

El valor más preciso del esfuerzo horizontal mínimo se obtiene a partir de pruebas de fuga extendida (XLOT, *Extended Leak-off Test*) o minifrac determinando la presión de cierre de fracturas. La presión requerida para propagar la fractura será igual o mayor que la magnitud del esfuerzo principal mínimo a la profundidad de interés. La fractura se cerrará tan pronto como la presión cae por debajo del esfuerzo que actúa normal a la fractura, el cual es esfuerzo principal mínimo (Adham, A., 2016, p. 90).

En la Figura 3.15 se muestra un esquema de la historia presión – tiempo que ilustra un XLOT o minifrac, en éste esquema, la tasa de bombeo es constante. Por lo cual, la presión debe aumentar linealmente con el tiempo a medida que se fija el volumen del pozo. Para determinar la magnitud del esfuerzo principal mínimo a la profundidad de la prueba, es necesario agregar la presión en el pozo debido a la columna de fluido. De hecho, siempre es preferible medir la presión en el fondo del pozo durante tales pruebas (Zoback, M., 2007).

A la presión donde hay una desviación clara de un aumento lineal de la presión del pozo con el tiempo, denominado punto de fuga (LOP, por sus siglas en inglés *Leak-*

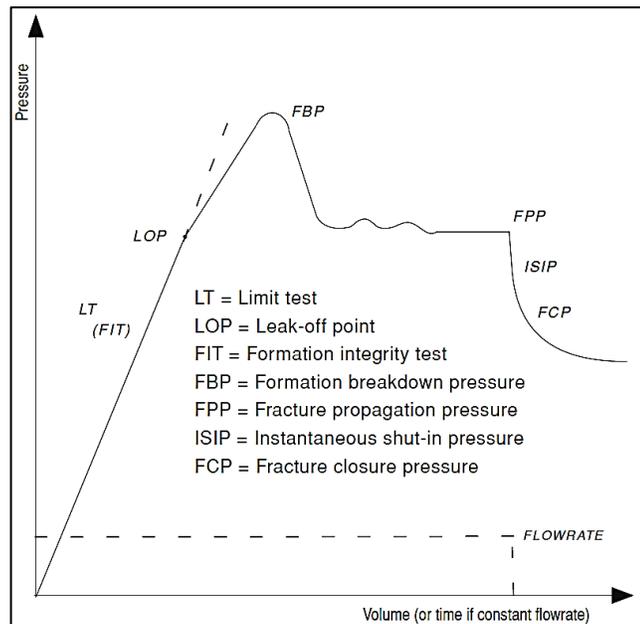


Figura 3.15 Esquema de minifrac o prueba de fuga extendida (XLOT) mostrando presión como función del volumen, o del tiempo equivalente (Zoback, M., 2007).

off Point) se forma una fractura hidráulica. Una LOP clara (una ruptura distinta en la pendiente) es aproximadamente igual al esfuerzo principal menor (Zoback, M., 2007).

Si no se alcanza el LOP, se dice que se realizó una prueba de límite o prueba de integridad de formación (LT, *Limit Test*; o FIT, *Formation Integrity Test*, respectivamente) (Zoback, M., 2007, p. 211).

La presión máxima alcanzada durante un XLOT o mini-frac se denomina presión de ruptura de la formación (FBP, *Formation Breakdown Pressure*) y representa la presión a la que se produce la propagación de la fractura inestable desde un pozo (Zoback, M., 2007).

Si el bombeo continúa a una velocidad constante, la presión de bombeo caerá a un valor relativamente constante llamado presión de propagación de fractura (FPP, *Fracture Propagation Pressure*). Si la velocidad de flujo y la viscosidad del fluido son lo suficientemente bajas, el FPP está muy cerca del esfuerzo principal menor. Por lo tanto, los valores FPP y LOP deberían ser similares. Esta correspondencia entre el LOP y el FPP es la razón por la cual, en la práctica típica del campo petrolífero, las pruebas de fuga se llevan solo al LOP, lo cual se conoce como prueba de fuga (LOT, *Leak-off Test*) (Zoback, M., 2007, p. 212).

Una medida aún mejor del esfuerzo principal menor se obtiene de la presión de cierre instantánea (ISIP, *Instantaneous Shut-in Pressure*) que se mide después de detener abruptamente el flujo hacia el pozo, porque desaparece cualquier presión asociada con la fricción debido a pérdidas de presión viscosa (Haimson y Fairhurst, 1967, en Zoback, M., 2007).

En aquellas pruebas realizadas cuidadosamente, donde se mantienen caudales constantes y bajos (de 200 L/min o 1 BBL/min), se usa un fluido de baja viscosidad (como agua o aceite fino) y se mide continuamente la presión, el LOP, FPP e ISIP tienen aproximadamente los mismos valores y pueden proporcionar información redundante y confiable sobre la magnitud de S_3 (Zoback, M., 2007).

Si se usa un fluido viscoso, o un fluido con propano suspendido, FPP aumentará debido a las grandes pérdidas por fricción. En tales casos, la presión de cierre de fractura (FCP, *Fracture Closure Pressure*) es una mejor medida del esfuerzo principal menor que la FPP o ISIP. En tales pruebas, el FCP puede determinarse trazando la presión en función de $\sqrt{\text{tiempo}}$ y detectando un cambio en la linealidad de la disminución de la presión (Nolte y Economides, 1989 en Zoback, M., 2007, p. 212). Sin embargo, si se usa de manera inapropiada, las presiones de cierre de fractura pueden

subestimar el esfuerzo principal menor y se debe tener cuidado para asegurar que este no sea el caso (Zoback, M., 2007).

3.3 Fundamentos teóricos

3.3.1 Magnitud de la presión de poro normal

De acuerdo a lo mencionado en la sección 3.2.2.2, la presión de poro normal o hidrostática (P_p^{hydro}) implica una red de poros y fracturas interconectadas desde la superficie de la tierra hasta la profundidad de interés (Zoback, M., 2007, p 28). En otras palabras,

$$P_p^{hydro} = \int_0^z \rho_w(z) g dz \quad (3.1)$$

Donde:

P_p^{hydro} = Presión normal o hidrostática, psi.

$\rho_w(z)$ = Densidad del agua como función de la profundidad, g/cc.

g = Aceleración de la gravedad, m/s².

dz = Diferencial de profundidad, ft.

3.3.2 Magnitud del esfuerzo vertical

La magnitud del esfuerzo vertical (S_V) o esfuerzo de sobrecarga, “es equivalente a la integración de las densidades de las rocas desde superficie hasta la profundidad de interés (z)” (Zoback, M., 2007, p 8). Es decir,

$$S_V = \int_0^z \rho(z) g dz \quad (3.2)$$

Donde:

$S_V =$ Esfuerzo vertical, psi.

$\rho(z) =$ Densidad como función de la profundidad, g/cc.

$g =$ Aceleración de la gravedad, m/s².

$dz =$ Diferencial de profundidad, ft.

3.3.3 Esfuerzo efectivo

El concepto de esfuerzo efectivo se basa en el trabajo pionero en mecánica de suelos, realizado por Terzaghi, K. (1923), quien notó que el comportamiento de un suelo (o roca saturada) estará controlado por los esfuerzos efectivos, las diferencias entre esfuerzo externos aplicados y la presión interna de poros. De ésta manera, estableció la ecuación de equilibrio del esfuerzo efectivo (Ecuación 3.3), en éste caso, correspondiente al esfuerzo vertical efectivo (Zoback, M., 2007, p 66; Eaton, B., 1975, p 1).

$$\sigma_v = S_V - P_p \quad (3.3)$$

Donde:

$\sigma_v =$ Esfuerzo vertical efectivo, psi.

$S_V =$ Estrés vertical, psi.

$P_p =$ Presión de poros, psi.

Información empírica ha demostrado que la ley del esfuerzo efectivo de Terzaghi, es una útil aproximación que funciona bien para un número de propiedades de las rocas, pero para otras, la ley necesita modificaciones. Por ejemplo, Nur y Byerlee (1971) en

Zoback, M. (2007) propusieron una ley “exacta” del esfuerzo efectivo (Ecuación 3.4), la cual funciona bien para una deformación volumétrica. En su formulación plantean

$$\sigma_v = S_V - \alpha P_p \quad (3.4)$$

Donde:

$\alpha =$ Coeficiente de Biot, adimensional.

y

$$\alpha = 1 - K_b/K_g \quad (3.5)$$

$K_b =$ Módulo volumétrico de la roca drenada, adimensional.

$K_g =$ Módulo volumétrico de los granos individuales de la roca, adimensional.

3.3.4 Criterio de falla de Mohr – Coulomb

Cuando una roca es sometida a un campo de esfuerzos efectivos principales, se pueden generar esfuerzos de corte en un plano inclinado (Figura 3.16) donde los esfuerzos normal y de corte se pueden obtener de las Ecuaciones 3.6 y 3.7 (Zoback, M., 2007, p 89).

$$\tau = 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\beta \quad (3.6)$$

$$\sigma_n = 0.5(\sigma_1 + \sigma_3) + 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \quad (3.7)$$

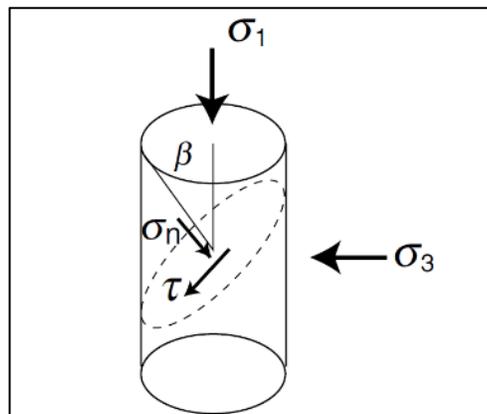


Figura 3.16 Esfuerzos de corte desarrollados en un plano inclinado en la roca sometida a un campo de esfuerzos compresivo (Zoback, M., 2007).

Donde:

- $\tau =$ Esfuerzo de corte, psi.
- $\sigma_n =$ Esfuerzo normal efectivo, psi.
- $\sigma_1 =$ Esfuerzo efectivo principal máximo, psi.
- $\sigma_3 =$ Esfuerzo efectivo principal mínimo, psi.
- $\beta =$ Ángulo entre la falla y σ_1 .

El criterio de falla de Mohr – Coulomb es el más comúnmente usado en la industria del petróleo y del gas para predecir fallas en el hoyo debido a su simplicidad. Se puede escribir de forma lineal de la siguiente manera (Zoback, M., 2007, p 89).

$$\tau = S_0 + \sigma_n \mu_i \quad (3.8)$$

Donde:

- $\tau =$ Esfuerzo de corte, psi.
 $S_0 =$ Resistencia cohesiva o cohesión, psi.
 $\sigma_n =$ Esfuerzo normal efectivo, psi.
 $\mu_i =$ Coeficiente de fricción interna, adimensional.

y

$$\mu_i = \tan\varphi \quad (3.9)$$

- $\varphi =$ Ángulo de fricción interna de la roca.

De acuerdo a lo anterior, la falla ocurre cuando el esfuerzo de corte excede al esfuerzo friccional más la cohesión (Zhang, J., 2020, p 110).

En el espacio de esfuerzos principales, $(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)$, el criterio de falla de Mohr – Coulomb puede ser expresado como sigue (Zhang, J., 2020, p 110; Zoback, M., 2007, p 93).

$$\sigma_1 = UCS + q\sigma_3 \quad (3.10)$$

Donde:

- $\sigma_1 =$ Esfuerzo efectivo principal máximo, psi.
 $\sigma_3 =$ Esfuerzo efectivo principal mínimo, psi.

y

$$q = \frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi} = [\sqrt{\mu_i^2 + 1} + \mu_i]^2 \quad (3.11)$$

- $\mu_i =$ Coeficiente de fricción interna, adimensional.
 $\varphi =$ Ángulo de fricción interna de la roca.

Este criterio de falla asume que el esfuerzo principal intermedio no tiene influencia sobre la falla.

Basado en el criterio de falla de Mohr – Coulomb, la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS), el ángulo de fricción interna (φ) y la cohesión (S_0) tienen la siguiente relación (Zhang, J., 2020, p 110).

$$UCS = \frac{2S_0 \cos \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad (3.12)$$

3.3.5 Límites o restricciones del esfuerzo horizontal máximo

3.3.5.1 Polígono de esfuerzos o gráfico de Zoback

Es una herramienta que permite estimar el rango de posibles estados de esfuerzos a una profundidad específica y a una presión de poro dada, tal que los esfuerzos en la corteza estén limitados por la resistencia a friccional de las fallas. La Figura 3.17 ilustra el rango de valores permitidos para esfuerzos horizontales principales la corteza de la tierra para ambientes de fallas normal, transcurrente e inverso, basado en la teoría de fallamiento friccional, según el cual el fallamiento ocurrirá cuando se cumple lo establecido en la Ecuación 3.13 (Jaeger, J. y Cook, N., 1979 en Zoback, M., 2007, p 132), y considerando el sistema de clasificación de esfuerzos de Anderson, E. (Zoback, M., 2007, p 137).

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_1 - P_p}{S_3 - P_p} = \left[\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right]^2 \quad (3.13)$$

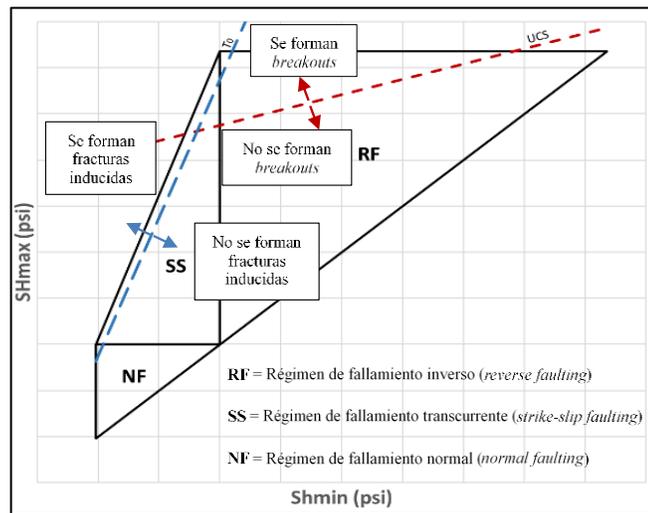


Figura 3.17 Polígono de esfuerzos teórico definido según los límites de resistencia friccional en la corteza (líneas continuas) y restricciones de S_{Hmax} (líneas segmentadas), de acuerdo a observaciones de fallas en las paredes del pozo.

Donde:

- σ_1 = Esfuerzo efectivo principal máximo, psi.
- σ_3 = Esfuerzo efectivo principal mínimo, psi.
- S_1 = Esfuerzo total principal máximo, psi.
- S_3 = Esfuerzo total principal mínimo, psi.
- P_p = Presión de poro, psi.
- μ = Coeficiente de fricción, adimensional.

El coeficiente de fricción, μ , no debe ser confundido con el coeficiente de fricción interna, μ_i , definido en la sección 3.3.4. De hecho, la Ecuación 3.10, es similar a la Ecuación 3.13 para el caso en el cual la resistencia a la compresión sin confinamiento es igual a cero. Sin embargo, es importante recordar, que μ en la Ecuación 3.13,

describe el deslizamiento sobre una falla preexistente, mientras μ_i en la Ecuación 3.10 representa el incremento en la resistencia de una roca intacta con presión en el contexto de falla de una masa de roca inicialmente intacta usando el criterio lineal de Mohr – Coulomb (Zoback, M., 2007, p 123).

Dependiendo del ambiente de fallamiento, de la Ecuación 3.11 surgen las Ecuaciones 3.14, 3.15 y 3.16, como se muestra a continuación.

Fallamiento normal:

$$\frac{S_V - P_p}{S_{hmin} - P_p} = \left[\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right]^2 \quad (3.14)$$

Fallamiento transcurrente:

$$\frac{S_{Hmax} - P_p}{S_{hmin} - P_p} = \left[\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right]^2 \quad (3.15)$$

Fallamiento inverso:

$$\frac{S_{Hmax} - P_p}{S_V - P_p} = \left[\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right]^2 \quad (3.16)$$

Donde:

- $S_V =$ Esfuerzo vertical, psi.
- $S_{hmin} =$ Esfuerzo horizontal mínimo, psi.
- $S_{Hmax} =$ Esfuerzo horizontal máximo, psi.
- $P_p =$ Presión de poro, psi.

$\mu =$ Coeficiente de fricción, adimensional.

Las Ecuaciones 3.14 a 3.16 definen los límites del polígono de esfuerzos, gráfico de Zoback o “Zoback-o-gram” (Figura 3.17).

El polígono se construye bajo la suposición de que la relación entre los esfuerzos efectivos principales no puede exceder la superficie de falla, de otra forma se produciría deslizamiento en las estructuras tectónicas a lo largo de los planos de fallas preexistentes (Zoback, M., 2007).

De acuerdo a extensivos estudios realizados por Byerlee, J. en 1978, Zoback, M. y Healy J en 1984, y por Zoback, M. y Townend, J. en 2001 el coeficiente de fricción (μ), para una amplia variedad de tipos de rocas, se encuentra entre 0.6 y 1.0, siendo 0.6 el valor más común, lo cual es además, afirmado por Jaeger, J., quizá la figura líder en mecánica de rocas del siglo XX (Zoback, M., 2007, p 124-130).

El hecho de que, por definición, el esfuerzo horizontal mínimo no puede ser mayor que el esfuerzo horizontal máximo, requiere que todos los estados de esfuerzos posibles se ubiquen por encima de la línea de pendiente unitaria. Las líneas horizontales y verticales dentro del polígono vienen impuestas por la magnitud del esfuerzo vertical y definen el límite entre los diferentes regímenes de esfuerzos: falla normal (NF, *normal faulting*), falla de rumbo o transcurrente (SS, *strike – slip faulting*) y falla inversa (RF, *reverse faulting*) (Zoback, M., 2007, p 137) (Figura 3.17).

3.3.5.2 Breakouts

Los *breakouts* se forman en el área alrededor del hoyo cuando la concentración de esfuerzos excede la resistencia de la roca, como se mencionó en las secciones 3.2.6.3

y 3.2.6.4, una vez un *breakout* se forma, la concentración de esfuerzos alrededor del hoyo es tal que empieza a profundizar. Debido a que se espera que el ancho del *breakout* se mantenga estable incluso cuando el mismo empieza a profundizar después de su iniciación, Barton, C., et. al (1988) en Zoback, M., (2007) (p 222) propusieron una metodología para la determinación del S_{Hmax} , cuando la resistencia de la roca es conocida, utilizando observaciones de ancho de *breakout*. Ya que la concentración de esfuerzos en el borde de un *breakout* está en equilibrio con la resistencia de la roca, derivaron la siguiente ecuación:

$$S_{Hmax} = \frac{(C_0 + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin} (1 + 2\cos 2\theta_b)}{1 - 2\cos 2\theta_b} \quad (3.17)$$

Donde:

- C_0 = Resistencia a la compresión sin confinamiento, C_0 = UCS, psi.
- P_p = Presión de poro, psi.
- ΔP = Diferencia entre la presión del hoyo (peso del lodo) y la presión de poros, psi.
- $\sigma^{\Delta T}$ = Esfuerzo térmico, psi.
- S_{hmin} = Esfuerzo horizontal mínimo, psi.
- $2\theta_b = \pi - w_{bo}$
- w_{bo} = Ancho de *breakout*, radianes.

3.3.5.3 Fracturas inducidas

Las fracturas por tensión inducidas durante la perforación ocurren en pozos verticales sólo cuando exista una diferencia significativa entre los dos esfuerzos horizontales. De acuerdo a Zoback, M., (2007) (p 228), la condición para la formación de fracturas por tensión en la pared de un pozo vertical conduce a

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p - \Delta P - T_0 - \sigma^{\Delta T} \quad (3.18)$$

Donde:

S_{hmin} = Esfuerzo horizontal mínimo, psi.

P_p = Presión de poro, psi.

ΔP = Diferencia entre la presión del hoyo (peso del lodo) y la presión de poros, psi.

T_0 = Resistencia a la tensión, psi.

$\sigma^{\Delta T}$ = Esfuerzo térmico, psi.

A efecto de este estudio, se considera despreciable la resistencia a la tensión (T_0), ya que la resistencia a la tensión de las rocas suele ser muy baja (Zoback, M., 2007, p 6) y el esfuerzo térmico ($\sigma^{\Delta T}$), debido a que suele tener gran impacto sólo cuando existe una diferencia significativa entre la temperatura del fluido del pozo y de la roca (Zoback, M., 2007, p 191).

De acuerdo a lo anterior, la observación de fallas en las paredes del pozo, tanto *breakouts* como fracturas inducidas, en conjunto con el polígono de esfuerzos permite estimar restricciones o límites de S_{Hmax} , mediante las Ecuaciones 3.17 y 3.18, respectivamente, como se muestra en la Figura 3.17.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Arias, F. (2012), afirma que “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere” (p 24).

Considerando lo antes expuesto esta investigación es del tipo descriptiva, ya que, a partir de la información de registros, pruebas e historias de pozos, así como, informes de perforación, se describen las características de las rocas tales como el comportamiento de las geopresiones y esfuerzos *in situ* a los cuales, las mismas, se ven sometidas. El conocimiento de los aspectos mencionados permitirá a su vez “tener una aplicación inmediata en la solución de problemas prácticos” (Arias, F., 2012, p. 22) como lo es la optimización de los planes de perforación y explotación en un yacimiento de hidrocarburos. Por consiguiente, se considera además como investigación aplicada.

4.2 Diseño de la investigación

El diseño de investigación del presente estudio es de tipo documental y de campo. Según Arias, F. (2012) el cual afirma que “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos” (p 27).

Por otro lado, el mismo autor señala “La investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes”.

Se contempla un diseño documental, debido a que la investigación se basa en la adquisición, análisis e interpretación de datos secundarios, evaluando su aplicabilidad en la zona de estudio; por otro lado, se considera un diseño de campo, ya que se tomarán datos del área de estudio directamente de expertos, información que será considerada sin alteración alguna.

4.3 Etapas de la investigación

La metodología empleada en esta investigación se muestra en el siguiente flujograma (Figura 4.1).

4.3.1 Validación de la información

Repsol – UNV cuenta en su base de datos con información del área El Veleto, la cual se encontraba previamente organizada e inventariada. Se evaluó la disponibilidad de los siguientes datos: registros convencionales (Resistividad, Gamma Ray, Densidad y Acústicos); registros especiales: registros de imágenes (o interpretaciones previas); pruebas de presión (RFT, MDT, FMT o DST) y pruebas de integridad o de admisión (FIT o LOT) como requisito mínimo para la selección de los pozos de estudio, siendo los registros convencionales la información imprescindible. Además, se ubicó información de núcleos, topes de las unidades, *surveys* de la trayectoria de los pozos, informes finales e historias de pozos.

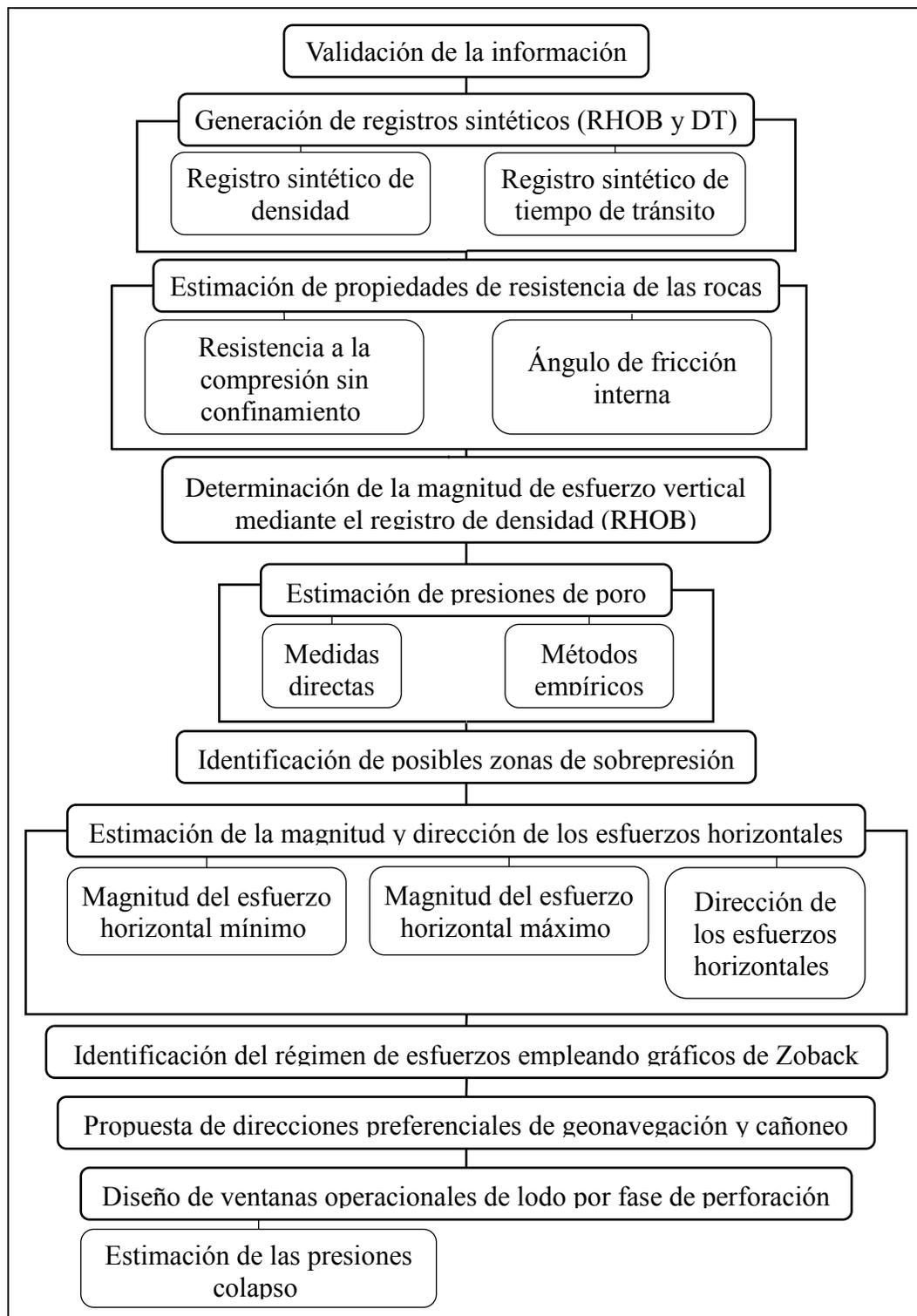


Figura 4.1 Flujograma de trabajo.

Una vez seleccionados los pozos para el estudio, se recopilaron los datos de cada uno en sus distintos formatos (.doc, pdf, .xlsx y .las). A continuación, por pozo, se desplegaron en *tracks*, se marcaron topes y analizaron las curvas de los registros convencionales. Ésta etapa se llevó a cabo empleando *Excel 2016*, *software* propiedad de *Microsoft*®. Todas las curvas se utilizaron en TVD (*true vertical depth*).

Por otro lado, de las historias e informes de pozos, así como de estudios previos realizados en el área, se identificaron los principales problemas presentados durante la perforación de los pozos seleccionados.

4.3.2 Generación de registros sintéticos (RHOB y DT) de pozos a partir de la información disponible en el área y/o campos vecinos

En ésta etapa, se procedió a crear un proyecto en el *software Drillworks*® *Predict* (*Knowledge Systems*), en el cual fueron cargadas las curvas de los registros para ser corregidas según las consideraciones derivadas del análisis mencionado en la sección anterior y, una vez generados los registros sintéticos, empalmadas con los mismos.

Para desarrollar un estudio geomecánico, es fundamental contar con registros de densidad y sínicos continuos desde la superficie hasta la profundidad de interés. Allí radica la importancia de generar registros sintéticos de los mismos.

Debido a que una de las mayores dificultades afrontadas durante el desarrollo del estudio corresponde a la escasez de datos, fue tomada en cuenta información de pozos análogos (de campos vecinos) a fin de compensar dicha situación. Para la selección de los mismos, se consideró que la columna estratigráfica atravesada por éstos, corresponda a la del área de estudio, por lo cual su información es extrapolable.

4.3.2.1 Registro sintético de densidad

En vista de que el registro de rayos gamma (GR) presenta mayor cobertura a lo largo de la columna atravesada por los pozos y es la curva más consistente en ellos, se empleó a fin de establecer una correlación con el registro de densidad. Para tal fin, se llevó a cabo la siguiente metodología:

1. En primer lugar, se superpusieron los histogramas del registro GR de los pozos y se normalizaron con respecto al pozo VE-1X (Figura 4.2).
2. Seguidamente, se utilizó información del pozo BA-1 del Campo Barúa, el cual ha sido utilizado en estudios geomecánicos previos desarrollados en dicho campo, se ubica al norte del mismo y corresponde en columna estratigráfica con el área El Veleto; con el fin de establecer una correlación de densidad (RHOB) en función del registro de rayos gamma (GR), ya que dicho pozo cuenta con ambos registros desde profundidades someras hasta el yacimiento. Debido a que el interés se centra en generar las curvas por encima de la discordancia sólo se utilizó ésta información para trazar el *crossplot* y definir la correlación mencionada, trazando líneas de tendencia y estableciendo el mejor ajuste.
3. Una vez precisada la correlación se determinó la curva sintética requerida.
4. Para aquellos pozos en los cuales el registro de rayos gamma (GR) no llega a la superficie (0') se procedió a definir la tendencia con respecto a la profundidad de la curva de densidad (RHOB) en cada uno, a fin de extrapolarla hasta una profundidad de 0'.

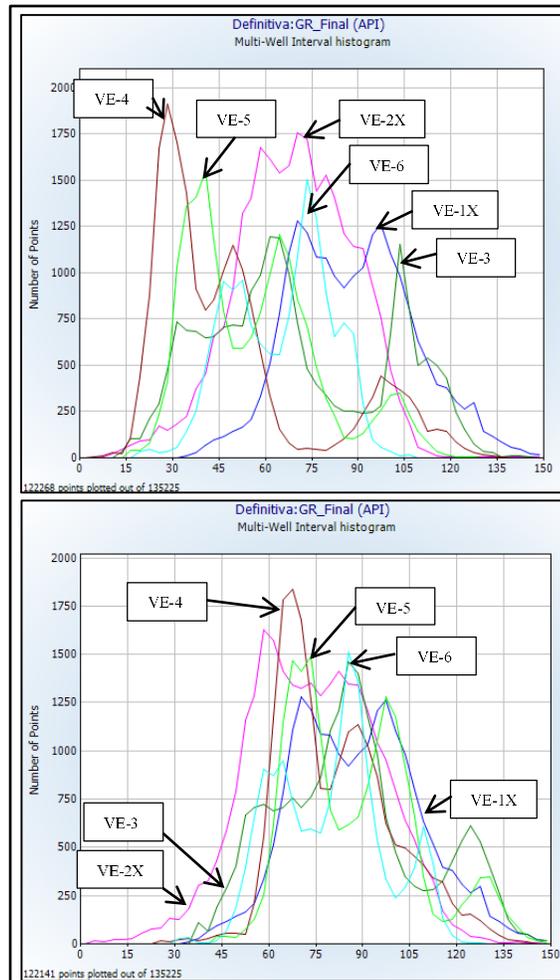


Figura 4.2 Normalización de registros de rayos gamma con respecto a VE-1X.

5. Finalmente, se empalmaron las curvas obtenidas con la curva original de cada pozo para obtener de esta manera el registro de densidad completo en toda la columna.

4.3.2.2 Registro sintético de tiempo de tránsito de la onda compresional

Resultó imposible establecer una correlación representativa de la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT) en función de la curva de rayos gamma (GR), por lo cual, luego de numerosos intentos, fue descartada la idea.

Por tal motivo, con el objeto de generar la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional desde superficie hasta el tope de la Formación Paují (marcado por la Discordancia del Eoceno) se procedió a aplicar la siguiente metodología, recurriendo nuevamente al uso de pozos análogos:

1. Se seleccionaron cinco (5) pozos análogos ubicados al norte del Campo Barúa (Figura 4.3) BA-1, BA-2, BA-3, BA-4, y BA-5, los cuales cuentan con registro de tiempo de tránsito (DT) en toda la columna litológica.
2. Se desplegaron todas las curvas de tiempo de tránsito (DT) en un solo *track* y fueron ajustadas en profundidad con respecto a la Discordancia del Eoceno, principal marcador estratigráfico del área (Figura 4.4).
3. Dichas curvas fueron promediadas a fin de generar una nueva.
4. Se comparó la curva de tiempo de tránsito promedio con la curva de tiempo de tránsito (DT) del pozo VE-1X.
5. Posteriormente, fue extrapolada a los pozos de El Veleto seleccionados para este estudio.

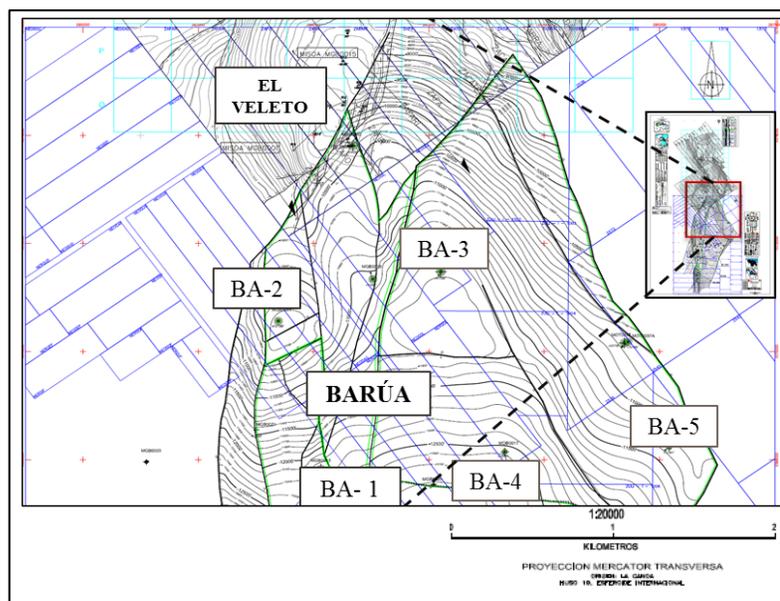


Figura 4.3 Ubicación relativa de pozos análogos seleccionados del Campo Barúa.

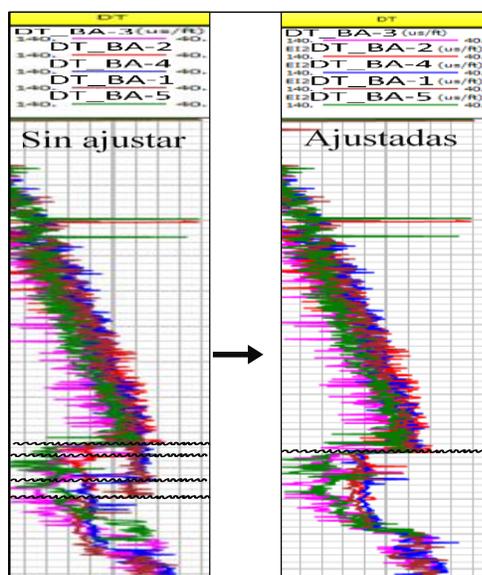


Figura 4.4 Ajuste de curvas de tiempo de tránsito de pozos análogos con respecto a la Discordancia del Eoceno (línea en zigzag).

4.3.3 Estimación de propiedades de resistencia de las rocas (UCS y ángulo de fricción interna)

La estimación de las propiedades de resistencia de las rocas: resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS, por sus siglas en inglés, *unconfined compressive strength*) y el ángulo de fricción (FA, por sus siglas en inglés, *friction angle*), se realizó utilizando correlaciones de la literatura consultada, las cuales se fundamentan en el uso de registros de pozo. Las mismas, fueron ajustadas o calibradas para la zona de estudio a través de un factor de corrección (llamado CF, por sus siglas en inglés, *correction factor*).

Debido a que no se dispone de información mecánica de núcleos en el área bajo estudio, dicho factor de corrección (CF) fue definido empleando datos de núcleos disponibles en el Campo Motatán, los cuales disponen de pruebas mecánicas de laboratorio y, estratigráficamente, corresponden al área El Veleto.

Una vez definidas y calibradas las correlaciones a utilizar, se estimaron los parámetros de resistencia de las rocas atravesadas por los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6, que corresponden al yacimiento Eoceno – Veleto. Para ello, se crearon algoritmos sencillos en el *software Drillworks® Predict*, utilizando la herramienta *Tools → UDM/UDP Script Editor*.

4.3.3.1 Resistencia a la compresión sin confinamiento

La resistencia a la presión sin confinamiento (UCS) es una propiedad mecánica de las rocas que puede ser medida en laboratorio, comúnmente no se disponen de núcleos que permitan conocer dicha propiedad a lo largo de toda la columna litológica atravesada por el pozo, en tal sentido, geocientíficos se han dado la tarea de proponer

numerosas relaciones de éste parámetro con registros geofísicos, muchas de las cuales se presentan en trabajos realizados por Zhang, J. (2020); Odunlami, T.; Soroush, H. y Kalathingal (2011); Zoback, M. (2007).

Con el fin de discretizar entre arenas y lutitas, y aplicar la respectiva correlación, se consideró en el área El Veleta, un corte del registro de rayos gamma (GR) de 80 API, como se muestra en la Figura 4.5.

Basado en las referencias mencionadas y de acuerdo a las características de las unidades litológicas bajo estudio, se decidió aplicar las siguientes correlaciones para estimar la resistencia a la presión sin confinamiento (UCS) de las rocas en el área de El Veleta.

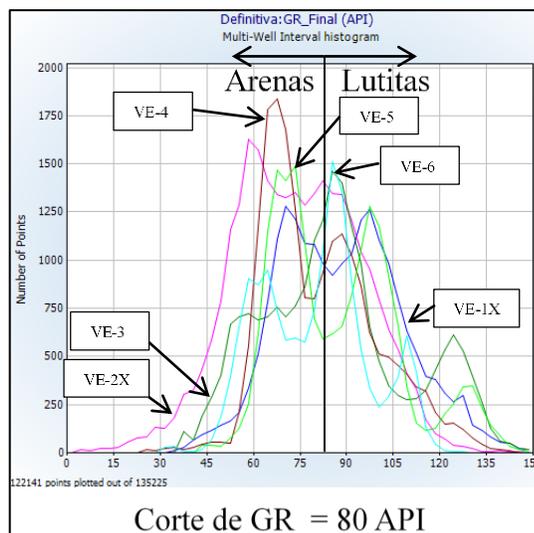


Figura 4.5 Histograma de registros de rayos gamma de los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6.

- ❖ Para areniscas: se seleccionó la correlación establecida en 1987 por McNally para areniscas de grano fino, tanto consolidadas como no consolidadas (Zhang, J., 2020, p 100; Zoback, M., 2007, p 113), la cual, además, ha sido utilizada en estudios geomecánicos previos llevados a cabo en los campos Barúa y Motatán, y se muestra a continuación.

$$UCS = 1200 \exp(-0.036\Delta t) \quad (4.1)$$

Donde:

UCS: Resistencia a la presión sin confinamiento, MPa.

Δt : Tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), $\mu\text{s}/\text{ft}$.

A fin de expresar los resultados en psi y aplicar el factor de corrección (CF), la correlación anterior se modificó, quedando definida de la siguiente manera:

$$UCS = 1200 \exp(-0.036\Delta t) * 145.04 * CF \quad (4.2)$$

Donde:

UCS: Resistencia a la presión sin confinamiento, psi.

Δt : Tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), $\mu\text{s}/\text{ft}$.

CF: Factor de corrección por proporcionalidad, adimensional.

- ❖ Para lutitas: se evaluó el uso de las correlaciones de Lal (1999) (Ecuación 4.3) y Horsrud (2001) (Ecuación 4.4) (Zhang, J., 2020, p 95-96; Zoback, M, 2007, p 114), las cuales se muestran a continuación

Correlación de Lal (1999)

$$UCS = 10 \left[\left(\frac{304.8}{\Delta t} \right) - 1 \right] \quad (4.3)$$

Correlación de Horsrud (2001)

$$UCS = 0.77 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right)^{2.93} \quad (4.4)$$

Donde:

UCS: Resistencia a la presión sin confinamiento, MPa.

Δt : Tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Luego de comparar ambos resultados, se pudo apreciar, que para un mismo valor de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT) y considerando el mismo principio para establecer el factor de corrección (CF), lo cual se explica en párrafos subsiguientes, la correlación de Lal sobreestima los valores de resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS) en la zona somera, desviándose de la tendencia esperada, como se muestra en la Figura 4.6. Por consiguiente, se descartó y se empleó la correlación de Horsrud para estimar la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS) en los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6 del área El Veleto.

A fin de expresar los resultados en psi y aplicar el factor de corrección (CF), la correlación de Horsrud (Ecuación 4.4) se modificó, quedando definida de la siguiente manera:

$$UCS = 0.77 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right)^{2.93} * 145.04 * CF \quad (4.5)$$

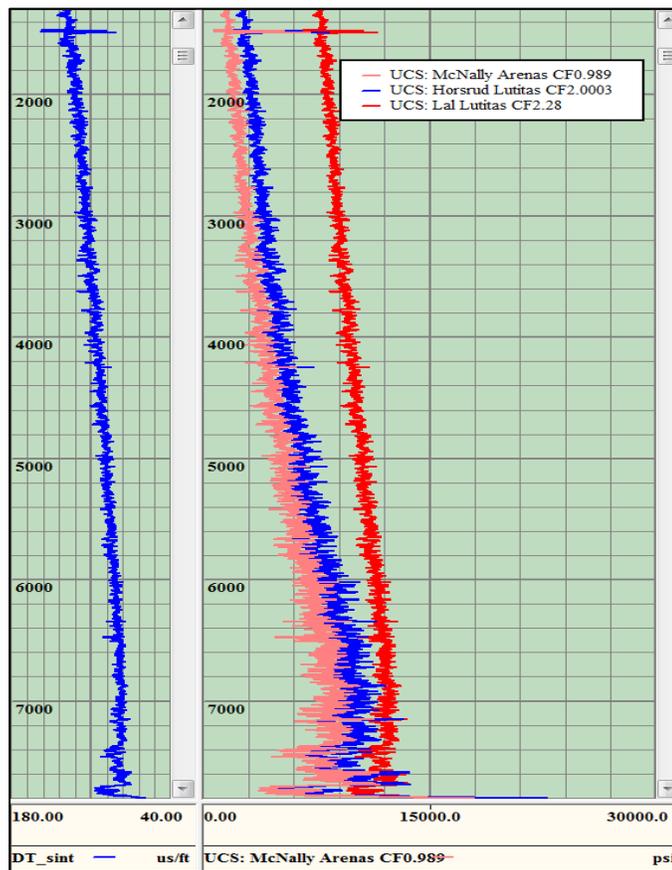


Figura 4.6 Comparación de curvas de resistencia a la compresión sin confinamiento en profundidades someras del pozo VE-5.

Donde:

UCS: Resistencia a la presión sin confinamiento, MPa.

Δt : Tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), $\mu\text{s}/\text{ft}$.

CF: Factor de corrección por proporcionalidad, adimensional.

Se emplearon dos factores de corrección (CF) con el fin de ajustar al área de estudio las correlaciones empíricas de resistencia a la compresión sin confinamiento

(UCS), uno para arenas y uno para lutitas, los cuales se definieron aplicando la siguiente metodología:

1. Se seleccionaron los resultados de pruebas mecánicas de laboratorio llevadas a cabo en núcleos pertenecientes a cuatro (4) pozos del campo Motatán, denominados MO-1, MO-2, MO-3, y MO-4, a efectos de éste estudio.
2. Se ubicaron los tapones de núcleos a profundidad de registro y se extrajo información de los valores del registro de rayos gamma (GR) y tiempo de tránsito de la onda compresional (DT). En éste caso, sólo MO-3 disponía de curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT). Para aquellos pozos que no contaban con la misma, se generaron sintéticamente mediante correlaciones con el registro de rayos gamma (GR) de pozos análogos a éstos.
3. Se discretizó entre arenas y lutitas estableciendo un corte del registro de rayos gamma (GR) como se muestra en la Figura 4.7.
4. Se aplicaron las correlaciones de McNally, para arenas y Horsrud, para lutitas, con la información de éstos puntos.
5. Por último, se trazaron gráficas uno a uno de resistencia a la compresión (UCS), determinadas de forma empírica, versus valores medidos en laboratorio y se ajustó el factor de corrección (CF) hasta reproducir una recta de pendiente igual a uno (Figura 4.8).

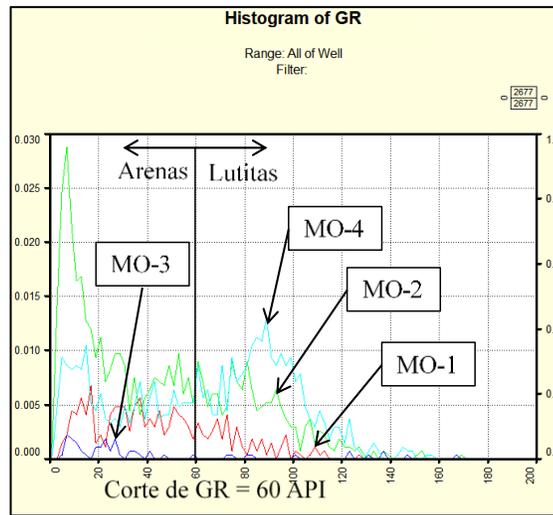


Figura 4.7 Histograma de registros de rayos gamma de los pozos MO-1, MO-2, MO-3 y MO-4.

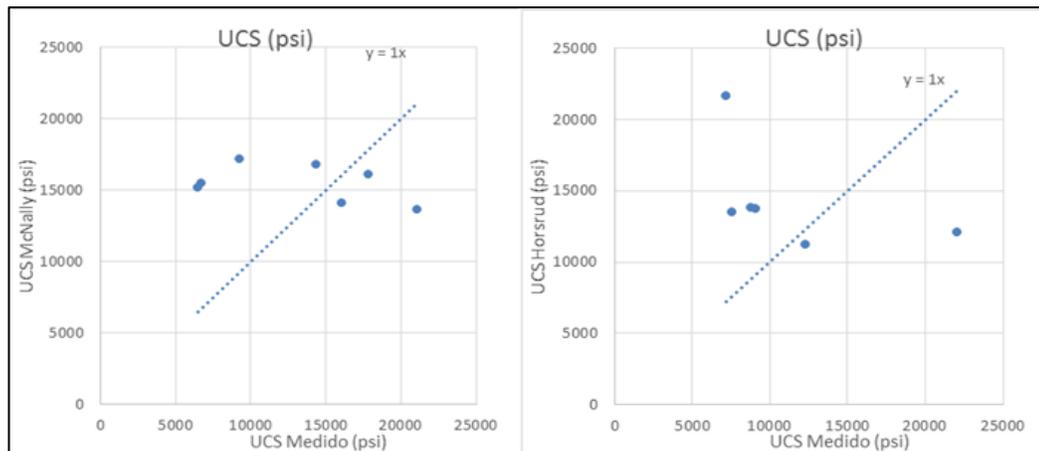


Figura 4.8 Gráficos uno a uno de resistencia a la compresión sin confinamiento de las rocas determinadas de forma empírica versus datos medidos en laboratorio, correspondientes a los pozos MO-1, MO-2, MO-3 y MO-4 para (a) arenas y (b) lutitas.

4.3.3.2 Ángulo de fricción interna

Ha habido relativamente pocos intentos de encontrar relaciones entre el ángulo de fricción interna (FA) y los registros geofísicos. Es relativamente sencillo demostrar que la importancia del ángulo de fricción interna, en el análisis de estabilidad de pozos, es mucho menos significativa que la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS) (Zoback, M., 2007).

En éste estudio se analizó la aplicación de las relaciones entre el ángulo de fricción interna (FA) y las curvas de tiempo de tránsito (DT) establecidas por Lal en 1999 (Ecuación 4.6) (Zhang, J., 2020, p 95; Zoback, M. 2007, p 116) y por Horsrud en 2001 (Ecuación 4.7) (Murdock, L., 2005). Las mismas se muestran a continuación

Correlación de Lal (1999)

$$\varphi = \text{sen}^{-1} \left(\frac{V_p - 1}{V_p + 1} \right) \quad (4.6)$$

Correlación de Horsrud (2001)

$$\varphi = 11V_p - 10.2 \quad (4.7)$$

Donde:

φ : Ángulo de fricción interna (FA), grados.

V_p : Velocidad sónica compresional, km/s.

Usando la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT) y a fin de aplicar el factor de corrección (CF), las correlaciones anteriores pueden ser expresadas de la siguiente manera

Correlación de Lal (1999)

$$\varphi = \text{sen}^{-1} \left[\left(\frac{304.8}{\Delta t} - 1 \right) / \left(\frac{304.8}{\Delta t} + 1 \right) \right] * \text{CF} \quad (4.8)$$

Correlación de Horsrud (2001)

$$\varphi = 11 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right) - 10.2 * \text{CF} \quad (4.9)$$

Donde:

- φ : Ángulo de fricción interna (FA), grados.
- Δt : Tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), $\mu\text{s}/\text{ft}$.
- CF: Factor de corrección por proporcionalidad, adimensional.

Los factores de corrección (CF) usados para la estimación del ángulo de fricción (FA) se determinaron de forma análoga a los empleados para el cálculo de la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS), como se detalla en la sección anterior.

Luego de trazar la gráfica uno a uno de los ángulos de fricción (FA) determinados de forma empírica, usando las Ecuaciones 4.8 y 4.9, versus valores medidos en laboratorio y ajustar el factor de corrección (CF) hasta reproducir una recta de pendiente igual a uno, se pudo apreciar que los resultados obtenidos mediante la Ecuación 4.8 exhibe una mejor distribución de la data disponible (Figura 4.9). Por consiguiente, fue utilizada la correlación de Lal para estimar el ángulo de fricción interna (FA) de las rocas en los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6.

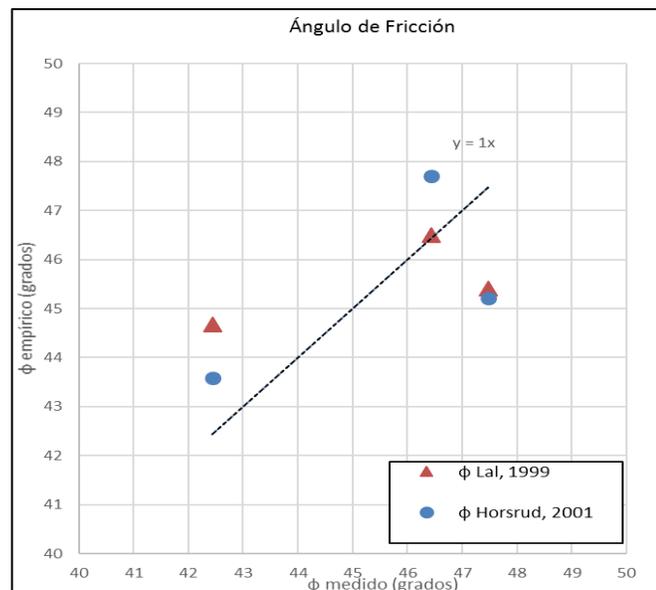


Figura 4.9 Gráficos uno a uno de ángulo de fricción interna de las rocas determinadas de forma empírica versus datos medidos en laboratorio, correspondientes a los pozos MO-1, MO-3 y MO-4.

4.3.4 Determinación de la magnitud de esfuerzo vertical mediante el registro de densidad (RHOB)

El esfuerzo vertical (S_V), o esfuerzo de sobrecarga, se determinó mediante la integración del registro de Densidad (RHOB) desde la superficie hasta la profundidad de interés, dicho cálculo viene dado por la Ecuación 3.2. El registro de densidad utilizado para tal fin, corresponde al generado desde superficie, tal como se explica en la sección 4.3.2.

El cálculo se llevó a cabo en el *software Excel* mediante sencillos algoritmos. Se consideró una aceleración de la gravedad constante de 9.8 m/s^2 . A fin de expresar el resultado en psi, se realizó un análisis de unidades para una densidad de 1 g/cc ,

obteniendo un esfuerzo vertical igual a 0.4331208 psi por cada pie (ft) de profundidad. Considerando, además, que el intervalo del registro de densidad (RHOB) es de 0.5 ft, la Ecuación 3.2 quedó expresada de la siguiente manera

$$S_V = \left(RHOB * 0.5 \text{ ft} * 0.4331208 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) + S_{V(\text{Anterior})} \quad (4.10)$$

Donde:

S_V : Esfuerzo vertical, psi.

$RHOB$: Densidad volumétrica de la formación, g/cc.

$S_{V(\text{Anterior})}$: Esfuerzo vertical determinado en la profundidad anterior, psi.

La expresión anterior fue utilizada para determinar el esfuerzo vertical (S_V) en los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6 del área El Veleto. Posteriormente los resultados fueron exportados al *software Drillworks Predict* y expresados en gradiente de sobrecarga (peso equivalente de lodo, ppg), siguiendo la ruta de trabajo *Data* → *Utilities* → *Convert Pressure Gradient/Pressure*, esto último fue realizado de forma análoga con el resto de las curvas de presiones.

Cabe mencionar que el *software Drillworks Predict* cuenta con una herramienta que permite determinar el gradiente de sobrecarga a través de la ruta *Analyse* → *Overburden Gradient*, donde, seleccionando el método de *Bulk density*, es posible obtener resultados iguales a los obtenidos aplicando la metodología anterior.

4.3.5 Estimación de las presiones de poro

Desde el punto de vista geomecánico, este parámetro es determinante, puesto que afecta los esfuerzos efectivos alrededor del hoyo. En otras palabras, proporciona

soporte a la matriz de la formación como parte del esfuerzo total. Por consiguiente, influye en la estabilidad del mismo.

La presión de poro o presión de fluidos en el yacimiento (areniscas) puede medirse directamente mediante herramientas de perfilaje (probador de formación: RFT, MDT, FMT), o a través de pruebas de restauración de presión (DST, *Build-up*). Sin embargo, no suele disponerse de dichas pruebas directas a lo largo de toda la columna litológica ni es posible llevarlas a cabo en formaciones impermeables (lutitas). Razón por la cual es una práctica común recurrir a métodos empíricos a fin de estimar la presión de poro de todas las formaciones atravesadas por el pozo.

4.3.5.1 Medidas directas

Se utilizaron los datos disponibles de probadores de formación (FMT), seleccionando aquellos puntos de presión (*final build-up pressure*) que, de acuerdo al criterio del operador, sellaron apropiadamente, estabilizaron o aportaron fluidos durante la realización de la prueba, los cuales en algunos casos se identifican con un estado “OK” y se consideran valores representativos de las presiones de poro de la formación. Además de éstos, fueron tomados en cuenta los datos de presiones de yacimiento registrados durante pruebas de producción (DST) (Figura 4.10).

Los datos disponibles de probadores de formación (FMT), fueron analizados mediante la realización de gráficos de presión versus profundidad y ajuste por cuadrados mínimos, con la herramienta *Microsoft Excel*, a fin de definir el gradiente de presión en las arenas (yacimiento), tanto para la “Arena P” (ubicada por encima de la discordancia), como para las arenas B de la Formación Misoa.

Probador de formación (FMT)											
TEST NO.	FILE NO.	MEASURED DEPTH (ft)	TVD DEPTH (ft)	FILL TIME (s)	SAND FACE PRESSURE (psi)	FLOWING PRESSURE (psi)	FINAL BUILDUP PRESSURE (psi)	HYDRO-STATIC BEFORE (psi)	HYDRO-STATIC AFTER (psi)	DRAWDOWN PERMEABILITY (md)	CHAMBER USED
											REMARKS
13	15	7792.9	7792.9	23.0	2091.0	214.2	2090.5	3946.6	3946.6	1.1	P OK
15	17	7800.1	7800.1	24.7	2100.0	201.5	2099.4	3961.1	3947.6	1.0	P OK
16	18	7855.3	7855.3	23.7	2121.5	1367.6	2121.5	3984.7	3983.1	2.7	P OK
17	19	7880.2	7880.2	23.7	2132.0	1711.6	2132.0	3999.3	3999.2	4.9	P OK
18	20	7890.2	7890.2	26.2	2137.5	1673.0	2137.2	4004.5	4004.7	4.0	P OK
19	21	7910.6	7910.6	28.2	2139.1	1509.3	2139.1	4016.4	4015.8	2.8	P OK
20	22	7920.2	7920.2	29.0	2143.4	1511.5	2143.4	4020.5	4016.9	2.7	P OK
21	23	7928.1	7928.1	29.0	2145.4	1835.6	2145.4	4023.2	4022.0	5.5	P OK
22	24	7938.0	7938.0	31.0	2153.6	1201.3	2153.6	4028.7	4026.1	1.7	P OK
24	26	8015.1	8015.1	33.3	977.4	117.6	977.4	4064.8	4061.3	1.7	P TIGHT SIN ESTABILIZ
26	28	8022.1	8022.1	0.0	0.0	0.0	0.0	4065.7	4065.0	0.0	P SIN SELLO
27	29	8080.3	8080.3	36.7	149.8	93.9	149.8	4104.1	4101.9	23.7	P TIGHT
28	30	8081.1	8081.1	35.8	1811.4	155.0	1811.4	4101.4	4101.7	0.8	P SIN ESTABILIZAR
29	31	8745.0	8745.0	34.5	612.3	220.5	613.1	4423.5	4416.8	3.6	P SIN ESTABILIZAR
30	32	8767.3	8767.3	33.7	3817.8	1005.6	3817.4	4448.9	4447.5	0.5	P OK

Prueba de producción (DST)							
Cierre	PS psi@8335/md	K md	S	MODELO DE POZO	MODELO DE YACIMIENTO	FRONTERAS	ESPESOR UTIL pie
#1	3624	47.3	7.6	Penetración Parcial	Doble Porosidad	3 sellantes	100
#2	3608	29	4	Almac + Skin	Doble Porosidad	3 sellantes	100

Figura 4.10 Ejemplo de resultados de una prueba de presión de formación (FMT) y una prueba de producción (DST) realizadas en los pozos VE-5 y VE-6, respectivamente.

4.3.5.2 Métodos empíricos

La manera en que la porosidad decrece con la profundidad puede ser usada para estimar la presión de poro a partir de formaciones relativamente impermeables (como lutitas) empleando registros de pozos dependientes de la porosidad (Zoback, M., p 27). Por tanto, los métodos para la estimación de la presión de poro se basan en modelos de compactación del esfuerzo vertical efectivo en arcillas (Matthews, M., 2004).

Para éste estudio se seleccionaron dos métodos, el de Eaton B. (1975), considerando como dato entrada el tiempo de tránsito de la onda compresional; y el de Traugott (1999) en Zoback, M. (2007), cuyo dato de entrada corresponde a la porosidad determinada a partir del registro sísmico; esto con el objeto de comparar los resultados

arrojados por cada uno. A fin de emplear los mismos, se llevó a cabo la siguiente metodología:

1. Estimación del esfuerzo vertical (S_V), descrito anteriormente, y de la presión de poro normal o hidrostática (P_p^{Hidro}). En este estudio se consideró un gradiente de 0.433 psi/ft.
2. Discriminación de lutitas. Al seleccionar los intervalos de lutitas “puras” a menudo se obtienen aquellas depositadas en aguas más profundas, lo que minimiza la variación lateral y estratigráfica (Matthews, M., 2004). Dicha selección se lleva a cabo mediante cortes (*cutoff*) del registro de rayos gamma (GR), se recomienda establecer uno para cada fase de perforación.

Para éste estudio fueron considerados cortes del registro de rayos gamma (GR) entre 65 y 105 °API utilizando la opción *Line Group* en *Drillworks Predict* Como se puede ver en el primer *track* que se muestra en la Figura 4.11, donde se encuentra desplegado el registro de rayos gamma (GR), correspondiente al pozo VE-1X.

3. Transferencia de puntos de lutitas al registro dependiente de la porosidad. Se proyectan los puntos con magnitud mayor a los cortes establecidos en el registro de rayos gamma (GR) al registro dependiente de la porosidad seleccionado para la estimación, usualmente sónico o resistivo. En éste estudio se consideró el registro sónico.

Para tal fin se empleó la herramienta *Shale Point* → *Use a line group* de *Drillworks Predict*, obteniendo un conjunto de datos correspondientes a las lutitas, el

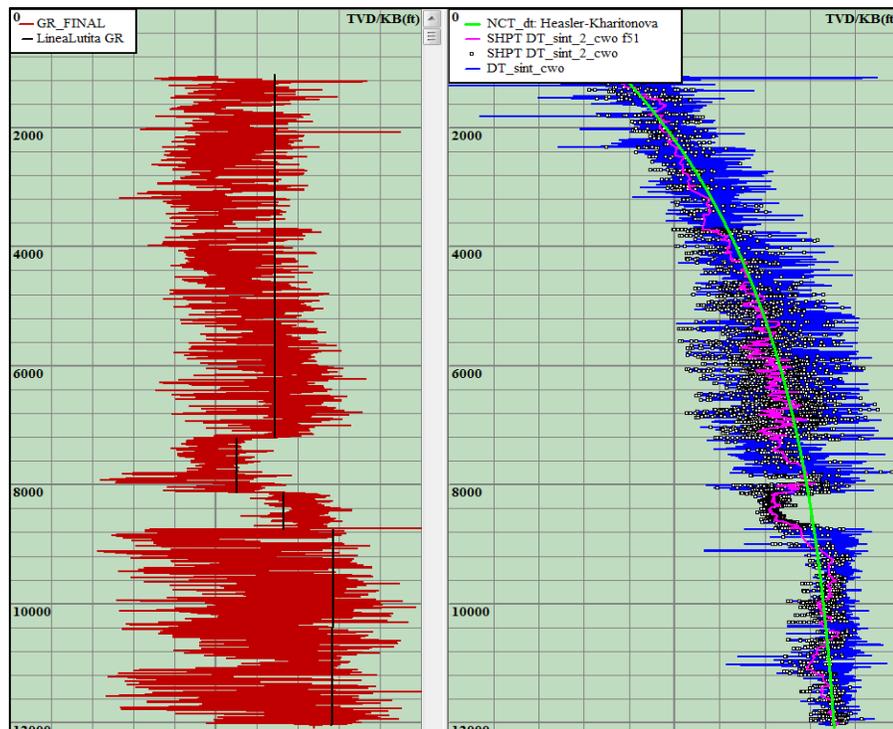


Figura 4.11 Ejemplo de trazado de cortes (cutoff) del registro de rayos gamma, transferencia de puntos de lutitas al registro de tiempo de tránsito, curva promedio de puntos de lutita y tendencia normal de compactación correspondientes al pozo VE-1X.

cual, por medio de la herramienta *MWA Filter* → *Shrink boxcar* del mismo *software*, la cual permite promediar la tendencia cada cierto número de puntos seleccionados, obteniendo así una curva promedio de los puntos de lutitas proyectados. Como se puede observar en el segundo *track* que se muestra en la Figura 4.11, donde se encuentra desplegada la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), correspondiente al pozo VE-1X.

4. Determinación de la tendencia de compactación normal (NCT, por sus siglas en inglés, *normal compaction trend*). Es de esperar que la porosidad disminuya con la profundidad si no existen alteraciones en los procesos de

sedimentación y compactación de las rocas. Los métodos empleados en la estimación de la presión de poro se basan en la relación entre el registro dependiente de la porosidad y la tendencia de compactación normal esperada en un área con el fin de identificar intervalos de presiones anormales.

Tal como se puede visualizar en el segundo *track* que se muestra en la Figura 4.11, donde se encuentra desplegada la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT) y la curva de tendencia de compactación normal (NCT) de la misma, correspondiente al pozo VE-1X.

Investigaciones a nivel mundial han demostrado que la presión de poro es normal en los estratos que se encuentran más cercanos a la superficie, manteniéndose normal mientras exista comunicación hidráulica hacia la superficie. Por tanto, para definir la tendencia de compactación normal (NCT) se utilizan los datos que estén más cercanos a la superficie (Contreras, 2005 en Linarez, N. 2015).

A continuación, se describen cada uno de los parámetros considerados en el presente estudio para la aplicación de los métodos seleccionados.

- ❖ Método de Eaton: una vez determinada la curva promedio de los puntos de lutitas proyectados en el registro de tiempo de tránsito de la onda compresional. La curva de tendencia de compactación normal de tiempo de tránsito (llamada NCT_dt) se determinó por medio de la ecuación propuesta en 1996 por Heasler y Kharitonova (Ecuación 4.11), la cual representa una modificación de la propuesta por Athy en 1930 (Doré, A.; Cartwright, J.; Stoker, M.; Turner, J. y White N., 2002).

$$\Delta t_n = \Delta t_0 e^{-bZ} + C \quad (4.11)$$

Donde:

Δt_n : Tiempo de tránsito de la tendencia de compactación normal, $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_0 : Tiempo de tránsito inicial, asumido en superficie, $\mu\text{s}/\text{ft}$.

b : Constante de decaimiento exponencial, adimensional.

Z : Profundidad, ft.

C : Constante de tiempo de tránsito de matriz, $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Los valores empleados para los cálculos correspondientes se presentan en la Tabla 4.1. Mediante los cuales se logró realizar el ajuste de la tendencia de compactación normal de tiempo de tránsito tanto, para la curva original del pozo VE-1X como, para la curva sintética de tiempo de tránsito del resto de los pozos.

Posteriormente, la estimación de la presión de poro se realiza por medio de la

Tabla 4.1. Valores empleados para la estimación de la curva de tendencia de compactación normal de tiempo de tránsito.

Δt_0	$C = \Delta t_{ma}$	b
$\mu\text{s}/\text{ft}$	$\mu\text{s}/\text{ft}$	Adimensional
110-132	62.19	0.000235591

Ecuación 4.12 (Eaton, B., 1975), la cual que se muestra a continuación:

$$P_p^{sh} = Z \left[\frac{S_V}{Z} - \left(\frac{S_V}{Z} - \frac{P_p^{Hidro}}{Z} \right) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{obs}} \right)^{x_E} \right] \quad (4.12)$$

Donde:

- p_p^{sh} : Presión de poros estimada en arcillas, psi.
 Z : Profundidad a la cual se toman las lecturas, ft.
 S_V : Esfuerzo vertical, psi.
 p_p^{Hidro} : Presión de poros hidrostática, psi.
 Δt_n : Tiempo de tránsito leído de la tendencia de compactación normal, $\mu\text{s}/\text{ft}$.
 Δt_{obs} : Tiempo de tránsito leído del registro, $\mu\text{s}/\text{ft}$.
 x_E : Exponente de Eaton, valor empírico (usualmente 3), adimensional.

Se procedió a realizar un ajuste en el exponente de Eaton, debido a que el mismo depende de las características mismas de la zona en estudio, y no son extrapolables de una cuenca a otra; el exponente calculado en este estudio es de 0.65. Considerando, para tal fin, la experiencia de perforación.

- ❖ Método de Traugott: una vez determinada la curva promedio de los puntos de lutitas proyectados en el registro de tiempo de tránsito de la onda compresional. Se procedió a determinar la porosidad de arcillas a partir de la curva de tiempo de tránsito por medio de la relación empírica establecida por Raiga-Clemenceau *et al.* (1986) (en Flemings, P.; Stump, B.; Finkbeiner, T. y Zoback, M., 2002, p 835) para velocidades sónicas, modificada para tiempos de tránsito ($V_p^{-1} = \Delta t$) (Zoback, M., 2007), la cual se muestra a continuación.

$$\phi = 1 - \left(\frac{\Delta t_{ma}}{\Delta t} \right)^{1/f} \quad (4.13)$$

Donde:

- ϕ : Porosidad, fracción.
 Δt_{ma} : Tiempo de tránsito de la matriz, $\mu\text{s}/\text{ft}$.
 Δt : Tiempo de tránsito leído del registro, $\mu\text{s}/\text{ft}$.
 f : Factor acústico de la formación, adimensional.

Considerando un tiempo de tránsito de la matriz (Δt_{ma}) igual a $62.19 \mu\text{s}/\text{ft}$ y un factor acústico de la formación (f) de 2.19, para lutitas bajas en carbono orgánico total, de acuerdo a investigaciones realizadas por Issler en 1992 (Flemings, P. *et al.*, 2002).

Posteriormente, con el propósito de establecer la curva de tendencia de compactación normal para porosidades estimadas a partir del tiempo de tránsito de lutitas (llamada NCT_por). Se asumió una tendencia de compactación exponencial, aplicando la ecuación de Athy (1930) modificada por Rubey y Hubbert en 1995 (Ecuación 4.14), la cual establece que la porosidad (ϕ) decrece a medida que el esfuerzo vertical efectivo ($S_V - P_p$) aumenta (Flemings, P. *et al.*, 2002); (Zoback, M. 2007).

$$\phi_n = \phi_0 e^{-\beta \sigma_v} \quad (4.14)$$

Donde:

- ϕ_n : Porosidad de la tendencia de compactación normal, fracción.
 ϕ_0 : Porosidad inicial, valor empírico, fracción.
 β : Constante de compactación, valor empírico, adimensional.
 σ_v : Esfuerzo vertical efectivo considerando una presión de poros hidrostática ($\sigma_v = S_V - P_p^{Hidro}$), psi.

Empleando los valores que se muestran en la Tabla 4.2. Mediante los cuales se logró realizar el ajuste de la tendencia de compactación normal de la porosidad estimada a partir del tiempo de tránsito tanto, para la curva original del pozo VE-1X como para la curva sintética de tiempo de tránsito del resto de los pozos.

Finalmente, la presión de poro se estimó por medio de la Ecuación 4.15 (Zoback, M., 2007, p 47).

Tabla 4.2. Valores empleados para la estimación de la curva de tendencia de compactación normal de porosidad de tiempo de tránsito.

ϕ_0	β
Fracción	Adimensional
0.386-0.425	0.0003-0.00035

$$P_p^{sh} = (S_V - P_p^{Hidro}) \left(\frac{1 - \phi_v}{1 - \phi_n} \right)^x \quad (4.15)$$

Donde:

- P_p^{sh} : Presión de poros estimada en arcillas, psi.
- S_V : Esfuerzo vertical, psi.
- P_p^{Hidro} : Presión de poro hidrostática, psi.
- ϕ_v : Porosidad de arcillas estimada a partir del tiempo de tránsito, fracción.
- ϕ_n : Porosidad estimada de la tendencia de compactación normal, fracción.
- x : Coeficiente empírico, adimensional.

Al igual que el exponente de Eaton (x_E), mencionado anteriormente, el coeficiente empírico (x) empleado en la Ecuación 4.15, fue ajustado, obteniendo un valor de 1.5.

4.3.6 Identificación de posibles zonas de sobrepresión mediante el análisis de registros de pozos y presión de poro

Desviaciones de las tendencias de compactación normal de registros dependientes de la porosidad, como de tiempo de tránsito o resistividad, son evidencias de sobrepresión (esfuerzo efectivo anormalmente bajo) (Zoback, M., 2007).

Como se menciona en la sección 3.2.2, el mecanismo más común que genera sobrepresión es el fenómeno de subcompactación, mediante el cual ocurre un entrapamiento del agua intersticial. Por tal motivo, zonas sobrepresionadas presentan porosidades anormalmente mayores a la tendencia normal, lo cual se manifiesta en un aumento del tiempo de tránsito y disminución de la resistividad.

Basado en lo anterior, en éste estudio se emplearon los registros de tiempo de tránsito y resistividad a fin de identificar posibles zonas sobrepresionadas, en conjunto con las presiones de poro estimadas de forma empírica.

4.3.7 Estimación de la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales

4.3.7.1 Magnitud del esfuerzo horizontal mínimo

Los métodos comúnmente usados para la determinación del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) a partir de la relación de Poisson (obtenida de registros sísmicos de

ondas compresionales y de corte), se basan en suposiciones físicas y geológicas cuestionables (Zoback, M., 2007). Por tanto, no fueron aplicados en éste estudio.

La magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) es fundamental para determinar el régimen de esfuerzo y además provee información crucial para la perforación estable de pozos. De acuerdo a Zoback, M. (2007) “la medición directa del esfuerzo principal menor (S_3) a través de alguna forma de fracturación hidráulica es el único método confiable conocido que resulta práctico para usar en pozos y perforaciones a cualquier profundidad apreciable”.

Hubbert, M y Willis, D. (1957) en Zoback, M. (2007) presentaron un argumento físico convincente de que las fracturas hidráulicas en la tierra siempre se propagarán perpendicular a la orientación del esfuerzo principal menor (S_3).

Debido al trabajo (que es igual a fuerza por distancia) requerido para abrir fracturas de Tipo I, una cantidad dada es proporcional al producto del esfuerzo que actúa perpendicular al plano, multiplicado por la cantidad de apertura, las fracturas hidráulicas siempre se propagarán perpendicularmente al esfuerzo principal menor porque es la menor configuración de energía. Éste punto fundamental es la base para usar fracturas hidráulicas para medir la magnitud del esfuerzo principal menor. En ambientes de fallas deslizantes y normales donde $S_3 \equiv S_{hmin}$, la propagación de fracturas hidráulicas será en un plano vertical perpendicular a S_{hmin} (y paralelo al esfuerzo horizontal máximo, S_{Hmax}). En ambientes de falla inversa donde $S_3 \equiv S_v$, la propagación de fracturas hidráulicas será en un plano horizontal.

En éste estudio fueron considerados los resultados obtenidos de pruebas de fuga (LOT) o minifrac disponibles en los pozos VE-1X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6 como medida del esfuerzo horizontal mínimo a profundidades específicas. Los cuales han

sido registrados en el reporte sobre análisis de esfuerzos, estabilidad de hoyo y permeabilidad de fractura en el campo Mene Grande, realizado por GeoMechanics International durante el año 2004.

Posteriormente, a fin de generar la curva de esfuerzo horizontal mínimo a lo largo de la columna litológica atravesada por el pozo, se aplicó la relación de Matthews y Kelly (1967) (Murdock, L., 2005, p. 204; Zoback, M., 2007, p 280), propuesta para la presión de fractura, o la magnitud de la presión de poro en la cual hay pérdida de circulación. Como se requiere propagación de una fractura hidráulica profunda desde el pozo, este valor es esencialmente equivalente al esfuerzo principal menor. Dicha relación se muestra a continuación:

$$S_{hmin} = K_i(S_V - P_p) + P_p \quad (4.16)$$

Donde:

- S_{hmin} : Esfuerzo horizontal mínimo, psi
- K_i : Coeficiente de esfuerzo de matriz o relación de esfuerzo efectivo, adimensional.
- S_V : Esfuerzo vertical, psi.
- P_p : Presión de poro, psi.

La relación de esfuerzo efectivo (K_i) se determinó a partir de los resultados de las pruebas de fuga y minifrac, mediante la relación que se muestra en la Ecuación 4.17 (Murdock, L., 2005, p 280), en la cual, se deben introducir los datos de esfuerzo vertical (S_V) y presión de poro (P_p) correspondientes a la profundidad de la prueba.

$$K_i = \frac{LOT - P_p}{S_v - P_p} \quad (4.17)$$

Donde:

- K_i : Coeficiente de esfuerzo de matriz o relación de esfuerzo efectivo, adimensional.
- LOT : Resultado de prueba de fuga o minifrac, psi.
- S_v : Esfuerzo vertical, psi.
- P_p : Presión de poro, psi.

De manera que se obtuvieron resultados de relación de esfuerzo efectivo (K_i) de cada prueba, los cuales fueron promediados, obteniendo como resultado una relación de esfuerzo efectivo promedio de 0.69, valor empleado en la estimación del esfuerzo horizontal mínimo en los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6; mediante la Ecuación 4.16. Procedimiento que se llevó a cabo mediante la herramienta de análisis *Fracture Gradient* → *Matthews and Kelly de Drillworks Predict*.

4.3.7.2 Magnitud del esfuerzo horizontal máximo

Hasta el momento, no existe un método directo a través del cual sea posible medir la magnitud del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}), siendo el esfuerzo *in situ* con mayor complejidad para determinar. Por consiguiente, es necesario recurrir a soluciones analíticas que permitan obtener una aproximación de dicha magnitud.

En éste estudio, la magnitud del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) se estimó por medio del análisis de polígonos de esfuerzos (o gráficos de Zoback), el cual se basa en la teoría de resistencia friccional de las fallas, en el cual, es posible definir límites o restricciones de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, mediante fallas

observadas en las paredes del hoyo (*breakouts* o fracturas inducidas) con previo conocimiento del esfuerzo vertical (S_v), presión de poro (P_p) y esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}), a una profundidad determinada, por medio de las Ecuaciones 3.18 y 3.17, tal como se explica en la sección 3.3.5.

Preferentemente, los valores de presión de poro y esfuerzo horizontal mínimo provengan de mediciones directas, a fin de tener mayor exactitud en la estimación.

Con el fin de aplicar éste método, se diseñó en *Microsoft Excel* un conjunto de algoritmos mediante los cuales es posible reproducir el polígono de esfuerzos y definir los límites o restricciones del esfuerzo horizontal máximo para pozos verticales, corroborando su aplicabilidad mediante ejercicios existentes, cuyos datos y resultados eran previamente conocidos.

En la presente investigación se empleó la interpretación del registro de imágenes del pozo VE-5 cuyo intervalo registrado, correspondiente a la Formación Misoa (B superior), fue perforado con desviaciones entre 3° y 9°, por lo que las interpretaciones realizadas a partir del mismo, tanto anchos de *breakouts* como direcciones de los mismos, se pueden considerar directamente (GMI, 2004).

Por tanto, como datos de entrada para el polígono de esfuerzos se consideró la interpretación de anchos de *breakouts*, realizada en dicho pozo, cuyo promedio fue determinado mediante análisis de datos estadísticos direccionales según Mardia (1972) (en GMI, 2004); la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) obtenida de una prueba de fuga (LOT) llevada a cabo a una profundidad ubicada dentro del intervalo con registro de imagen; así como, peso del fluido de perforación (MW), magnitud del esfuerzo vertical (S_v), ángulo de fricción (μ), presión de poro (P_p) y resistencia a la

presión sin confinamiento (UCS). Todos los valores mencionados correspondientes a la profundidad en la cual se llevó a cabo la prueba de fuga.

Considerando que el método corresponde a una estimación con alto grado de incertidumbre, fueron analizados tres (3) casos, introduciendo variaciones en el ancho de *breakout*, en cada uno de los cuales se consideraron tres valores de la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS), el máximo y mínimo correspondientes al intervalo de interés, y el correspondiente a la profundidad seleccionada. Permitiendo de ésta manera una estimación del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) con mayor certidumbre.

Una vez estimadas las magnitudes del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}), se procedió a determinar la relación o coeficiente de esfuerzos efectivo (K), el cual corresponde a

$$K = \frac{S_{Hmax}}{S_{hmin}} \quad (4.18)$$

Donde:

K : Coeficiente o relación de esfuerzo, adimensional.

S_{Hmax} : Esfuerzo horizontal máximo, psi.

S_{hmin} : Esfuerzo horizontal mínimo, psi.

Partiendo del análisis estadístico anterior, se obtuvo un coeficiente de esfuerzo (K) promedio de 1.52, con el cual, aplicando la Ecuación 4.19, se generó la curva de esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) como proporción del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) en toda la columna de los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6.

Empleando para tal fin la herramienta de análisis *Maximum Horizontal Stress Gradient*
 → *Calculated from ShG*.

$$S_{Hmax} = K S_{hmin} \quad (4.19)$$

Donde:

S_{Hmax} : Esfuerzo horizontal máximo, psi.

K : Coeficiente o relación de esfuerzo, adimensional.

S_{hmin} : Esfuerzo horizontal mínimo, psi.

4.3.7.3 Dirección de los esfuerzos horizontales

Las direcciones de los esfuerzos horizontales se pueden estimar mediante la interpretación de las orientaciones de fallas en el hoyo (*breakouts* y fracturas inducidas, consultar sección 3.2.6) observadas en los registros de imágenes acústicas o resistivas.

En general, las fracturas inducidas o fracturas hidráulicas siempre se propagan perpendicularmente al esfuerzo principal menor (el cual corresponde al esfuerzo horizontal mínimo, S_{hmin} , excepto en regímenes inversos) debido a que es la menor configuración de energía (Zoback, M., 2007, p 15, 208). Es decir, se propagan en la dirección del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}). Mientras, los *breakouts* u ovalizaciones en el hoyo se forman en el área alrededor del hoyo cuando la concentración de esfuerzos excede la resistencia de la roca (Zoback, M. 2007, p 196). Lo cual ocurre en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}).

Por tal motivo, para este estudio se consideró la interpretación de direcciones de los *breakouts* a partir de registros de imágenes CBIL (*Circumferencial Borehole Imaging Log*) del pozo VE-5, el cual corresponde al intervalo Misoa B superior.

Dichos resultados fueron comparados con datos a escala regional, con base en información recopilada en el Mapa de Esfuerzos Mundial (WSM, por sus siglas en inglés *World Stress Map*), el cual consiste en una compilación global sobre los campos de esfuerzos actuales en la corteza, que muestra la dirección aproximada de S_{Hmax} en distintas partes del mundo (Heidbach, O., Rajabi, M., Reiter, K., Ziegler, M., 2016); y a nivel local, con información de estudio sobre las direcciones de *breakouts* en los campos Barúa y Motatán llevado a cabo durante el año 2011.

4.3.8 Identificación del régimen de esfuerzo empleando gráficos de Zoback

El polígono de esfuerzos permite estimar el estado o régimen de esfuerzo a una profundidad específica por observación directa de los puntos de intersección entre el esfuerzo horizontal máximo y el mínimo, basado en el sistema de clasificación de Anderson, E., la cual se explica en la sección 3.2.5. Por tanto, tomando en cuenta las consideraciones mencionadas en la sección anterior, fue posible identificar el régimen de fallamiento actual imperante a nivel de la Formación Misoa (B superior).

4.3.9 Propuesta de direcciones preferenciales de geonavegación y cañoneo

Con la finalidad de llevar a cabo ésta etapa, se determinó el régimen de esfuerzo en toda la columna atravesada por el pozo, de acuerdo a la clasificación de Anderson (sección 3.2.5), mediante la comparación de los resultados de la magnitud relativa de los esfuerzos *in situ* (vertical y horizontales máximo y mínimo) por observación directa

de las curvas desplegadas en un mismo *track* empleando el *software Drillworks Predict*.

Tomando en cuenta dicha comparación y las direcciones de los esfuerzos horizontales estimados, se realizó la propuesta de direcciones preferenciales de geonavegación para pozos horizontales o altamente inclinados y de cañoneo para pozos verticales, con el fin de obtener mayor efectividad en dichos procesos.

4.3.10 Diseño de ventanas operacionales de lodo por fase de perforación

Una ventana de lodo se diseña con el fin de garantizar una perforación segura y óptima, estableciendo pesos de fluidos de perforación apropiados que impidan influjos o reventones, derrumbes excesivos en las paredes del hoyo, fracturas a la formación y/o pérdidas de circulación. Por consiguiente, a fin de diseñar ventanas de lodo estables, en éste estudio se consideró como límite de peso de lodo máximo el esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}); y, como límite de peso de lodo mínimo, tanto la presión de poro (Pp) como la presión de colapso (PC) de las formaciones bajo estudio. Las consideraciones para la estimación de ésta última se describen a continuación.

4.3.10.1 Estimación de las presiones de colapso

La presión de colapso se refiere a aquella presión ejercida por el peso de lodo a fin de evitar la producción excesiva de finos en el pozo. Lo cual se encuentra asociado a la formación de *breakouts*. Para un diseño de pozo estable es necesario limitar el ancho inicial de *breakouts* a un tamaño aceptable. Pozos con anchos iniciales de *breakouts* $\leq 60^\circ$ se consideran estables, mientras aquellos en los que se exceden los 90° corresponden a fallas (o pérdida de material) de más de la mitad de la circunferencia

del hoyo, resultando en insuficiente material de la formación disponible para soportar las fuerzas aplicadas (Zoback, M. 2007, p 303-304).

Por tal motivo, en éste estudio, mediante la Ecuación 4.20, se analizó la presión de colapso considerando anchos de *breakouts* permisibles de 0°, 60° y 90°. Dicha ecuación se basa en el criterio de falla de Mohr – Coulomb, y resulta del análisis de los esfuerzos concentrados en la pared del hoyo (Zhang, J., 2020).

$$PC = \frac{S_{Hmax} + S_{hmin} + 2(S_{Hmax} - S_{hmin}) \cos w_{bo} - UCS + (q - 1)P_p}{q + 1} \quad (4.20)$$

Donde:

- PC : Presión de colapso, psi.
- S_{Hmax} : Esfuerzo horizontal máximo, psi.
- S_{hmin} : Esfuerzo horizontal mínimo, psi.
- w_{bo} : Ancho de *breakout*, radianes.
- UCS : Resistencia a la presión sin confinamiento, psi.
- P_p : Presión de poro, psi.
- q : Coeficiente de fricción interna, adimensional

$$q = \frac{1 + \sin\varphi}{1 - \sin\varphi} \quad (4.21)$$

- φ : Ángulo de fricción interna, radianes.

De manera que, se determinaron tres curvas de presiones de colapso para los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6, que corresponden al yacimiento Eoceno – Veieto. Para lo cual, se crearon algoritmos en el *software Drillworks® Predict*, utilizando la herramienta *Tools → UDM/UDP Script Editor*.

Posteriormente, se diseñó la ventana de lodo estable por pozo considerando como límite de peso de lodo mínimo, tanto la presión de poro (Pp) como la presión de colapso (PC) con un ancho de *breakout* permisible de 60° ; y como límite de peso de lodo máximo el esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}).

Siguiendo las consideraciones precedentes, se definieron pesos de lodo recomendados por pozo, se promediaron los límites (máximo y mínimo) definidos para cada uno, obteniendo así perfiles generalizados para el yacimiento bajo estudio y las formaciones superpuestas, permitiendo definir la mejor opción de peso de lodo y las fases de perforación recomendadas con el fin de evitar y/o minimizar los problemas operacionales durante la perforación de pozos en el área.

4.4 Población de la investigación

Arias, F. (2012) se refiere a la población como “Un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. En éste sentido, la población de la investigación se encuentra conformada por aquellos pozos perforados dentro del área de estudio, que corresponde al yacimiento Eoceno-Veieto perteneciente al Campo Mene Grande en la Cuenca del Lago de Maracaibo. En total, se cuenta con veintiocho (28) pozos que cumplen con éste criterio.

4.5 Muestra de la investigación

Según el mismo autor “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. La selección de la muestra para el desarrollo de la investigación se llevó a cabo tomando en cuenta la disponibilidad de los siguientes datos: registros convencionales (Resistividad, Gamma Ray, Densidad y Acústicos);

registros de imágenes (o interpretaciones previas); pruebas de presión (RFT, MDT o DST) y pruebas de integridad o de admisión (FIT o LOT). En éste sentido, se seleccionaron seis (6) pozos que cuentan con la información mínima requerida para llevar a cabo el estudio. Por razones de confidencialidad, a efecto de ésta investigación, no serán usados los nombres reales de dichos pozos.

4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas a utilizar en la obtención de la información necesaria para desarrollar la investigación serán las siguientes:

4.6.1 Revisión bibliográfica

“En todo trabajo de investigación es necesario recurrir a fuentes bibliográficas que aporten conocimientos y datos importantes acerca del tema en estudio. La técnica consiste en obtener información mediante la revisión de material bibliográfico como: textos, manuales de la empresa, tesis de grado, entre otros” (Sabino, C., 1992).

El material relacionado con el tema a estudiar, específicamente trabajos de grado, textos, y fuentes electrónicas; representan un gran aporte para los conocimientos y las bases metodológicas en el presente trabajo; así como también la información obtenida de la revisión de los registros, pruebas, historias e informes de pozos pertenecientes al área de estudio.

4.6.2 Entrevista informal

“Es la modalidad menos estructurada posible de entrevista ya que la misma se reduce a una simple conversación sobre el tema en estudio. Lo importante no es aquí definir los límites de lo tratado ni ceñirse a algún esquema previo, sino hacer hablar al

entrevistado, de modo de obtener un panorama de los problemas más salientes, de los mecanismos lógicos y mentales del respondiente, de los temas que para él resultan de importancia” (Sabino, C., 1992).

La aplicación de la misma en esta investigación implica la realización de preguntas de forma oral a Geólogos, Petrofísicos, Geofísicos, Ingenieros de Yacimientos e Ingenieros de Perforación integrantes del equipo que labora en la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, a fin de obtener datos necesarios para el estudio en cuestión.

Por otro lado, los instrumentos o herramientas empleadas en el acopio de información para el desarrollo de este estudio, constará de la utilización de computadoras, pendrive, lápices, fotocopidora, impresora, resmas de papel tamaño carta, Internet, y el manejo de los programas como *Microsoft Word*, *Microsoft Excel* y *Drillworks*.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Validación de la información

Fueron seleccionados seis (6) pozos del área que cuentan con la información mínima requerida para la investigación, nombrados a efecto de este estudio como VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6. La información, de dichos pozos, seleccionada para éste estudio, se organizó en un resumen general de datos disponibles.

5.1.1 Inventario de datos del área disponibles para el estudio

Cinco de los pozos seleccionados disponen de los registros convencionales imprescindibles (gamma ray, densidad y acústicos), el pozo VE-2X no cuenta con registro sísmico o acústico, el resto de los datos se distribuye entre ellos como se muestra en la Tabla 5.1, en la cual se encuentra sombreada la información considerada fundamental.

Tabla 5.1 Inventario de datos disponibles para el estudio, correspondientes al yacimiento Eoceno – Veleto.

CATEGORÍA	DATO	FORMATO DE DATO	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	Total
REGISTROS CONVENCIONALES	GR	.las	X	X	X	X	X	X	6
	Sónico (DTC o DTC/DTS)	.las	X		X	X	X	X	5
	Densidad (RHOB)	.las .xlsx	X	X	X	X	X	X	6
	Resistividad	.las	X	X	X	X	X	X	6
	Caliper (CALI)	.las	X	X	X	X	X	X	6
REGISTROS ESPECIALES	Registros de imágenes (FMI,UBI,CBIL...)	.las							0
	Análisis/Interpretación	.las pdf .doc		X		X	X		3
TOPES	Topes de formación (MD,TVD)		X	X	X	X	X	X	6
NÚCLEO	Análisis convencional	pdf		X		X			2
	Pruebas especiales	pdf .xlsx				X			1
PRUEBA DE INTEGRIDAD/ DE ADMISIÓN	LOT, FIT, Minifrac	pdf .doc	X		X	X	X	X	5
PROBADOR DE FORMACIÓN/PRESIÓN DE POROS	DST	.doc .xlsx pdf	X	X	X				3
	Medidas de Presión de Poros (RFT, MDT, FMT)	.doc .xlsx pdf	X		X	X	X	X	5
	SURVEY	.las .xlsx .doc	X	X	X	X	X	X	6

En resumen, para el estudio se dispone en el área con seis (6) pozos con registros de rayos gamma (GR), acústicos (tiempo de tránsito de la onda compresional, DTC o sónico dipolar, DTC/DTS), densidad (RHOB) y caliper (CALI); tres (3) con registros de resistividad; no se cuenta con registros de imágenes en físico o digital; tres (3) con interpretaciones de registros de imágenes; dos (2) con núcleos con pruebas convencionales y uno (1) con pruebas petrofísicas especiales, ninguno con análisis mecánico; cinco (5) con pruebas de integridad o de admisión (FIT o LOT) y con medidas de presión (RFT, MDT o FMT) y tres (3) con pruebas de producción (DST).

5.1.2 Control de calidad de registros convencionales

Las curvas correspondientes a registros convencionales se desplegaron en *datasets*. En la Figura 5.1 se muestra el *template* del pozo VE-1X, en el primer *track* se encuentra desplegado el registro caliper (CALI), línea continua, y el tamaño de la mecha (BS, por sus siglas en inglés, *bit size*), línea segmentada, ambas en pulgadas (in). En el segundo, el registro de rayos gamma (GR, por sus siglas en inglés, *gamma ray*) en API. En el tercero, la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT) en $\mu\text{s}/\text{ft}$. En el cuarto, la curva de resistividad (RES) en ohm-m. Por último, la curva de densidad (RHOB) en g/cc. En dicho *template*, se identifican los topes de las unidades mediante líneas continuas con su nombre respectivo, la línea en zigzag representa la Discordancia del Eoceno, principal marcador estratigráfico del área.

La Figura 5.2 muestra el *template* correspondiente al pozo VE-4. Las figuras de A.1 hasta A.4 del Apéndice A muestran los *templates* de los pozos VE-2X, VE-3, VE-5 y VE-6, respectivamente.

Como se puede observar, en la mayoría de los pozos se cuenta con información exclusivamente a nivel de yacimiento (por debajo de la Discordancia del Eoceno).

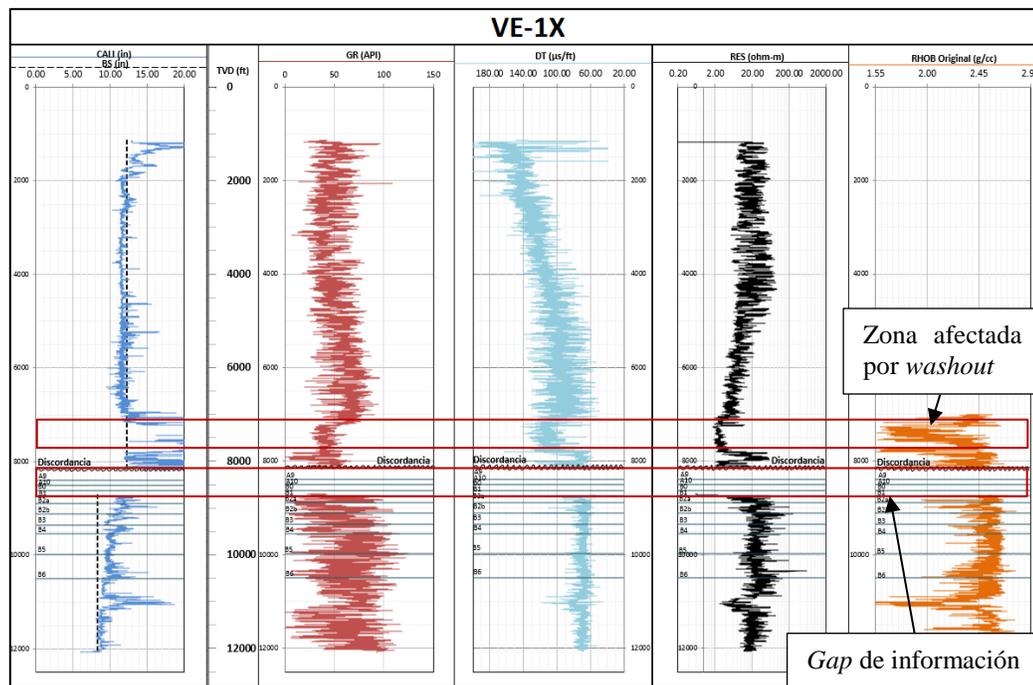


Figura 5.1 *Template* de registros originales del pozo VE-1X.

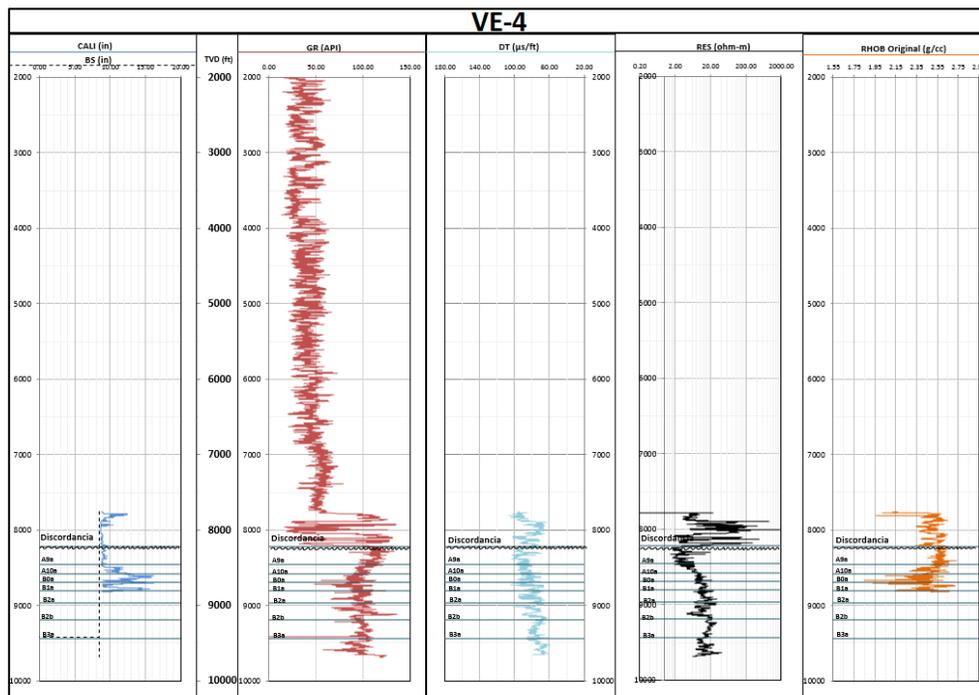


Figura 5.2 *Template* de registros originales del pozo VE-4.

Debido a factores económicos, es una práctica usual que se corran los registros sólo en la zona reservorio. Sin embargo, para llevar a cabo un estudio geomecánico es fundamental tener información de toda la columna atravesada por el pozo, principalmente de los registros RHOB y DT. El registro GR tiene amplia cobertura de la columna litológica de los pozos bajo estudio.

El pozo VE-1X es el único que cuenta con registro DT en la zona superficial, un intervalo de éste se encuentra afectado por mala condición del hoyo, debido a un *washout* de más de 20" (Figura 5.1), por tal motivo, fue necesario corregir la curva, a fin de evitar sobrestimar propiedades que dependan de la misma. Además, todas las curvas de éste pozo presentan un *gap* de información (Figura 5.1), intervalo no registrado por los múltiples problemas que se presentaron durante la perforación, en los cuales, fue necesario extrapolar información de pozos análogos.

Debido a la mala calidad de la curva de resistividad (RES) y las dificultades que conlleva generar sintéticos de la misma, se decidió no usarla para la estimación de propiedades de las rocas.

5.1.3 Resumen de eventos operacionales

En la Figura 5.3 se resumen los problemas operacionales que tuvieron lugar durante la perforación de los pozos seleccionados para éste estudio, dichos problemas, son: pega y arrastre de herramientas, producto de hoyo estrecho (*tight hole* o *stuck tool*), identificados en la figura con triángulos; y pérdidas de circulación (*lost circulation*), señalado con círculos.

Los problemas de atascamiento de tubería se presentaron en una gran cantidad de puntos a lo largo de las trayectorias de los pozos, lo cual condujo a numerosos repasos del hoyo.

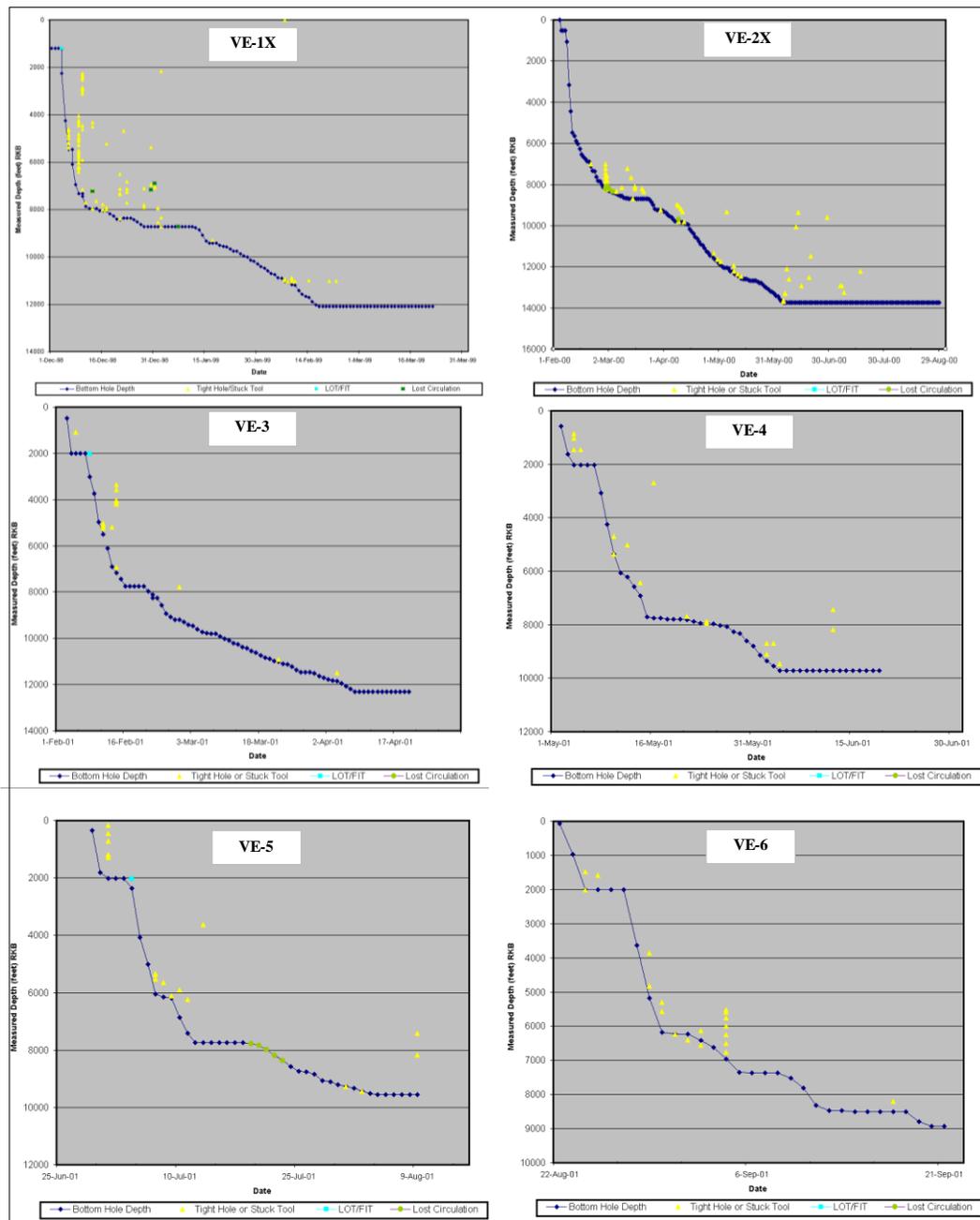


Figura 5.3 Resumen de problemas operacionales de los pozos VE-1X, VE-2X, VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6 (Modificado de GMI, 2004).

Las pérdidas de circulación con pesos de lodo entre 9.5 y 12 ppg, por su lado, se evidenciaron en un intervalo arenoso ubicado por encima de la Discordancia del Eoceno, el cual, a efectos de éste estudio se ha denominado Arena P. Dicho intervalo se encuentra afectado por depleción ya que ha sido producido previamente.

5.2 Generación de registros sintéticos (RHOB y DT) de pozos a partir de la información disponible en el área y/o campos vecinos

5.2.1 Registro sintético de densidad

Después de un exhaustivo análisis, y una vez normalizados los registros de rayos gamma (GR_N), con información del pozo BA-1 se obtuvo la mejor relación lineal existente entre el registro de densidad (RHOB) y el registro de rayos gamma (GR). En la Figura 5.4 se muestra el *crossplot* utilizado a fin de establecer dicha correlación, el cual fue trazado para el intervalo ubicado por encima de la Discordancia del Eoceno (entre 3453' y 10028' de profundidad). Dicha correlación se presenta a continuación

$$\text{RHOB} = 1.984612716 + 0.005519642 * \text{GR}_N \quad (5.1)$$

Donde:

RHOB = Registro de densidad, g/cc.

GR_N = Registro de rayos gamma normalizado, API.

Con dicha correlación, en el pozo BA-1 se generó una curva sintética de densidad (RHOB_sint) que fue comparada con la curva de densidad original (RHOB) del mismo pozo (Figura 5.5).

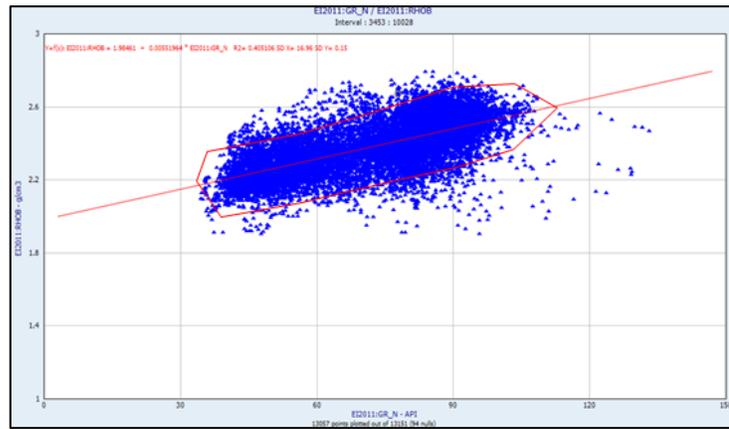


Figura 5.4 *Crossplot* y correlación del registro de densidad (RHOB) en función del registro de rayos gamma (GR) para la zona ubicada por encima de la Discordancia del Eoceno.

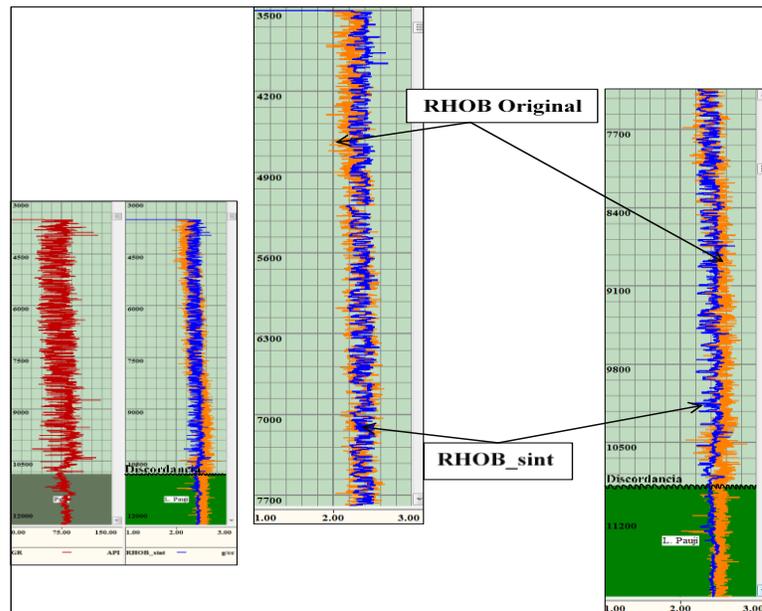


Figura 5.5 Comparación de curva de densidad sintética (RHOB_sint) y la curva de densidad original (RHOB) del pozo BA-1.

En vista del buen *match* entre las curvas, se procedió a aplicar la correlación en los pozos de El Veleto considerados en éste estudio.

En aquellos pozos cuyos registros de rayos gamma (GR) no llega a la superficie se definió la tendencia con respecto a la profundidad de la curva de densidad (RHOB) en cada uno, a fin de extrapolarla hasta una profundidad de 0’.

Las curvas obtenidas fueron empalmadas con las curvas de densidad original de cada pozo, originando así unas nuevas, llamadas “RHOB_sint_Comp” (curva de densidad sintética compuesta), como se puede ver en el quinto *track* del *template* que corresponde al pozo VE-1X mostrado en la Figura 5.6 (para el resto de los pozos ver figuras B.1 hasta B.5 del Apéndice B), donde además, se presenta en el primer *track* el registro Caliper (CALI), el diámetro de la mecha (BS) y el diámetro de revestidor empleado en cada fase de perforación (CSG); en el segundo, las curvas de rayos gamma normalizadas (GR_N); el tercero y cuarto corresponden a la columna estratigráfica del pozo, divididas en formaciones y sub-unidades operacionales, respectivamente, según lo explicado en el Capítulo II.

5.2.2 Registro sintético de tiempo de tránsito de la onda compresional

Como en el caso anterior, por ser el registro de rayos gamma (GR) el que presenta mayor cobertura a lo largo de la columna atravesada por los pozos y ser la curva más consistente en ellos, se intentó establecer una correlación de la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT) en función de la curva de rayos gamma (GR). Los resultados obtenidos fueron desfavorables, ya que, como se puede observar en la Figura 5.7, las curvas generadas a partir de correlaciones realizadas con información del pozo VE-1X (entre 1122’ y 7236’) sólo reproducen de forma parcial ciertos tramos de la curva original.

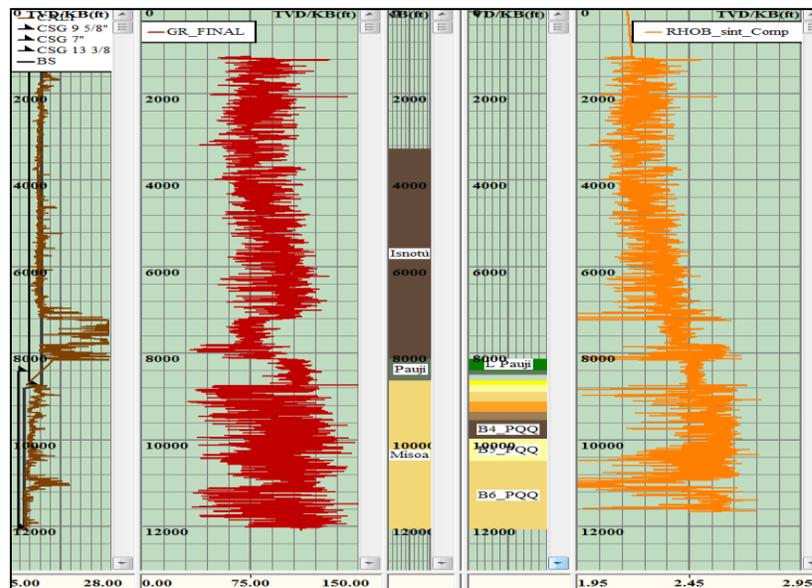


Figura 5.6 *Template* del pozo VE-1X con curva de rayos gamma normalizada (GR_N) y curva de densidad sintética compuesta (RHOB_sint_Comp).

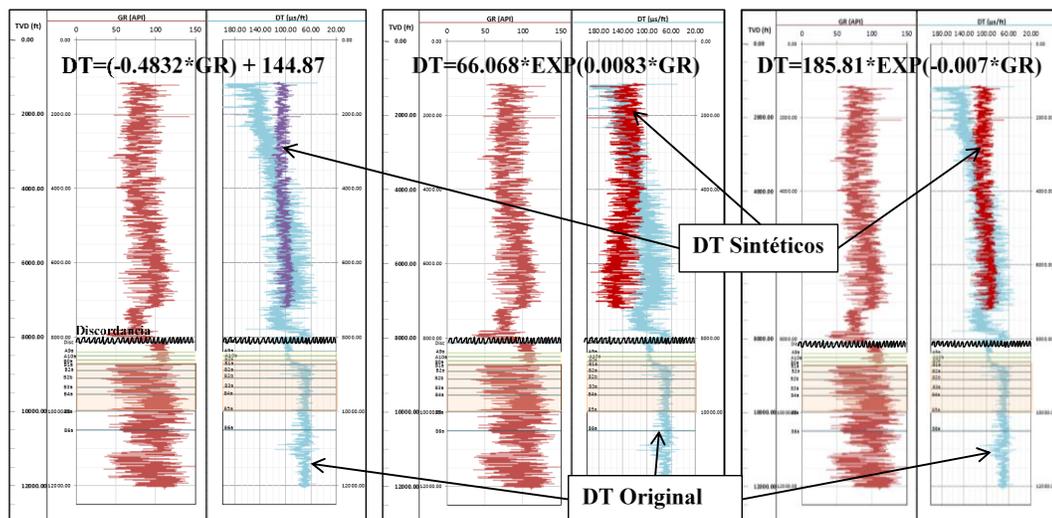


Figura 5.7 Comparación de curvas de tiempo de tránsito sintéticas, a partir de correlación con registro de rayos gamma, con la curva de tiempo de tránsito original del pozo VE-1X.

Fueron obtenidos resultados similares al emplear información de pozos análogos del campo Barúa, por tal motivo, se descartó una correlación con registro de rayos gamma (GR) como posible solución.

En vista de lo anterior, como se explica en la sección 4.3.2, se procedió a generar una curva de tiempo de tránsito promedio (DT_prom) con información de los pozos BA-1, BA-2, BA-3, BA-4 y BA-5 del campo Barúa, la cual fue comparada con la curva de tiempo de tránsito del pozo VE-1X, como se puede ver en la Figura 5.8, la tendencia de ambas curvas coincide satisfactoriamente.

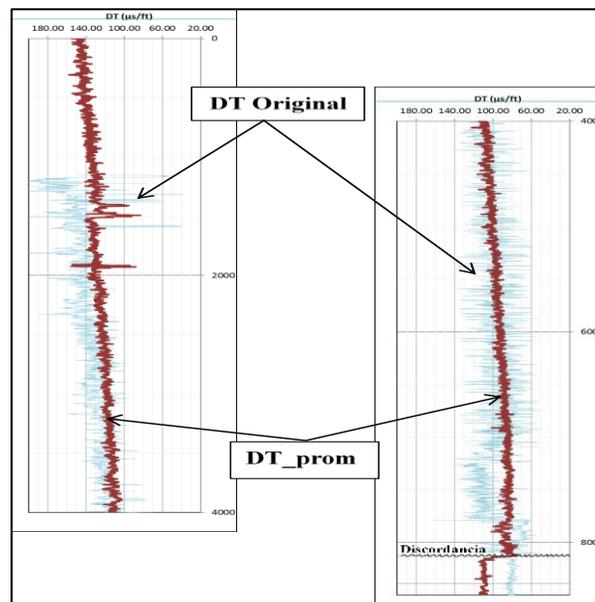


Figura 5.8 Comparación de curva de tiempo de tránsito promedio (DT_prom) con curva de tiempo de tránsito original del pozo VE-1X.

La curva “DT_prom” fue extrapolada a los pozos VE-3, VE-4, VE-5 y VE-6 del área El Veleto, tomando como referencia la Discordancia del Eoceno, y posteriormente empalmada con la curva de tiempo de tránsito original de cada pozo, obteniendo una

nueva curva denominada “DT_sint”. En la Figura 5.9 se muestra el resultado para el pozo VE-3 (el resto de ellos se presentan en las figuras C.1 hasta C.3 del Apéndice C).

La curva de tiempo de tránsito (DT) del pozo VE-1X fue corregida por *washout*, además, en el intervalo que presenta el *gap* de información, se extrapoló la respuesta análoga de la curva promedio de Barúa, la cual se denominó “DT_sint_cwo” (Figura 5.10)

Debido a que el pozo VE-2X no dispone de curva registro de tiempo de tránsito (DT) original, fue necesario extrapolar la curva “DT_prom” dividiendo la misma en tres intervalos: encima de la discordancia, lutitas de la Formación Paují y arenas yacimiento (Misoa B), para generar la curva de tiempo de tránsito completa, nombrada “DT_sint_all” como se muestra en la Figura 5.11.

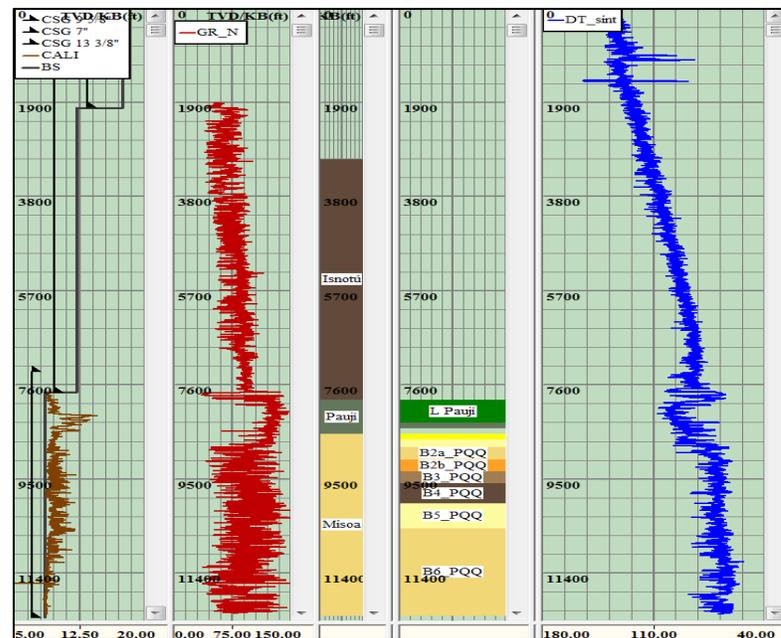


Figura 5.9 *Template* del pozo VE-3 con curva de tiempo de tránsito promedio de Barúa empalmada con curva de tiempo de tránsito original del pozo (DT_sint).

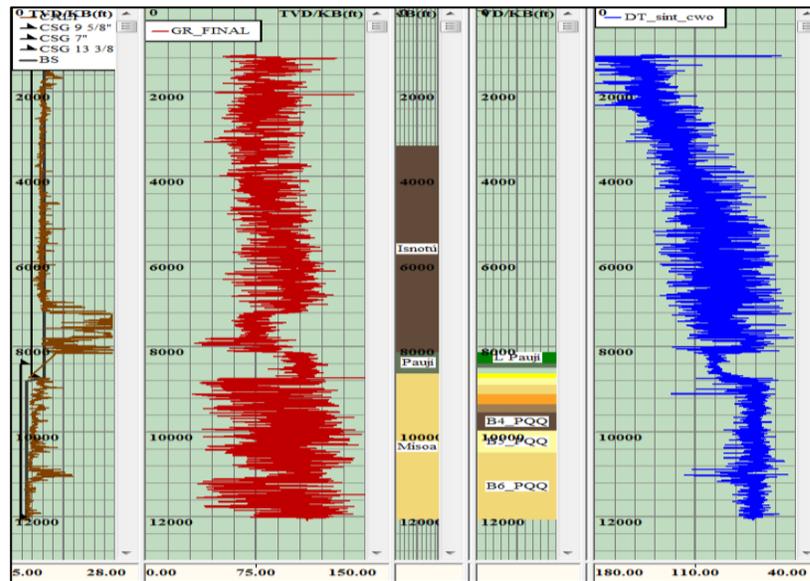


Figura 5.10 *Template* del pozo VE-1X con curva de tiempo de tránsito promedio de Barúa empalmada con curva de tiempo de tránsito original del pozo y corregida por washout (DT_sint_cwo).

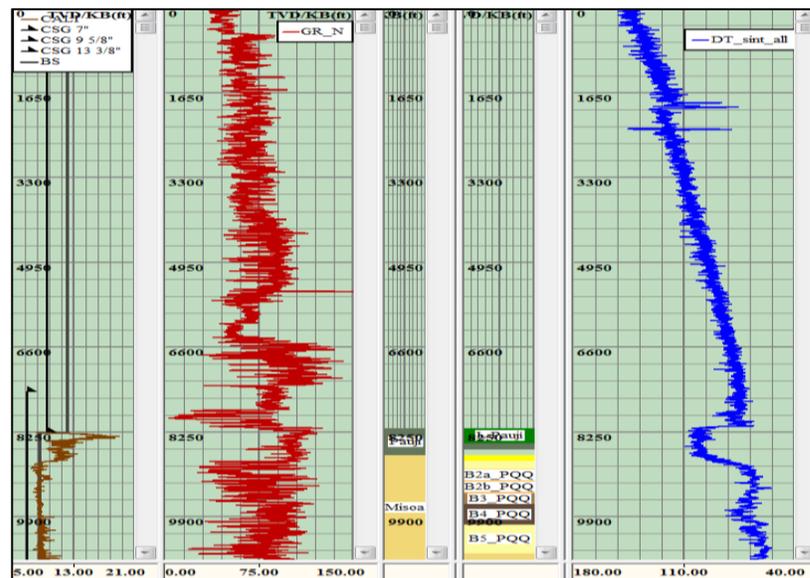


Figura 5.11 *Template* del pozo VE-2X con curva de tiempo de tránsito generada a partir la curva promedio de Barúa (DT_sint_all).

5.3 Estimación de propiedades de resistencia de las rocas (UCS y ángulo de fricción interna)

5.3.1 Resistencia a la compresión sin confinamiento

Una vez aplicada la metodología que se explica en la sección 4.3.3, fue posible estimar la resistencia a la presión sin confinamiento (UCS) de las distintas unidades litológicas, por medio de las correlaciones de McNally para arenas (Ecuación 4.2) y de Horsrud para lutitas (Ecuación 4.5), las cuales fueron adaptadas a fin de expresar los resultados en psi y aproximar las mismas a las condiciones geológicas del área, por medio de un factor de corrección por proporcionalidad (CF).

La calibración llevada a cabo con los datos de núcleos disponibles, permitió definir un factor de corrección (CF) para areniscas (McNally) de 0.989 y para lutitas (Horsrud) de 2.0003. En el tercer *track* del *template* mostrado en la Figura 5.12 se observan los resultados obtenidos en el pozo VE-3 (el resto de los pozos corresponden a las figuras D.1 hasta D.5 del Apéndice D).

5.3.2 Ángulo de fricción interna

El ángulo de fricción interna (FA) de las rocas se estimó mediante la correlación de Lal (Ecuación 4.8). El factor de corrección por proporcionalidad (CF), usado para tal fin, corresponde a 1.1471. Los resultados obtenidos en el pozo VE-3 se muestran en la Figura 5.12 (el resto de los pozos corresponden a las figuras D.1 hasta D.5 del Apéndice D).

Las propiedades de resistencia de los pozos se promediaron por formación o unidad estratigráfica y posteriormente se promediaron entre todos los pozos obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 5.2.

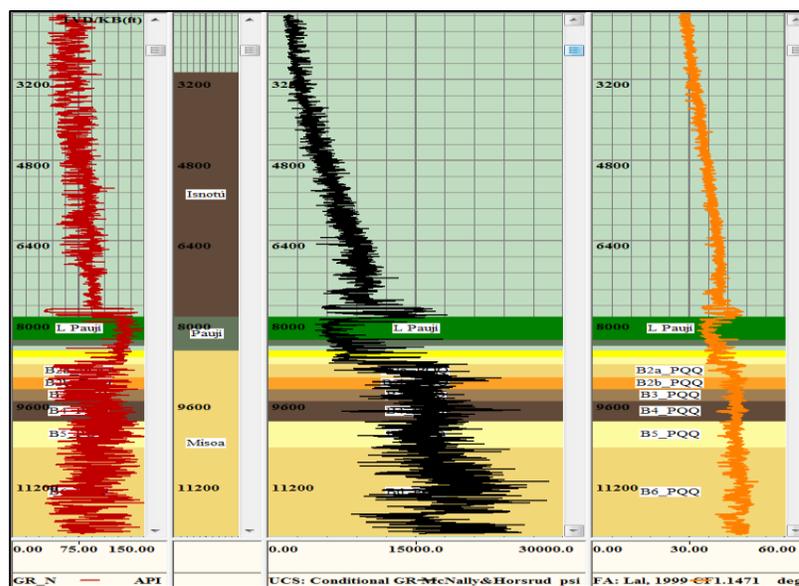


Figura 5.12 *Template* del pozo VE-3 (de izquierda a derecha) registro de rayos gamma, formaciones, curva de resistencia a la compresión sin confinamiento y curva de ángulo de fricción.

Tabla 5.2 Valores promedio de las propiedades de resistencia por formación/unidad del bloque JF1.

FORMACIÓN/ UNIDAD	UCS psi	FA grados
Betijoque	2444.00	28.68
Isnotú	6823.90	36.27
Arena P	12335.99	42.34
Lutitas de la F.Paují	7062.36	36.41
Paují A	8078.45	37.62
Misoa B sup	14799.54	43.45
Misoa B inf (B6)	19343.23	46.15

En las tablas I.1 hasta I.2 del Apéndice I se muestran los resultados promedio de las propiedades de resistencia de cada formación/unidad por pozo.

5.4 Determinación de la magnitud del esfuerzo vertical mediante el registro de Densidad (RHOB)

Los resultados de la magnitud del esfuerzo vertical (S_V), obtenidos al aplicar la metodología planteada en la sección 4.3.4, se presentan en la Figura 5.13, correspondiente al pozo VE-1X, donde además, se muestra la curva de presión de poro hidrostática o normal, determinada mediante la Ecuación 3.1, considerando un gradiente de 0.433 psi/ft equivalente a 8.33 ppg (los resultados para el resto de los pozos se muestran en las figuras E.1 hasta E.5 del Apéndice E).

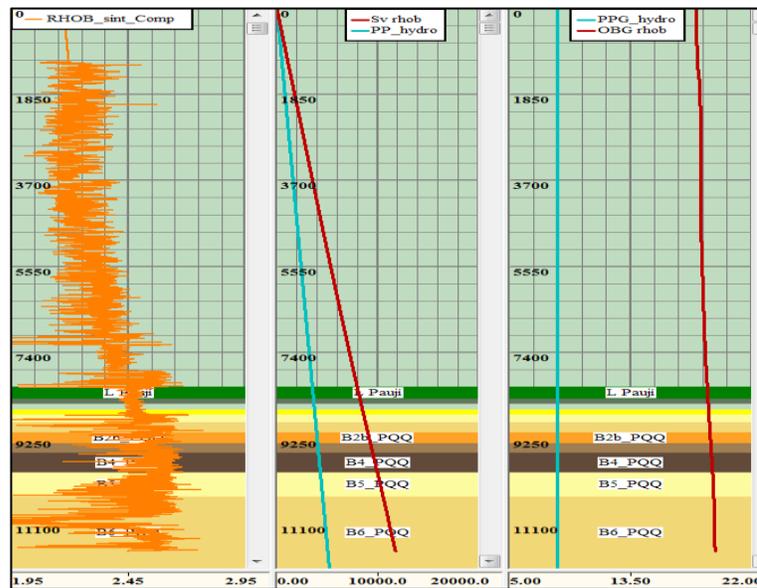


Figura 5.13 *Template* del pozo VE-1X (de izquierda a derecha) curva de densidad (g/cc); presión hidrostática y esfuerzo vertical (psi); gradiente de presión hidrostática y gradiente de sobrecarga (ppg).

La tabla a continuación (Tabla 5.3) muestra un resumen de las magnitudes del promedio del gradiente del esfuerzo de sobrecarga (OBG) por formación o unidad,

Tabla 5.3 Valores promedio del gradiente de esfuerzo vertical o sobrecarga por formación/unidad del bloque JF1.

FORMACIÓN/ UNIDAD	OBG	OBG
	ppg	psi/ft
Betijoque	18.50	0.96
Isnotú	18.88	0.98
Arena P	19.10	0.99
Lutitas de la F.Paují	19.16	1.00
Paují A	19.21	1.00
Misoa B sup	19.39	1.00
Misoa B inf (B6)	19.64	1.00

según aplique. Los valores promediados por formación/unidad en cada pozo se presentan en la Tabla I.3 (Apéndice I).

5.5 Estimación de las presiones de poro

Como se describe en la sección 4.3.5, para la estimación de la presión de poro a lo largo de toda la columna litológica, se consideraron y analizaron, tanto, datos de medidas directas, como, métodos empíricos a partir de registros geofísicos. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

5.5.1 Medidas directas

Del análisis de las pruebas de presión de formación (FMT), realizados mediante el ajuste por cuadrados mínimos, se obtuvo un gradiente de aproximadamente 0.40 psi/ft (7.69 ppg) para las Arenas P (Figura 5.14). Por otro lado, los datos correspondientes a las arenas B de la Formación Misoa indican un gradiente de 0.43 psi/ft (8.3 ppg), éste último sería indicativo de agua, lo cual es inconsistente con los fluidos producidos en las unidades que la conforman (Figura 5.15). Medidas consideradas para ajustar a nivel de dichas arenas, la curva estimada de forma empírica.

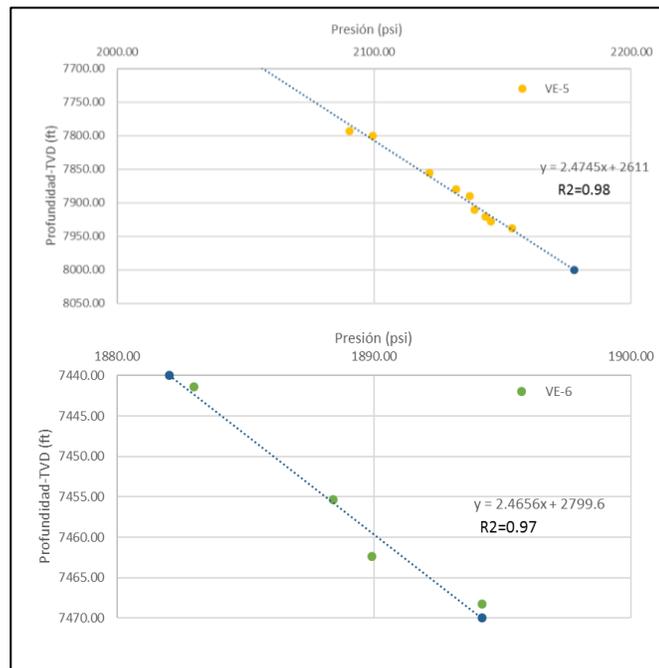


Figura 5.14 Registro de presión FMT de los pozos VE-5 (superior) y VE-6 (inferior) en la Arena P.

5.5.2 Métodos empíricos

Los métodos empíricos considerados en éste estudio para la estimación de las presiones de poro (P_p) son los propuestos por Eaton en 1975 y por Traugott en 1999. Inicialmente, se realizó el trazado de cortes (*cutoff*) de lutitas y la transferencia de éstos puntos al registro de tiempo de tránsito (DT), tal como se explica en la sección 4.3.5. Los resultados obtenidos en cada uno se presentan a continuación.

5.5.2.1 Método de Eaton

En la Figura 5.16 se muestra un *template* del pozo VE-1X, en el primer *track* se encuentra desplegado el registro de rayos gamma (GR) y los respectivos cortes de

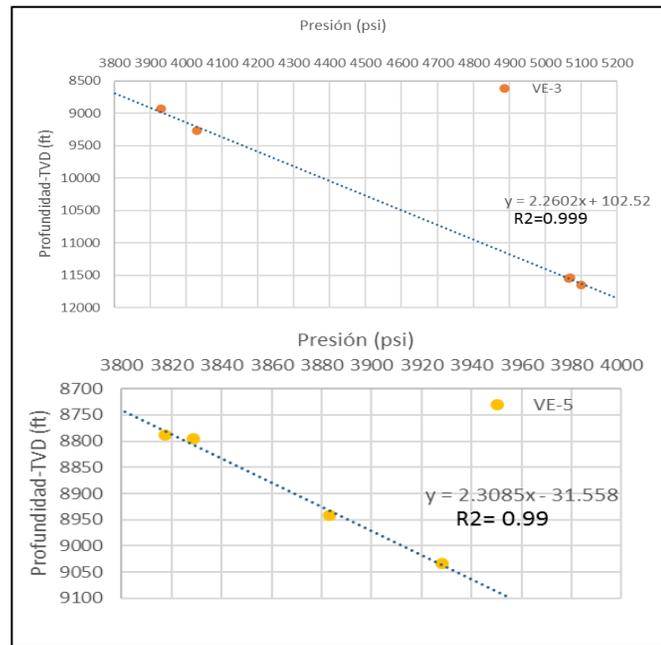


Figura 5.15 Registro de presión FMT de los pozos VE-3 (superior) y VE-5 (inferior) en arenas B de la Formación Misoa.

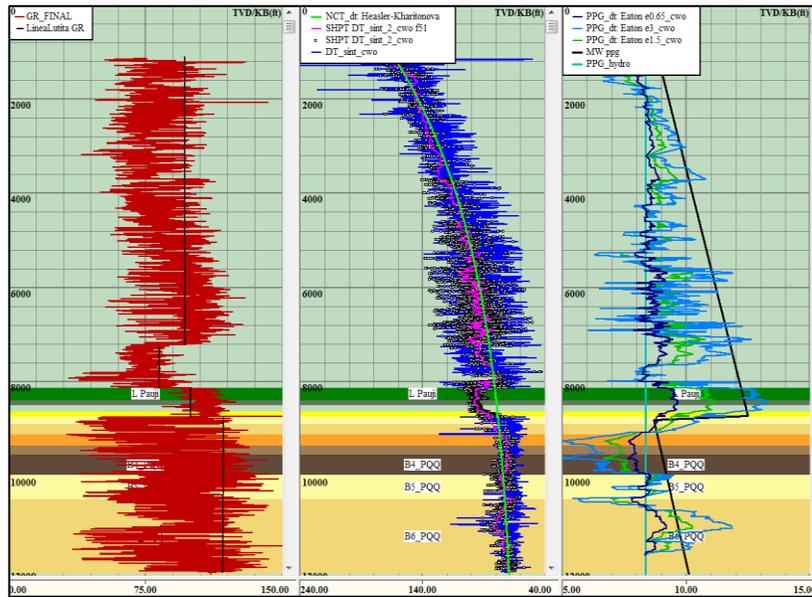


Figura 5.16 Estimación de la presión de poro por el método de Eaton, aplicado en el pozo VE-1X.

lutitas considerados; en el segundo, se encuentra la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), así como la curva promedio de los puntos de lutitas proyectados y la curva de tendencia normal de compactación, determinada mediante la Ecuación 4.11; y en el tercero, se presentan, expresadas en peso equivalente (ppg), las curvas de presión normal, peso de lodo y presión de poro estimada por medio de la Ecuación 4.12 para exponentes de Eaton (x_E) iguales a 3, 1.5 y 0.65. Éste último seleccionado como valor apropiado, considerando que, con el peso de lodo empleado durante la perforación de dicho pozo no se presentó influjo, hecho que se manifiesta erróneamente al usar un exponente mayor.

5.5.2.2 Método de Traugott

De forma análoga al método anterior, las curvas resultantes de la aplicación del método de Traugott se muestran en la Figura 5.17, en la cual, se despliegan en los *tracks*, de izquierda a derecha, el registro de rayos gamma (GR) y los respectivos cortes de lutitas considerados; seguido de la curva de tiempo de tránsito de la onda compresional (DT), así como, la curva promedio de los puntos de lutitas proyectados; posteriormente, las curvas de porosidad estimada por medio de la Ecuación 4.13 y la tendencia normal de compactación de la misma, determinada empleando la Ecuación 4.14.

Finalmente, se muestran, expresadas en peso equivalente (ppg), las curvas de presión normal, peso de lodo y presión de poro estimada por medio de la Ecuación 4.15 para exponentes (x) iguales a 3 y 1.5. Éste último seleccionado como valor apropiado, considerando que, al igual que en el caso anterior, con el peso de lodo empleado durante la perforación de dicho pozo no se presentó influjo, hecho que se manifiesta erróneamente al usar un exponente mayor.

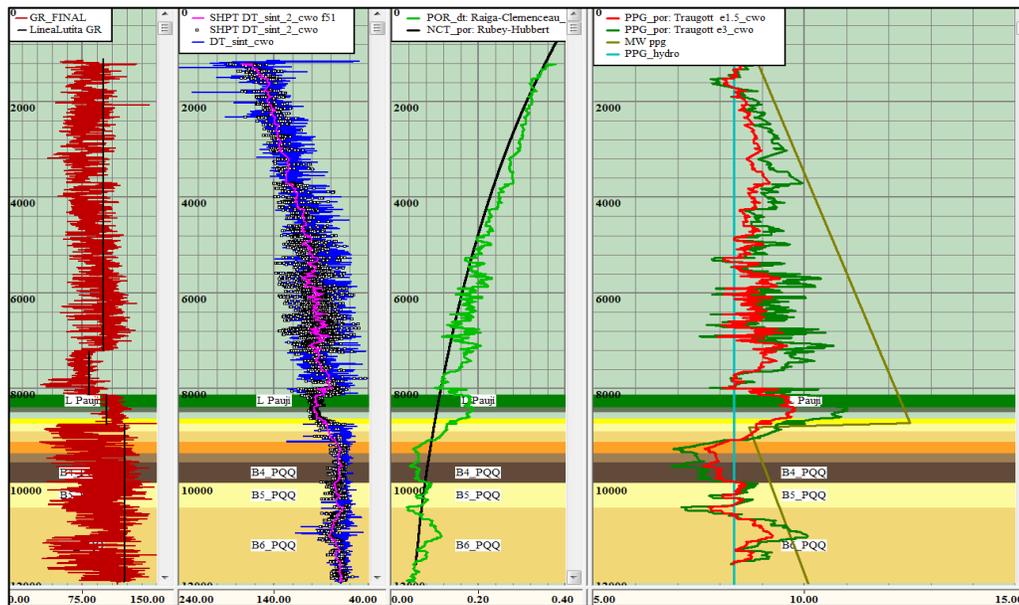


Figura 5.17 Estimación de la presión de poro por el método de Traugott, aplicado en el pozo VE-1X.

5.5.2.3 Comparación de métodos

Una vez obtenidas todas las curvas mencionadas en cada pozo, se compararon los resultados de presiones de poro obtenidas en cada método con los exponentes ajustados. Se pudo observar que, a nivel de yacimiento, ambas curvas cotejan perfectamente, superponiéndose una sobre la otra; en la zona somera, entre 5500' y 2000' las curvas se separan levemente, para luego volver a solaparse desde 2000' a 1500' (Figura 5.18).

En vista de lo anterior y, debido a que, con el método de Eaton se consideran una menor cantidad de parámetros susceptibles a introducir error en la estimación, para subsiguientes cálculos y/o análisis se seleccionó la curva de presión de poro estimada a partir del mismo.

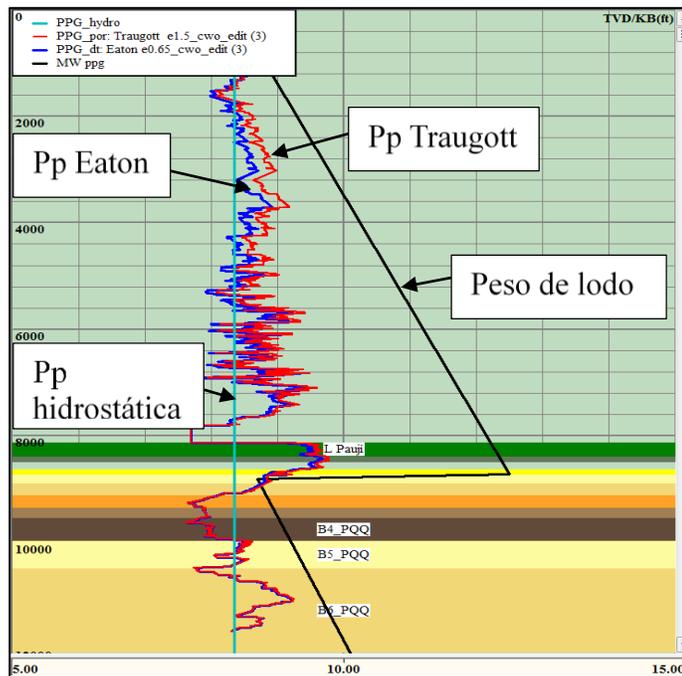


Figura 5.18 Comparación de las presiones de poro estimadas por el método de Eaton y el método de Traugott. Pozo VE-1X.

Las curvas resultantes para el resto de los pozos se muestran en las figuras F.1 hasta F.5 del Apéndice F. Los valores de gradiente de presión de poro (PpG) promediados por formación en cada pozo se presentan en la Tabla I.4 (Apéndice I). El resumen general de los resultados promedio por formación o unidad se muestran en la Tabla 5.4.

5.6 Identificación de posibles zonas de sobrepresión mediante el análisis de registros de pozos y presión de poro

Considerando lo planteado en la sección 4.3.6, se identificó una zona de sobrepresión correspondiente a las lutitas de la Formación Paují, como se muestra en la Figura 5.19, en dicha zona se evidencia aumento de tiempo de tránsito y disminución

Tabla 5.4 Valores promedio del gradiente de presión de poro por formación/unidad del bloque JF1.

FORMACIÓN/ UNIDAD	PpG	PpG
	ppg	psi/ft
Betijoque	8.33	0.43
Isnotú	8.44	0.44
Arena P	7.69	0.40
Lutitas de la F.Paují	9.66	0.50
Paují A	9.49	0.49
Misoa B sup	8.50	0.44
Misoa B inf (B6)	8.30	0.43

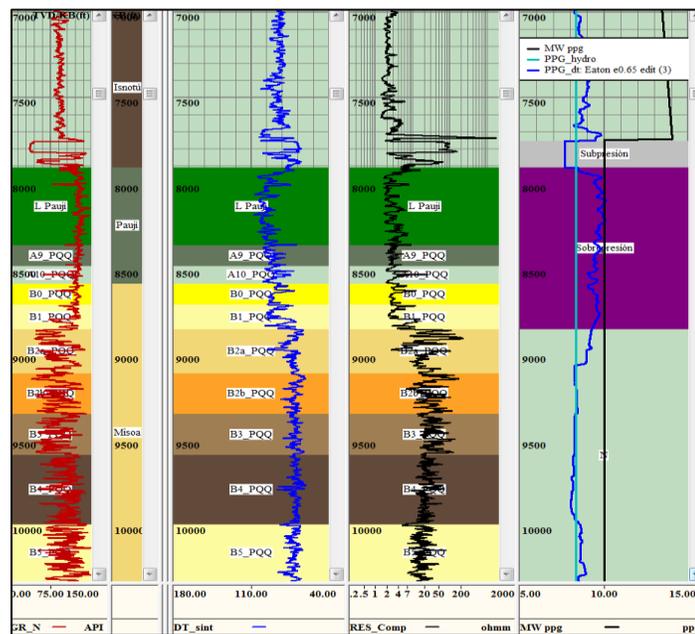


Figura 5.19 Zonas de sobrepresión y subpresión. Pozo VE-3.

de la resistividad. En éste intervalo se estimó un gradiente promedio de presión de poro de aproximadamente 0.5 psi/ft (9.66 ppg). Además, de ésta se identificó una zona con presión por debajo de la presión normal (subpresionada), la cual corresponde a la Arena P y presenta un gradiente promedio de 0.40 psi/ft (7.69 ppg).

5.7 Estimación de la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales

5.7.1 Magnitud del esfuerzo horizontal mínimo

Los datos considerados para la estimación de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) se resumen en la Tabla 5.5. De los mismos, sólo los resultados de las pruebas de fuga (LOT) y minifrac, se consideraron para la estimación del coeficiente de esfuerzo de matriz (K_i) por medio de la Ecuación 4.17. Se obtuvieron valores entre 0.62 y 0.79 con un promedio general de 0.69, usado para la estimación del esfuerzo horizontal mínimo en toda la columna de los pozos bajo estudio, mediante la Ecuación 4.16 (Figura 5.20).

Tabla 5.5 Inventario de resultados de pruebas de admisión, pruebas de integridad y minifrac disponibles en el bloque JF1 del área El Veleta.

POZO	PROFUNDIDAD	FORMACIÓN	TIPO DE PRUEBA		
	TVD (ft)		LOT (ppg)	FIT (ppg)	Minifrac (ppg)
VE-1X	1194.73	Mioceno		16.20	
VE-3	2030.00	Mioceno	15.78		
	7755.00	Arena P (Mioceno)	10.99		
	8925.00	Misoa B			16.16
VE-4	1230.00	Mioceno	14.58		
	2025.00	Mioceno	15.20		
VE-5	2035.00	Mioceno	15.78		
	8897.70	Misoa B			15.39
VE-6	2015.00	Mioceno		15.78	
	8882.36	Misoa B			16.93

Para la determinación del coeficiente de esfuerzo de matriz (K_i) no se tomó en cuenta la prueba realizada a nivel de la Arena P, ya que la misma se encuentra depletada, reflejando valores subestimados del este esfuerzo horizontal mínimo, sin embargo la misma permitió ajustar la magnitud de dicho esfuerzo en éste intervalo. En el cual, además, se evidenciaron pérdidas de circulación con pesos de lodo entre 9.5 y 12 ppg (Figura 5.20).

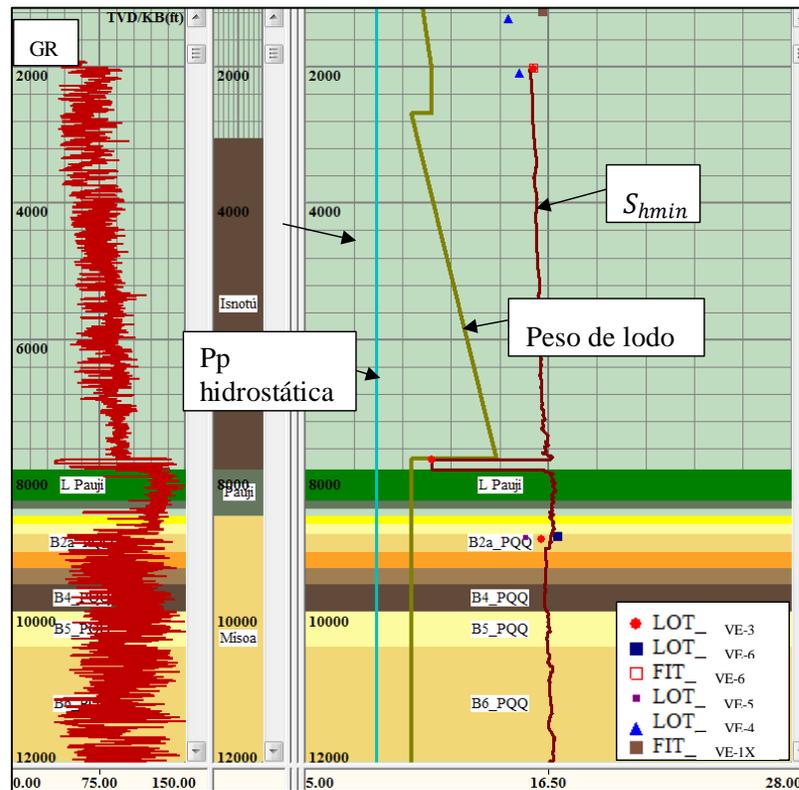


Figura 5.20 Magnitud del esfuerzo horizontal mínimo. Pozo VE-1X.

Los valores de gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (ShG) promediados por formación en cada pozo se presentan en la Tabla I.5 (Apéndice I). El resumen general de los resultados promedio por formación o unidad se muestran en la Tabla 5.6.

5.7.2 Magnitud del esfuerzo horizontal máximo

La aplicación y evaluación de los gráficos de Zoback (polígonos de esfuerzo) se realizó considerando distintos anchos de *breakout*, de acuerdo a la interpretación del registro de imagen (CBIL) del pozo VE-5 corrido en el intervalo correspondiente a la Formación Misoa (B superior), como se menciona en la sección 4.3.7.

Tabla 5.6 Valores promedio del gradiente de esfuerzo horizontal mínimo por formación/unidad del bloque JF1.

FORMACIÓN/ UNIDAD	ShG	ShG
	ppg	psi/ft
Betijoque	15.39	0.80
Isnotú	15.66	0.81
Arena P	11.05	0.57
Lutitas de la F.Paují	16.22	0.84
Paují A	16.21	0.84
Misoa B sup	16.03	0.83
Misoa B inf (B6)	16.13	0.84

En el registro de imagen mencionado, los anchos de *breakout* (w_{bo}) interpretados corresponden a $61^{\circ} \pm 7^{\circ}$. De manera que, se plantearon tres casos a analizar, para w_{bo} igual a 54° , 61° y 78° . En cada uno de los cuales se consideró tres valores de la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS), el máximo y mínimo correspondientes al intervalo de interés, y el correspondiente a la profundidad seleccionada, es decir, 15190 psi, 11820 psi y 11909 psi, respectivamente.

Los criterios y consideraciones para la aplicación del polígono de esfuerzos en éste estudio, se detallan en las secciones 3.3.5 y .4.3.7. Cada uno de los casos analizados se muestran en las Figuras 5.21 hasta 5.23, los datos de entrada respectivos se presentan en las Tablas 5.7 hasta 5.9.

Como se puede observar en las Figuras 5.21 hasta 5.23, para cada caso se estimaron tres magnitudes del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) correspondientes a la intersección de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) con las líneas de *breakouts*, determinadas mediante la Ecuación 3.17 para los distintos valores de resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS) mencionados anteriormente.

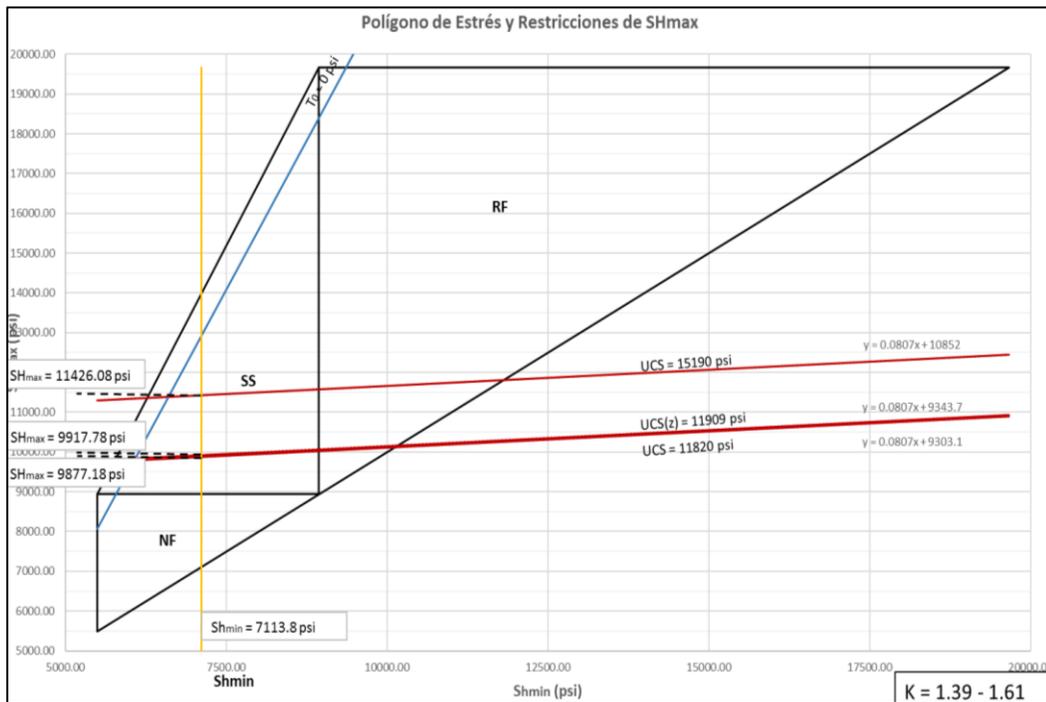


Figura 5.21 Polígono de esfuerzo analizado para un ancho de breakout de 54°. Caso 1. Pozo VE-5.

Tabla 5.7 Datos de entrada para polígono de esfuerzo. Caso 1. Pozo VE-5.

Datos Polígono	
CAMPO	Mene Grande
POZO	VE-5
YACIMIENTO	Eoceno-Veleta
TVD (ft)	8897.70
μ	0.60
MW (psi)	4546.42
σ^{ΔT} (psi)	0.00
Wbo (grados)	54.00
T0 (psi)	0.00
Sv (psi)	8936.78
Pp (psi)	3872.86
ΔP (psi)	673.56
Shmin (psi)	7113.80

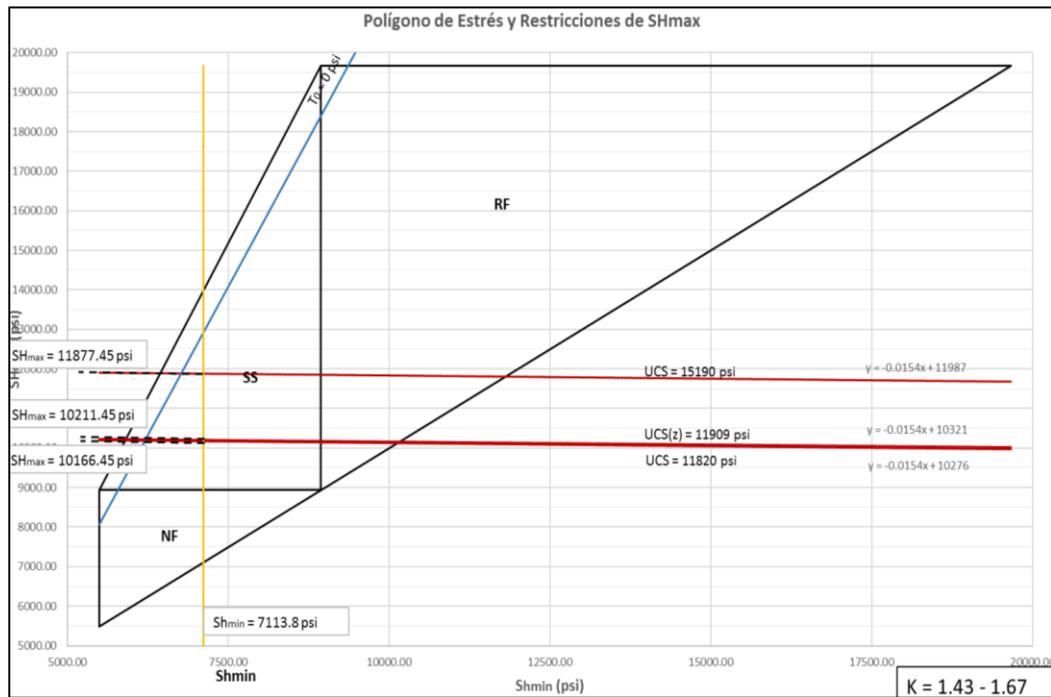


Figura 5.22 Polígono de esfuerzo analizado para un ancho de breakout de 61° .
Caso 2. Pozo VE-5.

Tabla 5.8 Datos de entrada para
polígono de esfuerzo.
Caso 2. Pozo VE-5.

Datos Polígono	
CAMPO	Mene Grande
POZO	VE-5
YACIMIENTO	Eoceno-Veleta
TVD (ft)	8897.70
μ	0.60
MW (psi)	4546.42
$\sigma^{\Delta T}$ (psi)	0.00
Wbo (grados)	61.00
T0 (psi)	0.00
Sv (psi)	8936.78
Pp (psi)	3872.86
ΔP (psi)	673.56
Shmin (psi)	7113.80

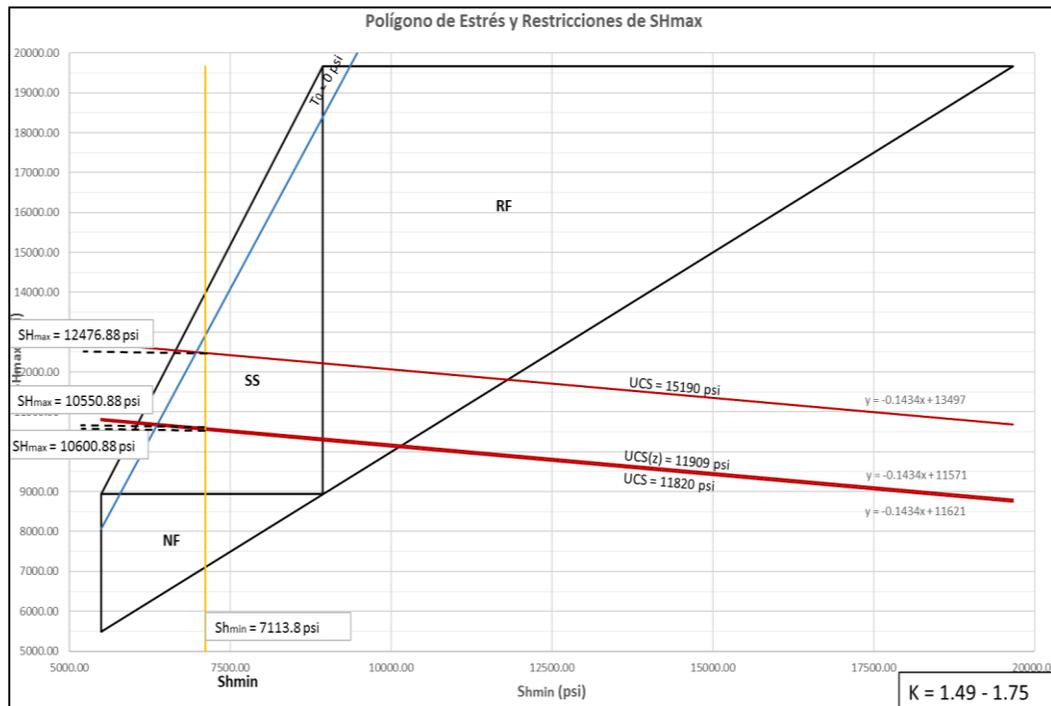


Figura 5.23 Polígono de esfuerzo analizado para un ancho de *breakout* de 68° .
Caso 3. Pozo VE-5.

Tabla 5.9 Datos de entrada para
polígono de esfuerzo.
Caso 3. Pozo VE-5.

Datos Polígono	
CAMPO	Mene Grande
POZO	VE-5
YACIMIENTO	Eoceno-Veleta
TVD (ft)	8897.70
μ	0.60
MW (psi)	4546.42
$\sigma^{\Delta T}$ (psi)	0.00
Wbo (grados)	68.00
T0 (psi)	0.00
Sv (psi)	8936.78
Pp (psi)	3872.86
ΔP (psi)	673.56
Shmin (psi)	7113.80

Para cada magnitud del S_{Hmax} estimada, se determinó el respectivo coeficiente o relación de esfuerzo (K), aplicando la relación planteada en la Ecuación 4.18. Obteniendo así, coeficientes de esfuerzo entre 1.39 y 1.75, cuyo promedio general corresponde a 1.52, el cual fue empleado a fin de generar la curva de esfuerzo horizontal máximo en toda la columna atravesada por los pozos del bloque JF1, perteneciente al área El Veleto, considerados en éste estudio, por medio de la Ecuación 4.19.

Los valores de gradiente de esfuerzo horizontal máximo (SHG) promediados por formación en cada pozo se presentan en la Tabla I.6 (Apéndice I). El resumen general de los resultados promedio por formación o unidad se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Valores promedio del gradiente de esfuerzo horizontal máximo por formación/unidad del bloque JF1.

FORMACIÓN/ UNIDAD	SHG	SHG
	ppg	psi/ft
Betijoque	23.39	1.22
Isnotú	23.80	1.24
Arena P	16.80	0.87
Lutitas de la F.Paují	24.65	1.28
Paují A	24.64	1.28
Misoa B sup	24.36	1.27
Misoa B inf (B6)	24.52	1.28

5.7.3 Dirección de los esfuerzos horizontales

A escala regional, la dirección del esfuerzo horizontal máximo es preferentemente NW-SE, lo cual se ilustra en la Figura 5.24, que corresponde al mapa tectónico generalizado de Suramérica, donde las flechas gruesas apuntadas hacia adentro indican la dirección del esfuerzo horizontal máximo, mientras que las flechas

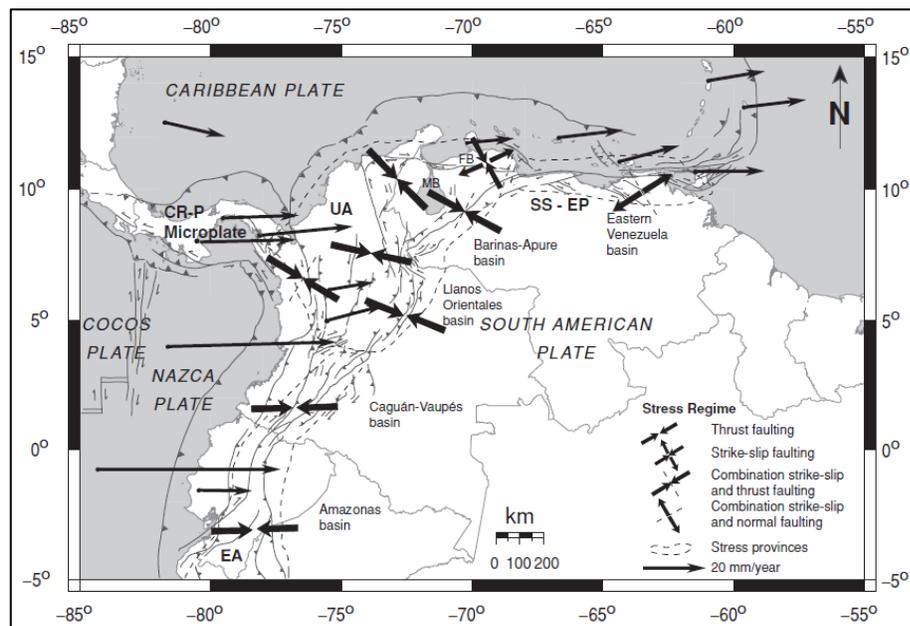


Figura 5.24 Mapa tectónico generalizado del norte de Suramérica. (Zoback, M., 2007).

gruesas apuntadas hacia afuera indican la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. La misma tendencia se observa en los campos Barúa y Motatán.

La interpretación del registro de imagen del pozo VE-5, disponible en el informe final del pozo, señala que los *breakouts* se encuentran orientados en una dirección predominante N5°E, por tanto, se puede inferir que el esfuerzo horizontal mínimo se encuentra en un azimut de 5°, mientras que, el esfuerzo horizontal máximo se encuentra orientado 90° con respecto al anterior, es decir, en un azimut igual a 95° (Figura 5.25).

5.8 Identificación del régimen de esfuerzo empleando gráficos de Zoback

De acuerdo a los gráficos de Zoback (polígonos de esfuerzos) descritos y analizados en la sección anterior (Figuras 5.21 hasta 5.23), el régimen de esfuerzo actual, imperante a nivel de la Formación Misoa (B superior) es transcurrente (SS).

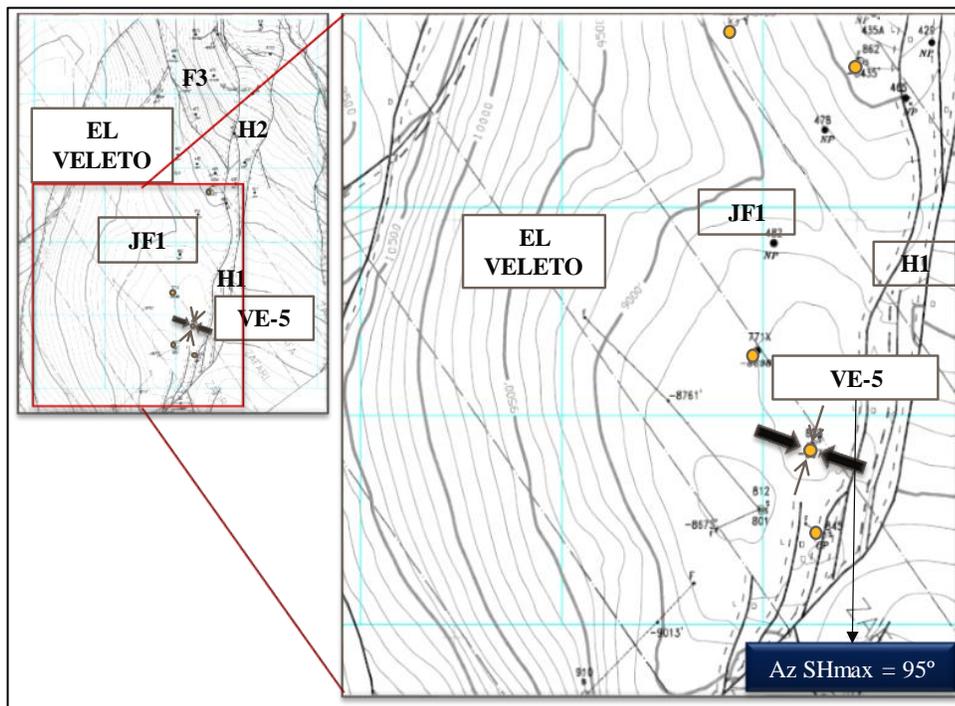


Figura 5.25 Direcciones de los esfuerzos horizontales, máximo (flechas gruesas) y mínimo (flechas delgadas) a nivel de Misoa B superior, en el pozo VE-5 del bloque JF1, área El Veleta.

5.9 Propuesta de direcciones preferenciales de geonavegación y cañoneo

Las curvas de los esfuerzos *in situ* (vertical y horizontales máximo y mínimo), de cada pozo, se desplegaron en un único *track*, pudiendo observar y comparar las mismas, como se muestra en la figura 5.26 correspondiente al pozo VE-1X (para el resto de los pozos ver figuras G.1 hasta G.5 del Apéndice G) en la cual, se expresan las curvas tanto en psi (*track* 3) como en ppg (*track* 4). En el tercer y cuarto *track* de dichas figuras, se presentan, de izquierda a derecha, las curvas de presión de poro normal, presión de poro estimada de forma empírica, peso de lodo usado durante la perforación, esfuerzo horizontal mínimo, esfuerzo vertical y esfuerzo horizontal máximo.

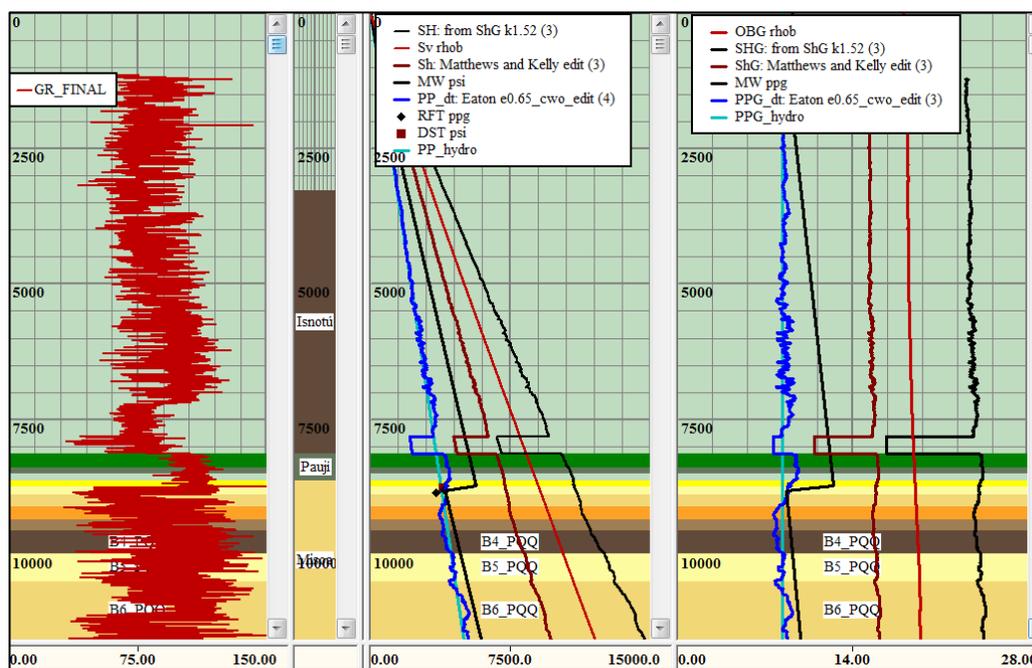


Figura 5.26 Curvas de esfuerzos *in situ* del pozo VE-1X.

Las magnitudes de los esfuerzos *in situ* fueron promediadas por formación o unidad (Tabla 5.11), según corresponda, obteniendo el régimen de esfuerzo generalizado del bloque JF1 perteneciente al área El Veleto (Figura 5.27).

Tabla 5.11 Valores promedio de gradientes de esfuerzos *in situ* por formación/unidad del bloque JF1.

FORMACIÓN/ UNIDAD	OBG		ShG		SHG	
	ppg	psi/ft	ppg	psi/ft	ppg	psi/ft
Betijoque	18.50	0.96	15.39	0.80	23.39	1.22
Isnotú	18.88	0.98	15.66	0.81	23.80	1.24
Arena P	19.10	0.99	11.05	0.57	16.80	0.87
Lutitas de la Fm. Paují	19.16	1.00	16.22	0.84	24.65	1.28
Paují A	19.21	1.00	16.21	0.84	24.64	1.28
Misoa B sup	19.39	1.01	16.03	0.83	24.36	1.27
Misoa Binf (B6)	19.64	1.02	16.13	0.84	24.52	1.28

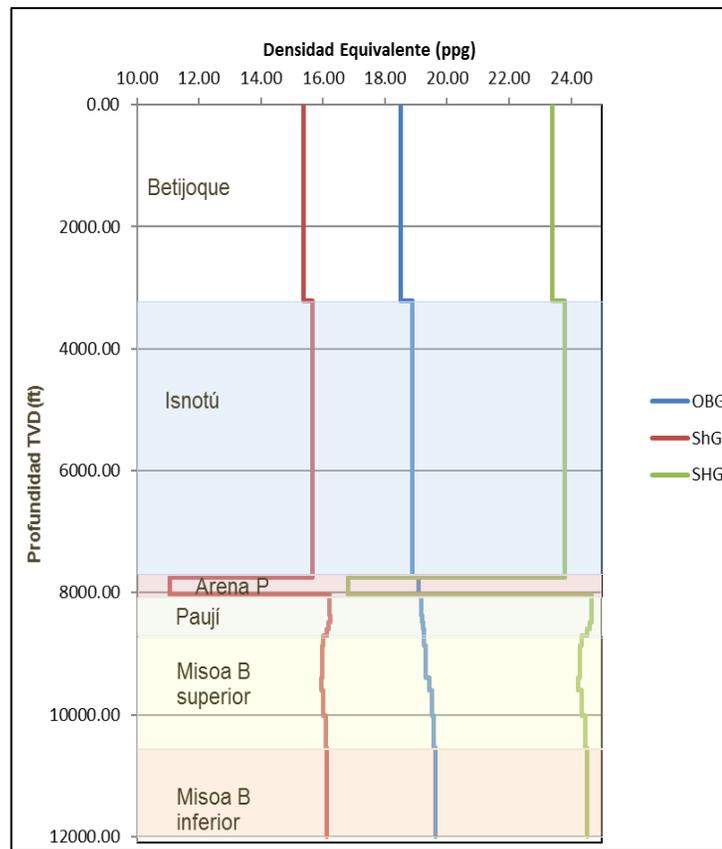


Figura 5.27 Curvas promedio de esfuerzos *in situ* en el bloque JF1.

En las figuras mencionadas anteriormente, se puede observar que el esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) es de mayor magnitud al esfuerzo vertical (S_V) y éste a su vez, mayor al esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) en la mayor proporción de la columna estratigráfica.

Por consiguiente, se considera un régimen transcurrente predominante. En la Arena P, el esfuerzo horizontal máximo se aproxima y, en algunos casos, es menor que la magnitud del esfuerzo vertical (dependiendo del coeficiente de esfuerzo considerado para su estimación). En dicho intervalo se identifica un régimen de esfuerzo transcurrente/normal. Se infiere que la drástica disminución de las magnitudes de los

esfuerzos horizontales en éste intervalo puede ser producto de la depleción producto de la producción.

Ya que el régimen de esfuerzo a nivel de la Formación Misoa (B) es preferentemente transcurrente y que las diferencias entre las magnitudes del esfuerzo horizontal mínimo y el esfuerzo vertical son reducidas entre ellas. Se considera que la mejor dirección de perforación de pozos horizontales o altamente inclinado, que permita una perforación estable, así como la dirección de cañoneo para pozos verticales, en la cual se produzca menor arenamiento, corresponde a la orientación del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) (Zoback, M., 2007; Sulbaran, A.; Carbonell, R. y López-de-Cárdenas J., 1999; Morten, K.; Bjorn, F.; Fimreite; H. y Parott B., 2004). Es decir, en un azimut de 95°.

5.10 Diseño de ventanas operacionales de lodo por fase de perforación

5.10.1 Estimación de las presiones de colapso

Como se mencionó en la sección 4.3.10, la presión de colapso se estimó tomando en consideración anchos de *breakouts* de 0°, 60° y 90°, por medio de la Ecuación 4.20. Las curvas obtenidas se muestran en la Figura 5.28, correspondiente al pozo VE-1X.

Los resultados de dichas curvas fueron promediados por formación o unidad, según corresponda, en cada pozo (tablas I.7 hasta I.9 del Apéndice I).

Posteriormente, como límites de la ventana operacional estable se consideraron la presión de poro (P_p) y la presión de colapso para un ancho de *breakout* de 60° ($PC\ 60^\circ$) como peso de lodo mínimo; y el esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) como peso de lodo máximo. Con los valores promedio por formación o unidad de cada una

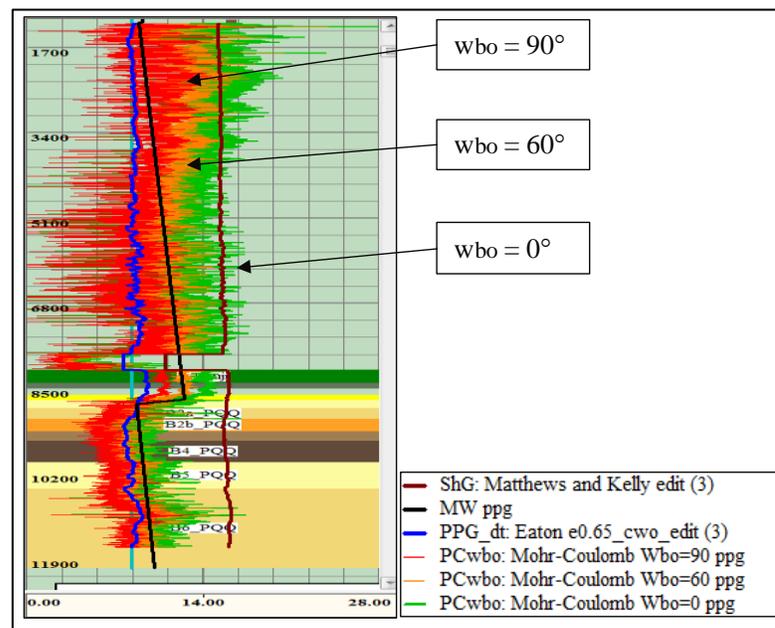


Figura 5.28 Curvas de presión de colapso del pozo VE-1X.

de las curvas mencionadas (Tabla 5.12), fue posible diseñar la ventana estable de lodo general para el bloque JF1 (Figura 5.29).

Tabla 5.12 Valores promedio del gradiente de presión de poro, presión de colapso para un ancho de *breakout* de 60° y esfuerzo horizontal mínimo del bloque JF1.

FORMACIÓN/ UNIDAD	PpG		PC 60°		ShG	
	ppg	psi/ft	ppg	psi/ft	ppg	psi/ft
Betijoque	8.33	0.43	10.42	0.54	15.39	0.80
Isnotú	8.44	0.44	10.00	0.52	15.66	0.81
Arena P	7.69	0.40	4.26	0.22	11.05	0.57
Lutitas de la Fm. Paují	9.66	0.50	12.44	0.65	16.22	0.84
Paují A	9.49	0.49	11.90	0.62	16.21	0.84
Misoa B sup	8.50	0.44	8.86	0.46	16.03	0.83
Misoa Binf (B6)	8.30	0.43	8.27	0.43	16.13	0.84

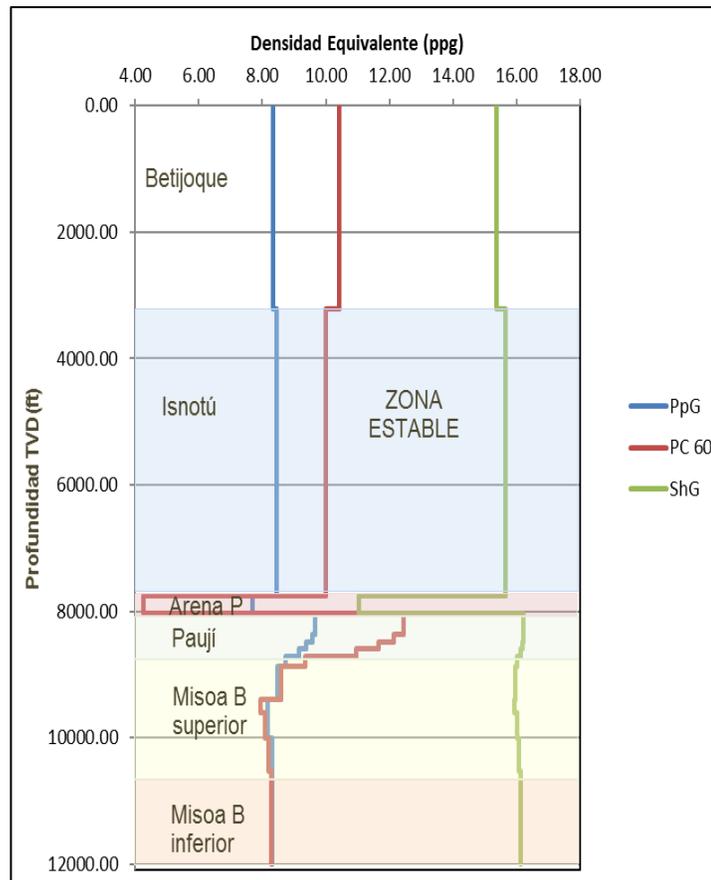


Figura 5.29 Límites promedio de peso de lodo recomendado para perforación de pozos en el bloque JF1.

Finalmente, se definieron los pesos de lodo mínimos y máximos recomendados por pozo (área sombreada en el cuarto track de la Figura 5.30, perteneciente al pozo VE-1X, para el resto de los pozos ver figuras H.1 hasta H.5 del Apéndice H). Éstos fueron promediados (Tabla 5.13), estableciendo de esta manera los pesos de lodo promedio por fase de perforación recomendada, las cuales se determinaron al identificar cambios bruscos en los límites de peso de fluido (Figura 5.31)

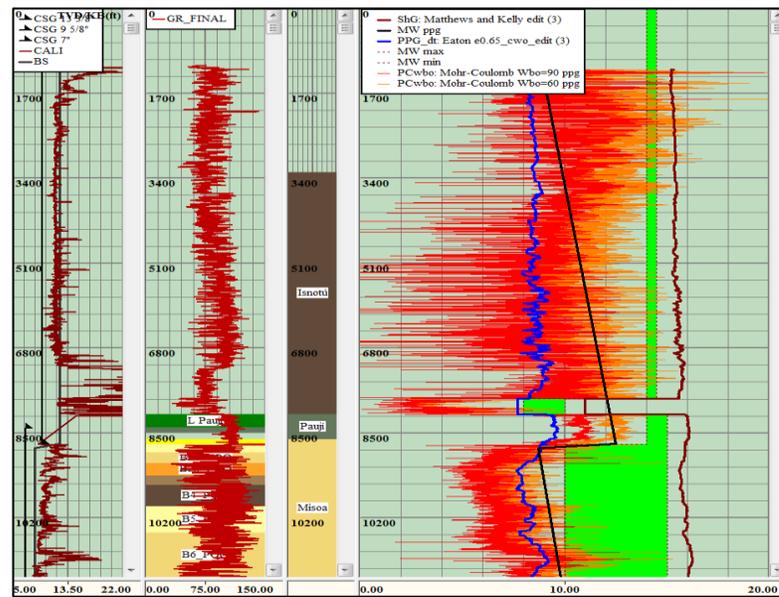


Figura 5.30 Pesos de lodo recomendados en el pozo VE-1X.

Tabla 5.13 Pesos de lodo mínimos y máximos recomendados por fase de perforación en el bloque JF1.

Fase de perforación	Prof. Prom. (TVD) ft	MWmin		MWmax	
		ppg	psi/ft	ppg	psi/ft
1 ^a	7751.00	12.55	0.65	14.60	0.76
2 ^a	8030.00	8.00	0.42	10.00	0.52
3 ^a	8736.00	13.91	0.72	15.28	0.79
4 ^a	12000.00	10.78	0.56	15.13	0.79

Como se puede ver en la Figura 5.31, se recomiendan cuatro (4) fases de perforación. La primera, desde superficie al tope de la Arena P; la segunda, correspondiente al intervalo identificado como Arena P; la tercera, a la zona sometida a sobrepresión de las lutitas de la Formación Paují; y la cuarta, al intervalo productivo de la Formación Misoa.

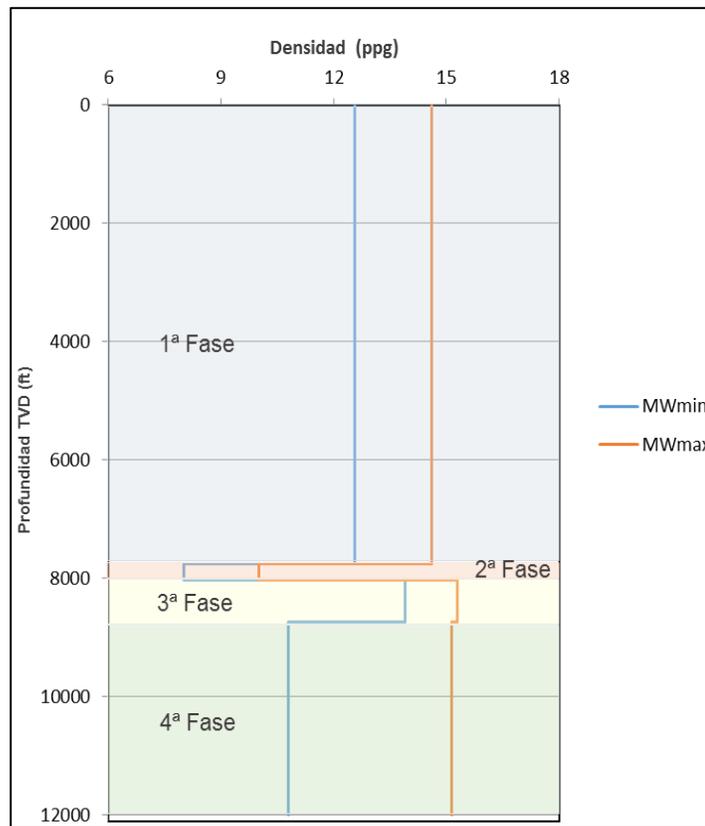


Figura 5.31 Peso de lodo promedio recomendado por fase de perforación en el bloque JF1.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se utilizó información de pozos análogos del Campo Barúa para la generación de perfiles sintéticos de: densidad, mediante una correlación con registro de rayos gamma; y de tiempo de tránsito de la onda compresional, a través de una curva promedio.

2. La resistencia a la compresión sin confinamiento se estimó mediante las correlaciones de Mc Nally para arenas y de Horsrud para lutitas, se obtuvieron valores promedio de 17071.39 psi para las arenas B de la Formación Misoa y de 12335 psi para la Arena P. El ángulo de fricción interna se estimó aplicando la correlación de Lal, los valores promedio corresponden a 44.8° y 42.34° para las arenas Misoa B y la Arena P, respectivamente.

3. Se determinó que el gradiente promedio del esfuerzo vertical corresponde a 1.01 psi/ft (19.52 ppg) en las arenas Misoa B del yacimiento Eoceno – Veleto y a 0.99 psi/ft (19.10 ppg) en la Arena P.

4. Se estimó un gradiente de presión de poro de aproximadamente 0.43 psi/ft (8.33 ppg) para Misoa B, perteneciente al yacimiento Eoceno – Veleto, y de 0.40 psi/ft (7.69 ppg) para la Arena P.

5. Existe una zona de sobrepresión correspondiente a las lutitas de la Formación Paují con un gradiente de presión de poro de 0.50 psi/ft (9.62 ppg).

6. Se determinó que los gradientes promedio de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo para las arenas Misoa B del yacimiento Eoceno – Veleto son de 0.84 psi/ft (16.08 ppg) y 1.27 psi/ft (24.44 ppg), respectivamente. De forma análoga, para la Arena P, corresponden a 0.57 psi/ft (11.05 ppg) y 0.87 psi/ft (16.8 ppg). A nivel de Misoa B el esfuerzo horizontal máximo tiene un azimut de 95°, por lo tanto, la dirección del esfuerzo horizontal mínimo es igual a 5° de azimut.

7. Se identificó un régimen predominantemente transcurrente (*strike-slip*) mediante el análisis de gráficos de Zoback, en el cual, la relación de esfuerzos es definida como $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$. En vista de la no disposición de un *software* especializado, se diseñaron algoritmos en *Microsoft Excel* para tal fin.

8. Considerando que en Misoa B el régimen de esfuerzos es transcurrente, se propone que la perforación de pozos horizontales o altamente inclinados se realice en dirección del esfuerzo horizontal máximo, es decir, en un azimut de 95°. Para pozos verticales, se sugiere cañonear éste intervalo, en la dirección mencionada.

9. Se llevó a cabo el diseño de ventanas operacionales estables, considerando como límite mínimo de peso de lodo la presión de poro y la presión de colapso para un ancho de *breakout* de 60°; y como límite máximo, el esfuerzo horizontal mínimo. Se sugieren cuatro (4) fases de perforación con pesos de fluido entre 0.42 psi/ft (8.00 ppg) y 0.79 psi/ft (15.26 ppg). Dichas fases se definieron tomando en cuenta los cambios abruptos en los límites de pesos de lodo.

Recomendaciones

1. Al perforar nuevos pozos, perfilar registros de densidad, sínicos y resistivos, desde el yacimiento hasta superficie, a fin de minimizar el grado de incertidumbre en las estimaciones de esfuerzo vertical y presiones de poro.

2. Realizar ensayos geomecánicos de resistencia en el laboratorio a los núcleos existentes o a los próximos a cortar, con el fin de lograr una mejor calibración de las correlaciones empíricas.

3. Tomar puntos de presión (RFT) en las arenas de Misoa B, con el fin de mitigar la incertidumbre relacionada con el gradiente de presión de poro de las mismas.

4. Tomar registros de imágenes resistivas y/o acústicas y, posteriormente, llevar a cabo un apropiado procesamiento e interpretación de los mismos, en futuros pozos a perforar. Con el objeto de contar con mayor información relacionada con las direcciones de los esfuerzos horizontales y lograr una mejor estimación de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo.

5. Actualizar el modelo geomecánico a medida que se adquiera nueva data en el yacimiento Eoceno – Veleta.

REFERENCIAS

Adham, A. (2016) ***GEOMECHANICS MODEL FOR WELLBORE STABILITY ANALYSIS IN FIELD "X" NORTH SUMATRA BASIN***. Trabajo de Maestría. Golden: Colorado School of Mines, P 109. Recuperado el 20 de Junio de 2019. [<https://mountainscholar.org/handle/11124/170314>].

Arias, F. (2012) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN: INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA CIENTÍFICA** (6ta ed.). Caracas: Editorial Episteme, C.A, pp 22-83.

Berlese, M. (2014) **EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS HORIZONTALES, EN LA ARENA UIS DEL YACIMIENTO MS-423, CAMPO DOBOKUBI, DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**. Tesis de Grado. Ciudad Bolívar: Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, P 120.

Bracho, L. (2005) **CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA DE LOS YACIMIENTOS H-SB, H-1, H-2, H-A, H-B, H-C Y H-D**. Tesis de Postgrado. Maracaibo: Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería P 173.

Carrero, N. (2005) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL HORIZONTE PAUJÍ MEDIO EN BLOQUE JF1 UBICADO DENTRO DEL ÁREA DEL CAMPO DE MENE GRANDE DE LA CUENCA DE MARACAIBO**. Mérida: Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería, escuela de Ing. Geológica, P 163.

Crain, E. (2018) ***CRAIN'S PETROPHYSICAL HANDBOOK***. Recuperado el 01 de Agosto de 2019. [<https://www.spec2000.net/00-fineprint.htm>].

Dasgupta, T. y Mukherjee, S. (2020) ***SEDIMENT COMPACTION AND APPLICATIONS IN PETROLEUM GEOSCIENCE, ADVANCES IN OIL AND GAS EXPLORATION & PRODUCTION: Pore Pressure Methods***. Switzerland: Springer Nature, pp 19-28.

Díaz, A.; Segura, J.; Puiggené, E.; Nguyen, M.; Alvarellós, J.; Ortega, L. y Lakshmikantha, M. (2012) **MODELOS GEOMECÁNICOS UNIDIMENSIONAL PARA 17 POZOS EN EL CAMPO BARÚA Y ESTABILIDAD DE POZOS**. Repsol, S.A, P 19.

Doré, A.; Cartwright, J.; Stoker, M.; Turner, J. y White N. (2002). ***EXHUMATION OF THE NORTH ATLANTIC MARGIN: TIMING, MECHANISMS AND IMPLICATIONS FOR PETROLEUM EXPLORATION***. Recuperado el 09 de Noviembre de 2019, de Google Books. The Geological Society: [https://books.google.co.ve/books?id=Y9ttXxcWOiQC&pg=PA361&lpg=PA361&dq=kHARITONOVA+1996&source=bl&ots=SA_PbXSNVy&sig=ACfU3U1Xu6p7R6NzEbliOMB9xSAj8C5hGQ&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwibxaDT4_XjAhVnoFkKHTTVD6wQ6AEwAnoECAkQAQ#v=onepage&q=kHARITONOVA%201996&f=false], p 361.

Eaton, B. (1975). ***THE EQUATION FOR GEOPRESSURE PREDICTION FROM WELL LOGS***. SPE 5544. Dallas: Reunión Anual de Otoño de la Sociedad de Ingenieros Petroleros de AIME, P 5.

Flemings, P.; Stump, B.; Finkbeiner, T. y Zoback, M. (2002). ***FLOW FOCUSING IN OVERPRESSURED SANDSTONES: THEORY, OBSERVATIONS AND APPLICATIONS***. *American Journal of Science*, Vol. 302, pp. 827-855.

GeoMechanics International, Inc. (GMI). (2004) ***ANALYSIS OF IN SITU STRESS, WELLBORE STABILITY AND FRACTURE PERMEABILITY IN CAMPO MENE GRANDE, VENEZUELA***. Houston: GMI, P 97.

González, C.; Iturralde, J. y Picard, X. (1980) ***GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS*** (Tomo II). Caracas: Ediciones Foninves, pp. 834-865.

González, L.; Jaramillo, A.; Elberg, M.; Labrador, T. y Barrios E. (2014) ***EVIDENCIAS DE INVERSIÓN ESTRUCTURAL A PARTIR DEL RECONOCIMIENTO DE ESTRUCTURAS DEL TIPO "POP UP" A LO LARGO DE LA FALLA TRANSCURRENTE LAMA-ICOTEA, EN LA REGIÓN DE ÁTICO, CUENCA DE MARACAIBO, VENEZUELA***. *Revista de Ciencia e Ingeniería*. Vol. 35, No. 1, P 11. Recuperado el 27 de Septiembre de 2019. [http://erevistas.saber.ula.ve/index.php/cienciaeingenieria/article/view/4867/4684].

Hawker, D., Vogt, K., & Robinson, A. . (2001) ***MANUAL DE PERFORACIÓN: PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO***. Alberta: Datalog, pp. 96 - 97.

Kraus, R. (2001) ***PETRÓLEO PROSPECCIÓN Y PERFORACIÓN***. Recuperado el 17 de Octubre de 2019, de Instituto Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo:

[https://www.insst.es/documents/94886/161971/Cap%C3%ADtulo+75.+Petr%C3%B3leo+prospecci%C3%B3n+y+perforaci%C3%B3n].

Linarez, N. (2015) **MODELO GEOMECÁNICO DE LOS YACIMIENTOS PAU MG 0407 Y BSUP MG 0474 DEL CAMPO MENE GRANDE, ESTADO ZULIA**. Trabajo de Postgrado. Maracaibo: Universidad del Zulia. P 180.

Matthews, M. (2004). **UNCERTAINTY - SHALE PORE PRESSURE FROM BOREHOLE RESISTIVITY**. ARMA/NARMS 04-551. *American Rock Mechanics Association (ARMA)*.

Morten, K.; Bjorn, F.; Fimreite; H. y Parott B. (2004). **DISPAROS SOBRE EL OBJETIVO**. Recuperado el 25 de Noviembre de 2019, de Oilfield Review: [https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p30_39.pdf], pp. 30-32.

Murdock, L. (2005). **DRILLWORKS 2005 USER GUIDE**. *Knowledge Systems, Inc.* pp. 17-307.

Odunlami, T.; Soroush, H. y Kalathingal, P. (2011). **LOG-BASED ROCK PROPERTY EVALUATION - A NEW CAPABILITY IN A SPECIALIZED LOG DATA MANAGEMENT PLATFORM**. SPE 149050. *Society of Petroleum Engineers Al-Khobar*, pp. 15-17.

Pateti, P. (2005) **DETERMINACIÓN DE LOS ESFUERZOS INDUCIDOS EN LA PARED DEL HOYO DURANTE EL PROCESO DE PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO QUIRIQUIRE SOMERO, ESTADO MONAGAS**. Barcelona: Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, pp. 7-75.

Patiño, L. (2008). **OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL YACIMIENTO MUC-2 A PARTIR DE ANÁLISIS GEOMECÁNICOS. ÁREA CARITO NORTE, ESTADO MONAGAS, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, P 178.

Peña, A.; Peñuela, M.; Lobo, C.; Belandria, N. y Bongiorno, F. (2013) **ESTUDIO GEOMECÁNICO DEL EOCENO DEL ALTO DE CEUTA Y ÁREA 2 NORTE, BLOQUE VII DEL LAGO DE MARACAIBO, VENEZUELA**. *Revista Ciencia e Ingeniería*, pp. 21-30.

Prieto, D. (2003) **RECARACTERIZACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO MARA ESTE CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO, EDO. ZULIA**. Trabajo Especial de Grado. Caracas: Universidad Central de Venezuela, pp. 64-100.

Ramos, D. (2016) **METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE LA PRESIÓN OSMÓTICA COMO COMPLEMENTO A LA PRESIÓN DE PORO.** Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D. F. [<http://132.248.52.100:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10657/tesis.pdf?sequence=1>].

Repsol (2001) **INFORME FINAL DE POZO (BLOQUE MENE GRANDE).** Archivos de Repsol Unidad de Negocios Venezuela.

Repsol (2015) **ESTUDIO INTEGRADO DE YACIMIENTOS DEL CAMPO MOTATÁN DOMO SUR, FASE II.** Informe técnico. REPSOL, S.A./PETROQUIRIQUIRE, S.A.

Reyes, A. y Olmos N. (2012) **CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO.** Recuperado el 12 de Julio de 2019, de [http://bibliofep.fundacionempresaspolarg.org/media/16878/geo_u3_191_cuenca_del_lago_procesos_formativos.pdf].

Rodríguez, R. (2012) **CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS DE VENEZUELA.** Recuperado el 15 de Julio de 2019 de Geología Venezolana.: [<http://geologiavenezolana.blogspot.com/2012/01/correlaciones-estratigraficas-de.html>]

Sabino, C. (1992) **EL PROCESO DE INVESTIGACIÓN.** Caracas: Editorial Panapo.

Sandoval, B. (2018) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA. CUENCA DE MARACAIBO PARTE 2.** Ciudad Bolívar: Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar.

Schlumberger. (1972) **INTERPRETACIÓN DE PERFILES.** Nueva York: Schlumberger Limited, pp. 19-80.

Schlumberger. (s.f.) **GEONAVEGACIÓN.** Recuperado el 25 de Octubre de 2019, de *Oilfield Glossary*: [HYPERLINK "<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/g/geosteering.aspx>"]

Schlumberger. (s.f) **PRESIÓN ANORMAL .** Recuperado el 02 de Septiembre de 2019, de *Oilfield Glossary*: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/abnormal_pressure.asp].

Schlumberger. (s.f.) **SOBREPRESIÓN**. Recuperado el 02 de Octubre de 2019, de *Oilfield Glossary*: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/o/overpressure.aspx].

Stauffer, K. y. Croft, G. (1995) **A MODERN LOOK AT THE PETROLEUM GEOLOGY OF THE MARACAIBO BASIN, VENEZUELA**. Recuperado el 28 de Agosto de 2019, de Oil & Gas Journal. [https://www.ogj.com/general-interest/companies/article/17216507/a-modern-look-at-the-petroleum-geology-of-the-maracaibo-basin-venezuela].

Sulbaran, A.; Carbonell, R. y López-de-Cárdenas J. (1999). **ORIENTED PERFORATING FOR SAND PREVENTION**. SPE 57954. Society of Petroleum Engineers. Países Bajos, pp. 1-5.

Trejo, M. (2009) **APLICACIÓN DE LA GEOMECÁNICA EN LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO DE UN POZO DE LA REGIÓN SUR**. Tesis de Maestría. México, D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México, P 129.

Valdez, E. (s.f) **REGISTROS DE POZOS**. Recuperado el 05 de Junio de 2019, de [http://www.sb5d8e4489ff1fa7d.jimcontent.com/download/version/1464226969/module/9680788352/name/REGISTRO%20MECANICO.pdf].

Vásquez, A. (2001) **INTRODUCCIÓN A LA GEOMECÁNICA PETROLERA (5ta Edición)**. Caracas: V.V.A. Consultores, C.A., pp. 1-8

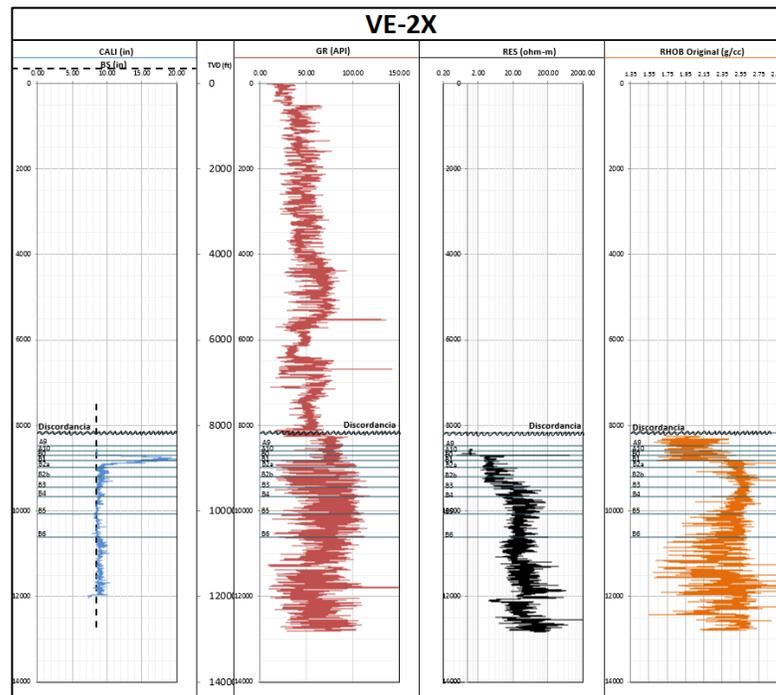
Zhang, J. (2020) **APPLIED PETROLEUM GEOMECHANICS**. Gulf Professional Publishing, 1-260. Recuperado el 09 de Septiembre de 2019, de [https://www.sciencedirect.com/book/9780128148143/applied-petroleum-geomechanics].

Zoback, M. (2007) **RESERVOIR GEOMECHANICS**. Cambridge: Cambridge University Press, pp. 3-304.

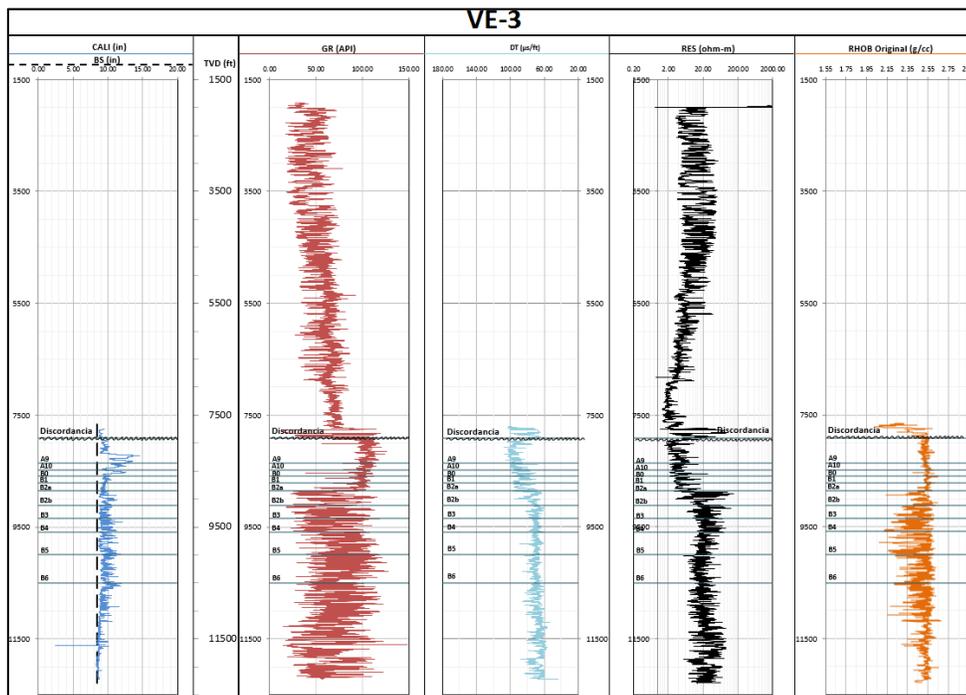
APÉNDICES

APÉNDICE A

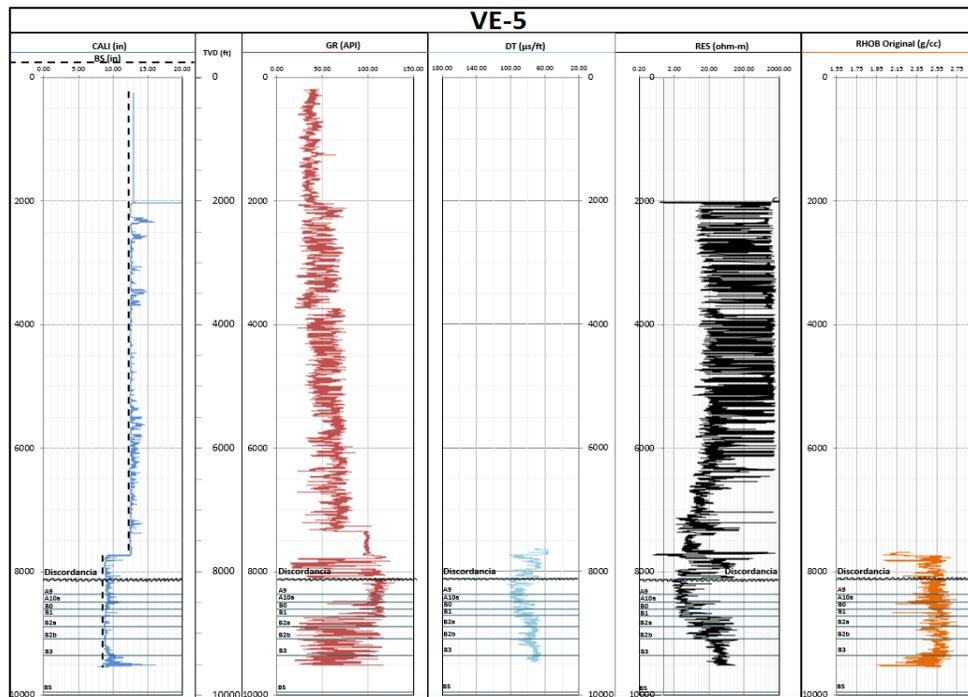
Templates de pozos con registros originales



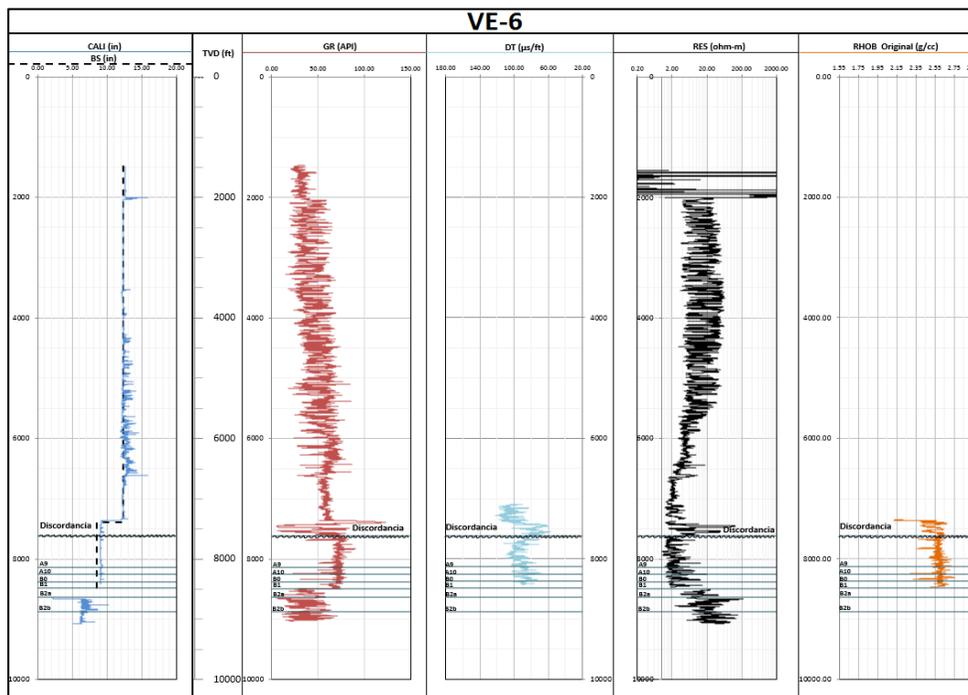
A.1 Template del pozo VE-2X.



A.2 Template del pozo VE-3.



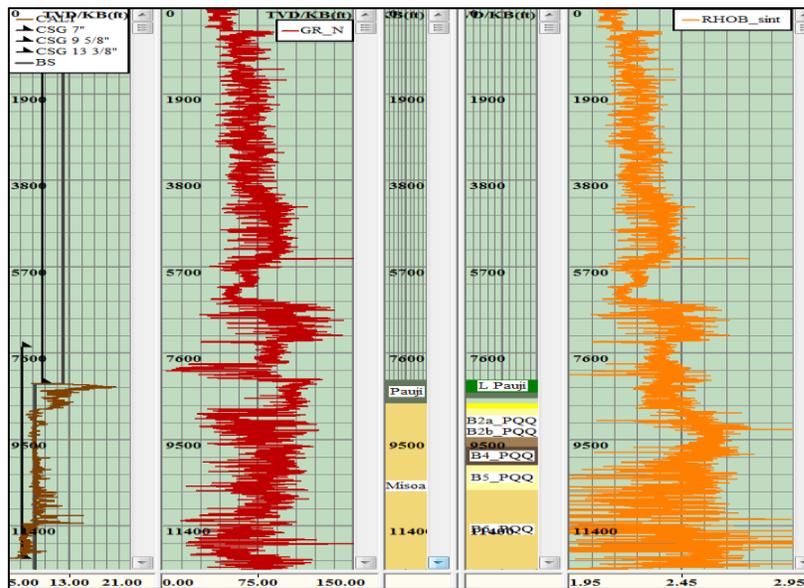
A.3 *Template del pozo VE-5.*



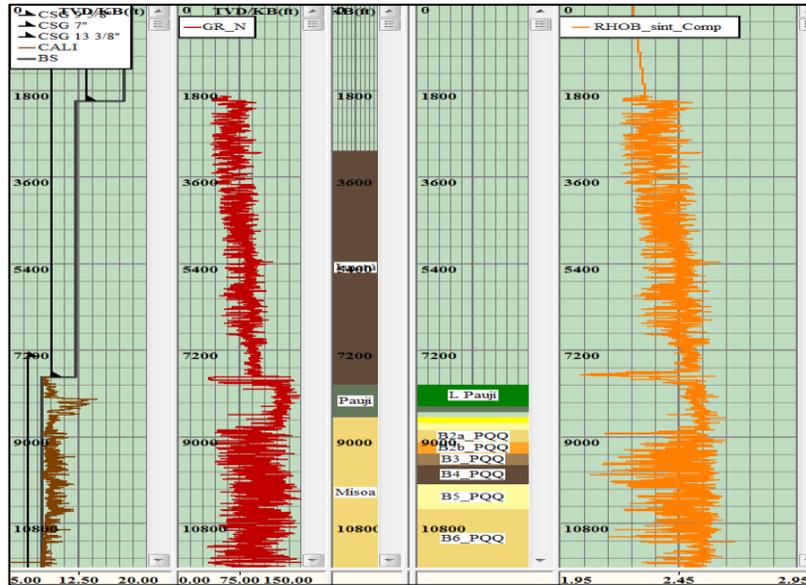
A.4 *Template del pozo VE-6.*

APÉNDICE B

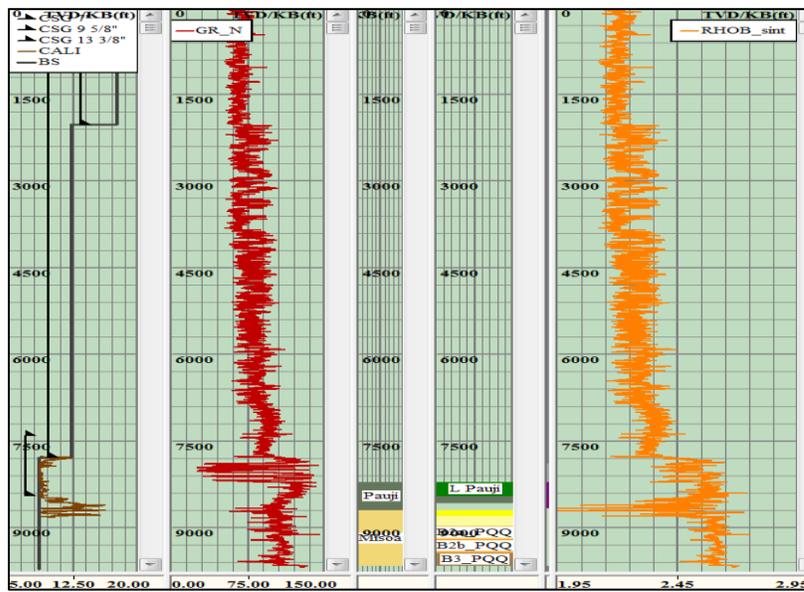
***Templates de pozos con curva de rayos gamma normalizada y
curva de densidad sintética compuesta***



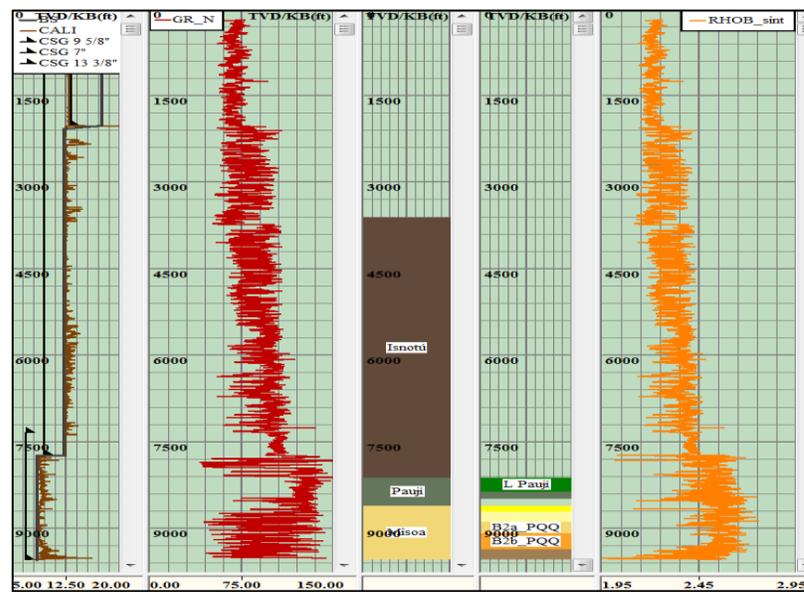
B.1 *Template* del pozo VE-2X.



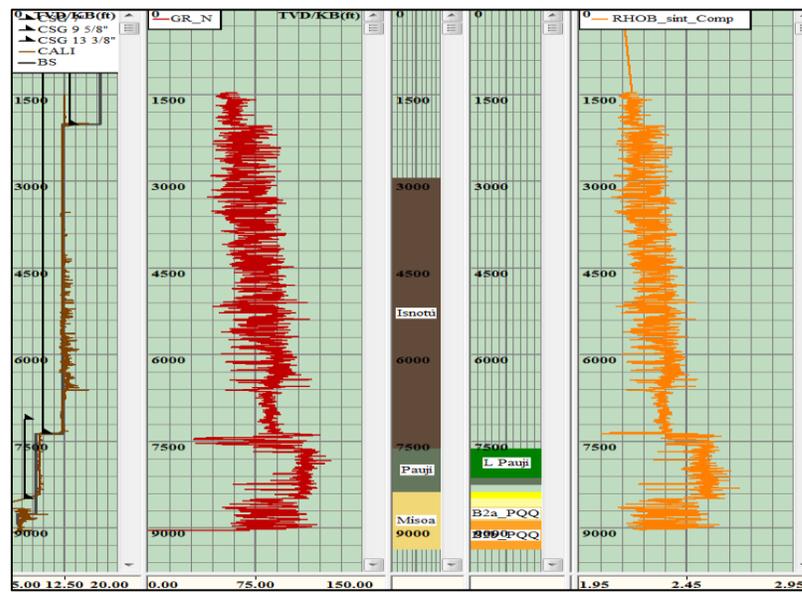
B.2 *Template* del pozo VE-3.



B.3 Template del pozo VE-4.



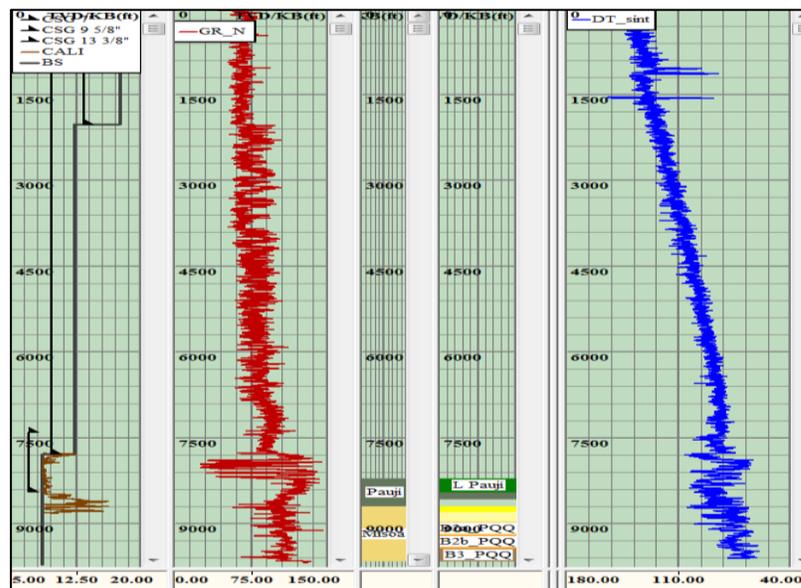
B.4 Template del pozo VE-5.



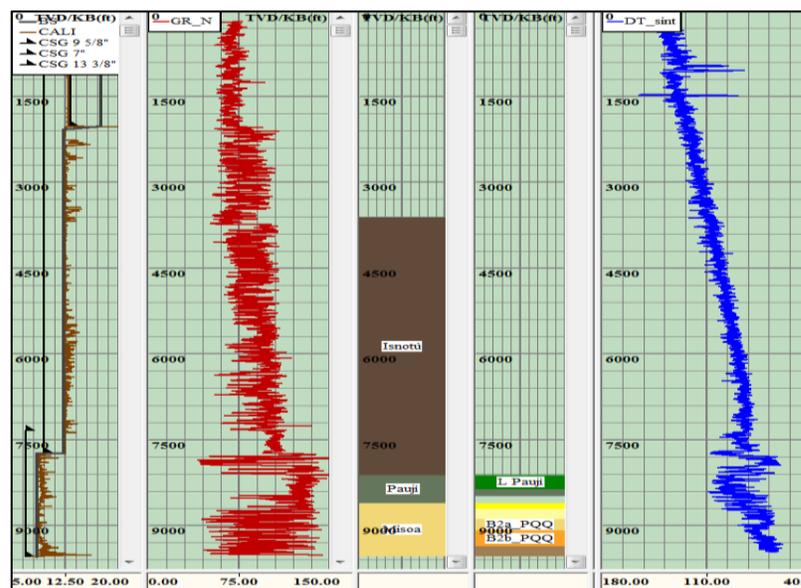
B.5 Template del pozo VE-6.

APÉNDICE C

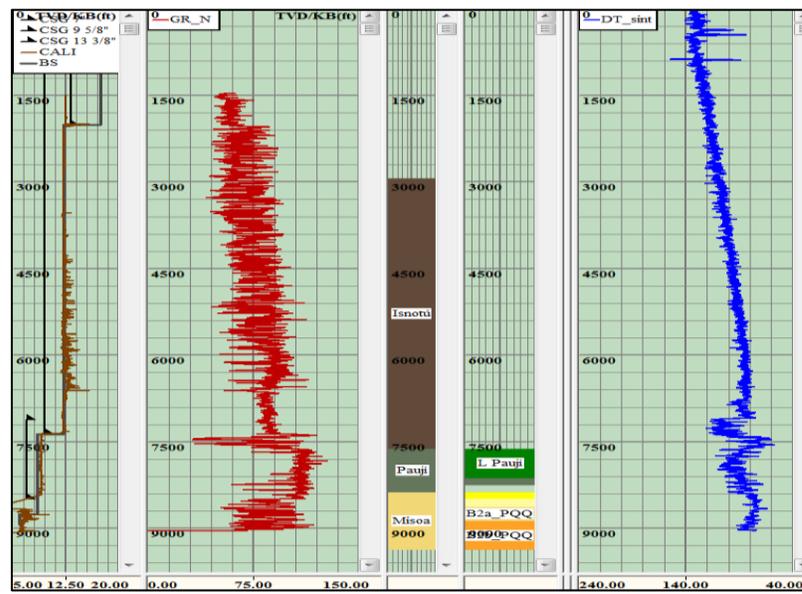
***Templates* de pozos con curva de tiempo de tránsito promedio
de Barúa empalmada con curva de tiempo de tránsito original**



C.1 Template del pozo VE-4.



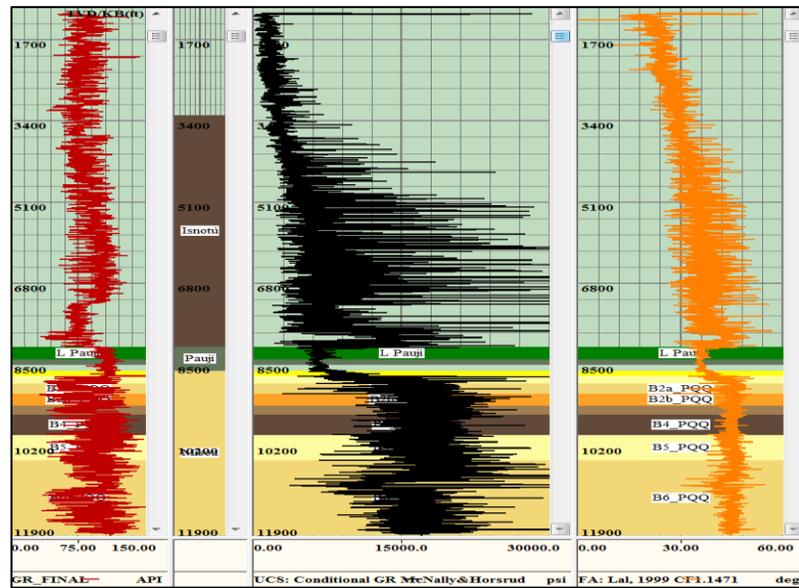
C.2 Template del pozo VE-5.



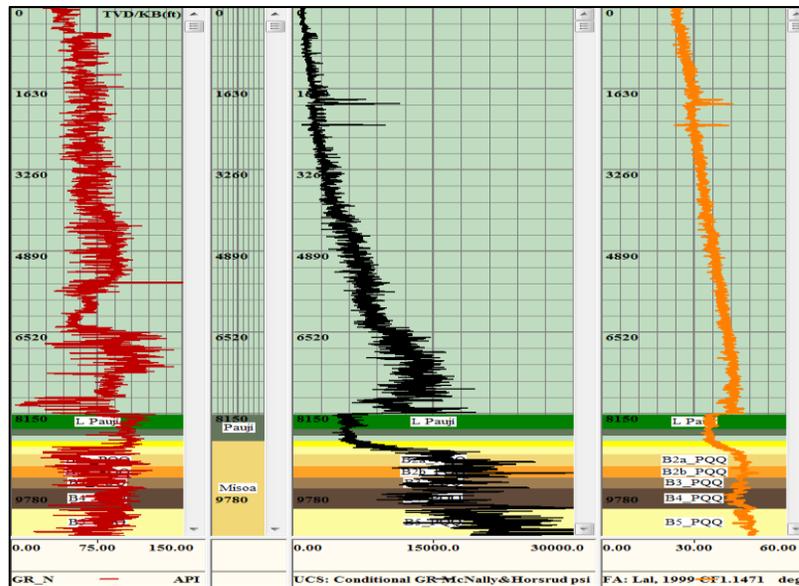
C.3 Template del pozo VE-6.

APÉNDICE D

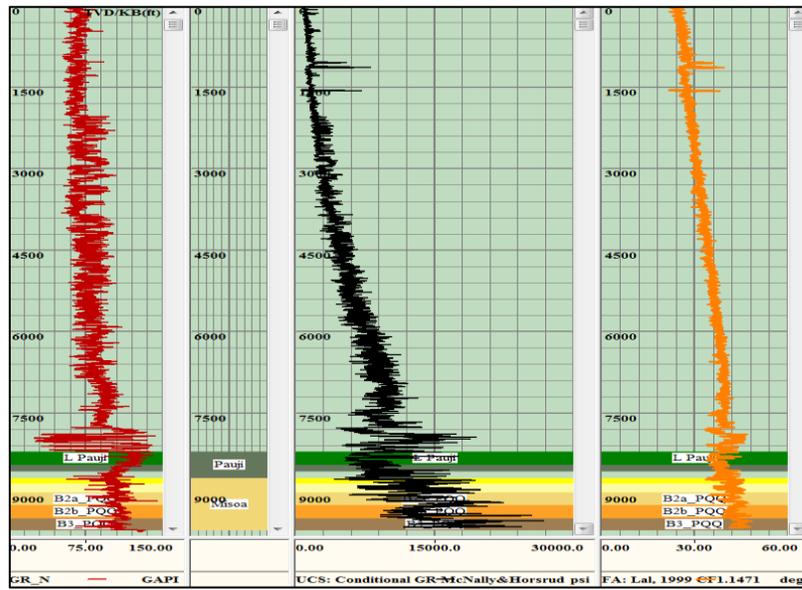
***Templates de pozos con propiedades mecánicas de resistencia
(UCS y ángulo de fricción)***



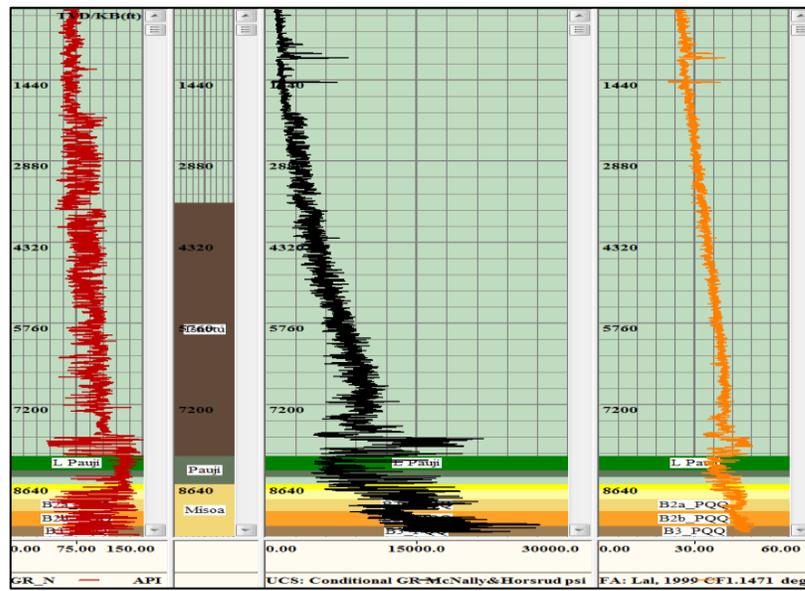
D.1 Template del pozo VE-1X.



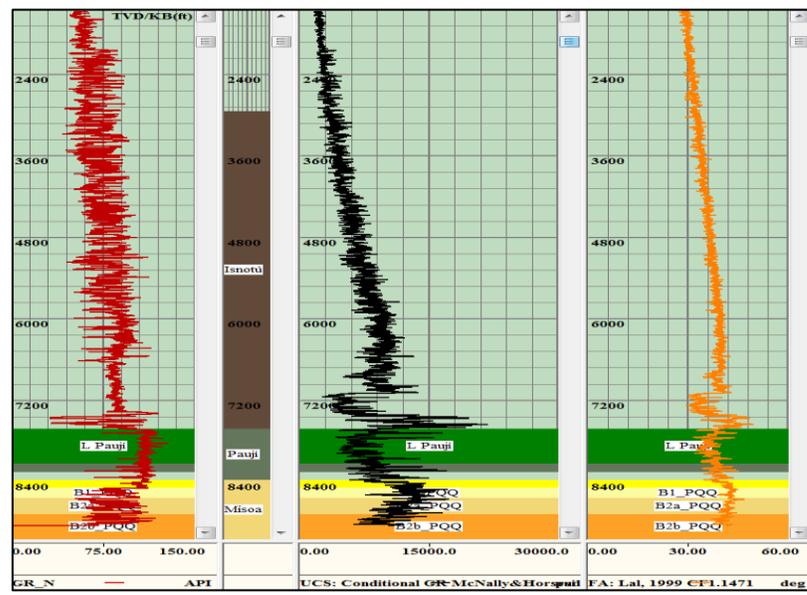
D.2 Template del pozo VE-2X.



D.3 Template del pozo VE-4.



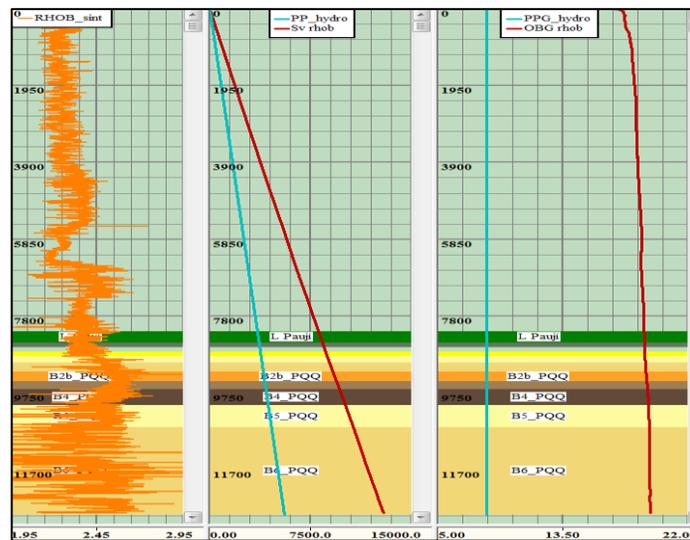
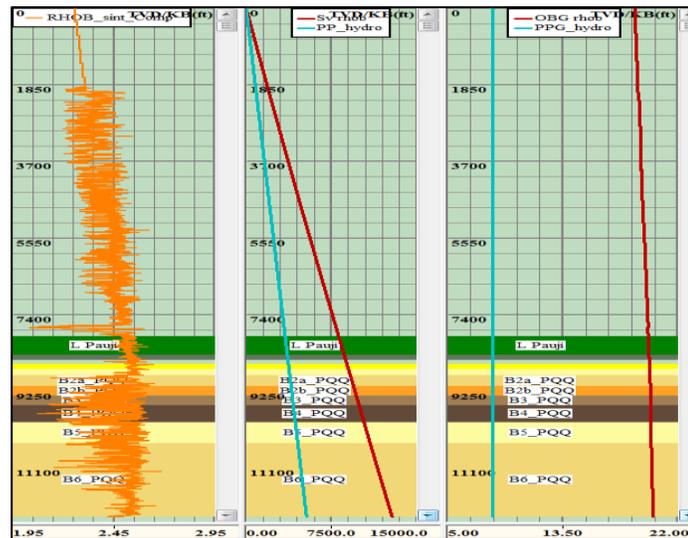
D.4 Template del pozo VE-5.

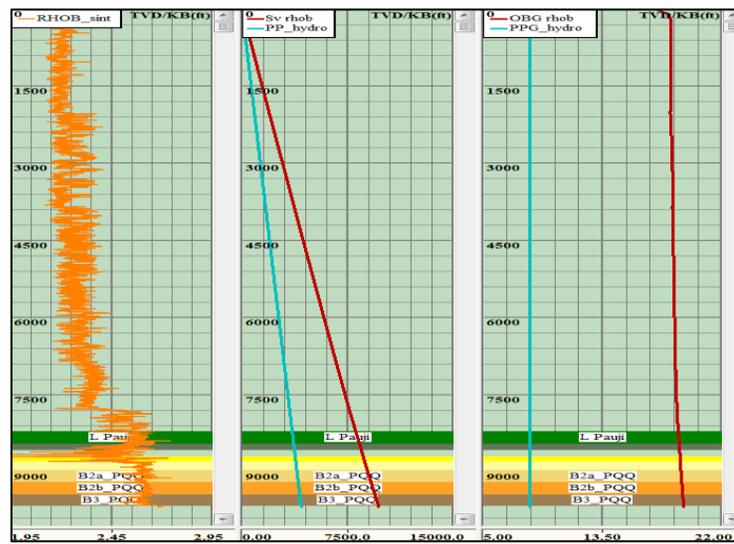


D.5 Template del pozo VE-6.

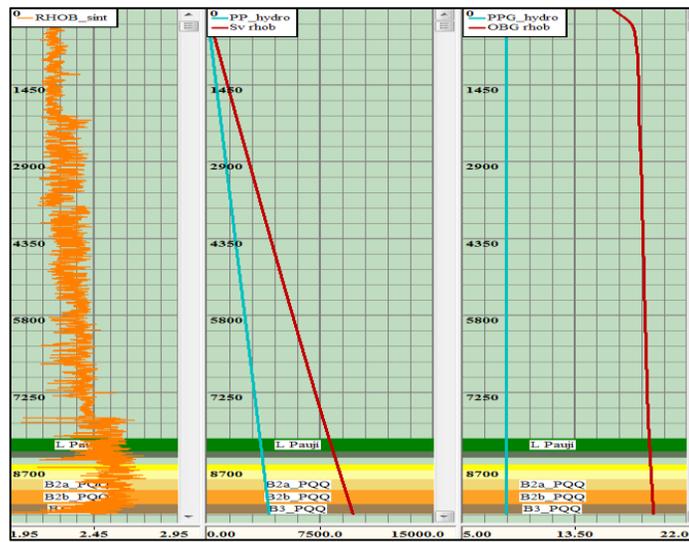
APÉNDICE E

Esfuerzo vertical y gradiente de sobrecarga por pozo

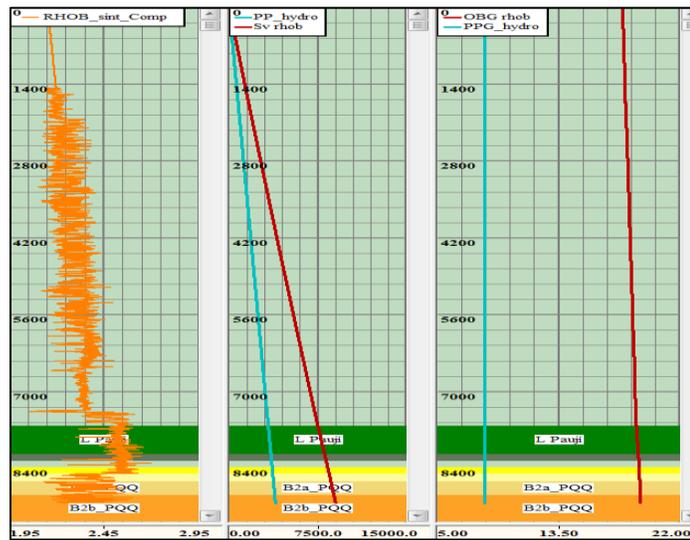
E.1 *Template* del pozo VE-2X.E.2 *Template* del pozo VE-3.



E.3 Template del pozo VE-4.



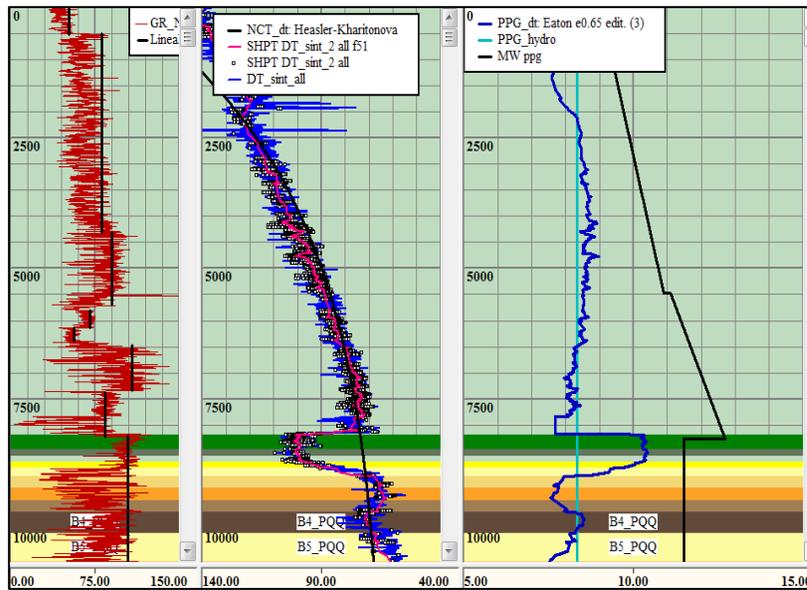
E.4 Template del pozo VE-5.



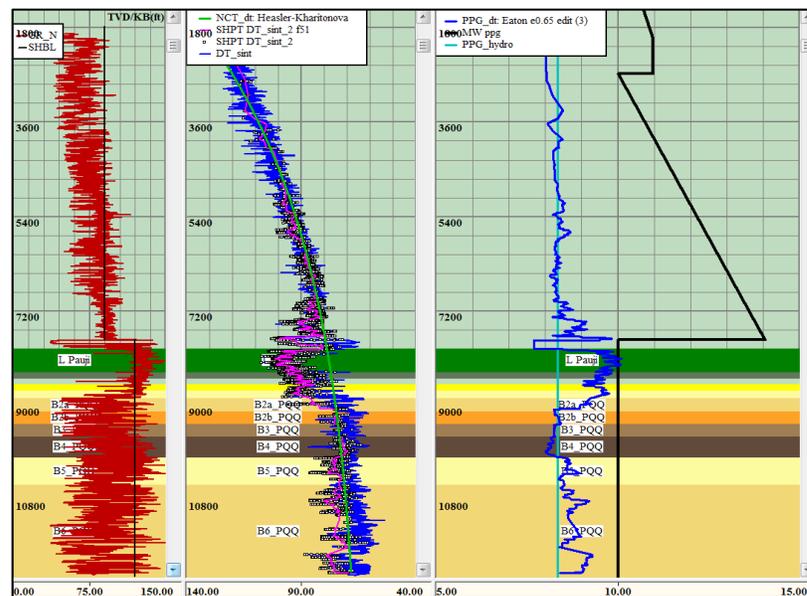
E.5 Template del pozo VE-6.

APÉNDICE F

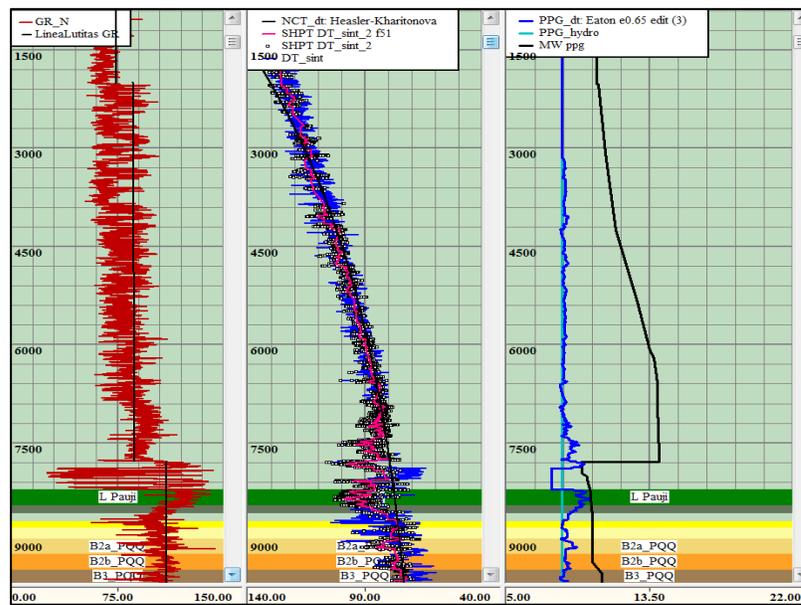
**Gradiente de presión de poro estimado en cada pozo por
el método de Eaton**



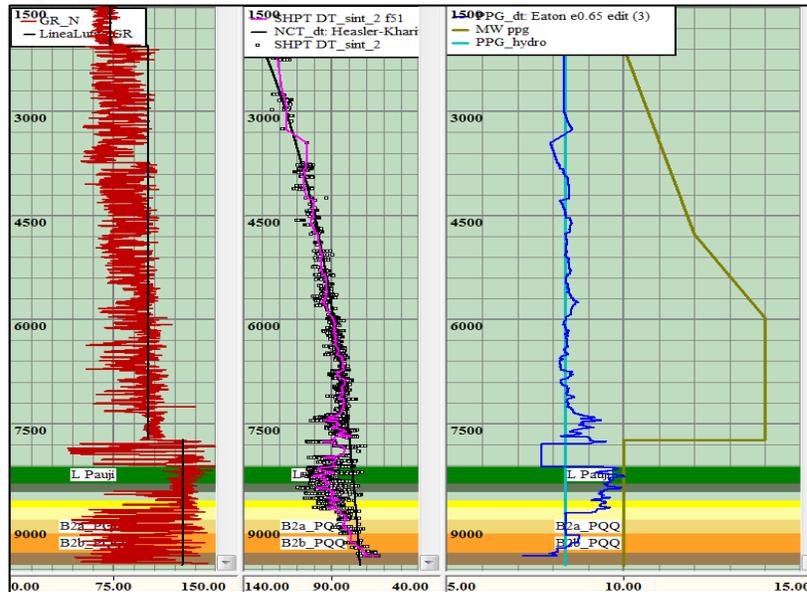
F.1 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-2X.



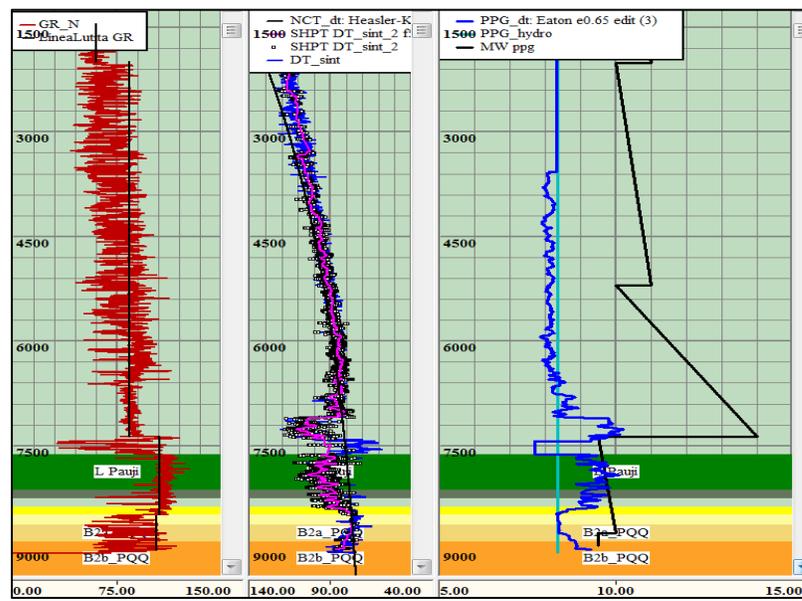
F.2 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-3.



F.3 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-4.

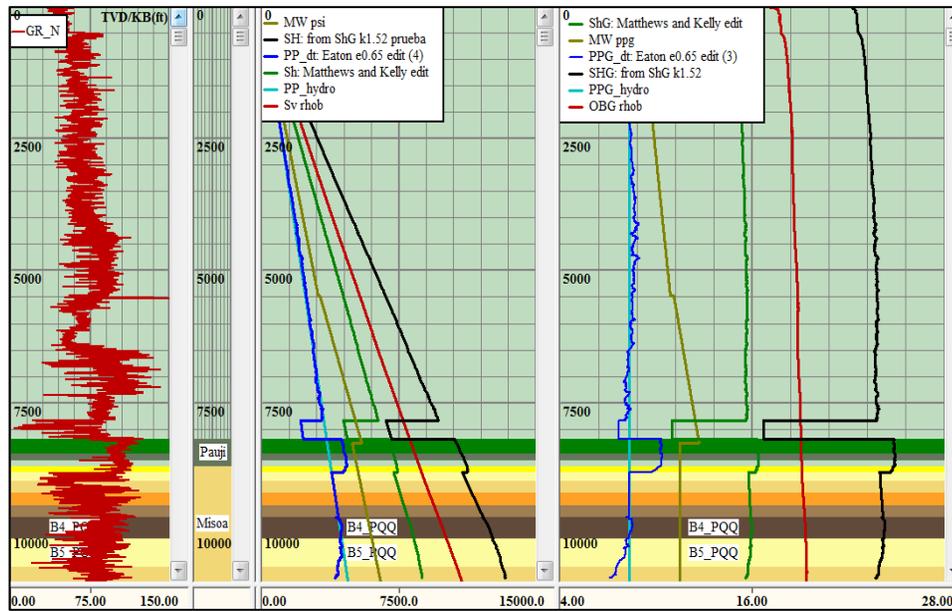


F.4 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-5.

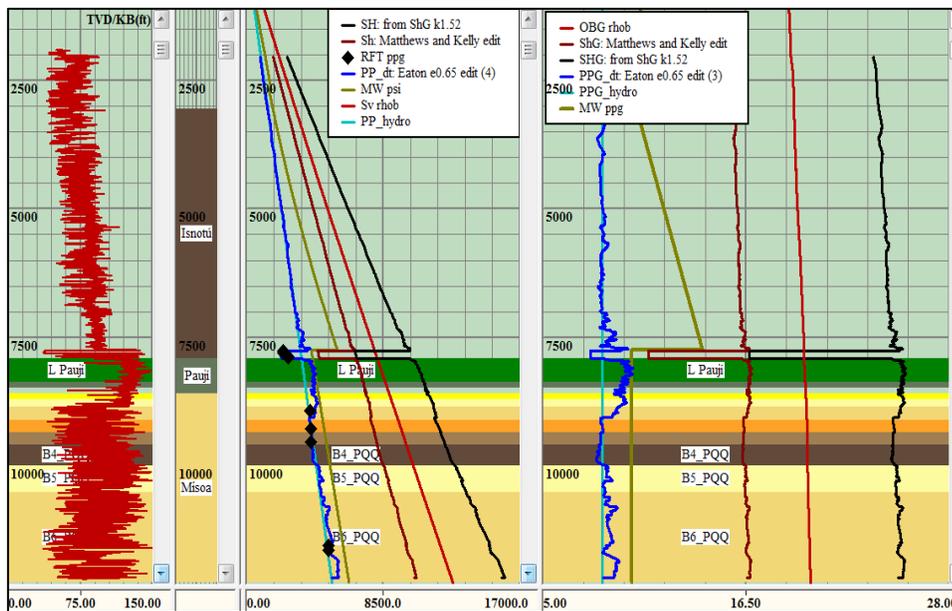


F.5 Estimación de la presión de poro en el pozo VE-6.

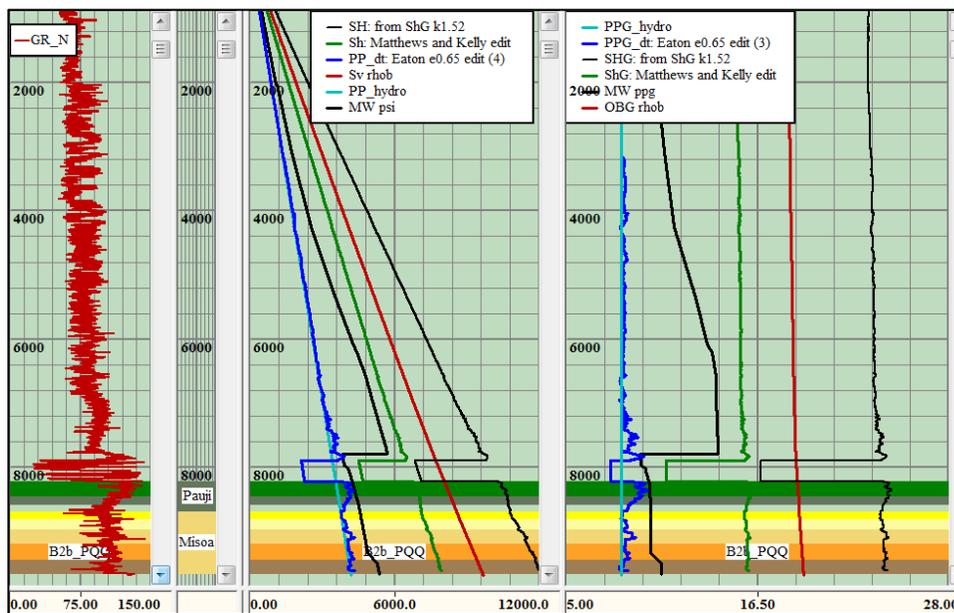
APÉNDICE G
Esfuerzos *in situ* por pozo



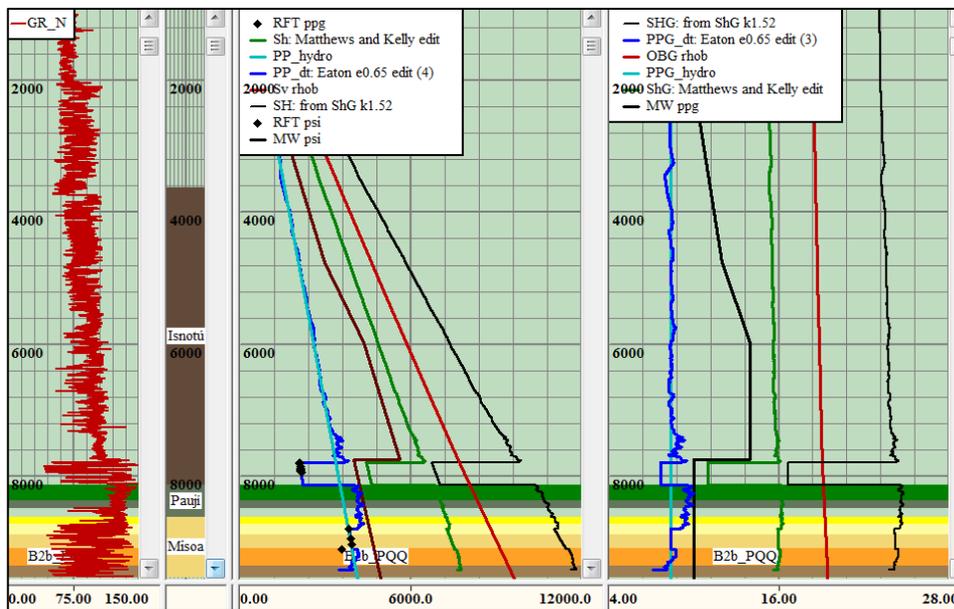
G.1 Curvas de esfuerzos *in situ* del pozo VE-2X.



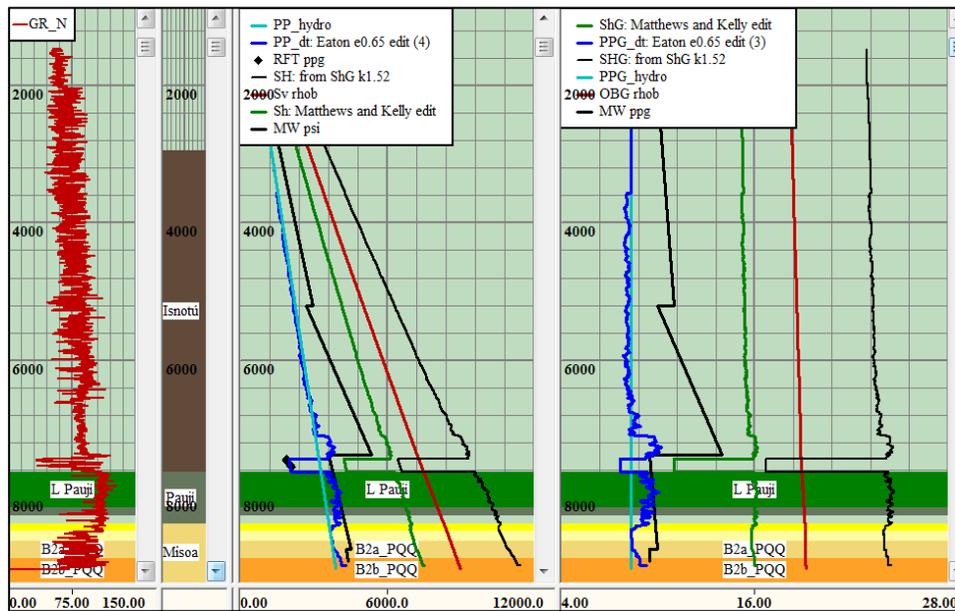
G.2 Curvas de esfuerzos *in situ* del pozo VE-3.



G.3 Curvas de esfuerzos *in situ* del pozo VE-4.



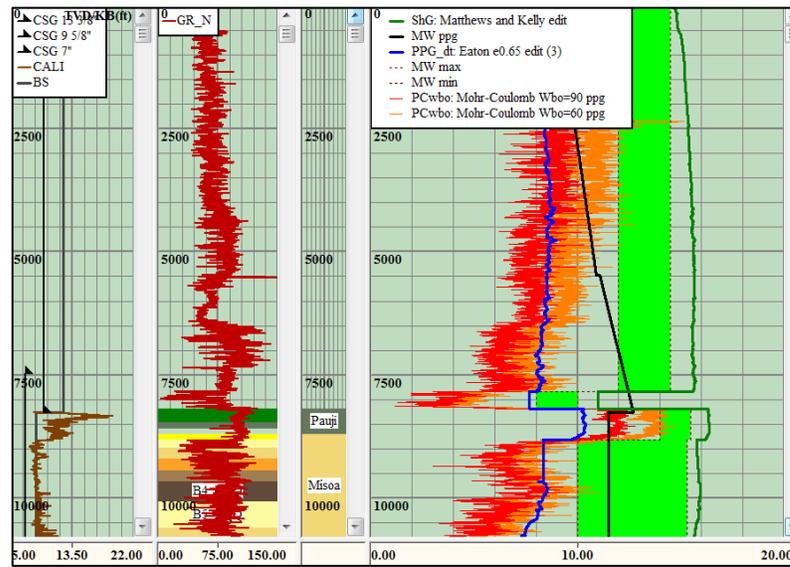
G.4 Curvas de esfuerzos *in situ* del pozo VE-5.



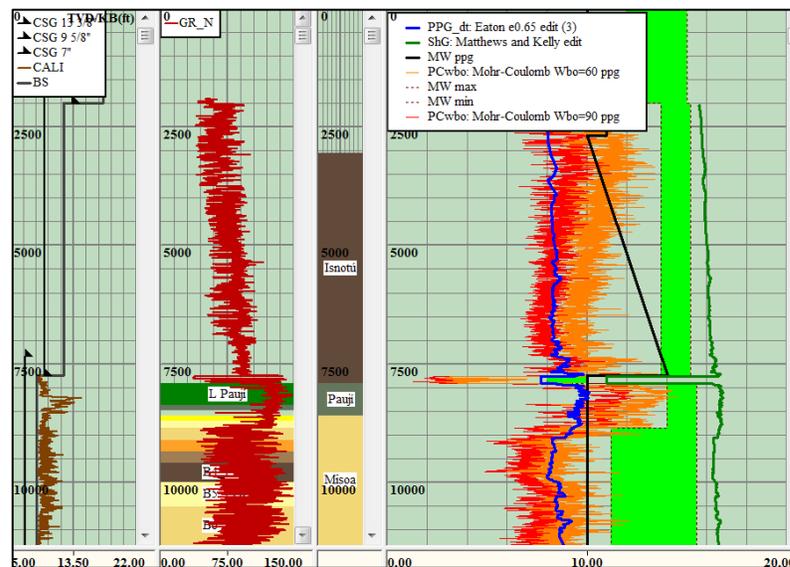
G.5 Curvas de esfuerzos *in situ* del pozo VE-6.

APÉNDICE H

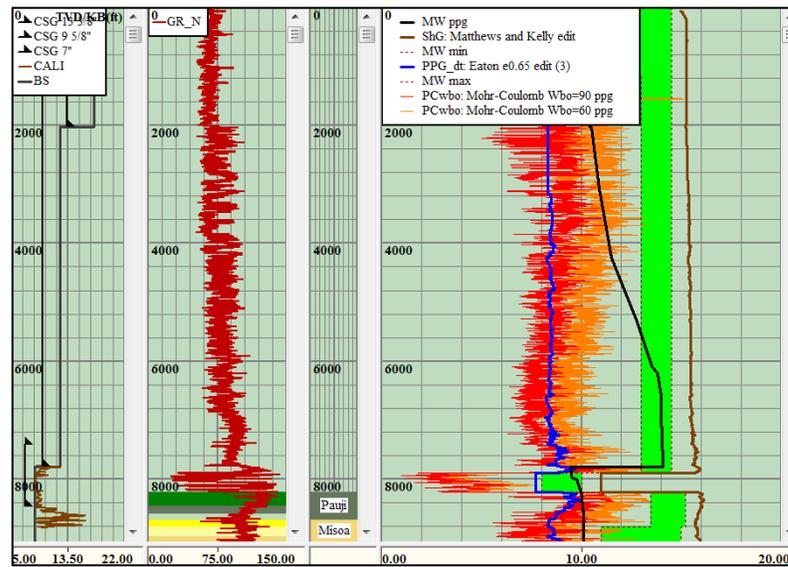
Pesos de lodo recomendado por pozo



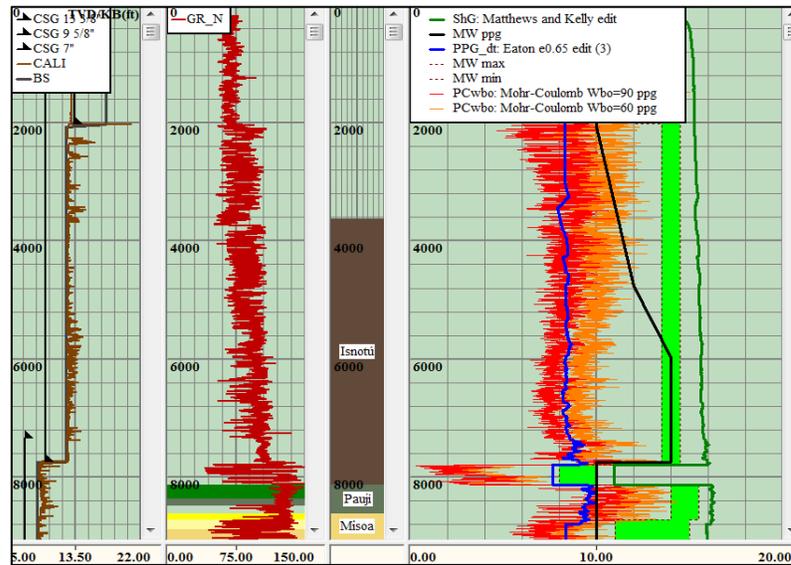
H.1 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-2X.



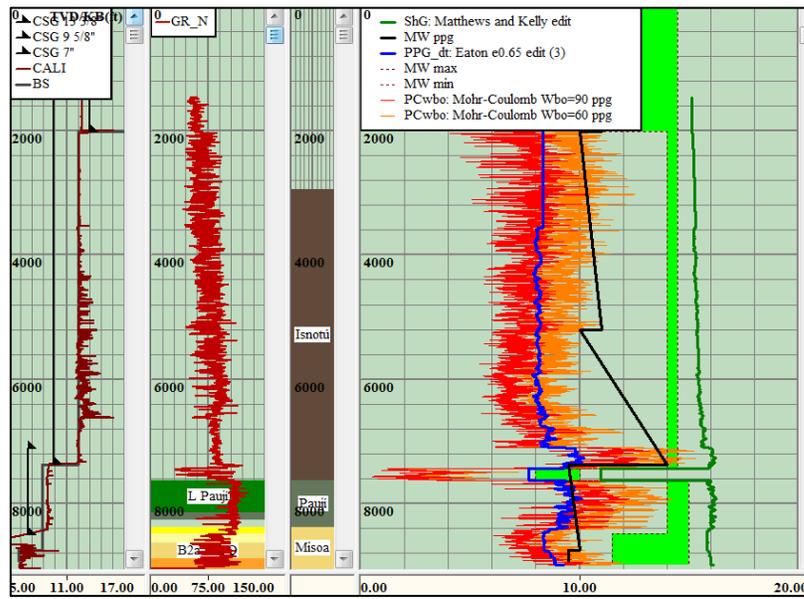
H.2 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-3.



H.3 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-4.



H.4 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-5.



H.5 Pesos de lodo recomendado en el pozo VE-6.

APÉNDICE I

**Resultados promedio de cada formación o unidad por
pozo del bloque JF1**

I.1 Resultados promedio de resistencia a la compresión sin confinamiento de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio Final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	UCS psi	UCS psi	UCS psi	UCS psi	UCS psi	UCS psi	
Betijoque	1935.88	-	2617.00	-	2409.98	2813.16	2444.00
Isnotú	6575.13	-	6650.52	-	7220.57	6849.37	6823.90
Arena P	12357.30	11015.45	13224.50	11561.40	12893.04	12964.27	12335.99
Lutitas de la Fm. Paují	6826.74	5924.16	7282.12	7812.73	7078.12	7450.29	7062.36
A9	6378.62	5742.23	7741.80	8915.02	8170.14	9107.23	7675.84
A10	6907.31	6148.48	8553.37	9914.01	10132.43	9230.73	8481.06
B0	8570.06	7458.04	8908.13	12155.42	9388.18	11272.49	9625.39
B1	14257.68	12545.60	10176.87	12883.58	13518.27	13043.30	12737.55
B2	16918.86	17836.10	14776.15	13834.64	14517.29	11284.42	14861.24
B3	17358.71	16042.62	15362.04	17084.78	17606.97	-	16691.02
B4	17482.30	16510.76	16842.08	-	-	-	16945.05
B5	16926.80	21186.13	15697.98	-	-	-	17936.97
B6	16700.39	23656.76	17672.54	-	-	-	19343.23

I.2 Resultados promedio de ángulo de fricción de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio Final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	FA grados	FA grados	FA grados	FA grados	FA grados	FA grados	
Betijoque	25.17	-	30.00	-	28.90	30.66	28.68
Isnotú	35.20	-	36.32	-	36.92	36.65	36.27
Arena P	42.15	41.63	43.17	41.72	42.50	42.86	42.34
Lutitas de la Fm. Paují	36.20	35.01	36.61	37.34	36.45	36.87	36.41
A9	35.68	34.77	37.39	38.70	37.73	38.84	37.19
A10	36.44	35.32	38.31	39.66	39.56	39.01	38.05
B0	38.43	37.14	38.63	41.38	38.94	40.83	39.23
B1	44.02	42.33	39.74	42.01	42.86	42.63	42.26
B2	45.30	46.02	43.98	42.62	43.58	41.55	43.84
B3	45.54	44.93	44.51	44.63	45.55	-	45.03
B4	45.05	44.54	44.70	-	-	-	44.76
B5	44.96	47.48	44.22	-	-	-	45.55
B6	44.69	48.12	45.63	-	-	-	46.15

I.3 Resultados promedio de gradiente de esfuerzo vertical o sobrecarga de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio Final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	OBG	OBG	OBG	OBG	OBG	OBG	
	PPG	PPG	PPG	PPG	PPG	PPG	
Betijoque	18.32	18.56	19.01	18.51	18.36	18.24	18.50
Isnotú	18.58		19.49		18.83	18.63	18.88
Arena P	18.88	19.03	19.78	18.86	19.12	18.91	19.10
Lutitas de la Fm. Paují	18.94	19.06	19.82	18.93	19.19	19.01	19.16
A9	18.97	19.07	19.87	18.98	19.23	19.09	19.20
A10	19.00	19.08	19.88	19.00	19.25	19.12	19.22
B0	19.02	19.09	19.90	19.02	19.28	19.14	19.24
B1	19.05	19.11	19.92	19.05	19.31	19.16	19.27
B2	19.11	19.17	19.95	19.14	19.38	19.18	19.32
B3	19.18	19.25	19.97	19.24	19.45	-	19.42
B4	19.25	19.31	19.98	-	-	-	19.51
B5	19.34	19.37	20.00	-	-	-	19.57
B6	19.42	19.41	20.09	-	-	-	19.64

I.4 Resultados promedio de gradiente de presión de poro de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	PpG	PpG	PpG	PpG	PpG	PpG	
	PPG	PPG	PPG	PPG	PPG	PPG	
Betijoque	8.42	8.44	8.03	8.47	8.32	8.33	8.33
Isnotú	8.60		8.39		8.45	8.31	8.44
Arena P	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69
Lutitas de la Fm. Paují	9.46	10.29	9.65	9.50	9.63	9.45	9.66
A9	9.62	10.38	9.55	9.12	9.59	9.23	9.58
A10	9.50	10.32	9.39	8.60	9.35	9.18	9.39
B0	9.08	9.95	9.42	8.28	9.43	8.73	9.15
B1	8.80	8.34	9.54	8.51	8.76	8.37	8.72
B2	8.19	8.34	8.65	8.61	8.44	8.64	8.48
B3	7.91	8.34	8.25	8.31	8.01	-	8.16
B4	7.98	8.43	8.13	-	-	-	8.18
B5	8.35	7.99	8.57	-	-	-	8.30
B6	8.66	7.43	8.82	-	-	-	8.30

I.5 Resultados promedio de gradiente de esfuerzo horizontal mínimo de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	ShG	ShG	ShG	ShG	ShG	ShG	
	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	
Betijoque	15.32	15.44	15.73	15.40	15.25	15.18	15.39
Isnotú	15.50		16.06		15.62	15.44	15.66
Arena P	10.99	10.99	11.29	11.01	10.99	11.04	11.05
Lutitas de la Fm. Paují	16.01	16.35	16.68	16.02	16.22	16.05	16.22
A9	16.08	16.39	16.68	15.94	16.25	16.04	16.23
A10	16.06	16.37	16.64	15.80	16.19	16.05	16.19
B0	15.95	16.27	16.66	15.72	16.23	15.92	16.13
B1	15.88	15.78	16.71	15.81	16.05	15.83	16.01
B2	15.73	15.82	16.46	15.90	16.00	15.92	15.97
B3	15.70	15.88	16.35	15.88	15.91	-	15.94
B4	15.76	15.95	16.32	-	-	-	16.01
B5	15.94	15.85	16.47	-	-	-	16.09
B6	16.09	15.7	16.61	-	-	-	16.13

I.6 Resultados promedio de gradiente de esfuerzo horizontal máximo de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	SHG	SHG	SHG	SHG	SHG	SHG	
	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	
Betijoque	23.28	23.46	23.90	23.41	23.19	23.07	23.39
Isnotú	23.56		24.42		23.75	23.47	23.80
Arena P	16.70	16.70	17.17	16.74	16.71	16.77	16.80
Lutitas de la Fm. Paují	24.33	24.85	25.35	24.35	24.66	24.39	24.65
A9	24.45	24.91	25.35	24.23	24.70	24.38	24.67
A10	24.42	24.89	25.29	24.02	24.61	24.39	24.60
B0	24.24	24.73	25.33	23.90	24.68	24.21	24.51
B1	24.14	23.98	25.40	24.03	24.40	24.06	24.34
B2	23.91	24.05	25.02	24.17	24.32	24.20	24.28
B3	23.86	24.14	24.85	24.13	24.18	-	24.23
B4	23.96	24.24	24.81	-	-	-	24.34
B5	24.24	24.09	25.04	-	-	-	24.46
B6	24.46	23.86	25.24	-	-	-	24.52

I.7 Resultados promedio de gradiente de presión de colapso considerando ancho de *breakout* igual a 0° de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	PC 0°						
	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	
Betijoque	14.80	11.12	12.92	11.93	12.12	11.42	12.38
Isnotú	12.30		11.98		11.41	10.97	11.66
Arena P	5.33	5.70	4.93	5.56	5.02	4.67	5.20
Lutitas de la Fm. Paují	14.03	15.40	14.34	13.50	14.14	13.53	14.16
A9	14.52	15.67	14.03	12.62	13.56	12.53	13.82
A10	14.11	15.38	13.47	11.77	12.43	12.48	13.28
B0	12.81	14.26	13.36	10.64	12.90	11.12	12.51
B1	9.93	10.47	12.93	10.52	10.46	10.05	10.73
B2	8.85	8.72	10.25	10.42	9.98	11.02	9.87
B3	8.63	9.48	9.84	9.22	8.70	-	9.17
B4	8.85	9.68	9.45	-	-	-	9.33
B5	9.64	8.18	10.41	-	-	-	9.41
B6	10.42	7.42	10.51	-	-	-	9.45

I.8 Resultados promedio de gradiente de presión de colapso considerando ancho de *breakout* igual a 60° de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	PC 60°						
	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	ppg	
Betijoque	12.51	9.41	10.89	10.16	10.10	9.48	10.01
Isnotú	10.59		10.27		9.78	9.35	9.80
Arena P	4.39	4.74	4.00	4.60	4.09	3.75	4.23
Lutitas de la Fm. Paují	12.33	13.59	12.59	11.86	12.43	11.86	12.44
A9	12.78	13.84	12.32	11.06	11.92	10.97	12.15
A10	12.41	13.59	11.83	10.29	10.90	10.93	11.66
B0	11.24	12.58	11.73	9.25	11.32	9.69	10.97
B1	8.66	9.13	11.36	9.16	9.12	8.72	9.36
B2	7.66	7.56	8.94	9.09	8.69	9.64	8.60
B3	7.46	8.27	8.57	7.99	7.50	-	7.96
B4	7.66	8.44	8.19	-	-	-	8.10
B5	8.42	7.09	9.11	-	-	-	8.21
B6	9.17	6.37	9.28	-	-	-	8.27

I.9 Resultados promedio de gradiente de presión de colapso considerando ancho de *breakout* igual a 90° de cada formación/unidad por pozo, correspondientes al bloque JF1.

FORMACIÓN / UNIDAD	POZO						Promedio final
	VE-1X	VE-2X	VE-3	VE-4	VE-5	VE-6	
	PC 90°						
	PPG	PPG	PPG	PPG	PPG	PPG	
Betijoque	10.21	7.69	8.85	8.39	8.08	7.55	8.11
Isnotú	8.87		8.57		8.16	7.73	8.33
Arena P	3.44	3.78	3.06	3.64	3.16	2.83	3.32
Lutitas de la Fm. Paují	10.62	11.78	10.84	10.22	10.71	10.18	10.72
A9	11.03	12.01	10.62	9.51	10.27	9.42	10.48
A10	10.72	11.79	10.18	8.80	9.37	9.38	10.04
B0	9.67	10.9	10.1	7.86	9.75	8.25	9.42
B1	7.4	7.79	9.79	7.79	7.79	7.39	7.99
B2	6.48	6.41	7.63	7.75	7.39	8.26	7.32
B3	6.29	7.05	7.30	6.76	6.31	-	6.74
B4	6.46	7.2	6.93	-	-	-	6.86
B5	7.2	6.01	7.82	-	-	-	7.01
B6	7.93	5.32	8.04	-	-	-	7.10

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/6

Título	OPTIMIZACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE PERFORACIÓN Y EXPLOTACIÓN A PARTIR DE ANÁLISIS GEOMECÁNICOS 1D EN EL YACIMIENTO EOCENO – VELETO, CAMPO MENE GRANDE, CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Maryalejandra Plaz Peña	CVLAC	V-26.139.149
	e-mail	maryalejandraplaz@gmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Geomecánica
Esfuerzos <i>in situ</i>
Presión de poro
Presión de colapso
<i>Breakouts</i>
Fracturas inducidas
Ventana operacional de lodo

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Geomecánica	Mecánica de rocas

Resumen (abstract):

El yacimiento Eoceno-Veleta, se ubica en el área El Veleta, localizado en el suroeste del Campo Mene Grande, en la Cuenca del Lago de Maracaibo. El objetivo principal de este trabajo fue optimizar las estrategias de perforación y producción del yacimiento mediante el análisis de modelos geomecánicos 1D generados para toda la columna perforada por los pozos. Para tal fin, se emplearon perfiles convencionales de pozos, interpretaciones de registros de imágenes, pruebas de presión, resultados de pruebas de integridad, de fuga y minifrac, así como información de núcleos, tanto del área como de pozos análogos, mediante los cuales se estimaron las propiedades de resistencia de las rocas, presiones de poro, presiones de colapso, direcciones y magnitudes de los esfuerzos in situ. Se consideraron seis (6) pozos para el estudio. En la Formación Misoa (arenas B) se estimó un valor promedio de resistencia a la compresión sin confinamiento de 17071.39 psi y de ángulo de fricción interna igual a 44.8°, un gradiente promedio de presión de poro de 0.43 psi/ft, así como del esfuerzo vertical, horizontal mínimo y máximo iguales a 1.01 psi/ft, 0.84 psi/ft y 1.27 psi/ft, respectivamente. Mediante gráficos de Zoback (polígonos de esfuerzo) se identificó un régimen transcurrente predominante. Considerando lo anterior, se propuso que la perforación de pozos horizontales y altamente inclinados se realice en la orientación del esfuerzo horizontal máximo, es decir, un azimut de 95°, y en caso de pozos verticales el cañoneo en ésta misma dirección. En la zona se identificó una zona de sobrepresión, correspondiente a las lutitas de la Formación Paují con un gradiente de presión de poro de aproximadamente 0.50 psi/ft. Se diseñaron ventanas estables de perforación, en las cuales se sugieren cuatro (4) fases de perforación y pesos de lodo entre 0.42 psi/ft y 0.79 psi/ft para la perforación de futuros pozos en el área.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Sandoval, Berenice	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	V-8.884.428
	e-mail	beresandoval@hotmail.com
	e-mail	
Monteverde, Francisco	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	V-12.192.676
	e-mail	monteverdefr@gmail.com
	e-mail	
González, José Simón	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	V-13.015.360
	e-mail	<u>jsgonzalez78@yahoo.es</u>
	e-mail	
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2020	01	24

Lenguaje Spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
ANALISIS GEOMECANICOS 1D EN EL YACIMIENTO EOCENO – VELETO.

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O
P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5
6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: Yacimiento Eoceno – Veleta, Campo Mene
Grande, Cuenca del Lago de Maracaibo

Temporal: 2020

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Pregrado

Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería Geológica

Otra(s) Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR <i>Mazley</i>
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

Juan A. Bolanos Cuveto
JUAN A. BOLANOS CUVELO
Secretario

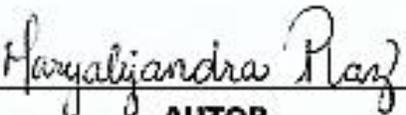


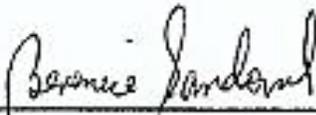
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 6/6

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II semestre 2009, según comunicación CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario, para su autorización.”


AUTOR
Plaz Maryalejandra


TUTOR
Profesora Sandoval Berenice