

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**GENERACIÓN DE UN MODELO GEOLÓGICO DE LA FORMACIÓN
HOLLÍN EN UN CAMPO DEL BLOQUE 61 DE
LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA
GEÓLOGA**

VANESSA LEONOR ESCOBAR DUCHE

vanessal_escobard@hotmail.com

DIRECTORA: DRA. CAROLINA BERNAL

isabel.bernal@epn.edu.ec

Quito, Febrero-2016

DECLARACIÓN

Yo, Vanessa Leonor Escobar Duche, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

VANESSA LEONOR ESCOBAR DUCHE

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Vanessa Leonor Escobar Duche, bajo mi supervisión.

Dra. Carolina Bernal
DIRECTORA DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A la empresa Baker Hughes Inc. por haber contribuido con el presente trabajo, por facilitar la información y avance tecnológico para el desarrollo del presente proyecto.

Al todo el equipo de trabajo del área “*Reservoir Consulting*” de Baker Hughes, Jorge P., Atahualpa V., Karina E. y sobre todo a María Lourdes N. por haberme guiado con conocimientos y sabiduría paso a paso en este proyecto.

A la Dra. Carolina Bernal por cada consejo, confianza y paciencia en cada etapa del proyecto, estaré eternamente agradecida.

A todos y cada uno de mis profesores de la Especialización de Geología por compartírnos con sabiduría sus conocimientos.

A mis padres por ser mis guías y mi mayor apoyo a cada instante.

A mis hermanos y a sus lindas familias por ser la fuerza que me motiva.

A mis dos amores Andres M. y Nampet, por ser mi razón de seguir.

A mis amigos que formaron parte indispensable en la vida universitaria, Beto, JuanFer, Edgar, Pedro, Luis, Carlos, Ernesto, Vale, Andre, Fabi O, Diego Ch. Diego V.

A mis compañeros y amigos de trabajo del INIGEMM, por la paciencia.

DEDICATORIA

A Dios por regalarme el don de vivir.

A mis padres porque cada meta cumplida se las debo a ellos, a mi madre por ese corazón tan puro que me ha motivado a seguir, a mi padre por esa gran sabiduría para ayudarme a ser quien soy.

A mis hermanos Diego y Tefa por cada vivencia y buenos momentos juntos.

A mis sobrinos Dayu, Thomasito y bebe Gael los adoro con mi alma.

Al ser que amo Andrés M. por ser mi compañero de cada lucha y mi música.

A Nampet por ser mi mayor razón de vivir, para ti todo mi ser.

RESUMEN

El presente proyecto de investigación tiene como objetivo principal la generación de un Modelo Geológico Tridimensional integrado para la Formación Cretácica Hollín (Aptiano Superior a Albiano temprano, 105 – 115 Ma.) en un campo del Bloque 61 de la Cuenca Oriente del Ecuador, con el fin de definir un marco geológico actualizado del principal reservorio productor del área de estudio. La caracterización geológica de este reservorio se desarrolló mediante la integración de diferentes modelos: estructural, sedimentológico, estratigráfico, y petrofísico; obtenidos en base a la síntesis de trabajos previos y a la interpretación de datos técnicos: información indirecta proveniente de 55 pozos perforados: registros de pozos, topes estratigráficos referidos a esta formación y datos geofísicos (sísmica 3D); e información directa proveniente del análisis sedimentológico de núcleos. En este sentido los procedimientos necesarios se llevaron a cabo usando los softwares de geomodelamiento *Jewel Suite Subsurface Modeling* (Baker Hughes Inc.) y *Petrel* (Schlumberger S.A.).

La caracterización geológica se desarrolló, en general en 6 etapas, control de calidad y validación de los datos de entrada (base de datos), modelado estructural, modelado estratigráfico, modelado sedimentológico, modelo petrofísico y, modelo geológico tridimensional (integración de los modelos mencionados anteriormente en el grid).

Una vez obtenido el Modelo Geológico 3D, se logró cuantificar el Petróleo Original en Sitio (POES) estático para el yacimiento Hollín calculado mediante el método determinístico volumétrico dando un valor de 301 MMBIs; con el cual además se actualizó las Reservas de Petróleo Recuperables Originales en el campo para este reservorio de 88,61 MMBIs con un factor de recobro de 32.33%. Datos indispensables a la hora de caracterizar las áreas con posibilidades de optimización de la producción de hidrocarburos.

ABSTRACT

The present research project was proposed in order to generate an integrated Tridimensional Geological Model for the Cretaceous Hollin Formation (Upper Aptian to Early Albian, 105 - 115 Ma.) in the Block 61 oilfield of the Ecuadorian Orient Basin and to define an updated geological framework of the main producing reservoir of the study area. The geological characterization of this reservoir was developed by the integration of different models: structural, sedimentological, stratigraphic and petrophysical which were obtained of previous studies and by the interpretation of technical data of indirect information from 55 drilled wells: well logs, stratigraphic tops referred to this formation and geophysical data (3D seismic). This study was complemented with information from the sedimentological analysis of cores.

Consequently, the necessary procedures were obtained using the modeling software Jewel Suite Subsurface Modeling (Baker Hughes Inc.) and Petrel (Schlumberger SA).

The geological characterization was developed in 6 phases, quality control and validation of input data (database), structural model, stratigraphic model, sedimentological model, petrophysical model and, three-dimensional geological model (previous models were integrated to generate the final geological model).

After the 3D Geological Model was developed, static Original Oil in Place was quantified (OOIP) for Hollin reservoir. This was calculated using the volumetric deterministic method, which indicate 301 MMBIs of reserves. Finally, the Original Recoverable Oil Reserves were updated for the field and displayed 88,61 MMBIs with a recovery factor of 32.33%. These data are indispensable to characterize the potential areas for optimization of hydrocarbon production.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
RESUMEN	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE DE CONTENIDO	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 IMPORTANCIA DEL ESTUDIO	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.2 ALCANCE	3
1.3 METODOLOGÍA	4
1.4 GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO	9
CAPÍTULO II	12
MARCO TEÓRICO	12
2.1 MODELO GEOLÓGICO DE YACIMIENTOS	12
2.1.1 MODELO ESTRUCTURAL	13
2.1.1.1 Sísmica	13

		IX
2.1.1.2	Registros de pozo	17
2.1.1.2.7	Combinación densidad-neutrón	24
2.1.2	MODELO ESTRATIGRÁFICO	27
2.1.2.1	Correlación estratigráfica de pozos	27
2.1.3	MODELO SEDIMENTOLÓGICO	28
2.1.3.1	Ambientes sedimentarios	28
2.1.3.2	Facies sedimentarias	37
2.1.4	MODELO PETROFÍSICO	39
2.1.4.1	Propiedades básicas de rocas:	39
2.1.4.2	Contacto agua-petróleo	41
2.2	CÁLCULO DE RESERVAS	41
2.2.1	MÉTODO VOLUMÉTRICO	42
2.2.1.1	Cálculo del POES:	42
2.2.1.2	Reservas de petróleo recuperables originales (EOR)	43
CAPÍTULO III		44
GEOLOGÍA REGIONAL Y LOCAL		44
3.1	MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	44
3.1.1	ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTE	45
3.1.1.1	Pre-Cretácico	45
3.1.1.2	Cretácico	50
3.1.1.3	Post-Cretácico	55
3.1.2	EVOLUCIÓN TECTÓNICA REGIONAL	58
3.1.2.1	Dominio Occidental: Zona Subandina	59
3.1.2.2	Dominio Central: Corredor Sacha-Shushufindi	59
3.1.2.3	Dominio Oriental: Sistema Invertido Capirón-Tiputini	61
3.1.3	ETAPAS DE DEFORMACIÓN	61
3.1.3.1	Extensión Pre-Cretácica	61
3.1.3.2	Extensión Napo Basal o Inferior (Albiano - Cenomaniano)	62
3.1.3.3	Inversión Napo Medio – Tena Inferior (Turoniano - Maastrichtiano)	62
3.1.3.4	Inversión Tiyuyacu Inferior (Eoceno Inferior)	62
3.1.3.5	Inversión Plioceno – Cuaternario	63
3.2	GEOLOGÍA LOCAL DEL ÁREA DE ESTUDIO (SÍNTESIS DE TRABAJOS PREVIOS)	63
3.2.1	ESTRUCTURA Y EVOLUCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	64
3.2.2	ESTRATIGRAFÍA LOCAL DEL ÁREA DE ESTUDIO	65

		X
3.2.2.1	Formación Hollín	66
3.2.3	AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y PALEOGEOGRAFÍA DE LA FORMACION HOLLÍN DEL ÁREA DE ESTUDIO	67
3.2.4	PROPIEDADES DE RESERVORIO Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS	70
CAPÍTULO IV		72
MODELO GEOLÓGICO DEL ÁREA DE ESTUDIO		72
4.1	BASE DE DATOS	72
4.1.1	INFORMACIÓN INDIRECTA	72
4.1.1.1	Registros eléctricos de pozos	74
4.1.1.2	Tiros de verificación (checkshot)	74
4.1.1.3	Marcadores estratigráficos	74
4.1.1.4	Sísmica 3D	74
4.1.1.5	Información petrofísica	76
4.1.2	INFORMACIÓN DIRECTA:	76
4.1.2.1	Núcleos	76
4.2	MODELO ESTRUCTURAL	77
4.2.1	VALIDACIÓN DE LOS DATOS	78
4.2.1.2	Calibración sísmica-pozo	78
4.2.2	INTERPRETACIÓN SÍSMICA-ESTRUCTURAL	84
4.2.2.1	Elaboración de secciones sísmico-estructurales	86
4.2.2.2	Interpretación de horizontes	94
4.2.2.3	Interpretación de fallas	98
4.2.3	MODELO DE VELOCIDAD (CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD)	100
4.2.4	RESULTADO: MODELO ESTRUCTURAL 3D DEL ÁREA DE ESTUDIO Y MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS RESERVORIOS HOLLÍN	102
4.3	MODELO ESTRATIGRÁFICO	109
4.3.1	CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE POZOS	109
4.3.1.1.	Correlación de Pozos	111
4.3.2	RESULTADO: MODELO TRIDIMENSIONAL ESTRATIGRÁFICO PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL ÁREA DE ESTUDIO	118
4.4	MODELO SEDIMENTOLÓGICO	119
4.4.1	VALIDACIÓN DE LOS DATOS	119
4.4.1.1	Núcleos:	119
4.4.1.2	Registros Eléctricos:	126
4.4.2	MODELADO DE FACIES	132

	XI	
4.4.2.1	Ambiente Sedimentarios	132
4.4.2.2	Modelado de Facies escalado al grid tridimensional	135
4.4.3	RESULTADO: MODELO SEDIMENTOLÓGICO TRIDIMENSIONAL DEL ÁREA DE ESTUDIO PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN	143
4.5	MODELO PETROFÍSICO	145
4.5.1	VALIDACIÓN DE DATOS PETROFÍSICOS (EVALUACIÓN PETROFÍSICA):	146
4.5.1.1	Calibración Núcleo-Perfil.	147
4.5.1.2	Parámetros petrofísicos	149
4.5.1.3	Modelo petrofísico a escala de pozo	154
4.5.1.4	Determinación del tipo de roca	158
4.5.1.5	Determinación de parámetros de corte	162
4.5.2	DISTRIBUCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS AL MODELO GEOLÓGICO	164
4.5.2.1	Escalamiento de propiedades petrofísicas	164
4.5.2.2	Creación de variogramas para las propiedades petrofísicas	165
4.6	ESTADO ORIGINAL DE FLUIDOS	168
4.6.1	VALIDACIÓN DE LOS CONTACTOS DE FLUIDOS	171
	Calibración de Resultados con Datos de Producción	171
	CAPÍTULO V	174
	CÁLCULO DE RESERVAS	174
5.1	MÉTODO DETERMINÍSTICO	174
5.1.1	MÉTODO VOLUMÉTRICO	174
5.1.1.1	CÁLCULO DE POES (petróleo original en sitio):	175
	CAPÍTULO VII	180
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	180
	ANEXOS	190

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos.	42
Tabla 3.1	Sumario Petrofísico Promedio por Arena del área de estudio.	70
Tabla 3.2	Características de Crudos por Arena.	71
Tabla 4.1	Características del cubo sísmico migrado en tiempo, del área de estudio.	74
Tabla 4.2	Núcleos de corona de pozos para la Formación Hollín en el área de estudio.	76
Tabla 4.3	Fórmulas de “ <i>Velocidad Average</i> ” empleadas en el Modelo de Velocidad para la conversión Tiempo-Profundidad de los horizontes de interés, a) pozo C-001, b) pozo C-006 y c) promedio.	100
Tabla 4.4	Análisis sedimentológicos de núcleos del área de estudio.	120
Tabla 4.5	Facies del análisis sedimentológico de los 61’ del núcleo del pozo C-026.	124
Tabla 4.6	Facies del análisis sedimentológico de los 120’ del núcleo del pozo C-027.	124
Tabla 4.7	Asociación de facies para el modelo sedimentológico para la Fm. Hollín.	131
Tabla 4.8	Ambiente Depositacional para las Unidades Sedimentarias de la Fm. Hollín del Área de estudio.	143
Tabla 4.9	Análisis convencionales y especiales de núcleos para la Fm. Hollín en el área de estudio.	146
Tabla 4.10	Registros eléctricos de pozo disponibles para la evaluación petrofísica.	147
Tabla 4.11	Calibración de profundidad núcleo-perfil para el análisis petrofísico.	148
Tabla 4.12	Densidad de matriz para la Formación Hollín en el área de estudio.	149
Tabla 4.13	Parámetros estándares de tortuosidad (a), cementación (m) y saturación (n) utilizados para la interpretación petrofísica.	150
Tabla 4.14	Resultados Evaluación de Análisis Físico-Químico y sus Respectivos Rw.	152
Tabla 4.15	Valor Salinidad del área de estudio para Hollín Superior y Hollín Principal.	152

Tabla 4.16	Comparación de los resultados del valor R_w por los Métodos de análisis físico-químico de aguas y el Cross Plot.	153
Tabla 4.17	Cotejo resultados permeabilidad relativa Núcleo Pozo C-004.	156
Tabla 4.18	Ecuaciones de Permeabilidad Reservorio Hollín	158
Tabla 4.19	Tipo de roca según el análisis de Pittman.	160
Tabla 4.20	Determinación de porcentaje de tipo de roca en el área de estudio.	161
Tabla 4.21	Pruebas especiales permeabilidad relativa de reservorios para el pozo C-004.	163
Tabla 4.22	Parámetros de corte para Hollín en el área de estudio.	164
Tabla 4.23	Rangos propiedad NetGross para el área de estudio.	166
Tabla 4.24	Rangos de variogramas para las porosidades.	166
Tabla 4.25	Comparación entre ANP y valores de producción inicial.	171
Tabla 5.1	S_{wi} promedio para la Formación Hollín en el área de estudio.	176
Tabla 5.2	Parámetros utilizados para el cálculo del POES para los miembros de la Fm. Hollín.	176
Tabla 5.3	POES de la Formación Hollín.	177
Tabla 5.4	Factor de recobro para Hollín en el aérea de estudio.	178
Tabla 5.5	Diferencia de los parámetros disponibles para el cálculo de POES de EPP con el presente estudio.	178
Tabla 5.6	Comparación del POES entre los datos oficiales de EPP y el presente estudio	179

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura.1.1	Flujograma de trabajo para construir el modelo geológico 3D de la Formación Hollín del área de estudio.	6
Figura 1.2	A) Ubicación geográfica del área de estudio en el centro de la Cuenca Oriente y B) Mapa estructural mostrando la extensión del área de estudio con los principales pozos.	10
Figura 2.1	Cubo sísmico del área de estudio utilizado en la interpretación estructural, las líneas de colores representan en rojo las líneas “inline” y en azul las líneas “crossline”.	14
Figura 2.2	Ejemplo para interpretación del registro GR.	19
Figura 2.3	Ejemplo de interpretación del registro Cáliper.	20
Figura 2.4	Ejemplo de interpretación del registro SP, en comparación con el gamma ray.	21
Figura 2.5	Ejemplo del registro sísmico.	22
Figura 2.6	Ejemplo, interpretación de registro densidad.	23
Figura 2.7	Ejemplo del registro neutrón, en comparación con el registro gamma ray.	24
Figura 2.8	Respuesta litológica en un registro neutrón-densidad en comparación con el registro gamma ray.	25
Figura 2.9	Ejemplo de interpretación de registro de resistividad, siendo ILD: resistividad profunda, ILM: media y SFL: superficial.	26
Figura 2.10	Representación esquemática de ambientes sedimentarios continentales, transicionales y marinos.	29
Figura 2.11	Esquema de red fluvial hipotética.	30
Figura 2.12	Principales tipos de ríos según el número de canales, el índice de entrelazamiento o braiding y el grado de sinuosidad.	31
Figura 2.13	Diferentes tipos de arquitectura fluvial.	32
Figura 2.14	Diagrama de los principales elementos en un río entrelazado.	33

- Figura 2.15** Esquema de la morfología general de un estuario mostrando varios factores en la sedimentación: salinidad, procesos sedimentarios, caracteres en las facies y condiciones de energía en la depositación. 35
- Figura 2.16** Diagrama mostrando un rango generalizado de las respuestas de las formas de las curvas de los registros GR o SP, representando una clasificación de electrofacies. 38
- Figura 3.1** Columna estratigráfica general de la Cuenca Oriente del Ecuador. 46
- Figura 3.2** Diagrama mostrando las formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del paquete Cretácico de la Cuenca Oriente, y su relación con la curva eustática definida por Haq et al., (1987). 50
- Figura 3.3** Mapa tectónico mostrando los Dominios Estructurales de la Cuenca Oriente. 60
- Figura 3.4** Línea sísmica W-E del centro del área de estudio mostrando las principales formaciones y estructuras del subsuelo. 64
- Figura 3.5** Columna estratigráfica general del área de estudio. 65
- Figura 3.6** Paleogeografía y fotografías de núcleos de la Formación Hollín. 69
- Figura 4.1** Mapa de ubicación de pozos del área de estudio 73
- Figura 4.2** Cubo sísmico del área de estudio utilizado en la interpretación estructural, las líneas de colores representan en rojo las líneas "inline", en azul las líneas "crossline" y en verde las líneas "timeslice". 75
- Figura 4.3** Curvas TZ donde el eje X pertenece a los valores del TWT y el eje Y a su equivalente en profundidad, a) para el pozo C-001, b) pozo C-006 y c) comparación de las curvas TZ en los dos pozos. (En el pie de cada imagen se muestra la velocidad calculada para cada tiro de verificación de pozo, entre R^2 se acerque más a 1 el margen de error es menor). 80
- Figura 4.4** Sismograma Sintético del pozo C-001 ubicado en centro-este del campo. 82
- Figura 4.5** Ajuste de marcadores estratigráficos con reflectores sísmicos en la zona de interés Hollín, para el pozos C-001 A) sección sísmica W-E mostrando el ajuste sísmica-pozo. B) sismograma sintético ajustado a los topes oficiales. 83
- Figura 4.6** A) Línea sísmica en dirección aproximada W-E con los pozos C-022, C-E014 y C-011 85
- Figura 4.7** Sección estructural A-A' mostrando el perfil sísmico y ubicación pozos en dirección 89

_____	NNE-SSW, en sentido paralelo al rumbo de la estructura principal del campo	89
Figura 4.8	Sección estructural B-B' mostrando el perfil sísmico y ubicación de los pozos C-006, C-032 y C-001 en dirección NW-SE, perpendicular al rumbo de la estructura principal del campo.	90
Figura 4.9	Sección estructural C-C' mostrando el perfil sísmico y la correlación de pozos en dirección W-E, donde se distingue fallas principal y local afectando a la estructura principal del campo (anticlinal) en el centro del campo.	91
Figura 4.10	Sección estructural D-D' mostrando el perfil sísmico y la correlación de pozos en dirección SW-NE, donde se distingue la falla y estructura principal del campo (anticlinal).	92
Figura 4.11	Sección estructural E-E' mostrando el perfil sísmico y la correlación de pozos en dirección W-E, donde se distingue la falla y estructura principal del campo (anticlinal) al sur del campo.	93
Figura 4.12	Interpretación en el dominio tiempo de horizontes (TUHS, tope del miembro Hollín Superior) en base a la sísmica 3D. A) vista en planta del mallado interpretado (horizonte picado), y B) vista en 3D del mallado interpretado en color celeste. En rojo se tiene las inlines y en azul las crossline.	96
Figura 4.13	Horizonte en el dominio tiempo (TUHS). A) Mapa mostrando los contornos en el dominio tiempo cada 10 [ms], y B) vista en 3D del horizonte (los datos sísmicos, en rojo se tiene las inlines y en azul las crossline).	97
Figura 4.14	Traza de la Falla principal observada en base a los datos sísmicos. a) Sección sísmica E-W, se muestra la falla principal, b) Timeslice (verde) correspondiente a una sección horizontal a la profundidad de Fm. Hollín, donde se observa el lineamiento de la falla en planta.	99
Figura 4.15	Horizonte Tope del miembro Hollín Superior (TUHS), A) en tiempo, y B) en profundidad convertido con el modelo de velocidad.	101
Figura 4.16	Modelo estructural de la Formación Hollín en el área de estudio, en base a la interpretación sísmica y registros de pozos.	103
Figura 4.17	Modelo estructural 3D final de la Formación Hollín en el área de estudio delimitada por la estructura principal y contactos de fluidos.	105
Figura 4.18	Mapa estructural referido al tope del miembro Hollín Superior (TUHS).	106
Figura 4.19	Mapa estructural referido al tope del miembro Hollín Principal (TmHS).	107
Figura 4.20	Mapa estructural referido a la base de Hollín Principal (BmHS).	108

- Figura 4.21** Columna Estratigráfica General del área de estudio. 110
- Figura 4.22** Registro Tipo pozo C-004, mostrando los miembros definidos para la Formación Hollín. 112
- Figura 4.23** Línea sísmica W-E, mostrando las facies sísmicas del área de estudio, además se anticlinal fallado al lado oeste, falla inversa con componente con despegue en el basamento, en el eje Y Two-Way-Travel Time [ms] y en el eje X distancia en [m]. 114
- Figura 4.24** Sección Estratigráfica A-A', mostrando la geometría de los cuerpos sedimentarios para los miembros Hollín Superior y Principal. 116
- Figura 4.25** Sección Estratigráfica B-B' en la dirección NW-SE con pozos tipo, mostrando el análisis estratigráfico al norte del campo de los principales cuerpos sedimentarios. 117
- Figura 4.26** Modelo Estratigráfico Tridimensional del área de estudio integrado al modelo estructural. 118
- Figura 4.27** Registro litológico obtenido del análisis sedimentológico de núcleo del pozo C-026. 121
- Figura 4.28** Registros eléctricos de pozo utilizados para el análisis sedimentológico de electrofacies en el área de estudio. Rayos Gamma (GR), Combinación Densidad (RHO) - Neutrón (NPH), Resistividad (RD, RM, RS), Sónico (DT). 126
- Figura 4.29** Respuestas de los registros de pozo en el análisis sedimentológico de la unidad Hollín Principal. A) Arenisca granodecreciente (en barra), B) arenisca (en un canal entrelazado), C) Intercalación de areniscas con finos (canales fluviales entrelazados depositados en una llanura de inundación) y D) microconglomerado (a la base de Hollín relleno de valles incisos). 129
- Figura 4.30** Respuestas de los registros de pozo en el análisis sedimentológico de la unidad Hollín Superior para dos pozos del área de estudio. A) Arenisca granodecreciente (en barras mareales), B) areniscas (en un canal mareal). 130
- Figura 4.31** Pozo C-026, mostrando los registros discretos de: asociación de facies. 132
- Figura 4.32** Mapa de Facies al tope de Hollín Principal. 134
- Figura 4.33** Mapa de Facies a la base de la Unidad Sedimentaria Hollín Superior. 135
- Figura 4.34** Propiedad de electrofacies escalada al espacio virtual del modelo tridimensional para cada pozo del área de estudio. 137

- Figura 4.35** Histograma comparativo compuesto por dos variables, electrofacies escaladas al modelo tridimensional (verde), y asociaciones de facies interpretadas en registros de pozos (rosado) para a) Hollín Superior, b) Hollín Principal. c) Código de las asociaciones de facies. 138
- Figura 4.36** Ejemplo de variogramas para modelar la asociación de facies al grid. Para TUHS y TmHs. 139
- Figura 4.37** Modelo sedimentológico para Hollín Principal representa un sistema fluvial de tipo entrelazado . 141
- Figura 4.38** Hollín Superior, sistema depositacional mareal distal a marino somero de base a tope respectivamente. 142
- Figura 4.39** Modelo Tridimensional Sedimentológico del área de estudio. 144
- Figura 4.40** Calibración a profundidad del core-gamma con gammar-ray del pozo C-027, a) profundidad corregida del core gamma en negro con el registro gamma ray. b) profundidad en rojo del core gamma medido en campo 148
- Figura 4.41** Histograma pma matriz para Hollín Superior. 150
- Figura 4.42** Grafico Stiff Pozo CR-002 151
- Figura 4.43** Comparativo Métodos de Estimación de R_w para el pozo C-032. 153
- Figura 4.44** Ecuación de permeabilidad calculada mediante los gráficos de porosidad vs permeabilidad para Hollín. 158
- Figura 4.45** Gráfica “One-to-One” (R60). 160
- Figura 4.46** Grafico permeabilidad vs porosidad, mostrando la clasificación de tipos de roca en base al análisis de Pitman y radio de garganta poral. 161
- Figura 4.47** Curva de K_r y Cross-plot de ϕ_{sh} vs S_w y V_{sh} vs S_w para el pozo C-004. 163
- Figura 4.48** Datos estadísticos para la PHIE en Hollín Principal. 165
- Figura 4.49** Modelo de porosidad para a) Hollín Superior y b) Hollín Principal. 167
- Figura 4.50** Sección estratigráfica -estructural para la Unidad Hollín Principal, donde se muestra los límites de reservorio y datos de producción. (CAP = contacto agua – petróleo) 169
- Figura 4.51** Sección estratigráfica-estructural para la Unidad Hollín Superior, donde se muestra los límites de reservorio (LIA = límite inferior de arena). 170

Figura 4.52 Definición del contacto agua-petróleo en el modelo geocelular. 172

Figura 4.53 Contacto agua-petróleo a) en una sección W-E b) en el modelo tridimensional del área de estudio para la Formación Hollín. 173

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

La generación de modelos geológicos de yacimientos petrolíferos se puede definir, como un proceso mediante el cual se describen las características geológicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los reservorios. Las propiedades del yacimiento incluyen desde una descripción geológica general de la cuenca, tipos de roca, distribución de facies, ambiente de depósito, geometría de los cuerpos que conforman el yacimiento, hasta sus propiedades petrofísicas como son porosidad, permeabilidad, saturación de agua, etc. Estos datos provienen de diversas fuentes de información como son: estudios geológicos, levantamiento y procesamiento de información sísmica, registros geofísicos de pozo, muestras de núcleo, datos de producción, etc.

Precisamente, la búsqueda de representaciones de modelos geológicos más realistas ha derivado en el desarrollo de la “Modelación Estática de Yacimiento”. Esta técnica permite emplear de mejor manera la información geológica disponible a fin de obtener una mejor descripción del yacimiento, a pesar de la complejidad que éste tenga. De este modo se puede lograr modelos geológicos tridimensionales más probables de los yacimientos, de acuerdo con el tipo de reservorio, el estadio de desarrollo y la maduración de la explotación alcanzados (Galacho y Córdoba, 2003). Desde el punto de vista geoestadístico este análisis de datos permite la generación de diferentes realizaciones de la distribución espacial de las propiedades del yacimiento y el entendimiento de la variabilidad espacial de dichas propiedades de interés, así como, la cuantificación de la incertidumbre en los modelos del yacimiento (Matheron, 1965); favoreciendo la explotación del recurso petrolífero.

Por otra parte, si consideramos que la economía ecuatoriana se sustenta principalmente en la producción del petróleo, misma que para noviembre de 2015 reporta un total nacional de exportaciones de 374 527,8 (miles de dólares) (*Banco*

Central del Ecuador, 2015) y a pesar de que esto signifique un incremento en la producción del país, existe también un aumento acelerado del consumo de petróleo no solo en Ecuador sino a nivel mundial con una demanda promedio de petróleo de 94,6 millones de barriles diarios para el 2015 (1,8 millones de barriles diarios más que en el 2014 que en promedio fue de 92,8 millones de barriles diarios (*Agencia Internacional de Energía, 2015*)). Por tal motivo surge la necesidad de realizar proyectos como el presente estudio orientados a contribuir con información geológica vital para la optimización y explotación de este recurso y por ende el incremento de ingresos económicos en el país.

Desde el punto de vista científico este estudio contribuirá con la caracterización estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica integrada en un modelo geológico tridimensional de la Formación Hollín en una importante área productora de petróleo en el Bloque 61 de la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Con el apoyo tecnológico de la empresa Baker Hughes Internacional Inc. (mediante el uso de los softwares Jewel Suite Subsurface Modeling y Petrel) este trabajo aportará también al entendimiento de la distribución espacial de las propiedades petrofísicas de las rocas que controlan el flujo de fluidos del reservorio, teniendo así una nueva perspectiva geológica del yacimiento, circunstancia que permitirá además actualizar las reservas recuperables económicas mediante el cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES) en el área de estudio.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Contribuir con la caracterización estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica integrada dentro de un modelo geológico tridimensional, y cuantificación de las reservas de petróleo recuperables originales mediante el cálculo del petróleo original en sitio (POES) para la Formación Hollín en un campo del Bloque 61 de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaboración del modelo estructural, en base a interpretación sísmica y de registros de pozo.
- Construcción del modelo estratigráfico, mediante correlaciones de pozos.
- Elaboración del modelo sedimentológico, con la identificación de asociación de facies, de los análisis sedimentológicos de núcleos y registros de pozos.
- Validación del modelo petrofísico, en base al análisis de las propiedades petrofísicas de las rocas e identificación del contacto agua-petróleo original.
- Cálculo de las reservas recuperables originales mediante el valor del Petróleo Original en Sitio (POES).

1.2 ALCANCE

El presente estudio tiene como fin contribuir con el conocimiento geológico del subsuelo en el área de estudio mediante la caracterización estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica de la Formación Hollín integrada dentro de un modelo geológico tridimensional; y conocer con mayor certeza el grado de certidumbre del petróleo original en sitio, actualizando el valor de las reservas de petróleo recuperables originales (EOR) de los principales reservorio de la Formación Hollín; conjuntamente el avance tecnológico-científico y la caracterización de yacimientos son factores claves al pronosticar un perfil de producción adecuado en la explotación de este recurso.

La caracterización geológica de la Formación Hollín en el área de estudio se basa en la síntesis de trabajos previos y a la interpretación de datos geológicos de la información proveniente de 55 pozos perforados, registros de pozos, sísmica 3D y análisis sedimentológico de núcleos. Con la ejecución del presente proyecto se pretende obtener lo siguiente:

- Base de datos, en base a la recopilación de información geológica del área de estudio.

- El modelo estructural del área de estudio en base a la interpretación sísmica y de pozos.
- El modelo estratigráfico en base a la interpretación de topes y base referidos a las unidades de interés en Hollín mediante correlación de registros de pozos.
- Registro discreto de la asociación de facies sedimentarias, para construir el modelo sedimentológico en el grid, mediante la interpretación de las formas de las curvas de los pozos y el modelo conceptual del área.
- Modelado de propiedades petrofísicas integrado al grid tridimensional.
- Contacto agua-petróleo para la Formación Hollín.
- Modelo geológico 3D (integración de los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico).

Procedimiento necesario con el uso de los softwares *Jewel Suite Subsurface Modeling* (Baker Hughes Inc.) y *Petrel* (Schlumberger S.A.).

Una vez integrados los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico al modelo geológico 3D, se cuantificará el petróleo original en sitio (POES) estático para todo el yacimiento mediante el método determinístico volumétrico; con el cual además se actualizará las reservas de petróleo recuperables originales en el campo para este reservorio.

1.3 METODOLOGÍA

La metodología a seguir para cumplir con los objetivos establecidos en el actual proyecto es la siguiente (Figura 1.1):

- **Recopilación de la información existente:**

Esta etapa se basó en la recolección de tesis de grado, informes técnicos y cualquier otro tipo de estudios previos del área de interés; además revisión de manuales de softwares a ser utilizados durante la realización del proyecto; y, principalmente recolección de datos técnicos del área de estudio:

Información bibliográfica: Información disponible de la zona de estudio. La cual en su mayoría corresponde a información de libre acceso al público, como son los trabajos de grado. Y la cual se describirá posteriormente en el capítulo 3 sobre la geología local del área de estudio.

Información técnica consultada en Baker Hughes Inc., en acuerdo de estricta confidencialidad de estos datos:

- *Surveys* de cincuenta y cinco (55) pozos perforados del área de estudio.
- Registros eléctricos de pozos: gamma-ray [$^{\circ}$ API], potencial espontáneo [mV], registros de resistividad [ohm-m], densidad [gr/cc], neutrón-porosidad en fracción o porcentaje, y registro sísmico [μ s/ft].
- Sísmica 3D, procesada y migrada en tiempo abarcando un área de aproximadamente de 225 Km².
- Informes del análisis sedimentológico de un total de 181 ft de núcleos de los pozos C-026 y C-027.
- Análisis convencionales y especiales de laboratorio de núcleos C-004, C-020, C-024, C-026, C-027 y CR-01, como porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

- **Análisis y síntesis de la información técnica-bibliográfica recopilada:**

Mediante una base de datos técnicos, completa e interactiva que abarca todos los aspectos geológicos del estado actual de la Formación Hollín en esta zona.

- **Validación de datos técnicos:**

Tomando en cuenta la calidad, disponibilidad y claridad de la información técnica, el análisis, validación, correlación e interpretación de esta información se realizó con el uso de los siguientes programas:

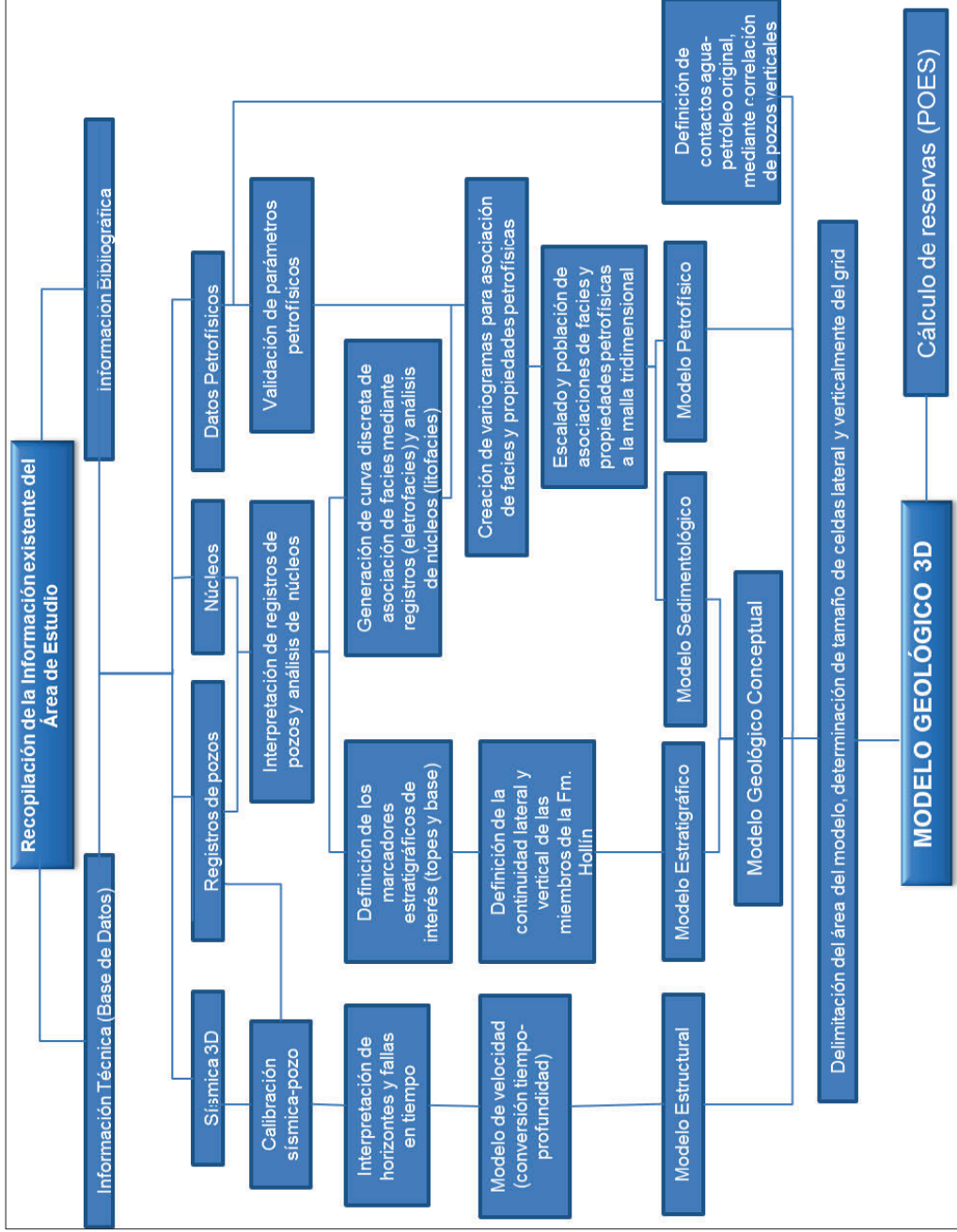


Figura.1.1 Flujo de trabajo para construir el modelo geológico 3D de la Formación Hollín del área de estudio.

- **JewelSuite™ Subsurface Modeling (versiones 2013 SP2 y 2014)**, software propiedad de la empresa Baker Hughes Internacional Inc., este programa posee un flujo de trabajo que soporta todas las etapas necesarias para construir modelos de reservorios complejos, incluyendo la interpretación sísmica, modelamiento estructural, correlación de pozos, modelamiento de reservorios estático y dinámico, así como la planificación de pozos, etc.

- **Petrel 2009**, perteneciente a la empresa Schlumberger S.A. contiene un flujo de trabajo basado en la interpretación y modelamiento del subsuelo. La amplia gama de funcionalidad abarca: desde la interpretación sísmica, correlación de pozos, creación de sismogramas sintéticos, modelado 3D para simulación geológica y de yacimientos, modelado de facies, modelado petrofísico, hasta el cálculo de volúmenes de petróleo.

La totalidad de datos técnicos y los softwares usados para el presente estudio fueron suministrados por la compañía Baker Hughes Internacional Inc., en acuerdo de no publicar los nombres de los campos ni de los pozos del área de estudio.

- **Elaboración del modelo estructural:**

Mediante la interpretación sísmica 3D e información de pozos (topes estratigráficos, registros de pozos y tiros de verificación o “*checkshots*”), se realizó los siguientes pasos:

- Calibración sísmica-pozo, en base a los “*checkshots*”, con la generación de curvas tiempo – profundidad (TZ) de pozos y la construcción de sismogramas sintéticos.
- Continuidad de horizontes e interpretación de fallas en tiempo.
- Generación del modelo de velocidad, para la conversión tiempo-profundidad de los horizontes y fallas de interés.
- Generación de malla tridimensional estructural.

- Mapas estructurales al tope y base de las unidades de interés.

- **Elaboración del modelo estratigráfico.**

- Validación de topes estratigráficos mediante la correlación de pozos en secciones estratigráficas.
- Definición de los miembros Hollín Principal y Hollín Superior.

- **Elaboración del modelo sedimentológico**

En base a la interpretación de registros eléctricos y análisis sedimentológicos de núcleos de pozos, se siguió los siguientes pasos:

- Validación del modelo sedimentológico conceptual, mediante la revisión de los análisis sedimentológicos de núcleos (litofacies) de la Formación Hollín del área de estudio.
- Generación de curvas discretas de facies (electrofacies) en base al análisis de los registros de pozo.
- Modelado de facies, escalando la curva discreta de asociación de facies a la malla 3D del modelo geológico integral.

- **Ajuste del Modelo Petrofísico:**

- Validación de las evaluaciones petrofísicas de los núcleos de pozos realizadas por especialistas de Baker Hughes Inc. para este proyecto.
- Modelado de propiedades petrofísicas a la malla 3D del modelo geocelular integral.
- Identificación de CAPO (contacto agua-petróleo original), mediante correlación de primeros pozos perforados verticales.

- **Modelo Geológico Tridimensional (Estático o Geocelular)**

- **Cálculo del POES (petróleo original en sitio):**

- Mediante el método volumétrico. Con el fin de actualizar las reservas de petróleo recuperables originales del área de estudio.

1.4 GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra en el centro de la Cuenca Oriente del Ecuador, con una extensión aproximadamente de 11540 acres (46.7 km²), dentro del Bloque 61, en la Provincia de Orellana a aproximadamente 55 km al sur de la ciudad Francisco de Orellana (figura 1.2).

El área de estudio presenta superficialmente pequeñas colinas con una altitud que oscila entre 100 y 500 m sobre el nivel del mar, y extensos valles inundables y pantanosos formando grandes zonas cubiertas por sedimentos de las llanuras de piedemonte y por formaciones pantanosas de las principales redes fluviales (Tivacuno, Cononaco y Shiripuno), con el típico clima cálido húmedo ecuatorial, donde la temperatura fluctúa alrededor de los 20° C y 40° C y las lluvias son abundantes.

Este campo petrolero se descubrió en 1972, mediante la perforación del primer pozo exploratorio (C-001), por el consorcio Texaco Petroleum Company – Gulf. Tal perforación se inició el 26 de octubre de 1972 y alcanzó una profundidad de 11233 ft el 19 de diciembre del mismo año. El pozo penetró 131 ft en la Formación Chapiza; siendo los objetivos principales las areniscas de la Fm. Hollín, U Principal y T Principal de la Fm. Napo y como secundario la Arenisca Basal Tena de la Fm. Tena. Con una producción de 1341 BPPD a flujo natural de las areniscas Hollín Principal y Superior con una gravedad del crudo de 34° API. Adicionalmente, se recuperaron por pistoneo y reversa 21 barriles (Bls.) de petróleo de 13 °API del reservorio T y 110 Bls. de 17 °API del reservorio U (Rivadeneira et al., 1999).

Este campo fue puesto en producción en octubre de 1983, con un promedio de 930 barriles de petróleo por día (BPPD), el mismo que se incrementó aceleradamente; en febrero de 1986 se registró el máximo histórico de producción con alrededor de 22 100 BPPD. A inicios de 2003, se mantuvo un incremento sostenido de la producción que venía desde mediados de 2001, con una producción de algo más de 11 000 BPPD (Rivadeneira et al., 2004).

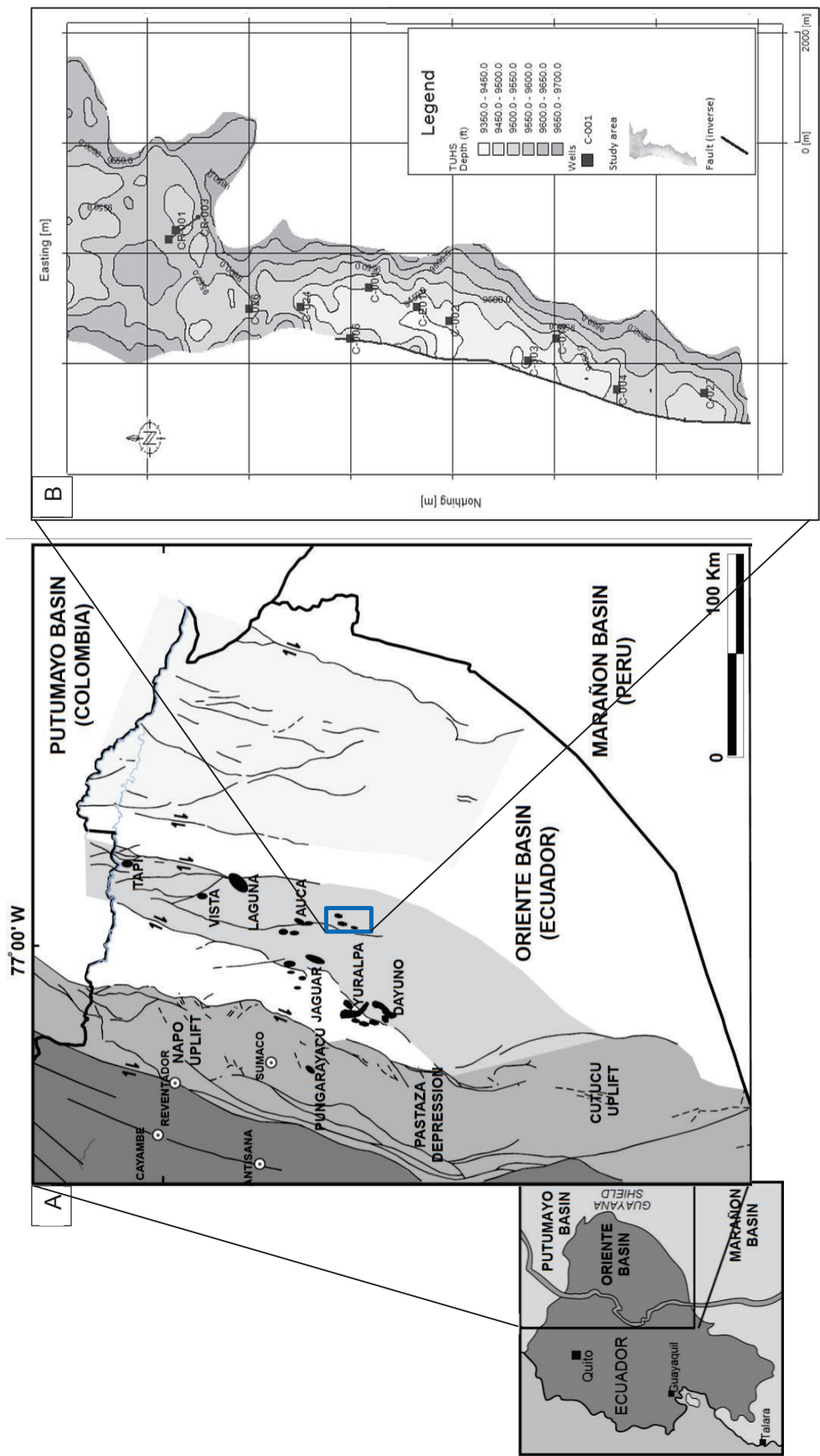


Figura 1.2 A) Ubicación geográfica del área de estudio en el centro de la Cuenca Oriente y B) Mapa estructural mostrando la extensión del área de estudio con los principales pozos.

Fuente: A) Tomado y modificado de Barragán et al., 2005.

Se ha calculado que el campo tiene un POES de un total de 337'032.169 Bls.; de los cuales se consideran recuperables 140'142.840 barriles fiscales (BF) del total del POES, es decir con un factor de recobro de 41,6%, siendo su principal aporte el yacimiento Hollín (García y Rodríguez, 2010).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 MODELO GEOLÓGICO DE YACIMIENTOS

Un modelo geológico tridimensional de yacimiento, desde un punto de vista conceptual y metodológico, consiste en la reconstrucción de un volumen específico del subsuelo que incorpora todas las características geológicas del yacimiento, mediante la integración de datos multidisciplinarios. Estos modelos se utilizan para cuantificar características dentro del volumen del subsuelo que son relativamente estables durante largos períodos de tiempo y pueden considerarse estáticas (Schlumberger, 2015). Estos atributos incluyen el modelado de la forma estructural y los espesores de las formaciones, junto con sus litologías y las distribuciones de los parámetros petrofísicos que a su vez proveen una descripción suficiente de aquellos parámetros que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, con la finalidad de desarrollar una buena planificación de explotación en un campo petrolero. El resultado de la caracterización de yacimientos es conocido como modelo estático.

Este modelo se utiliza como dato de entrada en la simulación de yacimientos, durante la cual los ingenieros de yacimientos agregan otras características del yacimiento, como presiones, temperaturas y composiciones de fluido y gas, estos modelos se denominan modelos dinámicos.

Para su acertada construcción, en este resaltan las siguientes etapas claves:

- Modelo estructural.
- Modelo stratigráfico.
- Modelo sedimentológico.
- Modelo petrofísico.

Los cuales se integran dentro de un modelo geológico tridimensional final.

2.1.1 MODELO ESTRUCTURAL

El modelo estructural es el marco de trabajo grueso del yacimiento, ya que el objetivo principal de este proceso, es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio que pueden intervenir en el entrapamiento de los hidrocarburos y permiten determinar la posición exacta del reservorio en el subsuelo, consiste de dos elementos primarios, las superficies limítrofes (horizontes) y las fallas.

En los últimos 30 años, la llegada de los métodos sísmicos, más concretamente de la sísmica 3D, ha proporcionado enormes mejoras en la comprensión de la geometría general de un reservorio, y por ende en la construcción del modelo estructural.

2.1.1.1 Sísmica

Los métodos sísmicos, constituyen un conjunto de pruebas que se realizan en un área para determinar la profundidad y disposición de los estratos, así como estructuras geológicas en el subsuelo, se basan en el fenómeno de propagación de ondas en la rocas, gracias a las propiedades elásticas que estas poseen y su objetivo principal es el de reconstruir la disposición de las rocas en el subsuelo (estructura) y sus características físicas (litología, fluidos, etc.). Dado su gran poder de resolución y penetración, son las técnicas geofísicas más utilizadas en la industria petrolera, utilizado como método imprescindible en la exploración y producción de hidrocarburos (Regueiro, 1997).

2.1.1.1.1 Sísmica de reflexión

La sísmica de reflexión es una técnica ampliamente utilizada en exploración geofísica que permite obtener información del subsuelo controlando los tiempos de llegada de las ondas P (longitudinales o compresionales), generadas artificialmente mediante explosiones, impactos mecánicos o vibraciones cerca de la superficie. El retorno de estas ondas elásticas a la superficie después de reflejarse en las distintas interfases, se registra en aparatos conocidos como sismómetros. Por tanto el objetivo básico de la sísmica de reflexión es obtener

información sobre la arquitectura interna del subsuelo, deducir información (pe. propiedades mecánicas) acerca de las estructuras en profundidad, a partir de los tiempos de llegada de las ondas y extraer una imagen (línea sísmica 2D) o un volumen de datos (cubo sísmico) que lo represente (Bartolomé De la Peña, 2002).

2.1.1.1.1 *Cubo sísmico*

Llamado también “Volumen sísmico o sísmica 3D” (figura 2.1), comprende un volumen de datos constituidos por líneas de tiro y receptoras enumeradas de diferente forma, las cuales aumentan para cada caso en una dirección específica que no es necesariamente la misma, y que representan una imagen del volumen sísmico, con la geometría y disposición de los estratos rocosos en el subsuelo.

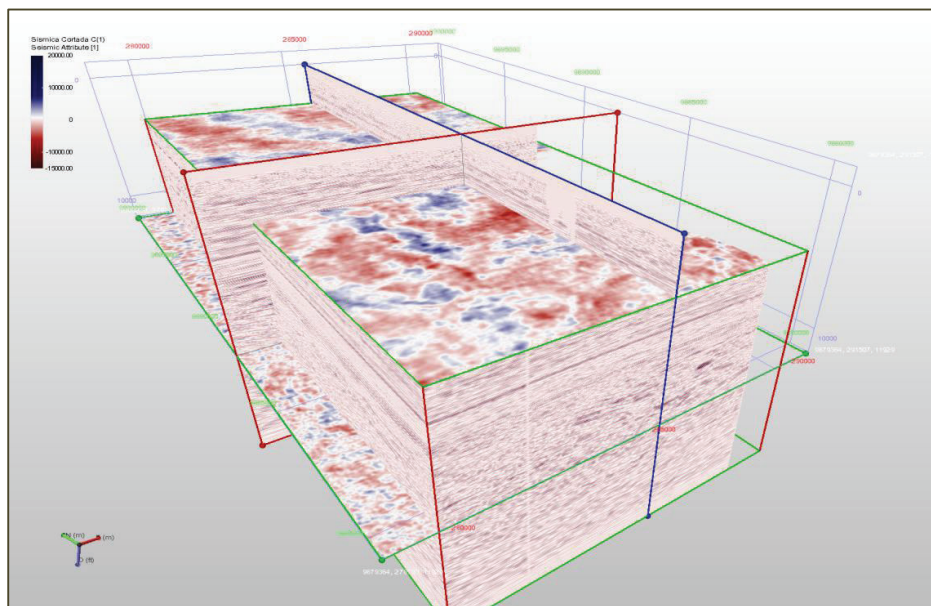


Figura 2.1 Cubo sísmico del área de estudio utilizado en la interpretación estructural, las líneas de colores representan en rojo las líneas “inline” y en azul las líneas “crossline”.

Para entender los conceptos básicos de la sísmica 3D, es necesario comprender el significado de algunos términos utilizados:

Líneas receptoras (receiver line RL): Es una línea o un camino, a lo largo del cual son plantados los receptores, distanciados regularmente. Generalmente se

denomina a la distancia entre líneas receptoras sucesivas con las siglas RLI (Receiver Line Interval) (Cordsen et al, 2000).

Líneas de tiro o de fuentes (*Source line SL*): Es una línea en la cual se encuentra ubicadas las fuentes espaciadas en intervalos regulares. Mientras que el intervalo de fuentes, es la separación de las fuentes según el objeto de estudio y la resolución deseada, y se denomina con la sigla SLI (Source Line Interval).

Dirección cross-line: perpendicular a la dirección de las líneas receptoras.

Dirección in-line: dirección paralela a las líneas receptoras.

2.1.1.1.2 Sismica de pozo

Consiste en dos tipos de registros, tiros de verificación y perfil sísmico vertical (VSP).

2.1.1.1.2.1 Tiros de verificación

Llamado también “checkshot” o “perfilaje de velocidad sísmica”, es un tipo de registro sísmico de pozo designado para la medición del tiempo de viaje de un pulso sísmico generado desde la superficie a una profundidad conocida haciendo uso de geófonos y grabando la señal resultante de la misma, donde la velocidad de la onda P es medida directamente en cada tope formacional de interés geológico (Sheriff, 2002).

A partir de este perfilaje de velocidad sísmica de pozo, se construye: la curva tiempo–profundidad (TZ), curva velocidad promedio y curva velocidad intervállica (*velocity average vag*), permitiendo conocer los valores de profundidad y tiempo fundamentales al momento de generar modelos de velocidades y migración tiempo–profundidad. Adicionalmente estos tiros de verificación son útiles cuando se construye sismogramas sintéticos para confirmar o modificar la interpretación sísmica mediante la calibración de este con el registro sísmico (DT).

2.1.1.1.3 *Sismograma sintético*

El sismograma sintético es la representación de la traza sísmica en la ubicación del pozo, se la obtiene al convolucionar la serie de reflectividad de la tierra con la ondícula sísmica. Esta traza sintética es comparada con la traza sísmica real para correlacionar eventos, integrando los datos geológicos con los geofísicos. Se usa para obtener un control preciso de la estratigrafía en secciones sísmicas.

El estudio detallado de los sismogramas sintéticos, acompañado con el análisis de otros registros de pozos, ha permitido conocer además el origen real de las respuestas sísmicas y cuantificar la pertinencia o no de un determinado reflector. Adicionalmente permite desarrollar las relaciones existentes entre la litoestratigrafía de un sondeo y la respuesta sísmica que ella genera, hasta el punto de poder establecer dentro de una traza sintética el origen y significado geológico de las reflexiones que la constituyen (Cabañas, 1996).

2.1.1.1.4 *Modelo de velocidad*

La construcción de un modelo de velocidad (o modelo de capas) consiste en un modelo calibrado con información sísmica, datos de pozo y datos geológicos para realizar la conversión tiempo – profundidad de horizontes y fallas mediante la interpretación sísmica-estructural.

La incorporación de tiros de verificación (checkshot), distribuidos uniformemente sobre áreas de interés, proporciona funciones de velocidad independientes que determinan la variación espacial en distintos puntos. Incorporando métodos de interpolación sobre las curvas tiempo-profundidad (TZ), marcadores o topes geológicos de interés y superficies en tiempo, se genera una representación espacial de las velocidades conocida como modelo de capas.

Al-Chalabi (2000) describe el modelado de velocidades interválicas para la conversión a profundidad de la siguiente manera:

- El modelo de cada intervalo es producido en forma de un mapa estructurado en un mallado (grid). Los modelos de velocidades interválicas lateralmente constante (sin mapas) son también usados en ocasiones.

- Pueden producirse conversiones a profundidad más precisas, a diferencia de usar las velocidades promedio en caso de geología compleja o estructuras complejas.
- La conversión a profundidad sigue una metodología de modelado de capas.
- Demanda más esfuerzo en su construcción que el modelado a través de velocidades promedio, porque requiere producir un modelo (o mapa) por intervalo hasta cubrir las profundidades objetivos.

2.1.1.2 Registros de pozo

Según Sheriff (2002), el registro de pozo se define como un registro de una o más medidas físicas de la roca como función de la profundidad en un pozo, representado por un gráfico X-Y en donde el eje Y viene a ser la profundidad del pozo y el eje X representa los valores de los parámetros medibles de las propiedades de las rocas, por ejemplo: porosidad, densidad, resistividad, etc.

Estos registros son una herramienta que da información indirecta de las propiedades de rocas y de los fluidos que estas contienen en el subsuelo, con buena continuidad y resolución vertical. La interpretación de los registros de pozo permite determinar los parámetros fundamentales para la estimación y cálculo de reservas siendo esta la mayor aplicación, además entre otras aplicaciones están:

- Tipificación de roca.
- Identificación del ambiente geológico (previo análisis de datos de núcleos).
- Identificación de zonas productivas.
- Detección de fracturas.
- Estimación de hidrocarburo en sitio
- Determinación de salinidad de agua.
- Determinación de presiones de reservorio.
- Determinación de la distribución de porosidad/tamaño de poro.
- Mapeo de calidad de reservorio.
- Monitoreo del movimiento de fluido en el reservorio.

De los distintos tipos de perfiles, los más usados en la industria petrolera son perfiles de pozo abierto. Siendo los principales registros de pozo usados en la construcción de un modelo geológico de reservorios los siguientes:

2.1.1.2.1 Registro gamma ray (GR)

Esta herramienta registra la fuerza de la radioactividad gamma natural presente en las rocas que proviene de la desintegración de los isotopos de potasio, uranio y torio. Es particularmente útil para distinguir entre lutitas, que generalmente tienen un alto contenido de potasio y por lo tanto alta radiactividad natural, del resto de rocas como areniscas y calizas, las cuales normalmente tienen una radiactividad natural más baja (figura 2.2). Los elementos radioactivos tienden a ser absorbidos por sedimentos de grano fino en proporción mayor que los sedimentos de grano grueso a medio.

El registro de gamma-ray se utiliza a menudo para determinar la razón arena:lutita en formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de la arcilla, exhibiendo variaciones entre 100 y 140 °API aproximadamente, mientras que las formaciones compuestas de áreas limpias y carbonatos, generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad entre 5 y 30 °API, a menos que contaminantes radioactivos estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radiactivas disueltas (Villamizar, 2011).

El registro de **rayos gamma espectral** registra la radioactividad debido a potasio, torio y uranio por separado (figura 2.2), permitiendo que la señal debido a los minerales de arcilla se separen de la radiactividad asociada con la materia orgánica (Nichols, 2009).

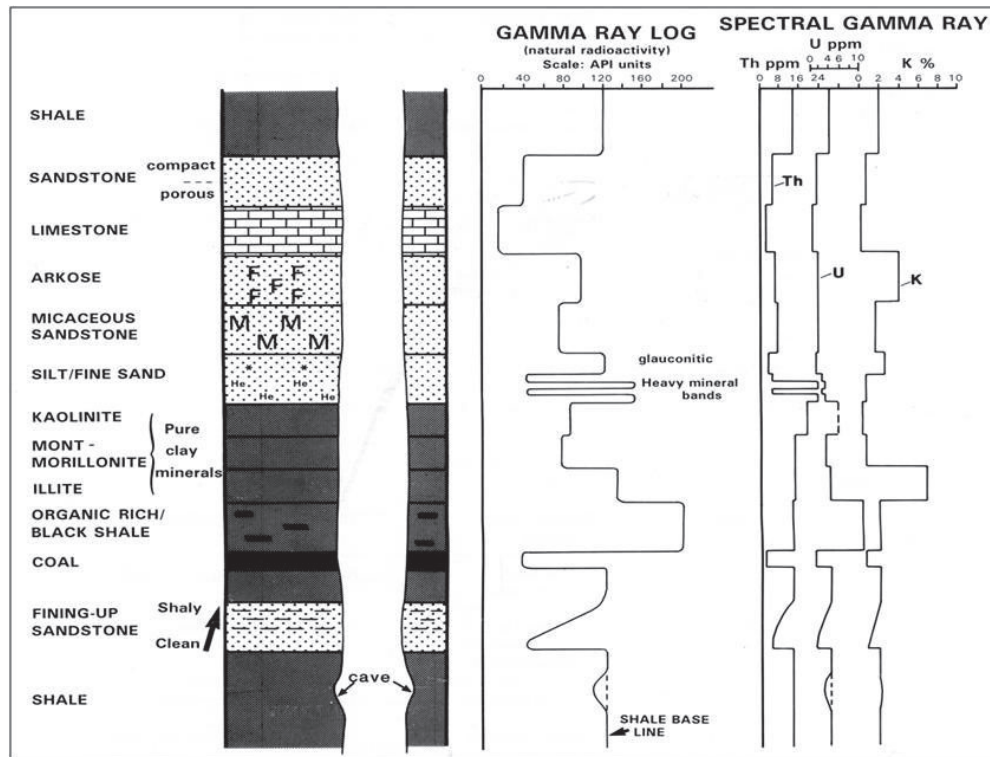


Figura 2.2 Ejemplo para interpretación del registro GR.

Fuente: Rider, 2002.

2.1.1.2.2 Registro caliper (CAL)

Esta herramienta mide el diámetro del agujero del pozo en pulgadas (inches) mediante la extensión de uno o varios brazos, es decir, el ancho de la perforación se determina inicialmente por el tamaño de la broca que se utiliza, pero puede variar dependiendo de la naturaleza de la litología y la permeabilidad de la formación.

Su principal aplicación es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no), es decir entre mayor sea el diámetro del hoyo comparado al diámetro de la mecha (bit size) menor es la competencia de la roca perforada (derrumbado), si el diámetro del hoyo es similar al de la mecha, la roca es competente (no derrumbado) y si el diámetro del hoyo es menor que el de la mecha, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso, mud cake (formaciones porosas y permeables) (figura 2.3). Este registro además

puede indicar litología (lutitas principalmente) y la localización de tramos óptimos para cañoneos.

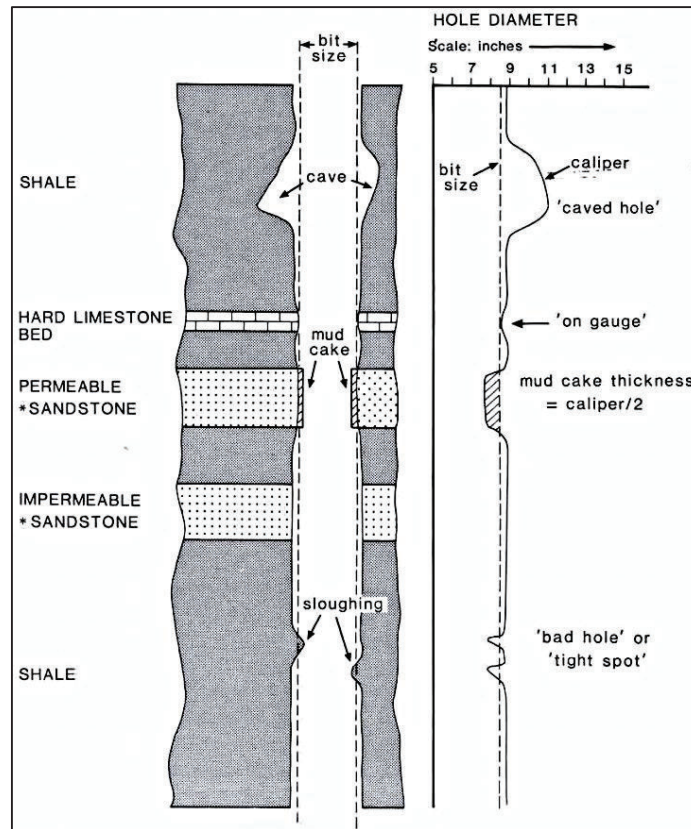


Figura 2.3 Ejemplo de interpretación del registro Cáliper.

Fuente: Rider, 2002.

2.1.1.2.3 Registro de potencial eléctrico (SP)

El potencial espontáneo es una medida de la diferencia potencial eléctrica entre un electrodo móvil en el lodo del pozo y un fijo en superficie en función de la profundidad y se lo mide en unidades de mili voltios [mV], es decir el SP es un registro no inducido que no necesita de una herramienta precisa más que de un electrodo expuesto al lodo y conectado eléctricamente.

Este se genera debido a dos componentes uno electrocinético y una electroquímico; este último de los materiales por la diferencia de salinidades en el contacto entre las arcillas, las arenas y el lodo de perforación, y como consecuencia del efecto electrocinético de los fluidos que se mueven a través de

la zona permeable. En lutitas, la curva SP, define una línea aproximadamente recta llamada línea base de lutitas, mientras que en formaciones permeables, la curva muestra desviaciones con respecto a la línea base de lutitas; en las capas gruesas estas deflexiones tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante, definiendo la línea base de arena (figura 2.4). Se utiliza principalmente para identificar capas porosas, para calcular la salinidad del agua de formación y la resistividad del agua de formación.

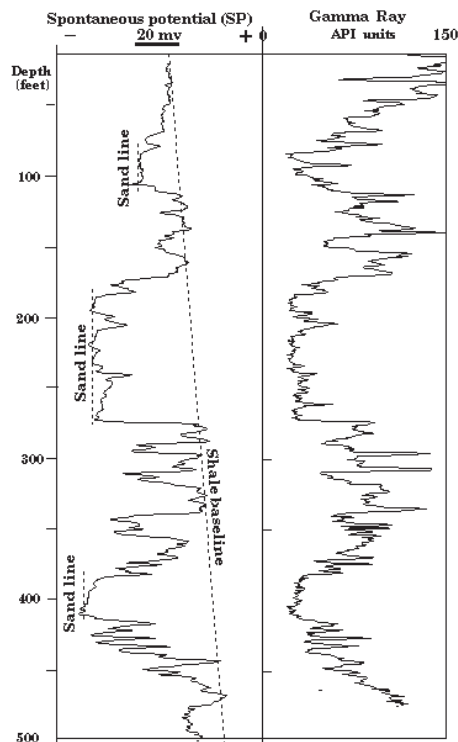


Figura 2.4 Ejemplo de interpretación del registro SP, en comparación con el gamma ray.

Fuente: Ellis y Singer, (2008)

2.1.1.2.4 Registro sísmico (DT)

En su forma más sencilla, una herramienta sísmica consiste de un transmisor que emite impulsos sísmicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sísmico es simplemente un registro en función del tiempo, que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación (figura 2.5). Este es conocido como tiempo de tránsito, el cual para una formación determinada depende de su

litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología esta dependencia de porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad.

Estos tiempos de tránsito sónicos integrados son útiles al interpretar registros sísmicos. Además de esta utilidad, también sirven para determinar las propiedades mecánicas de la formación como la relación de Poisson, identificar zonas sobrepresionadas, evaluar fracturas, monitoreo de fluidos, y generar trazas sísmicas para los sismogramas sintéticos.

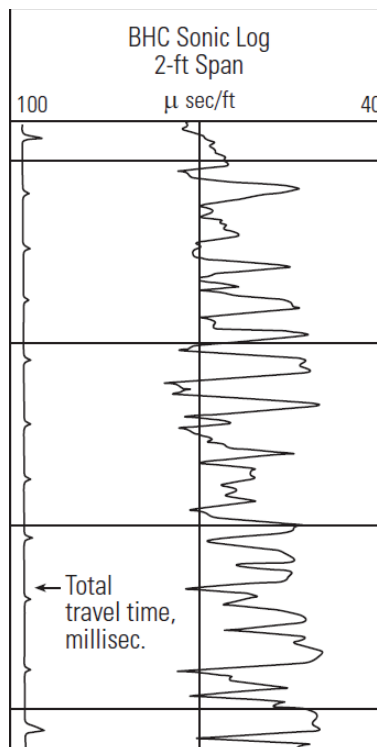


Figura 2.5 Ejemplo del registro sónico.

Fuente: Ellis y Singer, (2008)

2.1.1.2.5 Registro de densidad (RHO)

Es una herramienta que registra la densidad de la formación, consiste en una fuente de rayos gamma y un detector apantallado desde la fuente de manera que registre los rayos gamma retrodispersados de la formación. El retroesparcimiento depende de la densidad de electrones de la formación, que es más o menos proporcional a la densidad aparente. Se mide en gramos por centímetro cúbico [gr/cc] (figura 2.6).

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Entre otras aplicaciones están: identificación de minerales en evaporitas, detección de gas, determinación de densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

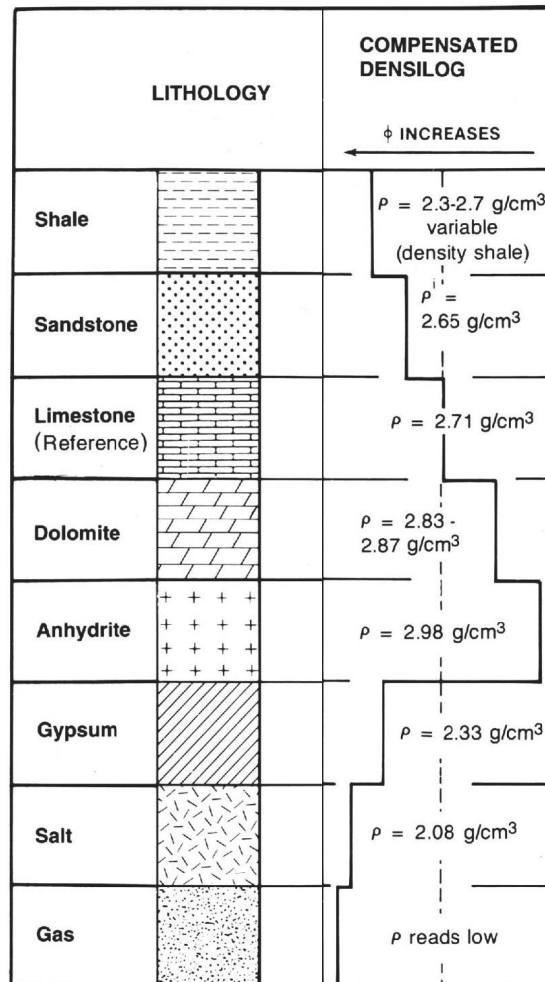


Figura 2.6 Ejemplo, interpretación de registro densidad.

Fuente: Rider, 2002.

2.1.1.2.6 Registro neutrón (NPH)

El registro neutrón se basa en detectar neutrones que retornan a una fuente, después de que esta fuente radioactiva ubicada dentro de la sonda, emita

constantemente neutrones de alta energía al aplicar dispersión elástica y colisionen con los núcleos de los átomos en la formación.

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad (figura 2.7). Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras.

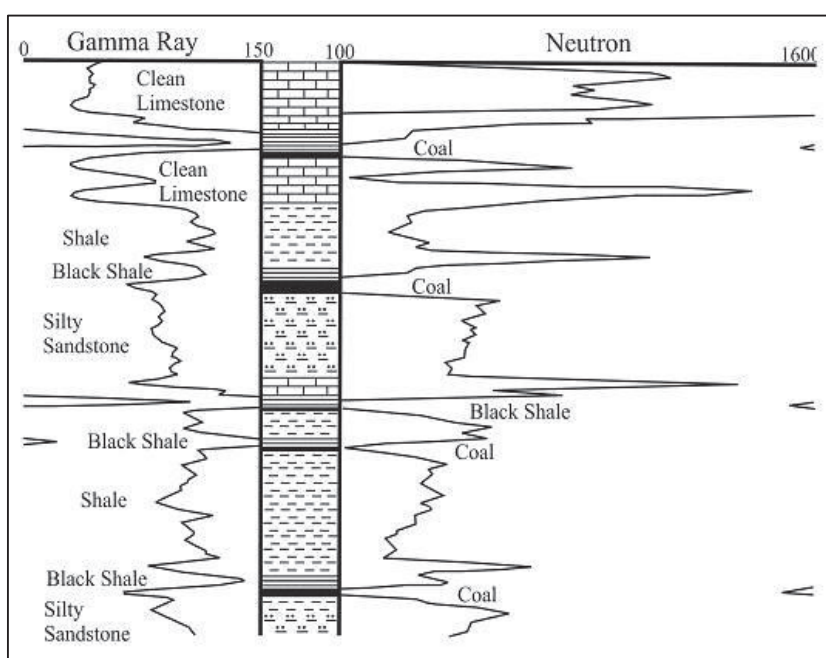


Figura 2.7 Ejemplo del registro neutrón, en comparación con el registro gamma ray.

Fuente: Lange, 2003.

2.1.1.2.7 Combinación densidad-neutrón

La combinación de los registros densidad-neutrón toma ventaja del hecho de que la litología tiene efectos opuestos sobre estas dos medidas de porosidad del medio rocoso, por una parte la herramienta del perfil densidad mide la densidad total, mientras que el de neutrón mide densidad de hidrógeno.

Como método estándar estos registros se plotean juntos en un track (pista), usando una escala tal que ambos registros deben superponerse en “calizas

saturadas con agua”. Usando tales escalas, los registros deberán separarse solamente en otras litologías o fluidos de poro (figura 2.8).

El promedio de los valores de porosidad del registro densidad-neutrón es generalmente cercano a la verdadera porosidad, independientemente de la litología. Además tiene aplicación en la detección de gas y el cálculo de volumen de arcilla (Vsh).

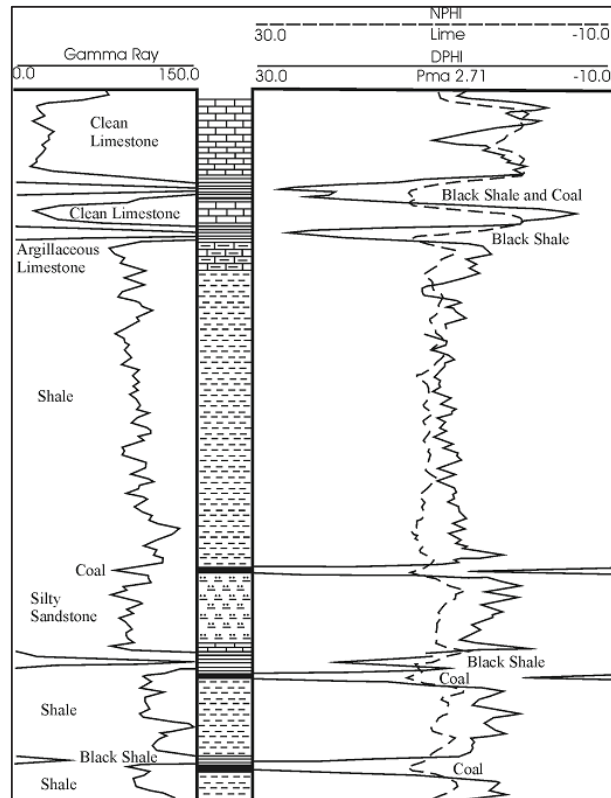


Figura 2.8 Respuesta litológica en un registro neutrón-densidad en comparación con el registro gamma ray.

Fuente: Lange, 2003.

2.1.1.2.8 Registro de resistividad

Es un registro inducido que mide la resistividad de la formación. Dicha resistividad se define como la resistencia al paso de la corriente eléctrica y se encuentra en unidades de [ohn-m²/m] u [omh-m] (Villamizar, 2011).

Esta medida de la resistividad va a depender de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Si los poros de una formación contienen

agua salada esta tendrá alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si los poros están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será más alta (figura 2.9). Además, hay que tomar en cuenta que las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Los perfiles eléctricos de resistividad son utilizados principalmente para: correlación geológica-sedimentológica, determinar las zonas productivas de hidrocarburo vs. las zonas productoras de agua, indicar las zonas permeables, determinar la porosidad a partir de la resistividad, estimar contactos agua-petróleo, calcular la resistividad del agua de formación (R_w) y la resistividad verdadera de la formación.

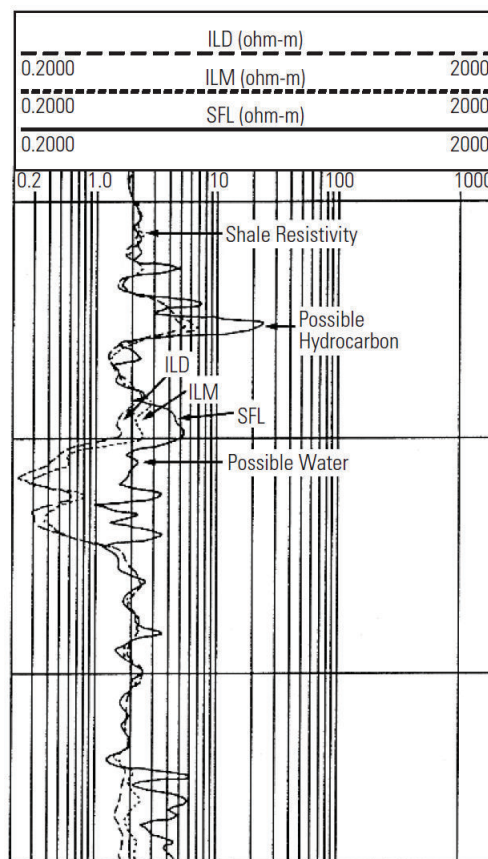


Figura 2.9 Ejemplo de interpretación de registro de resistividad, siendo ILD: resistividad profunda, ILM: media y SFL: superficial.

Fuente: Ellis y Singer, (2008)

2.1.2 MODELO ESTRATIGRÁFICO

El modelo estratigráfico de un yacimiento comprende la caracterización de las principales superficies de las formaciones geológicas que delimitan a las unidades de flujo del yacimiento.

Siendo el objetivo básico demostrar la arquitectura de las unidades de flujo presentes en el área determinada y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico. El primer paso para la elaboración de este modelo consiste en realizar una correlación regional con registro eléctricos de pozos y a la vez una correlación detallada del horizonte estratigráfico prospectivo basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestran buena continuidad lateral en la secuencia sedimentaria.

2.1.2.1 Correlación estratigráfica de pozos

La correlación puede ser definida como la determinación de unidades estratigráficas o estructurales equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica con el propósito de preparar mapas del subsuelo y secciones, las dos fuentes principales de data de correlación son las secciones sísmicas y los perfiles eléctricos de pozos (Serra, 1990).

Cuando se realiza una correlación, se intenta comparar el patrón de las curvas representadas en un registro con el patrón de las curvas encontradas en otro registro. Por lo general, para llevar a cabo un buen trabajo de correlación, se deben seleccionar los registros de pozos que tengan el mismo tipo de curvas, esto no siempre es posible.

La data presentada por un registro de pozo es representativa de las formaciones del subsuelo encontradas en una perforación. Un registro correlacionado proporciona información del subsuelo, como los topes y bases de las formaciones, profundidad y tamaño de fallas, litología, profundidad y espesor de las zonas productivas de hidrocarburo, porosidad y permeabilidad de zonas productivas, y profundidad a las disconformidades. La información obtenida de los registros correlacionados constituye la materia prima fundamental usada para la elaboración de mapas del subsuelo (Serra, 1990).

2.1.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

El modelo sedimentológico de un reservorio es el resultado de una serie de procesos cuyo objetivo es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos (Hurtado et. al., 2008). Información que posteriormente se integra con los datos de las otras disciplinas -el modelo petrofísico por ejemplo-, permitiendo establecer la arquitectura de unidades de flujo y los yacimientos que están presentes en tal zona.

La correcta descripción de los sistemas depositacionales proporciona una evaluación semi-cuantitativa de los parámetros geométricos. La metodología para construir un modelo sedimentológico consiste en correlacionar los reflectores intra-yacimiento de los cuerpos sedimentarios que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo, análisis sedimentológicos de núcleos, análisis de estratigrafía secuencial y secciones estratigráficas, con el fin de identificar discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, cambios de facies, edades de rocas, ambientes, geometría del sistema de poros, presencia e impacto de procesos post-depositacionales y finalmente la reconstrucción geométrica e identificación de las unidades sedimentarias (Del Valle Perdomo, 2006).

2.1.3.1 Ambientes sedimentarios

Los ambientes sedimentarios (figura 2.10) son áreas de la superficie terrestre que presentan determinadas características físicas, químicas y biológicas, en las cuales se acumulan sedimentos, que mediante los procesos de litificación o diagénesis se transforman en rocas sedimentarias. Estos ambientes están influenciados por las características climáticas, batimetría, transporte y origen del sedimento. De allí vienen a ser divididos en ambientes continentales, transicionales y marinos, los cuales a su vez se dividen en cuerpos sedimentarios característicos de cada ambiente. Los cuerpos sedimentarios con mayor interés en la industria petrolera son: canales, barras de desembocadura, islas de margen deltaico, frente deltaico y prodelta, turbiditas, etc.

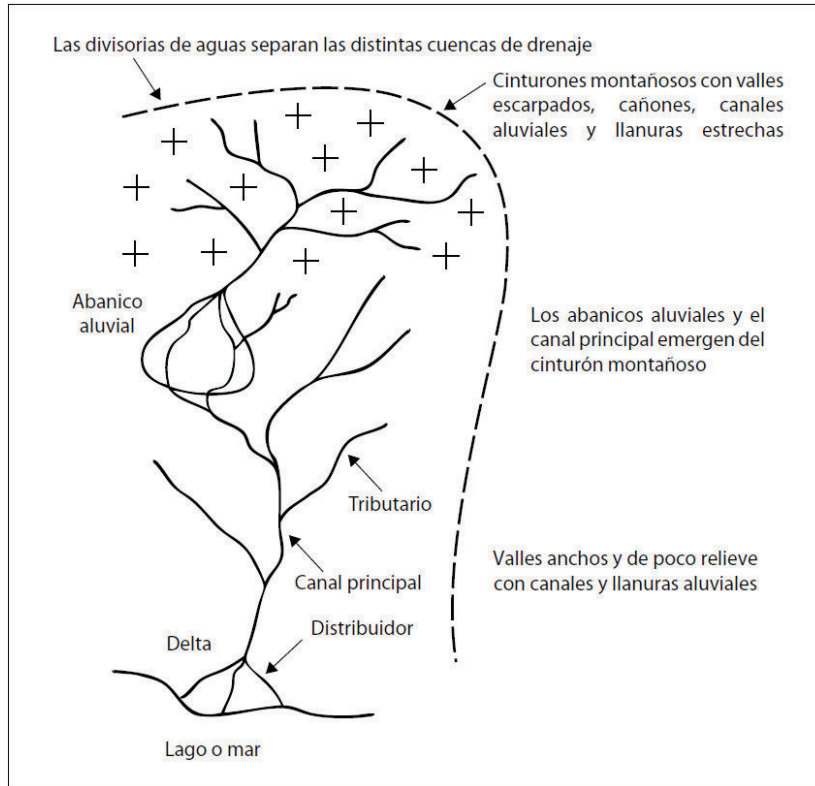


Figura 2.11 Esquema de red fluvial hipotética.

Fuente: Tomado de Arche, 2010.

2.1.3.1.1.1 Clasificación de los sistemas aluviales tipos de ríos

La clasificación de los sistemas aluviales, se ha diferenciado según dos tendencias principales, la primera se basa principalmente en la geometría del canal, utiliza la medida de algún parámetro físico para determinar la cualidad del canal (sinuosidad, índice de entrelazamiento o *braiding*, etc.); la segunda tendencia tiene en cuenta la arquitectura de los depósitos aluviales, atendiendo a las formas de los cuerpos sedimentarios que generan estos sistemas, a su tamaño de grano y a su disposición espacial (Arche, 2010).

Según la geometría de los canales. Se puede emplear las clasificaciones según Miall (1977) y Rust (1978), donde se reconocen cuatro tipos básicos de canales fluviales: rectos, entrelazados o trenzados (*braided*), meandriiformes y anastomosados. Que además toma en cuenta dos criterios para su clasificación, la sinuosidad y el índice de entrelazamiento (*braiding*) (figura 2.12).

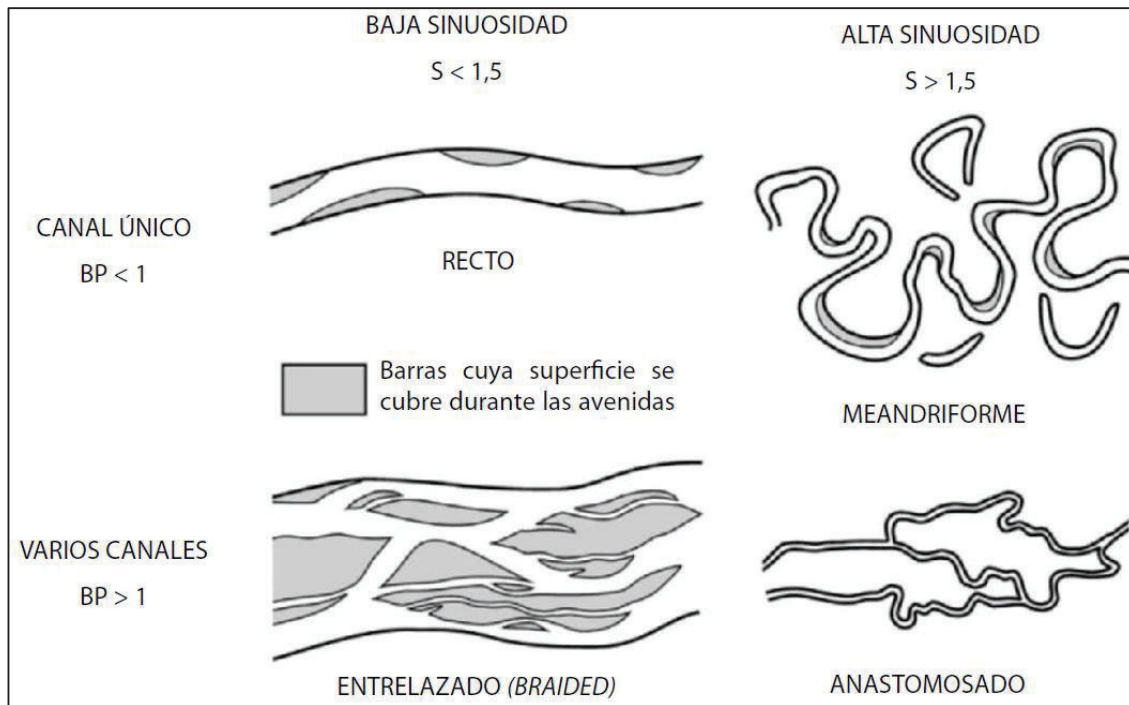


Figura 2.12 Principales tipos de ríos según el número de canales, el índice de entrelazamiento o braiding y el grado de sinuosidad.

Fuente: Modificado de Miall (1977) en Arche, 2010.

Según la arquitectura fluvial. Pertenece a la clasificación de Miall (1977) en Arche, 2010), partiendo de la relación que existe entre la carga y la forma del canal, teniendo en cuenta el tamaño del grano y el medio de transporte (figura 2.13). Esta descripción es puramente descriptiva y gran parte de los criterios que se emplean en ella pueden ser estimados con facilidad cuando se trabaja en el campo en series antiguas:

1. Corriente no canalizada (sheet flood).
2. Canal fijo. El canal varía dentro de un margen discreto.
3. Canal o canales móviles. Los canales ocupan posiciones muy diferentes a lo largo del tiempo.

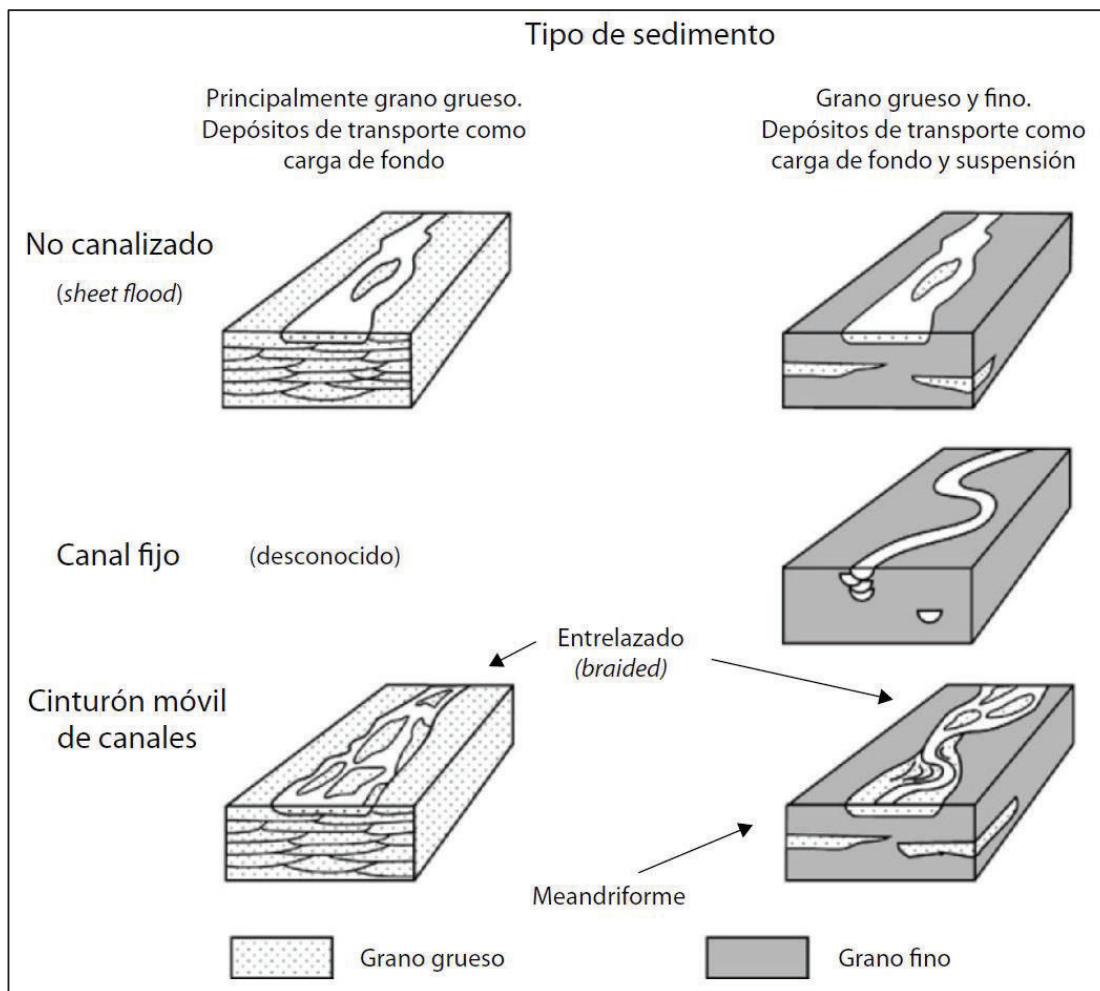


Figura 2.13 Diferentes tipos de arquitectura fluvial.

Fuente: Tomado de Arche, (2010) según la clasificación de Friend (1993).

En el presente estudio se reconoce la clasificación propuesta por Miall 1977 y Rust 1978 debido a que la secuencia sedimentaria para la Formación Hollín en general descrita en la Cuenca Oriente (ver Capítulo 3), ha sido depositada por sistemas fluviales comparables a los modelos propuestos por Miall y Rust de ríos entrelazados, por lo que sus facies y asociaciones son similares al que estos autores establecieron dentro de esta clasificación.

2.1.3.1.1.2 *Sistemas entrelazados (braided rivers)*

El término “*braided*” es utilizado como cursos de agua de múltiples canales con baja sinuosidad. Se caracterizan por canales amplios y poco profundos, en los

que durante los periodos aguas bajas se observan múltiples cursos que se bifurcan y reagrupan entorno a barras o islas (figura 2.14). Definiéndose como cursos de agua de múltiples canales y baja sinuosidad. Los ríos entrelazados pueden transportar carga de fondo de gravas, de arenas o mixta y muestran una amplia variedad de escalas, desde llanuras de apenas decenas de metros de ancho, hasta decenas de kilómetros. Los caudales, las altas tasas de transporte de sedimentos y las elevadas pendientes de las áreas por las que discurren, producen flujos con capacidades erosivas elevadas y, por tanto, los sistemas entrelazados son muy dinámicos. Tienen tasas de sedimentación altas y en ellos los cambios morfológicos son rápidos en comparación con otros tipos de ríos.

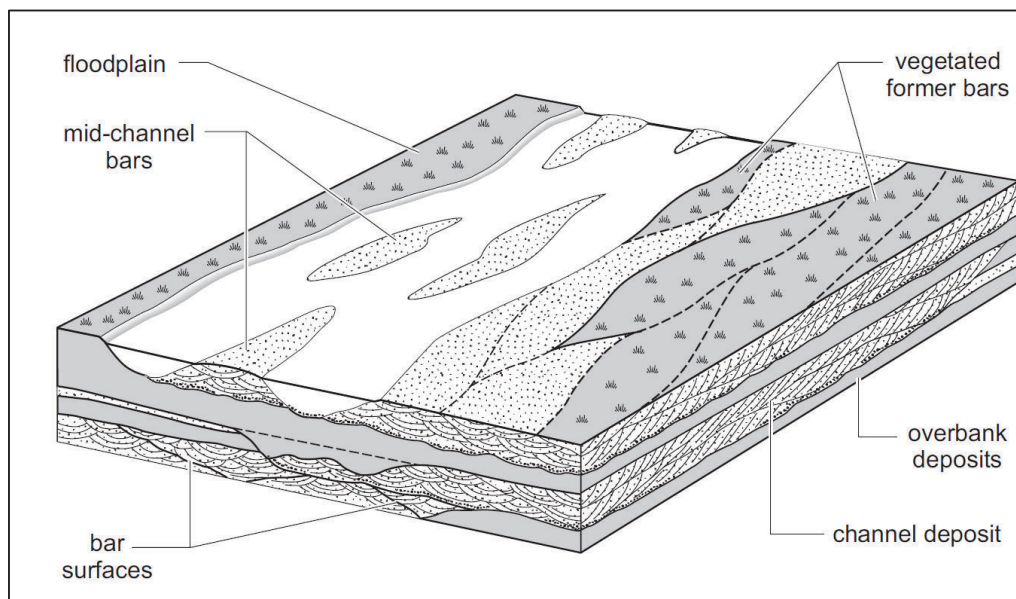


Figura 2.14 Diagrama de los principales elementos en un río entrelazado.

Fuente: Tomado de Nichols, 2009.

Los elementos más utilizados en los sistemas entrelazados son:

Canal fluvial. En un río entrelazado, se encuentran uno o dos canales principales o mayores con numerosos canales secundarios o menores formando un cinturón de canales, el cual se define como el área ocupada por el flujo en estado de canal lleno.

Barras. Son unidades detríticas de geometría y composición variable que separan la corriente de agua de los distintos canales, migran sobre todo durante los momentos de mayor caudal, y acumulan e intercambian sedimento con el flujo del río. Han recibido diversos nombres según su posición y morfología dentro el canal, longitudinales, transversales, linguoides, medias, laterales de diversos rangos, etc. Actualmente se tiende a emplear términos como, barra simple o unitaria (*single braid bar o int bar*), barra compuesta (*compound bar*), y asociaciones de barras que podrían denominarse ensambladas o múltiples (*bar assemblages o multiple bar*).

Llanura de inundación. Constituye la parte más distal del sistema entrelazado. El canal del río puede cambiar de curso e ir de un lado de la llanura aluvial a otro. Compuesta por depósitos de arena, limo y arcillas. Sus dimensiones como el ancho están en función del caudal del río, velocidad de la tasa de erosión, y pendiente del canal.

2.1.3.1.2 *Estuarios*

Diferentes autores han entregado sus enfoques conceptuales sobre lo que es un estuario. La definición más acertada; es una desembocadura de un río, de un sistema de valles inundados donde que recibe sedimentos fluviales y de fuentes marinas. Puede presentar características físicas influenciadas por la marea, olas y procesos fluviales, con la acumulación de sedimentos en los confines del estuario, pero sin ninguna acumulación en el mar. Desembocaduras de los ríos ordinarios son entornos donde no hay una mezcla significativa de las aguas y los sedimentos introducidos por el río son retrabajados y llevados por procesos tales como las olas y las mareas.

“El estuario es considerado una extensión desde el límite inferior de las facies de mareas, hasta su cabeza en el límite interior de su extremo costero” (Dalrymple et al., 1992).

En la figura 2.15 se ilustra la zonación de un estuario: 1) la parte interna (cabecera) o sector fluvial dominada por la energía del río, depositando sedimentos gruesos; 2) parte central con energía mínima, donde se equilibra la

influencia marina y fluvial, con depositación de sedimentos más finos, y 3) parte externa (distal) o sector marino dominado por las corrientes de las olas o de las mareas, induciendo a la sedimentación de sedimentos gruesos (arenas) y transporte aguas arriba de los sedimentos. Solo existen dos tipos de estuarios los dominados por la energía de las olas y los dominados por mareas. Los estuarios se producen durante las transgresiones.

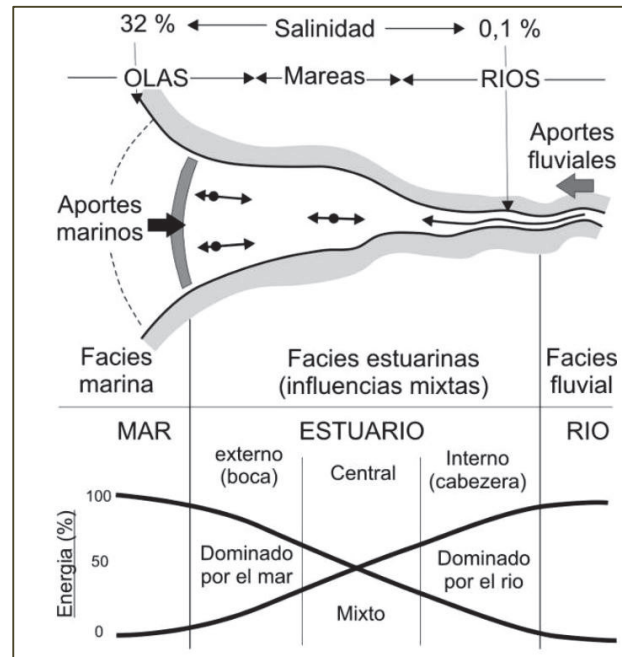


Figura 2.15 Esquema de la morfología general de un estuario mostrando varios factores en la sedimentación: salinidad, procesos sedimentarios, caracteres en las facies y condiciones de energía en la depositación.

Fuente: Tomado de Jaillard et al., 1993.

En el presente proyecto se tomara el modelo de los estuarios dominados por mareas en base al modelo conceptual depositacional reportado para el miembro Hollín Superior de la Formación Hollín debido a la transgresión marina que le caracteriza a este miembro en general dentro de la Cuenca Oriente (ver Capítulo 3), a pesar que no es estuario en sensu estricto, comprende en si un ambiente costero dominado por mareas.

2.1.3.1.2.1 Estuarios dominados por mareas

Un estuario está dominado por la energía de la corriente de las mareas cuando ésta excede la energía del oleaje en la zona de la boca del estuario construyendo barras mareales longitudinales alargadas paralelas a la dirección de la corriente. Forman embudos en vista de planta que acelera las corrientes de marea aguas arriba, hasta el punto donde la fricción contra el fondo y los bordes compensen dicha energía. Constituida por arenas de grano medio a grueso con estratificaciones oblicuas y arena fina con laminaciones horizontales. En la parte central de menor energía, el canal tidal-fluviátil presenta una evolución morfológica en tres zonas, 1) zona inferior dominado por las corrientes de marea, 2) zona superior dominado por el río, y 3) la zona mediana sometida a las influencias mixtas de las mareas y del río (Arche, 2010).

Canales mareales. Dentro de los ambientes estuariales se distinguen diferentes zonas geomorfológicas, entre estos los canales mareales que son los rasgos más significativos ya que ejercen un control fundamental sobre la hidrodinámica de las planicies y determina la cantidad de flujo que llega a los distintos lugares de las mismas. El origen y mantenimiento de estos canales depende de la acción de las corrientes, y en general, son poco influenciados por el escurrimiento de tributarios terrestres.

Barras de mareas. En los estuarios, la energía de las corrientes de marea domina en la boca del estuario, y construye barras mareales longitudinales, constituidas por arenas medias a gruesas con estratificaciones cruzadas. Estas barras son cuerpos sedimentarios que se depositan en dirección paralela a la dirección de la corriente, formando bancos entre los canales mareales en la boca del embudo del estuario.

2.1.2.1.3 Plataforma marino-somero

Los ambientes marinos someros son áreas de acumulación de grandes cantidades de materiales clásticos terrígenos traídos por los ríos desde el continente. Se distinguen dos tipos de mares someros: los marginales o pericontinentales (plataformas que rodean los continentes) y los epefricos o

epicontinentales que suelen estar aislados, situados en áreas continentales a modo de pasadizo (Arche, 1992).

El depósito en ambientes marinos someros es sensible a los cambios en el nivel del mar y por lo tanto puede quedar un registro estratigráfico en los sedimentos que se forman bajo estas condiciones. Como mineral índice de este ambiente está la glauconita presente en sedimentos clásticos, ya que la glauconita ha sido considerada clásicamente, como uno de los indicadores más precisos de bajas tasas de sedimentación en ambientes marinos y su presencia está habitualmente asociada a niveles condensados dentro de los ciclos de variación del nivel del mar (Haq, 1980).

2.1.3.2 Facies sedimentarias

El concepto de facies en estratigrafía y sedimentología fue introducido como “la suma total de los aspectos litológicos y paleontológicos de una unidad estratigráfica”, y desde entonces varios autores han propuesto diferentes definiciones de este término, pero la más acertada para el criterio del presente estudio es la definición descrita por Middleton (1973): “*El término facies sedimentarias se refiere a la suma de las características de una unidad sedimentaria*”. Estas características incluyen las dimensiones, estructuras sedimentarias, tamaños de grano y tipos, colores y contenido biogénico de la roca sedimentaria (en Nichols, 2009). Las facies sedimentarias pueden ser divididas en: litofacies (según características observacionales físicas), biofacies (según el contenido fosilífero), e icnofacies (según el contenido de fósiles traza).

Una **litofacies** es considerada como un cuerpo de rocas y/o sedimentos puede ser una capa simple o un grupo de capas con características distintivas, que se formó bajo condiciones de sedimentación específicas, reflejando procesos particulares que se pueden definir por su color, estructuras, litología (composición y textura) y arquitectura.

2.1.3.2.1 Electrofacies

Las electrofacies (término introducido por Serra y Abbott, 1980).

La respuesta de cada registro de pozo está en función de muchas de las características de las rocas y sus propiedades tales como las facies. Cada registro puede ser visto como un espectro de respuestas a estas propiedades, por lo tanto un conjunto de registros forman una descripción de la roca y por ende una imagen de sus facies geológicas. Es concebible definir entonces a **electrofacies** como el conjunto de respuestas generadas por los registros que caracterizan a los sedimentos y permite a este ser distinguido de otro (figura 2.16).

Ayudan a establecer columnas litológicas verticales, se identifican secuencias sedimentarias y se coleccionan secciones de un pozo a otro. Los perfiles más utilizados con esta finalidad son aquellos cuya respuesta está influenciada por los cambios litológicos que por los fluidos contenidos en la roca, tales como el potencial espontáneo, rayos gamma, densidad, neutrón, resistividad y sonido (CIED-PDVSA, 1997 en Villaroel, 2010).

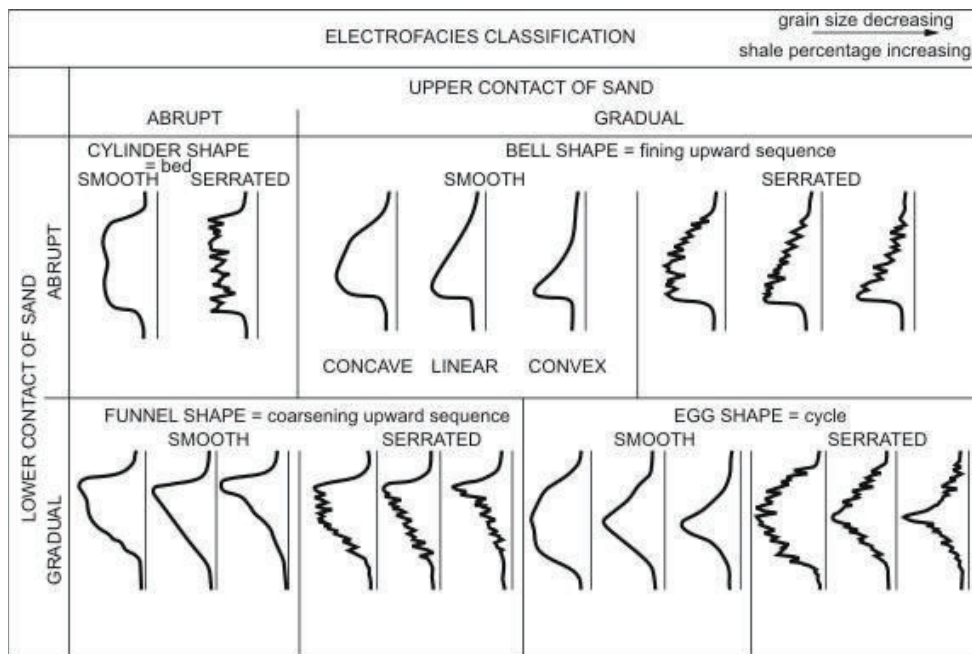


Figura 2.16 Diagrama mostrando un rango generalizado de las respuestas de las formas de las curvas de los registros GR o SP, representando una clasificación de electrofacies.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

2.1.3.2.2 *Asociación de facies*

Se llama asociación de facies a la distribución ordenada de varias facies elementales, genéticamente relacionadas. Una asociación de facies debe cumplir dos condiciones: Primera, que se trate de facies que se encuentren juntas; y segunda que estén genéticamente relacionadas entre sí (Vera, 1994), considerando las relaciones verticales y laterales entre las facies, con el fin de proponer modelos depositacionales.

2.1.4 **MODELO PETROFÍSICO**

La definición del modelo petrofísico consiste en el estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos contenidos en estado estático; mediante la utilización de registros de pozos con el fin de obtener información de parámetros petrofísicos del yacimiento. Este modelo permite cuantificar los parámetros básicos de porosidad (ϕ), saturación (S_w), permeabilidad (K) y contenido de arcillas (V_{sh}) de los depósitos, así como la generación de mapas de isopropiedades y de mapas de arena neta petrolífera, permitiendo una descripción detallada de las propiedades de la roca y la distribución de los fluidos que esta almacena.

2.1.4.1 **Propiedades básicas de rocas:**

2.1.4.1.1 *Porosidad (ϕ)*

Constituye una de las principales propiedades de las rocas a escala microscópica que controla el almacenamiento de fluidos y su flujo en un reservorio. Es el volumen de poros por unidad volumétrica de formación, es decir, es la fracción (Ecuación 2.1) del volumen total de la roca que no se encuentra ocupada por material sólido. Este espacio vacío es el que se encuentra disponible para almacenar los hidrocarburos y por tanto su valor determina los volúmenes de petróleo y gas que pueden estar almacenados en dicha roca. Se la representa con el símbolo ϕ o PHI.

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de roca}} = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Existen dos tipos de porosidad a tomar en cuenta, en la caracterización de un yacimiento hidrocarburífero:

Porosidad absoluta, es aquella porosidad que considera la totalidad de los poros presentes en la roca, o sea, la suma de porosidades primaria y secundaria.

Porosidad efectiva, esta solo considera el volumen de los poros interconectados y es aquella de mayor importancia para los trabajos de ingeniería debido a que considera solo la cantidad de poros disponibles al flujo. En la mayoría de los yacimientos la porosidad se encuentra en un rango de 5-35%, siendo lo más común entre 10 y 20%, en general si la roca presenta una porosidad menor a 5 % el yacimiento se considera no comercial, y si llega al 35% se considera como excelente.

2.1.4.1.2 Permeabilidad (K)

Es la propiedad que posee un sólido de permitir el paso de los fluidos a través de su cuerpo, esto se logra mediante una red de poros interconectados que atraviesan de un lado a otro el sólido, si la porosidad de un material es nula o no se encuentra interconectada, el paso de los fluidos a través de la roca es imposible y se dice que este es impermeable. La unidad básica de medida para esta propiedad es el Darcy, pero comúnmente se utiliza la milésima parte mieldarcy [mD].

2.1.4.1.3 Arcillosidad (V_{sh})

Propiedad petrofísica que puede ser representada como el contenido de mineral arcilloso que se encuentra en una formación, en otras palabras la arcillosidad define que tan limpia puede estar la arena que se desea evaluar. Las arcillas y lutitas tienen valores muy altos de porosidad, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como roca sello de los yacimientos. Es por eso que se hace imprescindible calcular el volumen de arcilla de una formación con la mayor precisión posible para poder determinar la porosidad efectiva que tenga esta.

2.1.4.1.4 Saturación de fluidos

La saturación de un fluido en una roca es la relación entre el volumen de este fluido en los poros con respecto al volumen total de los poros de la misma. La saturación de los fluidos en un yacimiento se puede expresar matemáticamente mediante la siguiente ecuación (Ecuación 2.2):

$$S_o = 1 - S_g - S_w \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

Donde:

S_o Saturación de petróleo

S_g Saturación de gas

S_w Saturación de agua.

2.1.4.2 Contacto agua-petróleo

Es el nivel que determina el límite natural abajo en un yacimiento, y de donde se pasa de un fluido a otro. El contacto define la profundidad máxima de la acumulación, que generalmente es una superficie horizontal detectada directamente en los registros eléctricos (Vera, 2002 en Villarroel, 2010).

2.2 CÁLCULO DE RESERVAS

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural, y sustancias asociadas que se pueden recuperar comercialmente que se estima pueden existir en subsuelo; y se clasifican según la certidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción o el método de recuperación, como se muestra en la siguiente tabla (2.1):

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	Probadas Probables Posibles
Facilidades de Producción	Probadas Desarrolladas Probadas No Desarrolladas
Método de Recuperación	Primarias Suplementarias

Tabla 2.1 Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

El cálculo de reservas de hidrocarburos es un eficaz instrumento para el mercado de la industria del petróleo crudo; y, se basa en el uso de diferentes métodos de cálculo que dependen de la cantidad y calidad de información disponible, así como del estado de desarrollo de los yacimientos. En el caso de los métodos determinísticos, éstos utilizan valores puntuales que representan el mejor valor estimado de cada parámetro: geológico, de ingeniería y económico, en la estimación de las reservas.

2.2.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Entre los métodos determinísticos se halla el método volumétrico el cual está asociado al cálculo del hidrocarburo original en sitio (petróleo original en sitio **POES**, gas original en sitio **GOES** y condensado original en sitio **COES**) con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos.

2.2.1.1 Cálculo del POES:

El método volumétrico consiste en determinar el petróleo original en sitio (POES) a partir de la ecuación siguiente (2.3):

$$POES = \frac{7758 * A * h * \Phi * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Donde:

POES:	Petróleo original en sitio (BN)
7758:	Factor constante
A:	Área de drenaje (acres)
h:	Espesor neto (ft)
Φ :	Porosidad promedio del yacimiento (fracción)
Swi:	Saturación de agua inicial (fracción)
Boi:	Factor volumétrico de formación de petróleo = 1.1 (BN/BY)
BN	(Barriles en condiciones Normales)
BY	(Barriles en condiciones de Yacimiento).

2.2.1.2 Reservas de petróleo recuperables originales (EOR)

Son las reservas de petróleo probadas a ser recuperables comercialmente con la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde a una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Deben adicionalmente satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes basado en el proyecto de desarrollo aplicado.

En cuanto se obtiene el valor del POES, estas reservas pueden ser calculadas, determinando el petróleo fiscal ($P_s = POES / B_o$) y aplicando además el factor de recobro (FR), como se muestra en la siguiente ecuación (Ecuación 2.4).

$$EOR = P_s * FR \quad \text{(Ecuación 2.4)}$$

CAPÍTULO III

GEOLOGÍA REGIONAL Y LOCAL

3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La geodinámica que controla la zona del Ecuador, ha producido una doble orogenia conocida como la Cordillera de los Andes (Septentrionales), resultado de la compleja interacción de placas tectónicas al oeste del margen activo ecuatorial, en el que la placa oceánica Nazca subduce bajo la placa continental Sudamericana desde el Jurásico; dicha subducción se encuentra influenciada por la presencia de la cordillera asísmica Carnegie de edad ~20 Ma (Barckhausen et al., 2001) y que ha estado subduciendo desde hace ~4 – 5 Ma (Collot et al., 2009), y que además condujo al despegue del Bloque Norandino a lo largo de un sistema de fallamiento dextral en dirección NE.

A partir del Cretácico Tardío, al Este de la Cordillera, como resultado de esfuerzos transpresivos presentes, la Cuenca Oriente epicontinental se convirtió en una cuenca de ante-país de trans-arco, una zona estructuralmente compleja, justo al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales (Rivadeneira et al., 2004), cubriendo un área de aproximadamente 100 000 km² (White et al., 1995) siendo la más prolifera entre las Cuencas Marañón (Perú) y Putumayo (Colombia).

La Cuenca Oriente se puede diferenciar por dos unidades morfo-tectónicas diferentes: la Zona Subandina estrecha, muy deformada y levantada a lo largo del frente orogénico, y la cuenca de ante-país propiamente dicha muy extendida, caracterizada por su relleno sedimentario y por sus suaves deformaciones que constituyen excelentes trampas petrolíferas. La Cuenca Oriente ha sido subdividida en tres dominios estructurales y petrolíferos por Baby et al., 1998: (1) Sistema Subandino, (2) Corredor Sacha-Shushufindi y (3) Sistema Invertido Capirón-Tiputini, los cuales se encuentran controlados por mega-fallas, estructuras en flor y plegamiento aproximadamente de rumbo NNE-SSW.

3.1.1 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTE

3.1.1.1 Pre-Cretácico

3.1.1.1.1 *Basamento (Precámbrico)*

El basamento cratónico no aflora a la superficie en la Cuenca Oriente, sin embargo se lo conoce debido a perforaciones de pozos exploratorios que han alcanzado tales profundidades, entre ellos: Amo-1, Cancrío-1, Cuyabeno-21 y Tiputini-1 (Tschopp, 1953). Litológicamente está compuesto principalmente de rocas ígneas (granitoides) y metamórficas (gneiss y granulitas). Una muestra del pozo Tapi-1 localizado al norte de la Cuenca dio una edad de 1600+/- 48 Ma (Texeira et al, 1989). Adicionalmente se identificó respuesta sísmica difusa y caótica como característica del basamento (Díaz et al, 2004).

3.1.1.1.2 *Formación Pumbuiza (Silúrico? – Devónico; Canfield et al., 1982; Rivadeneira et al., 1999)*

Nombrada por Goldschimid (1941), aflora a lo largo del Río Pumbuiza a aproximadamente 30km al W del pozo Macuma-1 (Tschopp, 1953) y al NW del cerro Macuma en el Río Llushín y en la cordillera de Tirico de acuerdo con Dozy, 1940 (en Litherland 1994). Litológicamente consiste de pizarras gris oscuro a negro e intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino y conglomerados de color gris oscuro con matriz silícea. Se ha encontrado sills y diques ígneos e intrusiones de magmas graníticos y dioríticos dentro de la formación. Debido a que la base de los afloramientos no emerge en superficie y se encuentra fuertemente plegado y fallado, no se tiene certeza de su espesor (Tschopp, 1953; Rivadeneira y Baby, 2004; Ordoñez, 2006). Pero se la asigna un espesor de 1000 m, de acuerdo a los estudios sísmicos de los geólogos de Texaco. Según Tschopp, (1953) sobreyace con un contacto discordante angular con la Formación Macuma (figura 3.1).

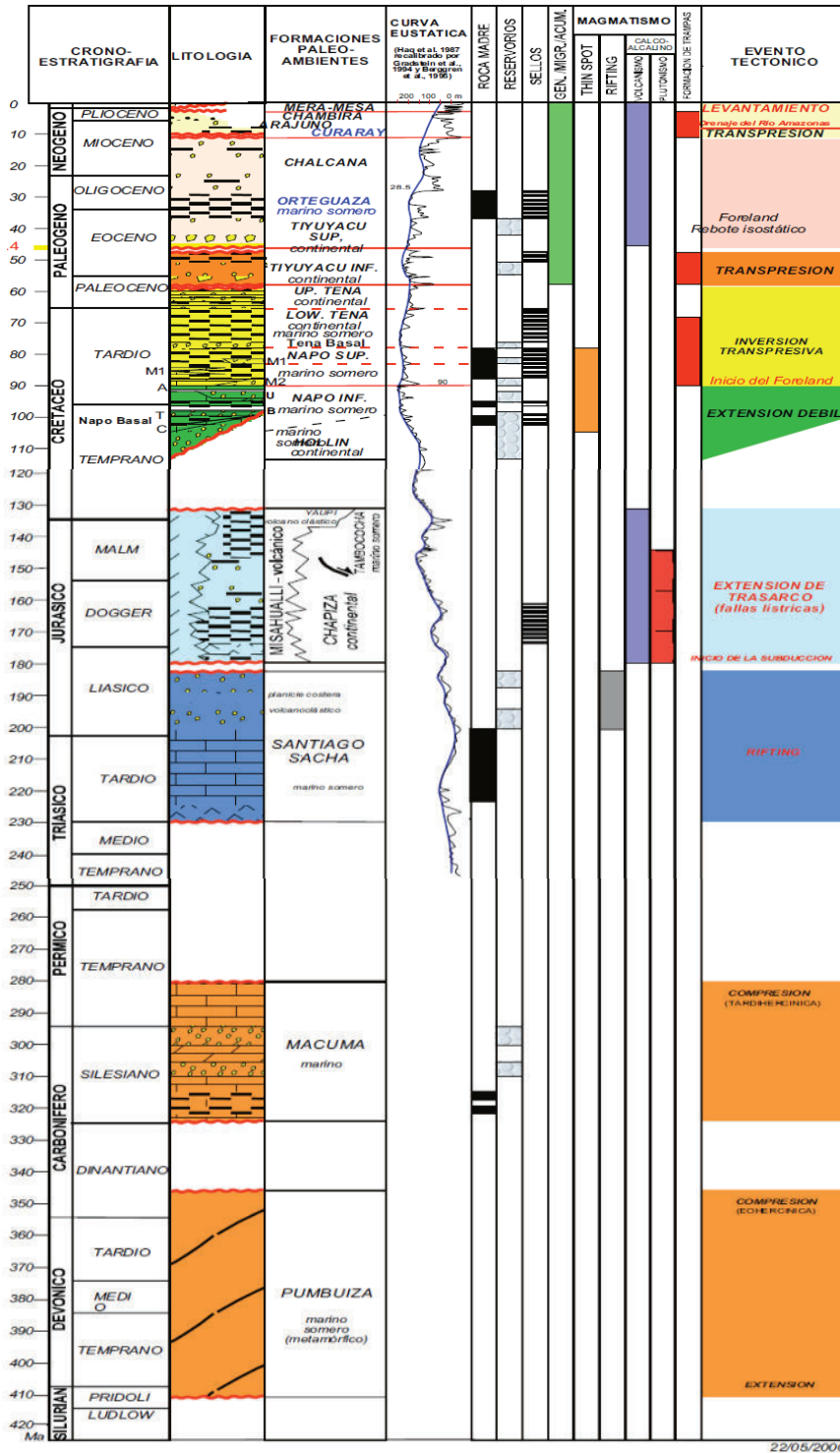


Figura 3.1 Columna estratigráfica general de la Cuenca Oriente del Ecuador.

Fuente: Baby et al., 1999.

3.1.1.1.3 *Formación Macuma (Carbonífero Superior – Pérmico; Bristow y Hoffstetter, 1977)*

La Formación Macuma (Dozy, (1940) en Litherland et al.1994) aflora en el cerro Macuma y al norte de la cordillera de Cutucú asociada con la Formación Pumbuiza. Litológicamente está conformada por calizas bioclásticas y lutitas negras sobreyacidas por pizarras y calizas blancas a verdosas.

Un análisis estratigráfico secuencial distinguió tres miembros relacionados con eventos eustáticos (Christophoul et al., 1998): Miembro regresivo Inferior, Miembro transgresivo y Miembro regresivo Superior. La Formación Macuma tiene un espesor aproximado de 1000 y 1500m en base a estimaciones realizadas en datos geofísicos. En el norte del Levantamiento Cutucú, los contactos (superior e inferior) con las Formaciones Santiago y Pumbuiza respectivamente son discordancias angulares (figura 3.1).

3.1.1.1.4 *Formación Santiago (Hettangiano Tardío – Sinemuriano Tardío; Romeuf et al., 1995; Jaillard, 1997; Gaibor et al., 2007)*

Formación Santiago (Goldschmid, 1941), aflora a lo largo del río Santiago, el cuál corta transversalmente el anticlinal de la cordillera de Cutucú y continúa hacia el sur por la cordillera del Cóndor (Faucher y Savoyat, 1973). Litológicamente, esta formación está constituida por una secuencia de calizas marinas silíceas grises, con intercalaciones de lutitas y areniscas calcáreas; dicha secuencia se hace volcánica hacia el oeste, con abundante intercalaciones intraformacionales de brechas, tobas y piroclastos (figura 3.1).

Esta secuencia se encuentra plegada y fallada, y tiene un espesor entre 1500 a los 2700 metros aproximadamente. La base no está expuesta y los afloramientos de las Fms. Pumbuiza y Macuma están directamente sobrepuestos por capas rojas de la Fm. Chapiza del Jurásico Medio. La Formación Santiago están también sobrepuestas por capas rojas Chapiza en el Este, pero en el Oeste la Fm. Santiago está directamente cubierta por rocas indiferenciadas Albianas del Cretácico Superior del **Grupo Limón** (equivalente de las Formaciones Hollín, Napo y Tena) (Baldock, 1982).

3.1.1.1.5 *Formación Sacha (Triásico Tardío; Baby et al., 1998)*

La Formación Sacha fue definida por Rivadeneira y Sánchez (1989), se desconoce en afloramientos, pero se la identificó en el pozo Sacha Profundo–1. Esta formación constituye el equivalente continental lateral de la Formación Santiago definida hacia el sur, en el Levantamiento Cutucú. Litológicamente la conforman capas rojas de limolitas cuarzosas rojas a marrón localizadas sobre los sedimentos de la Formación Macuma. Conservada en grabens o semi–grabens, erosionados y sellados por la Formación Yaupi. Se estima su espesor de 800 m (Rivadeneira et al., 2004).

3.1.1.1.6 *Formación Chapiza (Jurásico Medio –Cretácico Temprano; Aspen, 1992; Canfield, 1982)*

La Formación Chapiza definida en el sur de la cuenca por Goldschmid (1940), aflora entre los ríos Chapiza y Yaupi, a lo largo del Río Chapiza, 25 a 31 Km al NNW del pueblo de Yaupi. Consiste de una sucesión de sedimentos clásticos continentales (capas rojas) que se depositaron en un ambiente continental de clima seco o desértico, con pequeñas incursiones marinas (transgresiones) de distribución local. Es decir litológicamente comprende alternancia de lutitas rojas; areniscas de color gris, rosado, violeta; delgados horizontes de evaporitas y concreciones de dolomitas; y al tope de esta unidad se observa areniscas feldespáticas y conglomerados interestratificados con tobas violáceas, grises y verdes; brechas tobáceas y basaltos. Y tiene un espesor que varía de 600 a 4500 metros (Rivadeneira y Baby, 2004) (figura 3.1).

Según Tschopp 1953, esta formación se divide en tres partes: Chapiza Inferior, Chapiza Medio y Chapiza Superior.

3.1.1.1.7 *Formación Tambococha (Jurásico Medio - Cretácico Temprano; Díaz et al., 2004)*

En el pozo Tambococha–1 ubicado al Este de la Cuenca, se encuentra una secuencia de calizas y evaporitas datadas a la base del Jurásico Temprano Tardío – Jurásico Tardío, y al tope del Jurásico Medio – Cretácico Temprano, que se la podría considerar como un equivalente lateral de los miembros inferior y

medio de la Fm. Chapiza, y que está propuesta como la nueva Formación Tambococha (Díaz, et al 2004), la cual consiste litológicamente de dos unidades: la unidad inferior la conforman secuencias de tipo evaporítico y la unidad superior que presenta una litología más monótona de calizas crema a café, de grano fino y calcarenitas.

3.1.1.1.8 Formación Misahuallí (Liásico Tardío – Jurásico Superior Temprano; 190-150 Ma.; Aspden et al., 1992; Romeuf et al., 1995)

La Formación volcánica Misahuallí (Goldschmidt, 1940), cuya zona de afloramiento parece estar restringida a la Zona Subandina, es un equivalente lateral de los miembros inferior y medio de la Formación Chapiza (Jaillard, 1997) y probablemente de la Formación Yaupi. Está constituida de acumulaciones volcánicas masivas y gruesas (figura 3.1), que forman parte del potente arco magmático que corre desde el norte del Perú hasta el norte de Colombia (Romeuf et al., 1995), y está asociada a la actividad tectónica Jurásica como parte efusiva de las intrusiones de los batolitos de Abitagua, Azafrán y Rosa Florida (Aspen y Litherland, 1992; Eguez y Aspen, 1993). La edad radiométrica de esta formación es de $172,3 \pm 2,1$ Ma (Romeuf et al., 1995).

3.1.1.1.9 Formación Yaupi (Jurásico Superior – Cretácico Temprano; Jaillard, 1995)

La Formación Yaupi (Baby et al., 1998) no aflora en superficie, pero se la encuentra en la parte norte de la Cuenca, conocida solo en perforaciones. Corresponde a los depósitos de la parte superior de la Formación Chapiza, representados en el pozo Sacha Profundo-1 por tobas intercaladas con limolitas y arcillolitas multicolores, y con basaltos datados de 132 Ma. La diferencia de esta secuencia volcanoclástica con la categoría de formación se la da en base a la respuesta sísmica y a su correlación con la columna de pozo Sacha profundo-1 (Rivadeneira et al., 2004) (figura 3.1).

3.1.1.2 Cretácico

La sección cretácica de la Cuenca Oriente está constituida clásicamente por 3 unidades sedimentarias: la Formación Hollín, Formación Napo y la Arenisca Basal Tena de la Formación Tena. Donde sus miembros clásticos reflejan drásticos cambios paleogeográficos, variaciones laterales de facies y fluctuaciones de la línea de costa de hasta 200 km dentro de la plataforma marina somera oriente. Barragán, (2004) diferencia al menos cinco secuencias depositacionales (figura 3.2), en un marco de estratigrafía secuencial de segundo orden en la escala de Haq, las cuales están asociadas a las variaciones eustáticas globales del nivel del mar. Además varios cuerpos ígneos básicos alcalinos han sido identificados en esta misma sección sedimentaria cretácica. La nomenclatura usada para sus miembros y unidades es aquella establecida por Texaco en los años 60s; sin embargo ésta es compleja, informal y puramente descriptiva.

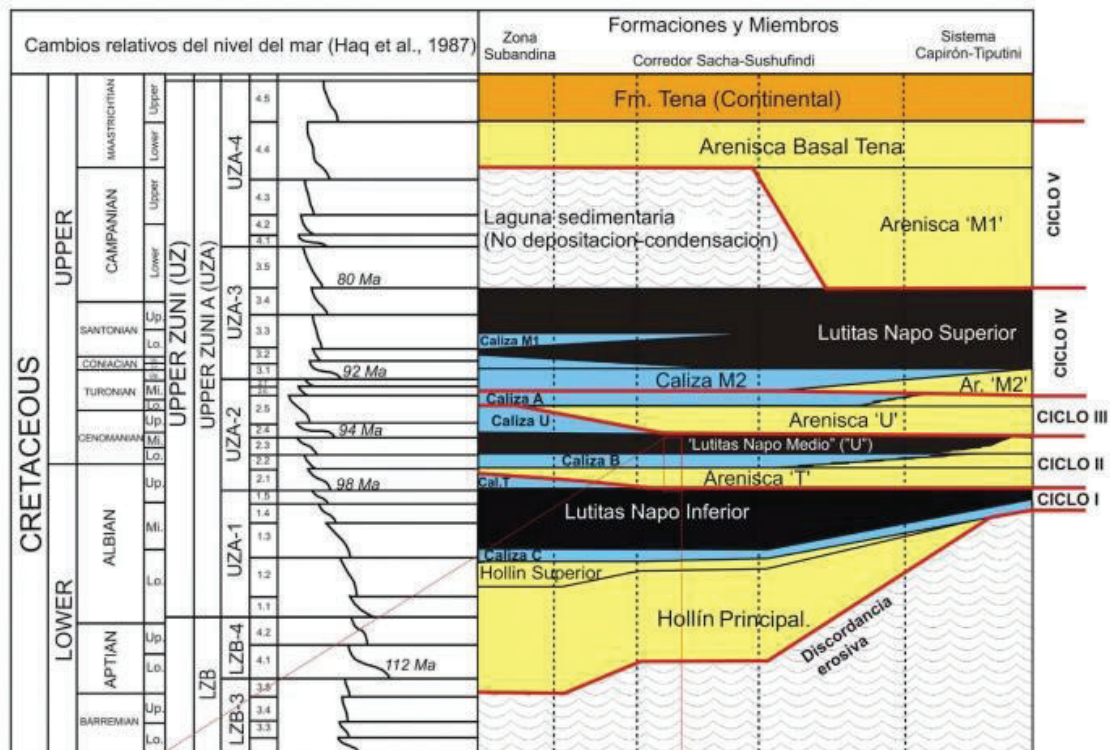


Figura 3.2 Diagrama mostrando las formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del paquete Cretácico de la Cuenca Oriente, y su relación con la curva eustática definida por Haq et al., (1987).

Fuente. Barragán et al., 2004.

3.1.1.2.1 *Formación Hollín (Aptiano Superior- Albiano Temprano; Barragán et al., 2004)*

La Formación Hollín nombrada por Wasson y Sinclair (1927), aflora extensamente en la región Subandina. Consiste litológicamente de areniscas cuarzosas de color blanco. Y forma un importante reservorio en los campos petroleros del Nororiente Ecuatoriano (Baldock, 1982). Se ha subdividido en dos miembros: Hollín Principal y Hollín Superior (Barragán et al., 2004):

3.1.1.2.1.1 *Hollín Principal o Inferior*

Se depositó después de un periodo de erosión de la serie Jurásica y Paleozoica de la Cuenca, consiste de una secuencia fluvial principalmente. Los ambientes depositacionales definidos por White et al., (1995) y Jordan et al. (1997) son: la parte basal está representada por depósitos fluviales de relleno de valles incisos sobre la superficie erosiva Pre-Hollín, transportados desde una fuente al este-sureste de la cuenca (Barragán et al., 2004). Seguido se da la depositación de la parte principal de la Fm. Hollín caracterizada por una sucesión de depósitos de ríos entrelazados progradantes y diacrónicos de planicies aluviales (White et al., 1995), que se desarrollan hacia el Oeste a través de toda la Cuenca Oriente, posiblemente durante caídas del nivel eustático desde el Aptiano (112,5 Ma.). Este sistema pasa progresivamente a ambientes distales de planicie aluvial costera tipo llanura de inundación influenciadas por la acción de mareas y que cubren completamente las facies previas, representando la parte superior y el abandono total del sistema fluvial entrelazado de Hollín Principal.

Progresivamente se observa un cambio hacia un sistema detrítico de baja energía, donde se evidencian los efectos de la transgresión marina que caracteriza a Hollín Superior (Barragán et al., 2004).

3.1.1.2.1.2 *Hollín Superior*

Consiste de una secuencia arenosa con influencia mareal en la parte inferior y con influencia marina en la parte superior; presenta fósiles bivalvos, y la presencia de arena indica la proximidad del continente y la ocurrencia de retrabajamientos, mientras que su disminución hacia arriba indica influencias terrígenas decrecientes, sugiriendo una transgresión. Esta última interpretación esta

reforzada por la abundancia de glauconita en la parte superior de este miembro (Jaillard, 1997).

3.1.1.2.1.3. *Caliza C*

Consiste en calizas de ambiente marino confinado. Comprenden una sección en el nivel más bajo de calizas y lutitas negras ricas en materia orgánica debido a la condensación (intervalo transgresivo) a partir de la cual empieza la depositación de las lutitas basales.

3.1.1.2.2 *Formación Napo (Albiano Medio – Campaniano Medio; Barragán et al., 2004)*

Nombrada por Wason y Sinclair (1927), está constituida por una sucesión cíclica marino somera de calizas bioclásticas, lutitas ricas en materia orgánica y areniscas terrígenas, que alcanzan un espesor aproximado de 900 ft y sobreyace concordante a la Fm. Hollín en toda la Cuenca Oriente. Se la ha subdividido típicamente en tres miembros (Tschopp, 1953; Faucher et al., 1973; Bristow y Hoffstetter, 1977): Napo Inferior, medio y superior; por otro lado Jaillard (1997) propone asignar la categoría de Grupo a la Fm. Napo: Napo Basal, Napo Inferior, Napa Medio y Napo Superior; tomando en consideración que gran parte de estos trabajos se han fundamentado en las relaciones estratigráficas en datos netamente paleontológicos.

Lutitas Napo Basal (Albiano Medio – Superior) de la parte inferior de la Fm. Napo, consiste en una secuencia de lutitas laminadas ricas en materia orgánica, en amonites y bivalvos a la base, mucho más pobres en fósiles hacia la parte superior, con intercalaciones de calizas depositadas en un ambiente de plataforma marina abierta. Constituye una secuencia de transgresión que alcanzó rápidamente un máximo de inundación, seguida por una evolución regresiva. Estas lutitas pasan lateralmente a calizas hacia el este de la Cuenca (White et al., 1995). Tienen un contacto basal muy diacrónico: Albiano medio en el Suroeste, y a la base del Albiano superior en el Centro y Noreste de la Cuenca.

Calizas T (Albiano Superior – parte inferior), consiste de una secuencia de margas y calizas arenosas glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas. Minerales

como el cuarzo detrítico y la glauconita se vuelven más abundantes hacia la parte superior. En la parte media, las superficies endurecidas (glauconita y fosfato) contienen amonites de edad Albiano Superior Temprano. En conjunto el predominio de calizas, la fauna diversificada y las bioturbaciones indican un ambiente de plataforma carbonatada somera y abierta. Conocidas en el Oeste y Sur de la Cuenca. Hacia el Este, es probable que pasen lateralmente a formar parte de las Areniscas T.

Areniscas T (Albiano Superior, parte inferior a media), son conocidas en toda la cuenca. Su base transgresiva parece ser una buena línea de tiempo. Por otro lado, no está claro aún si el tope es también una línea de tiempo, ya que los diferentes cuerpos de las Areniscas T (T basal, T inferior, T superior) no son fácilmente correlacionables de campo a campo, o de campos a afloramientos (Jaillard, 1997).

Calizas B (Albiano superior, parte media), es una alternancia de calizas arcillosas y de arcillas negras. Está comprendida entre el último banco masivo de la Arenisca T y su tope lo constituye el último banco de calizas antes de la lutitas negras de la zona U. Marcada por una diversificación de la microfauna (Jaillard, 1997).

Lutitas de la Zona U (Cenomaniano inferior) y las Calizas U (Cenomaniano medio). Está incluida entre el último banco de la Caliza B y el primer banco de caliza o arena de la Arenisca U. Su parte inferior contiene una rica microfauna, mientras que la parte superior generalmente es estéril en organismos carbonatados (Jaillard, 1997).

Arenisca U (Cenomaniano medio), es una secuencia estrato y granodecreciente que reposa en discordancia sobre las Lutitas U. Es una sucesión de areniscas cuarzosas, areniscas glauconíticas de grano fino bioturbadas, lutitas y calizas margosas. Hacia el Oeste, las arenas desaparecen pasando a una secuencia de composición predominantemente carbonatada con calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas que alternan con lutitas, limolitas y delgadas areniscas glauconíticas de grano fino. Subdividida en Arenisca U Inferior y Arenisca U Superior.

Caliza A (Turoniano Medio – Turoniano Superior), esta unidad empieza por un nivel lutáceo, sobre el último banco de la Arenisca U, y sigue con calizas masivas. Caracterizada por una potente sección de calizas micríticas, masivas y laminadas, poco bioturbadas, con cherts y restos de peces, escasos bivalvos y amonites localmente abundantes. La parte superior está constituida por calizas fosilíferas o intraclásticas (Gaibor, 2001).

Arenisca M-2 (Turoniano Tardío?), consiste de una sucesión de areniscas muy finas separadas por finas intercalaciones de lutitas calcáreas en el Este de la Cuenca. Hacia el Oeste, esta unidad pasa lateralmente a margas arenosas y glauconíticas que culminan con niveles de calizas hacia el tope.

Caliza M-2 (Turoniano Tardío), esta unidad es una secuencia estratocreciente de margas y calizas. La base está definida por el primer intervalo margoso, a veces arenoso (Arenisca M-2) que sobreyace a la Caliza masiva A, y su tope está definido por el último banco de caliza masiva.

Caliza M-1 (Coniaciano Temprano), es una sucesión de calizas, lutitas y margas de un ambiente de plataforma anóxica carbonatada en la base y al tope es una secuencia de plataforma anóxica restringida.

Lutita M-1 (Santoniano Tardío – Campaniano Temprano), son lutitas negras y grises oscuras ricas en materia orgánica con esporádicos lentes calcáreos o limo – arenosos depositados en un ambiente de plataforma marina somera.

Limolita M-1 (Campaniano Temprano – Campaniano medio), es un depósito que presenta intercalaciones o lentes arenosos, a veces carbonatados. Está interpretado como un depósito de plataforma lodosa clástica somera de baja energía.

Arenisca M-1 Inferior y Arenisca M-1 Superior (Campaniano Medio), areniscas masivas, gruesas, frecuentemente micro-conglomeráticas a la base. Pertenecen a un ambiente fluvial y a canales de marea en un ambiente estuarino. Mientras de M-1 Superior son areniscas a veces glauconíticas con intercalaciones

de lutitas, sobreyacidas por sedimentos pantanosos los cuales forman capas de carbón. El ambiente es estuarino.

3.1.1.2.3 *Formación Tena (Maastrichtiano Inferior – Paleoceno; Faucher y Savoyat, 1973).*

Nombrada por Kappeler (1939), en Tschopp, (1953), toma su nombre de la ciudad de Tena, donde aflora en superficie. Consiste de arcillas de varios colores, principalmente *Reds Beds* con una cantidad variable de areniscas en la base y en la parte superior.

Miembro Arenisca Tena Basal, tiene una litología que varía desde areniscas arkósicas, cuarzo areniscas, cuarzo areniscas arkósicas y cuarzo – areniscas calcáreas de este a centro-norte, en la zona subandina, se presentan microconglomerados, brechas calcáreas y areniscas cuarzosas. La base corresponde a una discordancia regional, la cual se puede observar en ciertos afloramientos de la Zona Subandina y en secciones sísmicas de la parte Occidental de la Cuenca Oriente.

Tena Inferior, constituida de limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino.

Tena Superior, consiste en limolitas y areniscas continentales de grano grueso.

De acuerdo con Tschopp (1953), el espesor de la formación Tena es variable y se reduce de Sur (600 m) a Norte (400 m) en la Zona Subandina, y de Oeste (más de 1000 m) a Este en la cuenca amazónica (272 m Tiputini). Los contactos superior e inferior son discordantes no angulares (Tschopp, 1953).

3.1.1.3 Post-Cretácico

3.1.1.3.1 *Formación Tiyuyacu (Eoceno; Christophoul et al., 2002)*

La Formación Tiyuyacu (Tschopp, 1953; Baldock, 1982; Almeida, 1992; Christophoul et al., 2002) ha sido dividida en dos miembros en base a criterios sedimentológicos y tectónicos (Baby et al., 1999), el miembro inferior (Tiyuyacu inferior) y el miembro superior. En base a datación radiométrica ($^{39}\text{Ar}/^{40}\text{Ar}$) de un

nivel de toba ubicado cerca de la base del Mb. Tiyuyacu Superior (Campo Bermejo, norte del levantamiento Napo) se tiene una edad de 46 +/- 0,4 Ma, que corresponde al Eoceno medio (Christophoul *et al.*, 2002).

3.1.1.3.2 *Formación Orteguaza (Oligoceno Inferior; Zambrano et al., 1996)*

La Formación Orteguaza yace concordante sobre la Formación Tiyuyacu y se encuentra debajo de los sedimentos continentales fluviales de la Formación Chalcana. Solamente es conocido un afloramiento de la Formación Orteguaza, descrito por Marocco *et al.* (1996) y Christophoul *et al.* (2002). Se desarrolla hacia el Este de la Cuenca. Está constituida de una serie marina somera compuesta por areniscas grises y verduscas, y lutitas gris verdosas a negras. El color negro o gris muy oscuro de las lutitas, su fisilidad y la presencia de nódulos piríticos indican un ambiente reductor, como es el de la plataforma marina interna (zona infratidal).

3.1.1.3.3 *Formación Chalcana (Oligoceno Superior - Mioceno; Tschopp, 1953; Baldock, 1982; Baby et al., 1999)*

La Formación Chalcana aflora principalmente en los flancos y en el periclinal sur del Levantamiento Napo. Los mejores afloramientos conocidos se ubican cerca de Cascales, en la orilla del río Aguarico. En su parte basal, abarca el equivalente lateral en facies continentales de la Formación Orteguaza y está constituida por arcillolitas rojas calcáreas y esporádicas intercalaciones de areniscas conglomeráticas. Estudios de paleocorrientes indican dos direcciones principales: una NW-SE y la otra N-S (Rivadeneira *et al.*, 2004).

3.1.1.3.4 *Formación Arajuno (Mioceno Superior; Tschopp, 1953; Baldock, 1982; Baby et al., 1999)*

Formación Arajuno aflora principalmente a orillas de los ríos Napo y Arajuno. Está constituida principalmente por areniscas finas a gruesas, conglomerados intercalados con limolitas y arcillolitas rojizas (Rivadeneira *et al.*, 2004). Está separada de la Fm. Chalcana por un contacto bien definido, aunque hacia el Sur el cambio es más transicional.

Corresponde a una potente secuencia (más de 1000 m) con variación litológica y ha sido dividida en tres: una arenisca inferior con conglomerado e intercalaciones de arcillas bentoníticas; una unidad intermedia de arcillas rojizas, yesíferas en la base y tobáceas en la parte superior, y una subdivisión superior de areniscas con lignitos (Baldock, 1982).

Estudios de paleocorrientes muestran dos direcciones principales de drenaje: WNW-ESE o cerca de W-E y N-S (Christophoul et al., 2004). Se puede notar que posiblemente el eje del drenaje longitudinal se desplazó hacia el este.

3.1.1.3.5 *Formación Chambira (Mioceno Superior – Plioceno; Christophoul et al., 2004)*

Aflora esencialmente en la Depresión Pastaza, a lo largo del río Napo, y en el sinclinal de Talag al oeste de Tena. Está formada de conglomerados con una mayoría de clastos de cuarzo lechoso con matriz arcillo-arenosa cuarzosa. Es una secuencia no fosilífera de gran espesor (de 1000 - 1500 metros) de sedimentos clásticos gruesos, sobreyaciendo la Formación Arajuno y transgrediendo a la Formación Curaray.

Se la ha dividido en tres unidades, pero esta formación básicamente consiste de un abanico de piedemonte y de sedimentos fluviales depositados durante una intensa erosión de la Cordillera al Oeste del Oriente.

3.1.1.3.6 *Formación Curaray (Mioceno Superior; Christophoul et al., 2004)*

La Formación Curaray está descrita como el equivalente hacia el este de las formaciones Arajuno y Chambira (Tschopp, 1953; Baldock, 1982; Baby et al., 1999). Está confinada al Este del Oriente, corresponde a una serie potente de arcillas rojas verdosas y azuladas bien estratificadas, localmente se encuentra yeso, alternando con horizontes de arenisca de grano fino; horizontes tobáceos y carbonáceos-ligníficos son comunes.

Se encontró una fauna marina caracterizada por tortugas marinas y cocodrilos. Esta fauna y las estructuras sedimentarias permiten interpretar la Fm. Curaray como resultado de ambientes costeros (Christophoul et al., 2004).

3.1.1.3.7 *Formación Mesa (Plio – Plesitoceno; Baldock, 1982)*

La Formación Mesa (Rotuno) comprende una serie de terrazas disectadas, compuestas de depósitos clásticos de medios a gruesos, derivados de la continua erosión de la Sierra. La formación es más gruesa en la parte Oeste, cerca de la Cordillera Real (1000 metros) mientras que al este de la zona subandina es apenas de 100 metros de espesor, aunque todavía se encuentran varios horizontes tobáceos. Las terrazas muestran evidencia de fallamiento y levantamiento y están parcialmente cubiertas por depósitos Cuaternarios posteriores.

3.1.1.3.8 *Formación Mera (Pleistoceno; Bes de Berc et al., 2004)*

La Formación Mera aflora principalmente en los márgenes del Río Pastaza donde constituye las paredes de sus terrazas aluviales holocenas. Consiste de terrazas más jóvenes (topográficamente inferiores) depósitos compuestos por abanicos de piedemonte del Cuaternario areniscas tobáceas y arcillas, las que postdatan al último período importante de fallamiento y levantamiento y están menos disectadas que las terrazas remanentes de la Formación Mesa (Rotuno). Hacia el este los sedimentos de las terrazas disminuyen en espesor, tamaño del grano y altitud, eventualmente gradan transicionalmente hacia el aluvión del cuaternario parcialmente retrabajado de las cuencas de drenajes actuales (Baldock, 1982).

3.1.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICA REGIONAL

La Cuenca Oriente se puede diferenciar por dos unidades morfo-tectónicas diferentes: la Zona Subandina estrecha, muy deformada y levantada a lo largo del frente orogénico, y la cuenca de ante-país propiamente dicha muy extendida, caracterizada por su relleno sedimentario y por sus suaves deformaciones que constituyen excelentes trampas petrolíferas.

La deformación y estructuración de sus campos petrolíferos resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico inferior. Estas fallas, actualmente inversas y de fuerte buzamiento, están orientadas principalmente N-S o NNE-SSW, y limitan tres corredores estructurales petrolíferos con características propias como son: el

Sistema Subandino (Play occidental), el Corredor Sacha-Shushufindi (Play central), y el Sistema CapirónTiputini (Play oriental) (Rivadeneira et al., 2004) (figura 3.3).

3.1.2.1 Dominio Occidental: Zona Subandina

La Zona Subandina ecuatoriana (SAZ) o Dominio Occidental, constituye la parte aflorante de la Cuenca Oriente, y está formada por tres unidades morfo-tectónicas, las estructuras regionales el Levantamiento Cutucú al Sur y el Levantamiento Napo al Norte, separados entre sí por la depresión del Pastaza. Estructurada por fallas inversas de orientación N-S a NNE-NNW aproximadamente de alto ángulo (Bes de Berc et al., 2004), las mismas que son características de una tectónica transpresiva con movimientos dextrales. Este dominio tectónico se levantó y deformó principalmente durante el Plioceno y el Cuaternario (Baby et al., 1998). Actualmente está en proceso de destrucción por el levantamiento provocado por la última orogenia andina, que ha afectado las trampas formadas en la primera etapa de la inversión tectónica (cretácico tardío-paleoceno), provocando la degradación de los crudos, con excepción del campo Bermejo.

En este dominio se ubica además el campo Pungarayacu de areniscas bituminosas, que contiene el mayor volumen de crudo 18% del petróleo en sitio de la cuenca (Rivadeneira et.al., 2004).

3.1.2.2 Dominio Central: Corredor Sacha-Shushufindi

Su nombre se debe a que abarca los campos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente (Sacha y Shushufindi). Se encuentra deformado por mega-fallas de rumbo en transpresión, orientadas NNE-SSW, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie (Baby et al., 1999). Estas mega-fallas de rumbo que han funcionado desde el Pre-Cretácico y han sido además reactivadas e invertidas (transpresión dextral) durante el Cretácico Superior, el Terciario y el Cuaternario. Estas están asociadas a la extrusión de cuerpos volcánicos durante el Cretácico Superior (Baby et al., 1997).

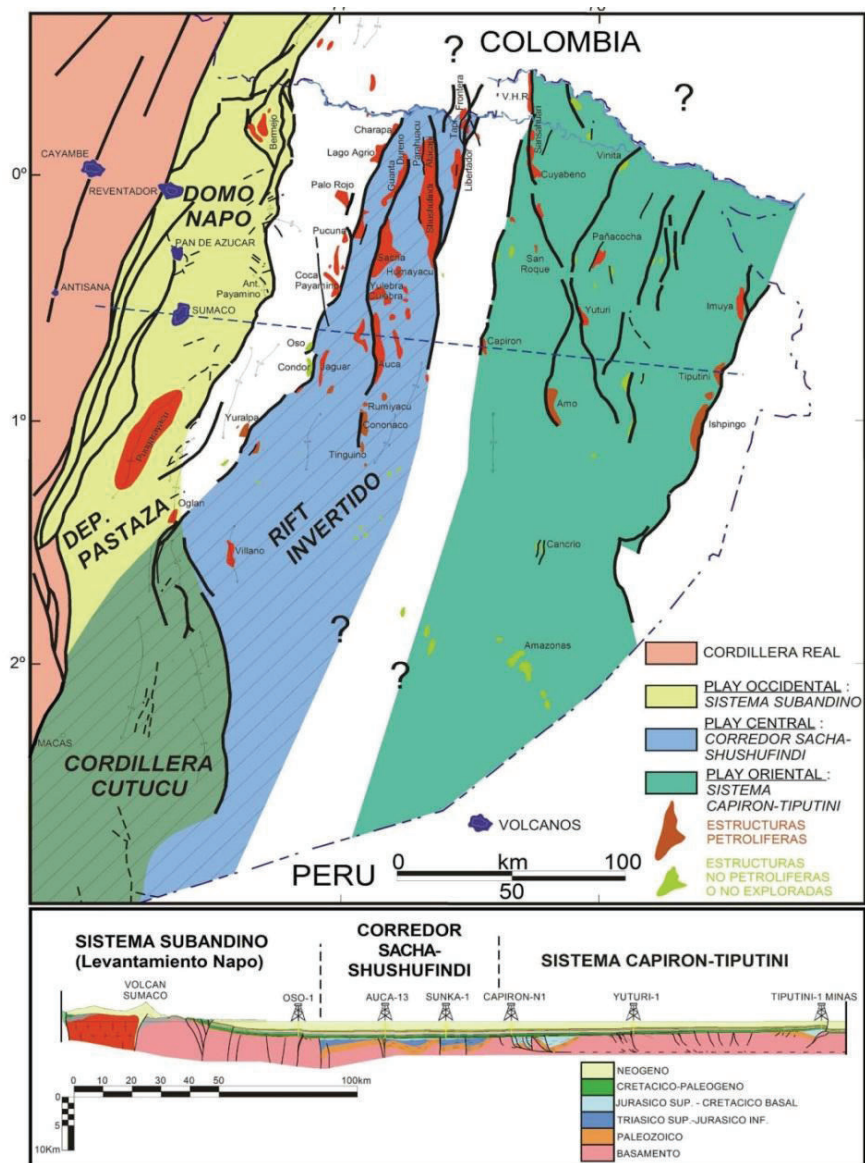


Figura 3.3 Mapa tectónico mostrando los Dominios Estructurales de la Cuenca Oriente.

Fuente: Rivadeneria et al, 2004.

Es el dominio con las mayores reservas de crudos livianos, el cual evoluciona a partir del rift triásico-jurásico abandonado y se caracteriza por fallas profundas en flor. Contiene el 54 % del crudo en sitio de la cuenca.

3.1.2.3 Dominio Oriental: Sistema Invertido Capirón-Tiputini

Corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lístricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal (Balkwill et al., 1995; Baby et al., 1999) (en Díaz et al., 2004).

Las estructuras y campos petrolíferos más importantes se encuentran en el borde oriental (estructuras Tiputini, Tambococha, Ishpingo, Imuya), en el borde occidental (estructuras Cuyabeno-Sansahuari, Capirón) y también en la parte central (estructuras Panacocha, Yuturi, Amo)(Baby et al, 1998 en Yuquilema 2010). Siendo el segundo play importante con el 28% del petróleo en sitio de la Cuenca con predominio de crudos pesados. Contiene un campo gigante: Ishpingo (Rivadeneira y Baby, 2004).

3.1.3 ETAPAS DE DEFORMACIÓN

La definición del estilo tectónico y de las etapas de deformación de la Cuenca Oriente Ecuatoriana se basó en la interpretación sísmica, registros de pozos y estudios de superficie, con el fin de construir secciones estructurales regionales que atraviesan la zona subandina y la cuenca de antepaís:

3.1.3.1 Extensión Pre-Cretácica

Clásicamente la extensión pre-cretácica se desarrolla hacia el sur de la Cuenca Oriente, caracterizada por semigrabens permo- triásicos – jurásicos erosionados y sellados por las formaciones Yaupi u Hollín, semigrabens que fueron invertidos durante el Cretácico Superior y/o Terciario (Baby et al., 1997). El relleno de los semi-grabens corresponde a la Formación Chapiza y el sustrato está constituido de sedimentos paleozoicos. Este tipo de deformación implica una tectónica de rumbo de edad jurásica donde se pueden desarrollar al mismo tiempo zonas en extensión (semi- grabens) y zonas en compresión (pliegues en "echelon") (Baby et al., 1998).

3.1.3.2 Extensión Napo Basal o Inferior (Albiano - Cenomaniano)

La parte inferior de la Formación Napo se encuentra afectada por fallas normales evidente en algunas secciones sísmicas. Los datos analizados hasta ahora no permiten definir precisamente la geometría y la cinemática de estas fallas. La mayoría de estas fallas fueron invertidas durante las etapas de deformación compresivas posteriores, y controlaron la sedimentación de ciertos cuerpos sedimentarios actualmente conocidos como excelentes reservorios (Baby et al., 1998).

3.1.3.3 Inversión Napo Medio – Tena Inferior (Turoniano - Maastrichtiano)

La primera etapa de deformación compresiva, que Baby et al., (1998) califican como inversión tectónica en régimen transpresivo dextral, se produjo al final de la sedimentación de los miembros Caliza M2 hasta la Formación Tena Inferior. Secciones sísmicas muestran que los sedimentos de la unidad Napo Superior se biselan (“onlap”) sobre las estructuras compresivas como el anticlinal de la estructura Shushufindi, y sellan así una primera etapa de deformación.

Muchas estructuras y trampas petrolíferas de la Cuenca, se crearon durante esta fase de deformación que coincide con la etapa de deformación compresiva peruana (Jaillard, 1993).

3.1.3.4 Inversión Tiyuyacu Inferior (Eoceno Inferior)

El análisis de la sísmica a nivel regional ha llevado a definir una superficie de erosión intra-Tituyacu y así una nueva formación llamada Tituyacu Superior por Baby et al., (1998).

Esa superficie de erosión provoca variaciones de espesor de la Tituyacu Inferior en los flancos de muchas estructuras como Vinita y delimita así una deformación pre-Tiyuyacu Superior.

En estructuras como Capirón, se nota una deformación syn-sedimentaria en la unidad Tiyuyacu Inferior que confirma la importancia de esta tercera etapa de

inversión tectónica probablemente de edad Eoceno Inferior en la Cuenca Oriente. (Baby et al., 1998)

3.1.3.5 Inversión Plioceno – Cuaternario

Una de las principales etapas y la última inversión tectónica de la Cuenca Oriente. Responsable de la estructuración y levantamiento del Corredor Subandino. Es contemporánea con los volcanes Reventador, Pan de Azúcar y Sumaco. El Campo Bermejo corresponde a una estructura formada a partir del Maastrichtiano, levantada posteriormente por el sistema de fallas frontales del Sistema Subandino en el eje de la estructura en flor del frente orogénico en el Plio-Cuaternario. La sísmica muestra que muchas de las fallas invertidas de la cuenca de ante-país han sido reactivadas durante esta época (Baby et al., 1998).

En datos geofísicos la mayoría de estructuras y fallas invertidas de la Cuenca han sido reactivadas durante esta fase.

3.2 GEOLOGÍA LOCAL DEL ÁREA DE ESTUDIO (SÍNTESIS DE TRABAJOS PREVIOS)

A continuación se describe un análisis y síntesis de trabajos previos del área de estudio que ayudó a definir un modelo geológico conceptual de la Formación Hollín para correlacionar con la posterior interpretación de datos dentro del presente estudio.

Se han realizado varios estudios geológicos en el área de estudio con el fin de explorar y prospectar nuevas reservas de petróleo, lo que hace que estos estudios sean prácticamente inaccesibles al público y de uso confidencial por parte de la industria petrolera; sin embargo se han realizado otras investigaciones recogidas en tesis de grado y publicaciones científicas, y que son la base para la definición del modelo geológico conceptual de la Formación Hollín utilizada en este estudio por White et al., (1995), Jaillard et al., (1997), Rivadeneira et. al., (2004), Vargas Villalba, (2005), Toapanta, (2009) y García y Rodríguez, (2010).

3.2.1 ESTRUCTURA Y EVOLUCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La geología del área de estudio está limitada por estructuras que están orientadas aproximadamente N-S, asociadas principalmente a plegamiento y fallamiento que en su mayoría son estructuras invertidas, las cuales han entrampado la mayoría de los hidrocarburos recuperables dentro de los depósitos arenosos de los yacimientos de la Fm. Hollín principalmente y de las arenas U y T de la Fm. Napo. Además de estas estructuras se tiene trampas estratigráficas de donde también se recupera un menor porcentaje de hidrocarburo.

La estructura principal del área de estudio forma un anticlinal, a la base de la Caliza A, el flanco oeste del anticlinal está cortado por una falla transpresional. Tiene una orientación N-S, a lo largo de 10,5 km y su parte más ancha se ubica en la zona central con 3 km y su cierre estructural es de 125 ft.

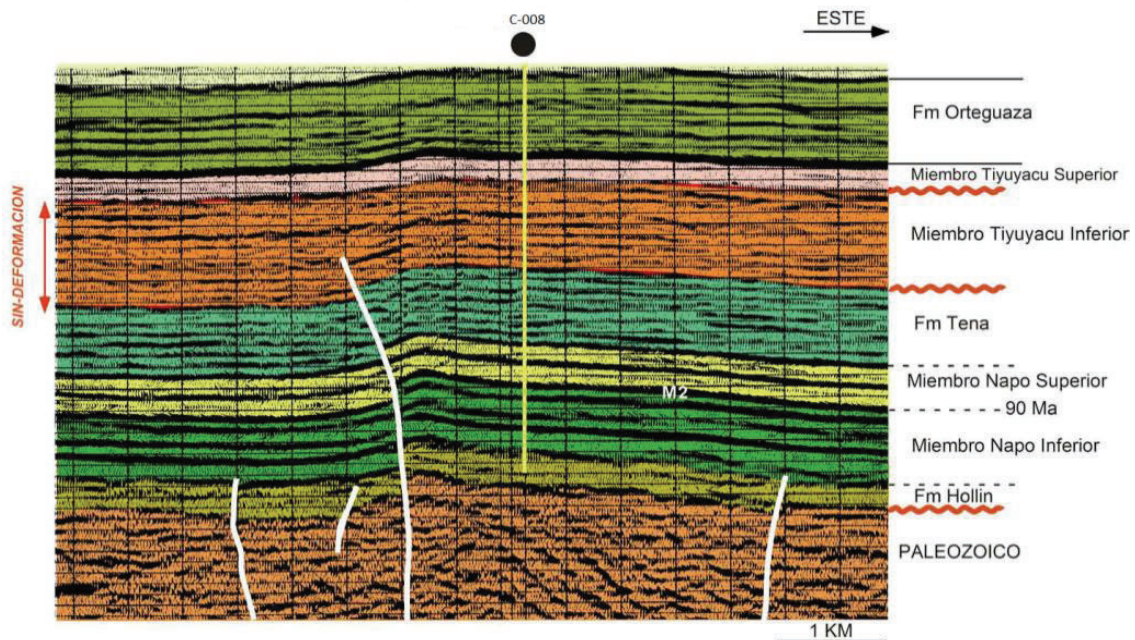


Figura 3.4 Línea sísmica W-E del centro del área de estudio mostrando las principales formaciones y estructuras del subsuelo.

Fuente: Rivadeneira et. al., 2004

La estructura se formó en las dos etapas de reactivación reconocidas en la cuenca: en el Turoniano Tardío-Paleoceno y en el Eoceno Inferior, como muestra la deformación syn-tectónica de los sedimentos de Napo Superior, Tena y

Tiyuyacu Inferior (figura 3.4), experimentando deformación adicional con la última reactivación tectónica del Mio-Plioceno, evidenciada por un flexuramiento que alcanza niveles cercanos a la superficie (Rivadeneira et. al., 2004).

3.2.2 ESTRATIGRAFÍA LOCAL DEL ÁREA DE ESTUDIO

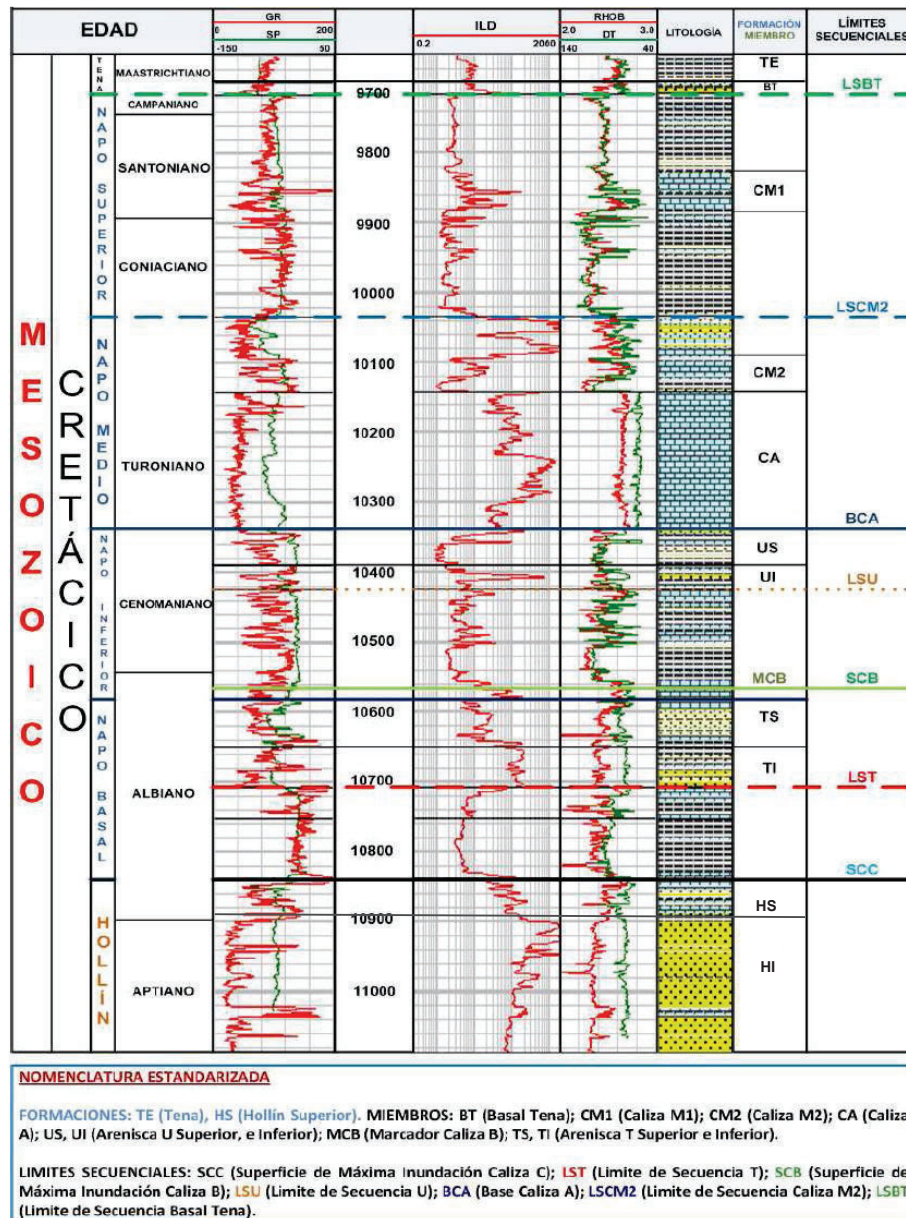


Figura 3.5 Columna estratigráfica general del área de estudio.

Fuente: Tomada de EP Petroecuador, 2012, en García y Rodríguez, (2010).

La estratigrafía del área de estudio (figura 3.5) está constituida por una secuencia de sedimentos que van desde el Pre-Cretácico al Mio – Plioceno (Vargas, 2005). Las principales formaciones debido a su importancia económica como reservorios son Hollín y Napo, unidades que constituyen una sucesión de depósitos fluviales, transicionales y marinos que se progradan hacia el Oeste en parasecuencias de línea de costa y plataforma marina.

La arenisca Hollín Principal constituye el principal reservorio productor del área de estudio, siguiéndole en importancia la arenisca Hollín Superior, las areniscas T Inferior y U Inferior, y como reservorio secundario, la arenisca U Superior (de la Fm. Napo), las cuales están compuestas predominantemente de areniscas cuarcíferas (Vargas, 2005).

3.2.2.1 Formación Hollín

En el área de estudio esta secuencia es bastante monótona, parece ser organizada en secuencias de grano y energía ligeramente decreciente, pero sin evolución vertical notable.

3.2.2.1.1 Hollín Principal

El miembro Hollín Principal constituye el horizonte de mayor interés del área de estudio debido a que la mayor parte de la producción acumulada proviene de este reservorio. Litológicamente la Formación Hollín en su parte inferior se halla constituida por arenisca cuarzosa, transparente, translúcida de grano fino a medio, ocasionalmente de grano grueso, subangular a subredondeado, friable, suelta y asociada a glauconita en la parte superior (Fierro y Fraga, 2009), areniscas cuarzosas de color café claro a gris claro, de grano medio a grueso, ocasionalmente micro-conglomerática, subangular a subredondeada, con cemento ocasional silíceo y escasas intercalaciones de limolitas y arcillolitas con esporádicas capas milimétricas de carbón y ámbar, integrada en una secuencia agradacional, grano y estrato-decreciente.

Las porosidades promedio del reservorio Hollín Principal son variables y en general varían entre el 12 y el 18% (Vargas, 2005). Se ha determinado que la zona tiene un espesor promedio de 539 ft (Fierro y Fraga, 2009).

3.2.2.1.2 *Hollín Superior*

La arenisca Hollín Superior, está separada de la arenisca Hollín Principal por una lutita de 6 ft de espesor promedio. Consiste de una arenisca cuarzo-glauconítica de grano fino a medio, subangular a subredondeada, buena selección, cemento silíceo algo calcáreo, intercalada con lutitas color gris oscuro (Vargas, 2005).

De forma general, la zona tiene una tendencia Noreste-Suroeste con espesores enmarcados dentro de los 60 a los 74 pies que guardan estrecha relación con el depósito de facies de zona de barra de marea, planicie arenosa de marea y canal de marea. El material clástico se deposita en mayor cantidad hacia la parte sur del campo (e.g. pozo C-018) (Fierro y Fraga, 2009).

3.2.3 **AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y PALEOGEOGRAFÍA DE LA FORMACION HOLLÍN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

El análisis de núcleos tomados en varios pozos del área de estudio en las areniscas Hollín Principal, Hollín Superior y T Inferior, permitió que estudios anteriores (White et al., 1995) definieran la litología, tamaño de grano, figuras de sedimentación y principalmente el ambiente de depósito en esta área.

Dichos estudios mencionan que luego del período de erosión de la serie jurásica y paleozoica de la Cuenca Oriente, tuvo lugar la depositación del sistema fluvial correspondiente a la Fm. Hollín Principal, donde se puede diferenciar tres ambientes distintos definidos por White et al, (1995) y Jordan et al, (1997); continental, transicional y marino que se las interpreta por las siguientes fases:

- La parte basal es interpretada como depósitos fluviales de relleno de valles sobre la superficie erosiva pre-Hollín.
- Seguido, se da la depositación de la parte principal de la Fm. Hollín caracterizada por una sucesión de depósitos de ríos entrelazados progradantes y diacrónicos de planicies aluviales (White et al, 1995).
- Este sistema pasa progresivamente a ambientes distales de planicie aluvial costera tipo llanura de inundación influenciadas por la acción de mareas y que

cubren completamente las facies previas, representando la parte superior y el abandono total del sistema fluvial entrelazado de Hollín Principal.

Progresivamente, se observa un cambio hacia un sistema detrítico de baja energía, donde se evidencian los efectos de una transgresión marina que caracteriza a la Fm. Hollín Superior. Dos ambientes depositacionales son observados:

- La parte inferior es de tipo clástico, de playa-deltaico-estuarino.
- Este ambiente está caracterizado por facies de plataforma marina somera, donde la depositación de sedimentos transgresivos ocurrió de oeste a este sobre la zona subandina y a través de la Cuenca Oriente. Por lo tanto, la Fm. Hollín Superior representa los depósitos del sistema transgresivo (TST) (Rivadeneira et al., 2004).

La ubicación paleogeográfica del ambiente sedimentario considerado en este modelo se observa en la figura 3.6, e indica que fueron depositados con gran influencia del eustatismo (Vargas, 2005).

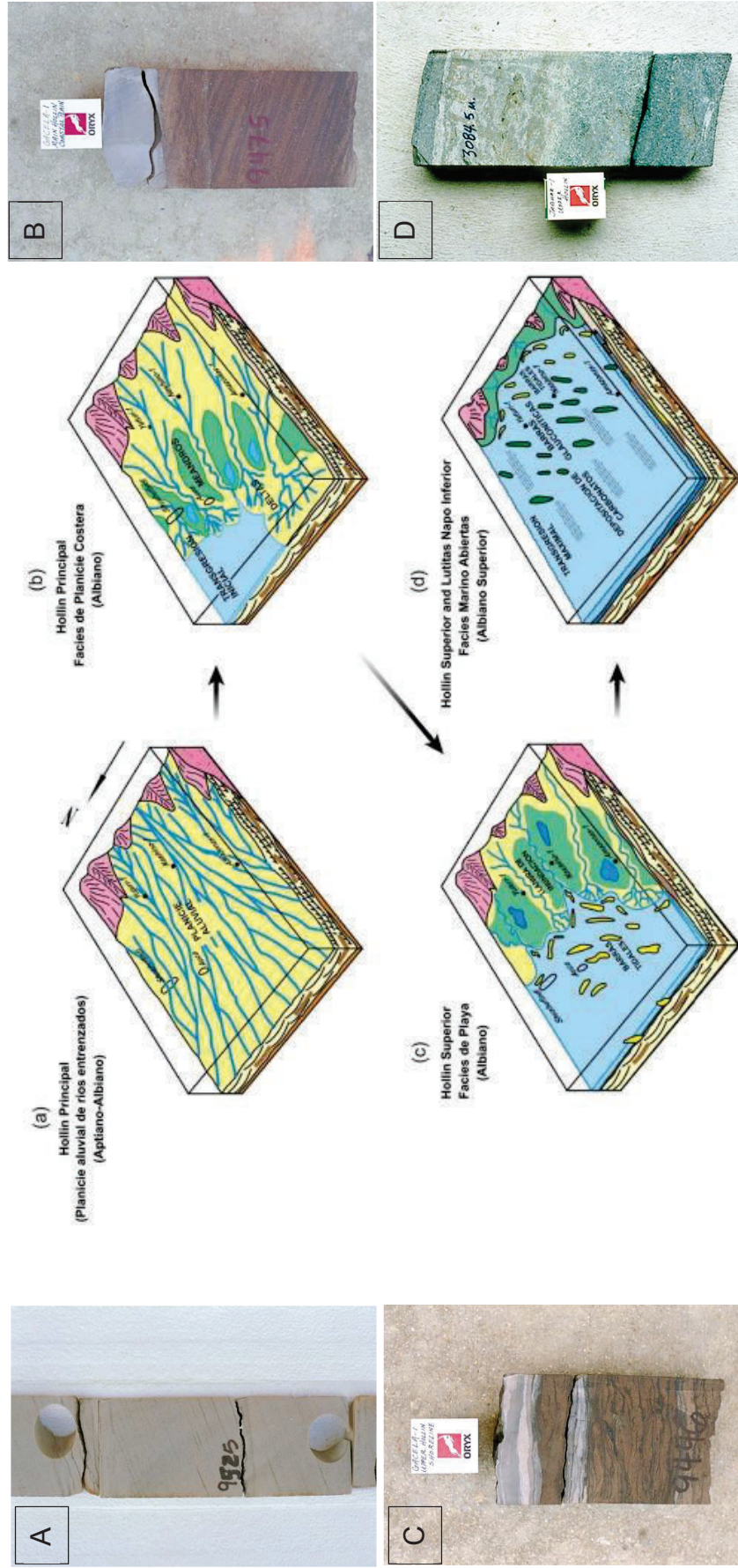


Figura 3.6 Paleogeografía y fotografías de núcleos de la Formación Hollin.

(A) Braided alluvial plain, fotografía de núcleo mostrando típicas facies de “braided fluvial”. (B) Transgresión Inicial durante la depositación de “Coastal plain” de Hollin Principal, fotografía mostrando facies de areniscas con estratificación cruzada y facies lutíticas de “Coastal Plain”. (C) Depositación de Hollin Superior en un ambiente estuarino con influencia mareal, fotografía mostrando facies de areniscas y lutitas retrabajadas D) Sedimentación final para Hollin en ambiente Marino-abierto, fotografía mostrando facies de areniscas glauconíticas bajo un nivel de calizas que sellan Hollin Superior.

Fuente: Modificado de White et al., (1995).

3.2.4 PROPIEDADES DE RESERVORIO Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS

El principal yacimiento productor del área de estudio es la Fm. Hollín, seguidos por U y T de la Fm. Napo como reservorios secundarios. La Fm. Hollín aporta con el 77,5% de la producción diaria total (4467 BPPD de un total de 5763 BPPD) (García y Rodríguez, 2010).

En base a la información recopilada en el desarrollo del campo, se han podido determinar los principales parámetros petrofísicos (H_o : *espesor neto saturado de hidrocarburo*; ϕ : *porosidad*; S_w : *saturación de agua*), los cuales se resumen en la tabla 3.1. Los valores de porosidad y saturación de agua corresponden al espesor neto saturado de hidrocarburo de cada yacimiento (García y Rodríguez, 2010).

Yacimiento	H_o (ft)	Φ (%)	S_w (%)
Hollín Principal	64.73	16	25
Hollín Superior	20	14	20
T Inferior	14.81	15.9	25.9
T Superior	4.69	16.7	42.9
U Inferior	10.45	16.1	25.9
U Superior	4.24	14.3	32.7

Tabla 3.1 Sumario Petrofísico Promedio por Arena del área de estudio.

Fuente: NTC ENERGY, "Certificación de Reservas", 2008, en García y Rodríguez, 2010.

Se tiene un solo valor de pristano / fitano de 1.14 para el crudo de Hollín, valor que revela un aporte terrestre (Rivadeneira et al., 2004).

Además en la tabla 3.2 se muestra la gravedad del crudo por yacimiento y porcentaje en peso de azufre con valores promedio:

YACIMIENTO	GRAVEDAD API	% DE AZUFRE
Hollín	30-34° API	1.03 %
T	19-23° API	2.0 %
U	20° API	-

Tabla 3.2 Características de Crudos por Arena.

Fuente: NTC ENERGY, "Certificación de Reservas", 2008, en García y Rodríguez, 2010.

CAPÍTULO IV

MODELO GEOLÓGICO DEL ÁREA DE ESTUDIO

El objeto del presente proyecto es la generación de un modelo geológico tridimensional de la Formación Cretácica Hollín en un campo del Bloque 61 de la Cuenca Oriente; en función de la integración de diferentes modelos: estructural, sedimentológico, estratigráfico y petrofísico. Estos modelos fueron obtenidos en base a información bibliográfica recolectada y a dos fuentes principales de datos técnicos del área de estudio: 1) información indirecta, proveniente de 55 pozos (figura 4.1): registros eléctricos y sísmicos de pozos, topes-bases estratigráficos, y sísmica 3D y 2) la información directa proveniente de informes de análisis sedimentológicos y petrofísicos de núcleos. Dicha información técnica fue suministrada por Baker Hughes Inc. y es de carácter confidencial. Adicionalmente, a fin de actualizar las reservas recuperables originales del yacimiento mediante los cálculos del petróleo original en sitio (POES) se determinaron tanto propiedades petrofísicas de las rocas como contactos de los fluidos en sitio. Datos que son indispensables a la hora de caracterizar las áreas con posibilidades de optimización de la producción de hidrocarburos.

4.1 BASE DE DATOS

Con el objetivo de interpretar el universo de información técnica de la Formación Hollín en área de estudio, se creó una base de datos que abarca todos los aspectos geológicos inherentes al estado actual de este yacimiento petrolífero.

4.1.1 INFORMACIÓN INDIRECTA

El área de estudio cuenta con un total de 55 pozos perforados (figura 4.1), de los cuales 36 se encuentran produciendo, 10 son re-inyectores y 9 están cerrados (ANEXO 1). Comenzando su ciclo de producción desde 1983. Esta información consta principalmente de surveys de los pozos perforados, registros eléctricos de pozos, topes-bases estratigráficos, parámetros petrofísicos y datos geofísicos. Datos que fueron utilizados de forma simultánea con la información directa de los

núcleos para generar cada uno de los modelos que integran el modelo geológico tridimensional del área.

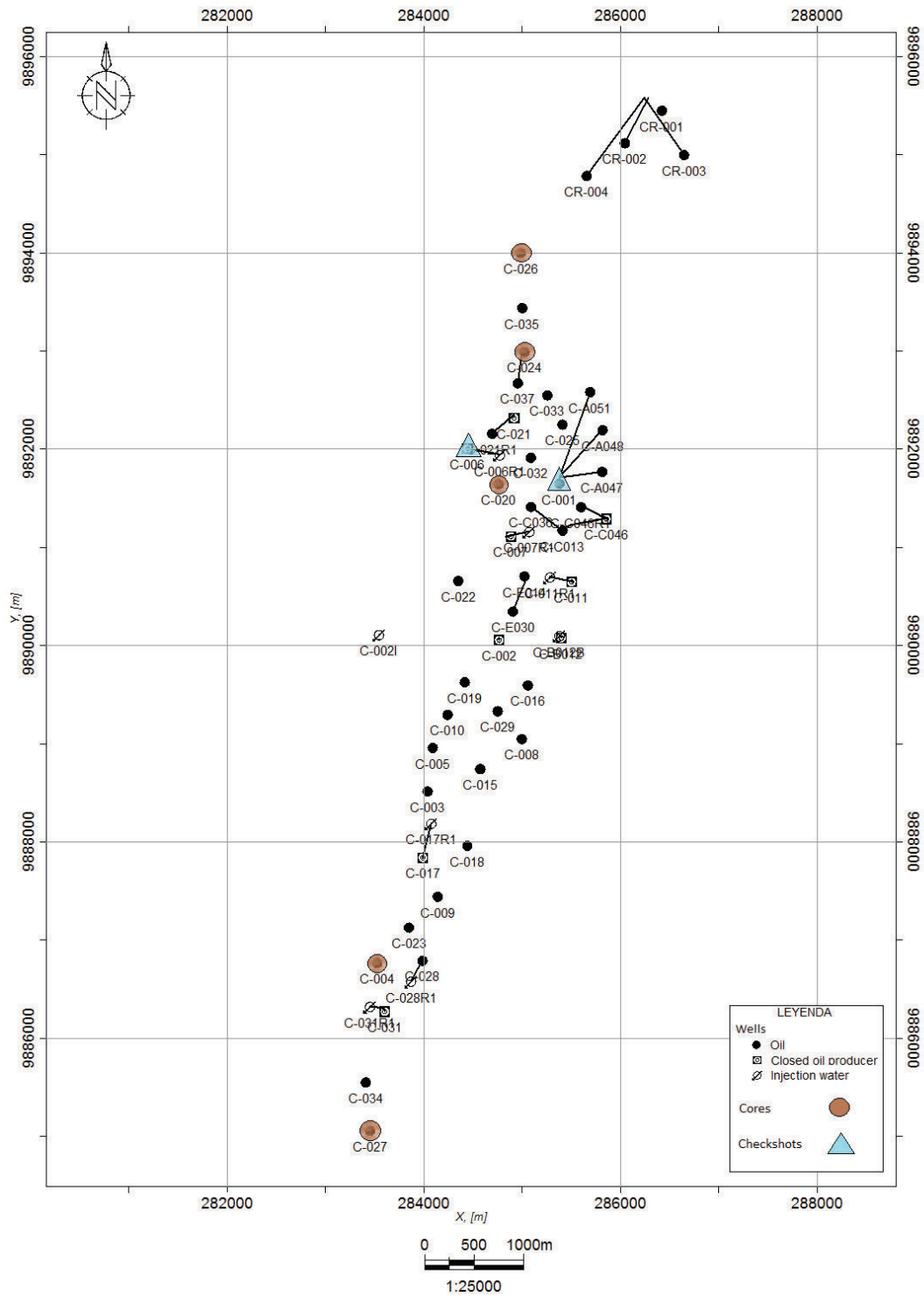


Figura 4.1 Mapa de ubicación de pozos del área de estudio

4.1.1.1 Registros eléctricos de pozos

Se contó con registros eléctricos en 41 de los 55 pozos del total del campo (ANEXO 2), corridos hasta la profundidad de la Formación Hollín. De estos en los pozos C-001, C-002I, C-004, C-020, y C-028 sus registros llegan a la base de Hollín.

4.1.1.2 Tiros de verificación (checkshot)

Por otra parte, se utilizó tiros de verificación, adquiridos de los pozos C-001 y C-006 (ANEXO 3) ubicados al centro-nororiente y centro-noroccidente del área de estudio respectivamente (figura 4.1), datos que contribuyen considerablemente al amarre sísmica-pozo en la interpretación del modelo estructural.

4.1.1.3 Marcadores estratigráficos

Los marcadores estratigráficos utilizados para la construcción del presente modelo geológico fueron los topes oficiales de 54 pozos del área de estudio para Hollín Superior (*TUHS*) y Hollín Principal (*TmHS*) (ANEXO 4) construidos mediante la correlación de registros de pozos siguiendo el “*datum*” estratigráfico escogido, en este caso la Caliza C. Mientras que la base de la Fm. Hollín (*BmHS*) se determinó en base a la interpretación sísmica ya que no todos los registros de pozo se corrieron a tal profundidad (Capítulo 4.3).

4.1.1.4 Sísmica 3D

Los datos sísmicos adquiridos que se dispone, procesados y migrados en tiempo, corresponde a un cubo sísmico (figura 4.2), volumen que contiene “*inlines*” (líneas) y “*crosslines*” (traversas), abarcando un área de aproximadamente 225 Km² con las siguientes características (tabla 4.1):

Inline	Primera: 58	Última: 888
Crossline	Primera: 179	Última: 685
Timeslice 0 – 6000 [ms]		

Tabla 4.1 Características del cubo sísmico migrado en tiempo, del área de estudio.

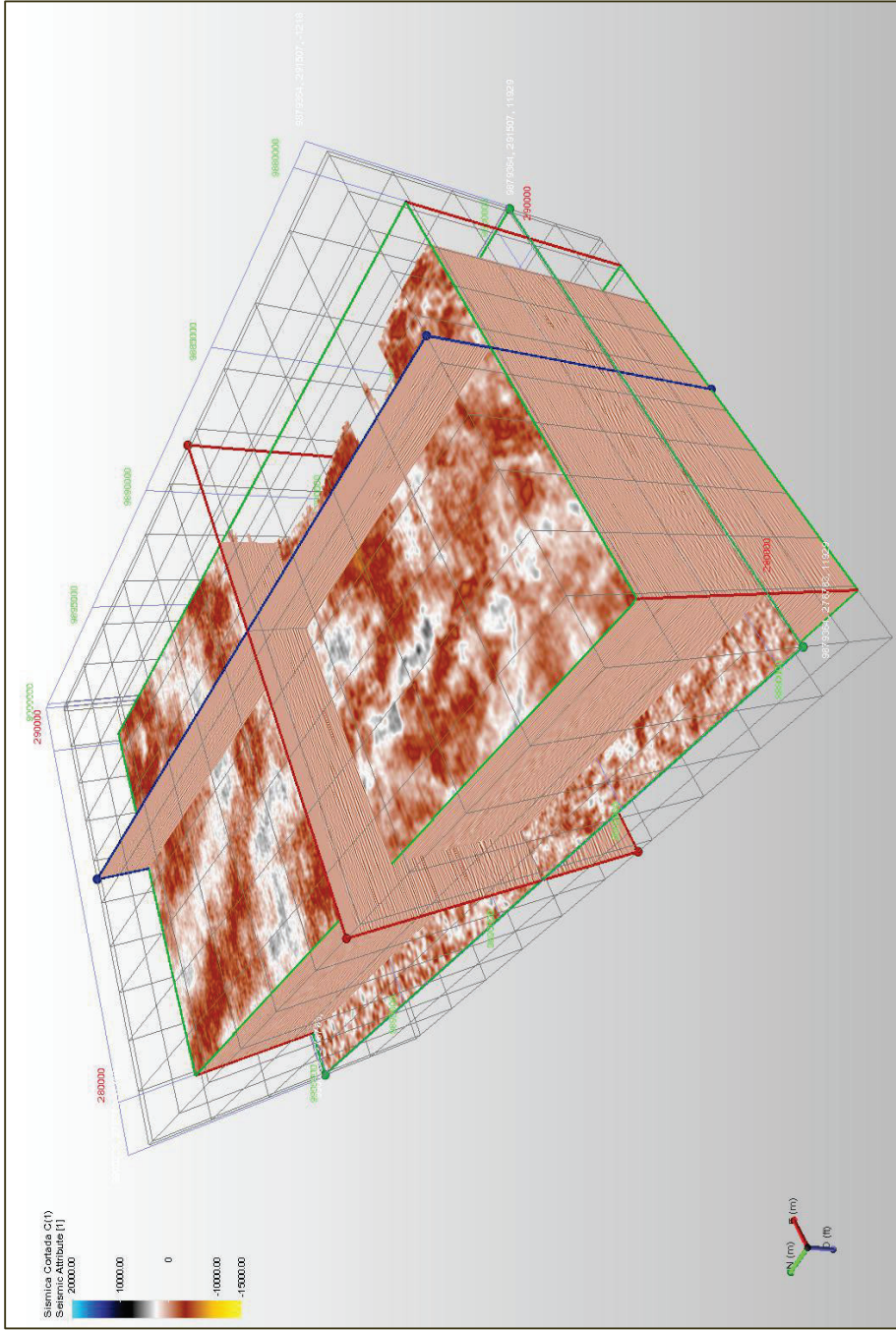


Figura 4.2 Cubo sísmico del área de estudio utilizado en la interpretación estructural, las líneas de colores representan en rojo las líneas “inline”, en azul las líneas “crossline” y en verde las líneas “timeslice”.

El volumen sísmico pertenece a una migración post-apilamiento con un tamaño de Bin de 25m x 25m, mismo que corresponde a una migración pre-apilamiento en tiempo. Este volumen de datos se presenta con buena continuidad lateral, a excepción de la zona SE del cubo sísmico, donde se observa regiones con mucho ruido, debido a la baja cobertura sísmica en esta área. En cuanto a los parámetros de adquisición de la información sísmica, no se dispuso del informe de las fases de procesamiento y adquisición de los datos geofísicos donde constan los intervalos entre puntos de disparos, distancia de fuente-receptor, separación entre líneas fuente-receptor, la fuente de energía utilizada, etc.

4.1.1.5 Información petrofísica

Para el presente proyecto se contó con los parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y arcillosidad) calculados por geocientíficos de la empresa Baker en la misma zona de interés (Fm. Hollín). Siendo el objetivo de este estudio, el análisis y validación del modelo petrofísico, para integrarlo al modelo geológico tridimensional final mediante la población de propiedades petrofísicas (Capítulo 4.5).

4.1.2 INFORMACIÓN DIRECTA:

4.1.2.1 Núcleos

POZO	PROFUNDIDAD DE CAMPO(ft)	PROFUNDIDAD CORREGIDA(ft)	ESPESOR TOTAL NUCLEO (ft)
C-004	10503-10540	10508-10548	40
C-020	10660-10720	-	60
C-024	10701-10731	10682-10712	30
C-026	10675-10736	10679-10740	61
C-027	10330-10449	10347-10467	120
CR-001	10645-10675	-	30
Total pies			341

Tabla 4.2 Núcleos de corona de pozos para la Formación Hollín en el área de estudio.

Se tiene 341 ft de núcleos pertenecientes a 6 pozos para el área de estudio (figura 4.1), de los cuales se contó con el Análisis Sedimentológico de 181 ft de

los pozos C-026 y C-027 para Hollín, a pesar que estos datos son poco escasos y puntuales, es la información que más ayuda a entender cómo funcionan los reservorios del subsuelo. Además para los pozos C-004, C-020, C-024, C-026, C-027 y CR-01 se contó con los análisis convencionales y especiales de núcleos de corona para la determinación de las propiedades petrofísicas de este yacimiento (tabla 4.2).

4.2 MODELO ESTRUCTURAL

La interpretación sísmica-estructural del área de estudio de la Fm. Hollín, tiene como objetivo principal elaborar un modelo estructural en tres dimensiones, que permita observar a mayor detalle la geometría y comportamiento de las estructuras que conforman esta zona, y así crear un modelo que reúna todos los elementos estructurales observados, así como los mapas estructurales referidos al Tope del Miembro Superior Hollín (*TUHS*), Tope del Miembro Principal Hollín (*TmHS*), y base de la Formación Hollín (*BmHS*).

En cuanto a la metodología empleada, la validación de los datos a ser utilizados en la construcción del modelo estructural es el paso preliminar para llegar a la interpretación sísmica-estructural del área de estudio, dentro de esta validación de datos se realizó la calibración sísmica-pozo del área de estudio lo cual consistió en generar curvas TZ y sismogramas sintéticos partiendo de los checkshots (lo cual contribuyó además a que la baja resolución vertical de los datos sísmicos mejore en comparación con la resolución vertical de los registros eléctricos de pozo para el mallado tridimensional del modelo), posteriormente se migró los valores de topes-bases estratigráficos definidos en el modelo estratigráfico (Capítulo 4.3) al dominio tiempo para visualizarlos dentro del volumen sísmico y constatar que los reflectores sísmicos correspondan a las unidades estratigráficas de interés.

Luego se efectuó la interpretación de los horizontes (*THUS*, *TmHS* y *BmHS*) y la falla principal, mediante la construcción de secciones sísmicas que representen las estructuras principales del área, con el objetivo de construir un mallado para cada horizonte y falla, para su posterior interpolación espacial, y así obtener los

mapas en el dominio tiempo de cada horizonte. Para realizar la conversión Tiempo - Profundidad de los tres horizontes de interés y la falla principal interpretados en el dominio tiempo, se empleó el modelo de velocidad generado en base a las velocidades interválicas (V_{ag}) obtenidas de la información sísmica de los *checkshots* de la zona.

4.2.1 VALIDACIÓN DE LOS DATOS

4.2.1.2 Calibración sísmica-pozo

Como paso preliminar a la interpretación sísmica-estructural, se calibró la información sísmica con los datos de pozos, es decir se ubica el cubo sísmico a la profundidad correcta con respecto a la profundidad de los pozos. Para realizar esta calibración es importante contar con los registros sísmicos (DT) y de densidad (RHO), los datos sísmicos de pozo (*checkshots*) y los topes estratigráficos, con el fin de identificar los reflectores sísmicos equivalentes a las unidades estratigráficas de interés.

4.2.1.2.1 Tiros de verificación (*checkshots*)

La generación de las curva tiempo vs profundidad (TZ) (figura 4.3) en base a los *checkshots* de pozo, es necesaria dentro del ajuste sísmica - pozo, en la construcción de los sismogramas sintéticos y útil en la conversión de los horizontes interpretados en el dominio tiempo a profundidad mediante el Modelo de Velocidad, ya que son datos directos de pozos. Para el presente estudio, los datos de profundidad de los *checkshots* están referidos a un “*datum*” de elevación de la mesa rotaria. “*Datum*” de referencia que consiste en un valor medido en profundidad, desde el cual se agregan además las secciones sísmicas (Capítulo 4.2.2.1), consiste en el *SRD* (“seismic reference datum”) que para este estudio es de 820 ft, referido este a su vez al nivel medio del mar (n.m.m.), al cual le asignamos profundidad cero (n.m.m.= 0).

Se analizó las curvas TZ de los pozos seleccionados (C-001 y C-006) con el fin de generar los sismogramas sintéticos. En los gráficos (figura 4.3) se muestra la tendencia general de las curvas (TWT para el eje X y profundidad para el eje Y),

respecto a su velocidad, la cual tiende a incrementarse a medida que la profundidad aumenta también, siendo este el resultado esperado, ya que no se

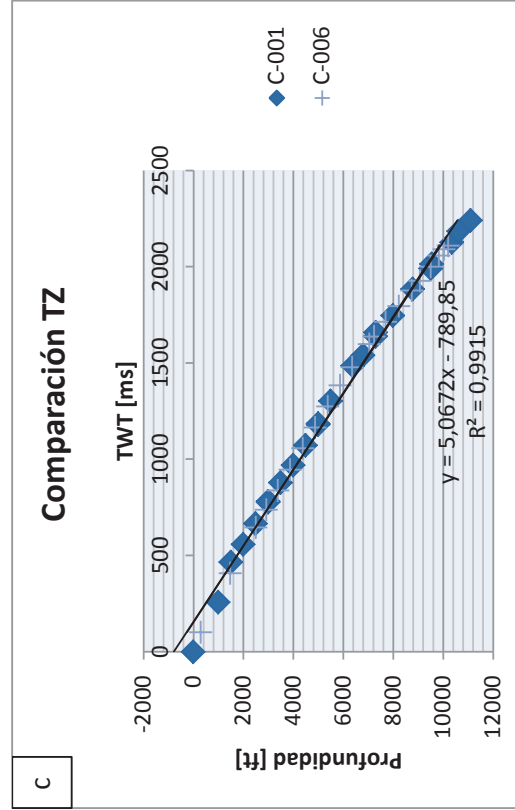
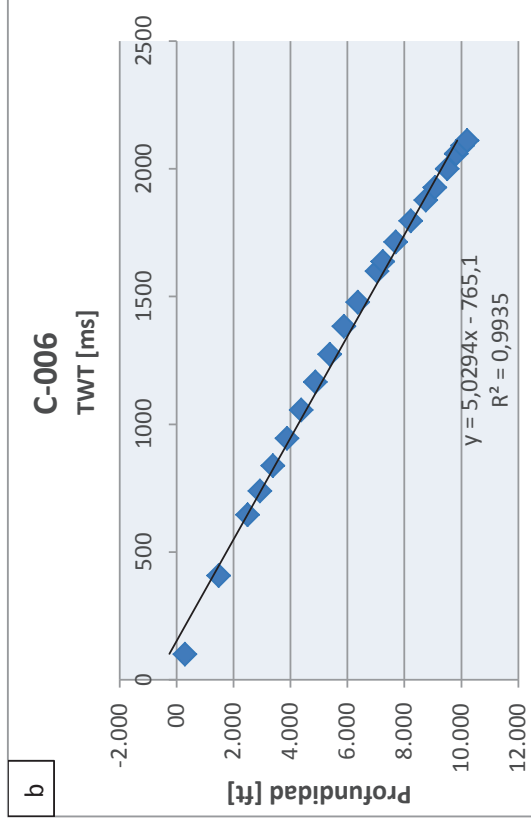
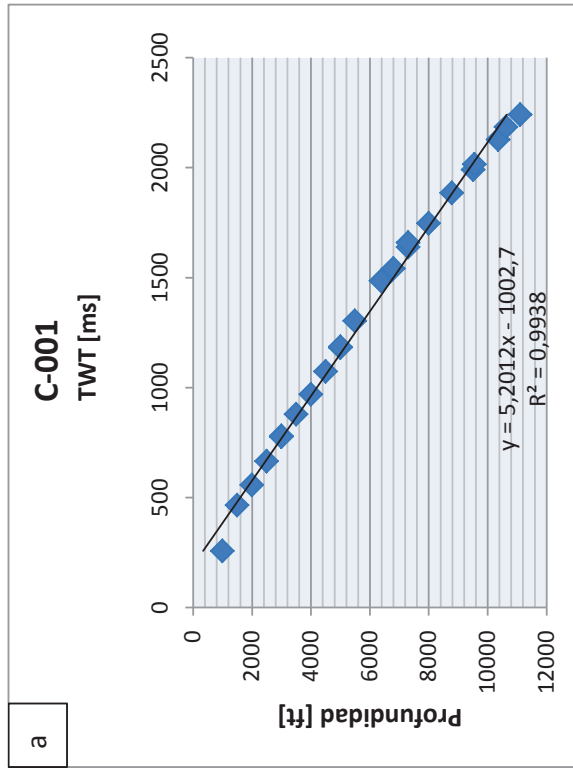


Figura 4.3 Curvas TZ donde el eje X pertenece a los valores del TWT y el eje Y a su equivalente en profundidad, a) para el pozo C-001, b) pozo C-006 y c) comparación de las curvas TZ en los dos pozos. (En el pie de cada imagen se muestra la velocidad calculada para cada tiro de verificación de pozo, entre R^2 se acerca más a 1 el margen de error es menor).

evidencia una inversión en las velocidades o picos anómalos que pudieran estar asociados a valores mal medidos. En conclusión las curvas TZ de los pozos seleccionados son aptas para realizar la calibración sísmica-pozo para el presente estudio.

4.2.1.2.2 *Generación de sismogramas sintéticos*

Para la generación de los sismogramas sintéticos de los pozos C-001 y C-006, se utilizó Petrel. Para su construcción se requirió de los siguientes datos para ubicarlos en los “*tracks*” de correlación dentro del software:

- Seleccionar los pozos C-001 y C-006 que poseen los registros checkshots.
- Seleccionar la curva *TZ* asignada a cada pozo.
- Escoger los registros *DT* y *RHO* para cada pozo (el pozo C-001 posee las dos curvas, pero para el pozo C-006 no se cuenta con el registro *DT*, en estos casos lo recomendable es generar una curva pseudosónico a partir del registro de resistividad). Además seleccionar los registros *GR* y *SP*, que son útiles en esta correlación.

El método para la construcción de un sismograma sintético consiste en que la velocidad del “checkshot” del pozo es multiplicada por el registro *RHO* para generar un registro de impedancia acústica (*IA*). El contraste de impedancias acústicas de cada punto de muestra es calculado y un pico de reflectividad es obtenido. La reflectividad de la traza es convolucionada con la ondícula sísmica y de este modo la traza sintética es generada. En el presente estudio, se usó una ondícula sísmica de fase cero, debido a que: son simétricas, lo que ayuda a obtener una resolución vertical mayor y el pico de máxima amplitud se localiza en el centro de la ondícula.

Una vez generado el sismograma sintético para cada pozo, se verificó el ajuste entre la ondícula del sintético con la data sísmica (figura 4.4). Donde se observa que la traza sintética se aproxima notablemente a la traza sísmica.

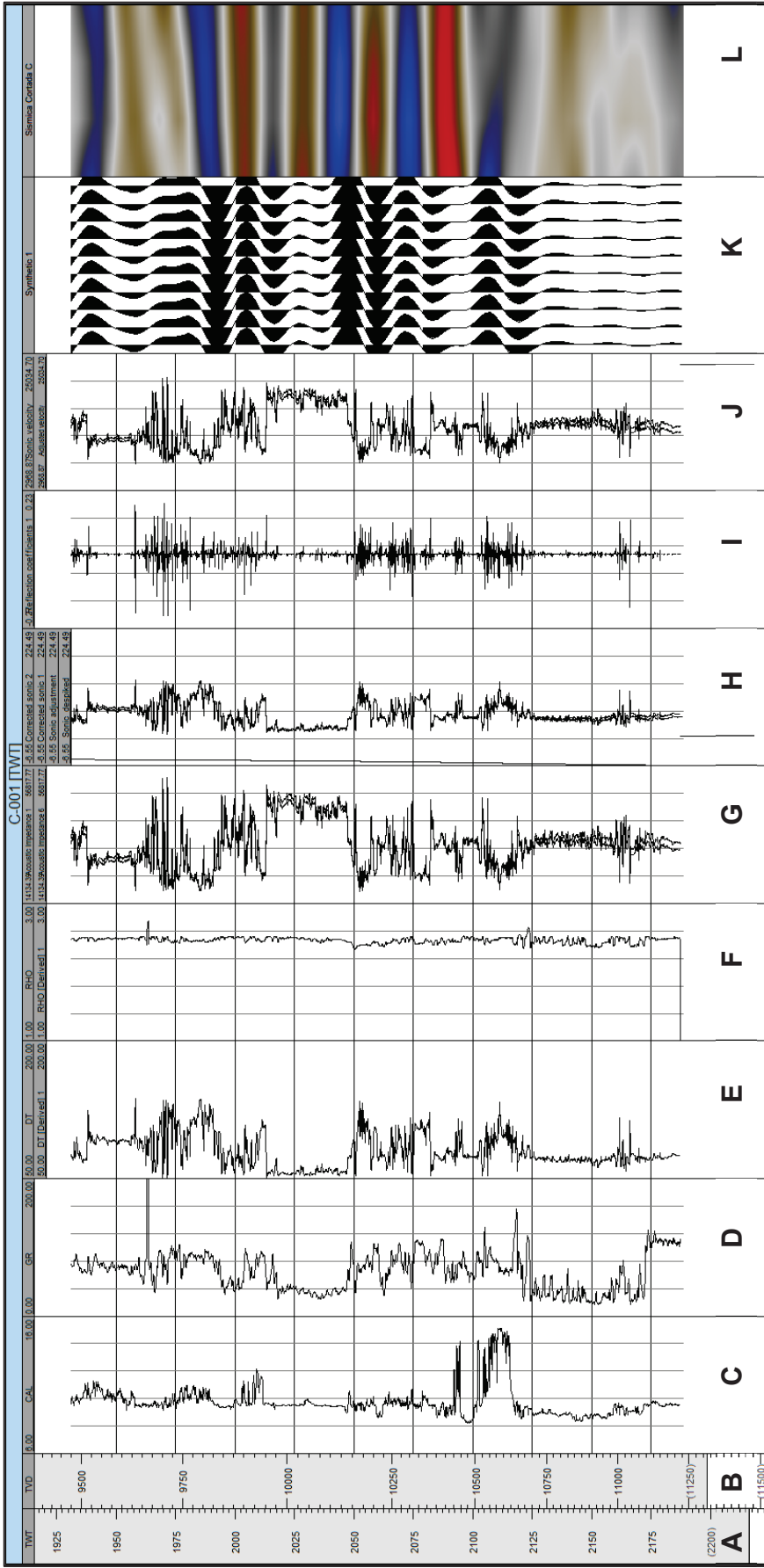


Figura 4.4 Sismograma Sintético del pozo C-001 ubicado en centro-este del campo.

De izquierda a derecha: **A.** escala en tiempo TWT (two way time) en [ms]; **B.** escala en profundidad TVD (True Vertical Depth) en [ft]; **C.** Caliper; **D.** Gamma Ray en [API]; **E.** Sónico en [us/ft]; **F.** Densidad; **G.** Impedancia acústica resultante; **H.** Sónico corregido; **I.** Coeficiente de Reflexión en base a los cuales se obtuvo la curva de impedancia acústica; **J.** Curva de Velocidad resultante del sónico; **K.** Traza sintética resultante y **L.** Atado de la traza sintética con la sismica de superficie.

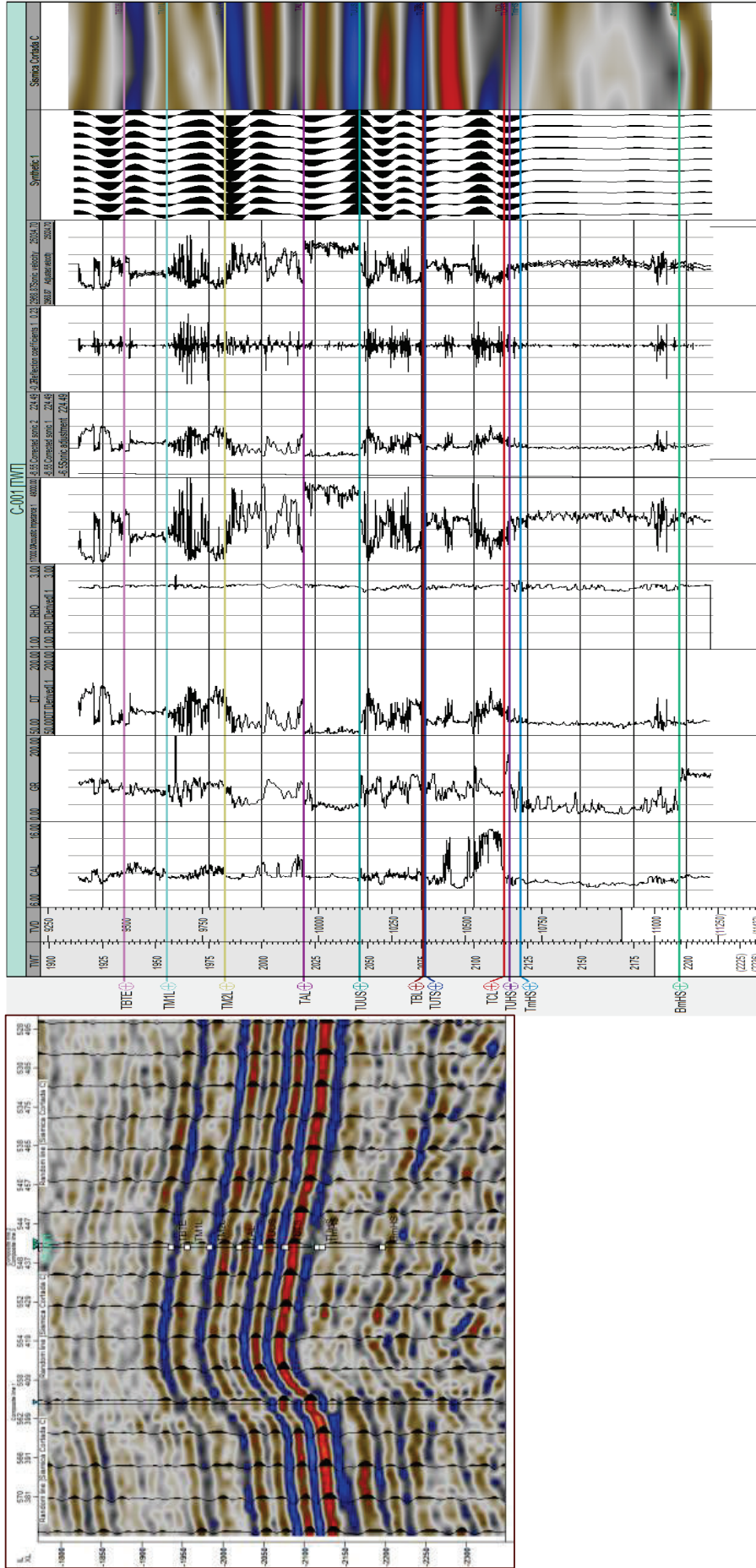


Figura 4.5 Ajuste de marcadores estratigráficos con reflectores sísmicos en la zona de interés Hollín, para el pozos C-001 A) sección sísmica W-E mostrando el ajuste sísmica-pozo. B) sismograma sintético ajustado a los topes oficiales.

4.2.1.2.3 *Ajuste en Tiempo de los Marcadores Estratigráficos*

Una vez generadas las curvas TZ y los sismogramas sintéticos, para una confiable calibración sísmica-geológica, se realizó una validación de topes-bases estratigráficos de las arenas de interés cargados en el software para cada uno de los pozos involucrados en el estudio (Capítulo 4.3), asegurando que los reflectores sísmicos correspondan a los topes formacionales definidos por el pozo (figura 4.5).

4.2.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA-ESTRUCTURAL

Esta fase del estudio está dominada básicamente por la interpretación geofísica, cuyo objetivo es aportar nuevos datos de los elementos estructurales que conforman la zona de estudio.

Una vez definida la calibración sísmico-geológica, la interpretación se realizó para los reflectores continuos de interés geológico y prospectivo dentro del intervalo de Hollín. Además, se construyeron secciones sísmico-estructurales para visualizar los principales elementos estructurales del área, y posteriormente interpretar nuestro objetivo lo cual se hizo manualmente mediante la sísmica 3D siguiendo y picando el reflector sísmico equivalente a TUHS en cada línea (inlines) y travesa (crosslines) paralelas y cercanas entre sí, para crear un mallado de líneas interpretadas que posteriormente mediante la técnica de triangulación (para interpolación espacial) se generan horizontes en tiempo.

Como paso preliminar a la interpretación sísmica-estructural, es necesario aplicar un suavizado de la data sísmica o "*Structural Smoothing*" al cubo sísmico dentro del software, herramienta que consiste en un proceso efectivo para reducir el ruido aleatorio de alta frecuencia mejorando la relación señal : ruido de los datos sísmicos. Como se puede visualizar en la figura 4.6 los reflectores sísmicos correspondientes a las unidades estratigráficas de interés, presentan mejor resolución vertical y continuidad lateral de estas arenas.

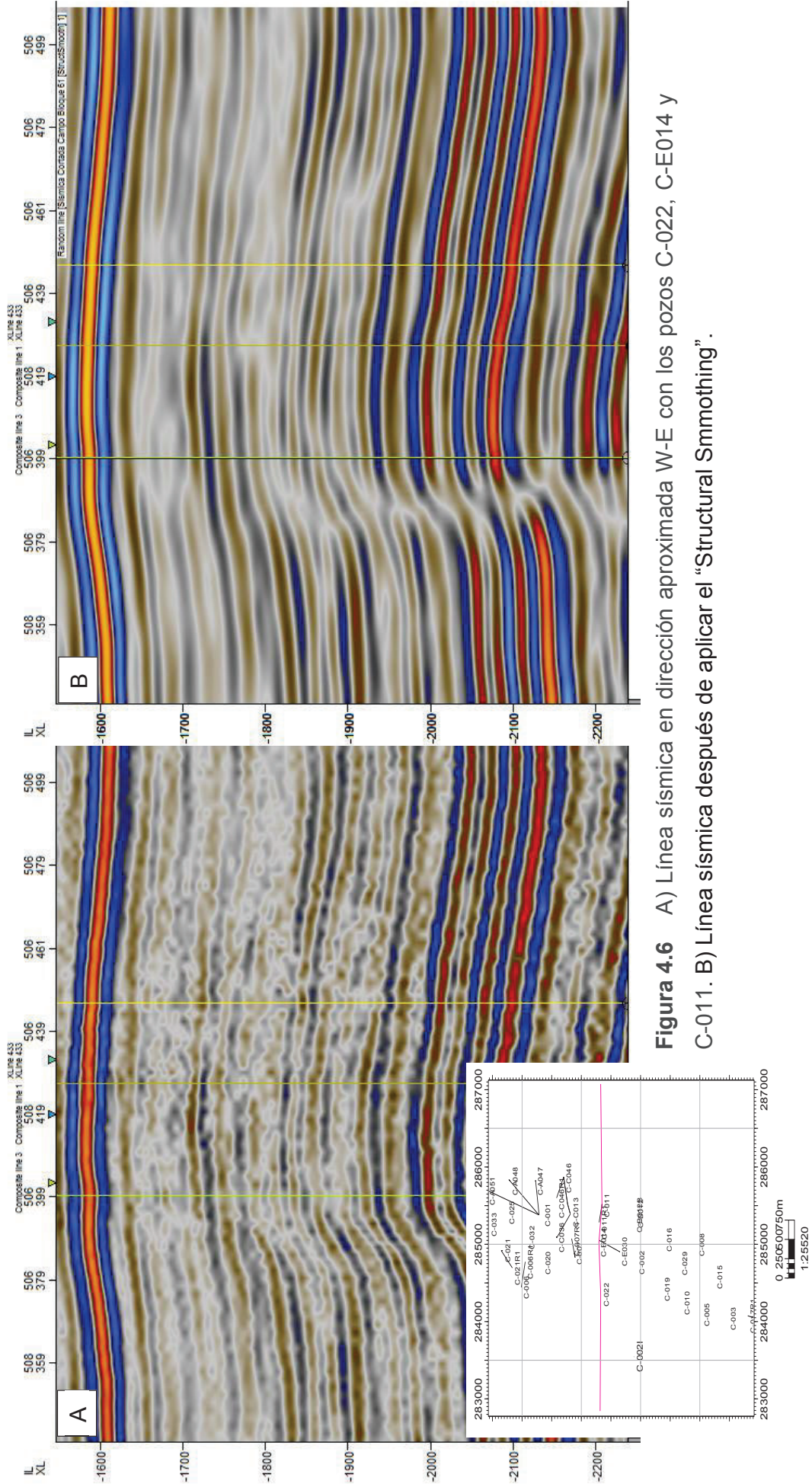


Figura 4.6 A) Línea sísmica en dirección aproximada W-E con los pozos C-022, C-E014 y C-011. B) Línea sísmica después de aplicar el “Structural Smoothing”.

4.2.2.1 Elaboración de secciones sísmico-estructurales

Dentro de la interpretación sísmica-geológica se realizó secciones estructurales, que muestran además de las profundidades, las deformaciones sufridas por los estratos, ocurridas posteriormente a su depositación. Dentro de las secciones sísmicas se tomó en cuenta las siguientes consideraciones: (1) simulan un corte verdadero de las rocas en el subsuelo, (2) las líneas que unen unidades litológicamente iguales representan el buzamiento aparente de las capas, (3) las fallas representan sus dimensiones reales, (4) los desplazamientos de bloques fallados y (5) las deformaciones de las capas también se muestran tal como son.

Se elaboraron cinco secciones estructurales a lo largo del yacimiento Hollín, con el fin de conocer los rasgos estructurales más importantes del área. La primera sección fue realizada en dirección NNE-SSW, las otras secciones se las realizó en dirección W-E con el fin de mostrar la geometría de la estructura principal que domina el área, además de poder visualizar la falla principal.

5.1.2.1.1 *Sección A-A'*

Esta sección (figura 4.7) fue realizada con los pozos CR-003, C-026, C-032, C-007, C-002, C-015, C-009, C-028, C-031R1, C-034, y C-027, en sentido paralelo al rumbo de la estructura principal del área en dirección NNE-SSW, con el fin de visualizar la estructura, forma, y orientación de los estratos de interés de los miembros principal y superior de Hollín, se observó suaves buzamientos en todo el área con una leve inclinación casi horizontales de aproximadamente 2-3°, buzando al Sur. Además se determinó que existe buena continuidad lateral de las unidades estratigráficas para Hollín.

5.1.2.1.2 *Sección B-B'*

Este perfil (figura 4.8) ubicado al Norte del campo pasa por los pozos C-006, C-032, y C-001 en dirección NW-SE aproximadamente, es perpendicular al rumbo de la estructura principal que controla el área. En esta sección se puede observar un anticlinal asimétrico, fallado en el flanco W, cuya falla es inversa y tiene un desplazamiento de 130 ft aproximadamente de salto de falla, despega en el

basamento que corta principalmente al paquete cretácico además de poseer un ligero flexuramiento en las formaciones post-cretácicas como la Fm. Tena. El plano de falla buza hacia E con alto ángulo (82.2° casi vertical) representa el límite occidental del yacimiento. Se puede observar que el pozo perforado C-006 se encuentra atravesando la falla y los pozos C-032 y C-001 se encuentran en el bloque occidental levantado. En cuanto a las unidades estratigráficas para Hollín presentan buena continuidad lateral.

5.1.2.1.3 *Sección C-C'*

Esta sección (figura 4.9) de dirección preferencial W-E, casi perpendicular al rumbo de la estructura que controla el área, está conformada por los pozos C-002I, C-002, y C-B012, ubicados en el centro del campo. Se confirmó que el anticlinal asimétrico fallado en el flanco W, es la estructura principal del área. La falla inversa presenta un desplazamiento de 370 ft, mayor valor de salto de falla presente en la zona, además se puede visualizar la presencia de fallas menores localmente resultado de la falla principal. El pozo C-002I se encuentra perforado en el bloque oriental hundido mientras que los pozos C-002 y C-B012 están en la parte occidental levantada. Además esta sección pasa por el centro del área donde la estructura presenta la mayor dimensión a lo ancho (3 Km), que en el Norte o Sur de esta zona, dato que confirma la asimetría del anticlinal. La continuidad lateral de Hollín se presenta al igual que las secciones anteriores homogénea.

5.1.2.1.4 *Sección D-D'*

Este corte (figura 4.10) sísmico-estructural que contiene a los pozos C-017, C-018, va en dirección SW-NE cortando el sistema estructural que controla el área, ubicada al Sur del campo, muestra al igual que secciones previas, que la estructura corresponde a un anticlinal asimétrico fallado en el flanco W, con un salto de falla de 300 ft. La continuidad lateral de los miembros pertenecientes a la Fm. Hollín es buena, además el espesor se mantiene homogéneo en toda el área con muy pocas variaciones.

5.1.2.1.5 *Sección E-E'*

Este corte (figura 4.11) pasa por los pozos C-004, C-028, en dirección W-E, sección ubicada al Sur del área de estudio. En esta sección se puede visualizar que el anticlinal se adelgaza con respecto a las dimensiones que presenta principalmente el en centro del área, la falla inversa despega como ya se vio en las otras secciones del basamento, corta el paquete cretácico principalmente y se observa un ligero flexuramiento hacia las formaciones post-cretácicas, y para Hollín tiene un desplazamiento de 280 ft aproximadamente. Mientras que los espesores no varían para Hollín, presentando poca variación en la continuidad lateral.

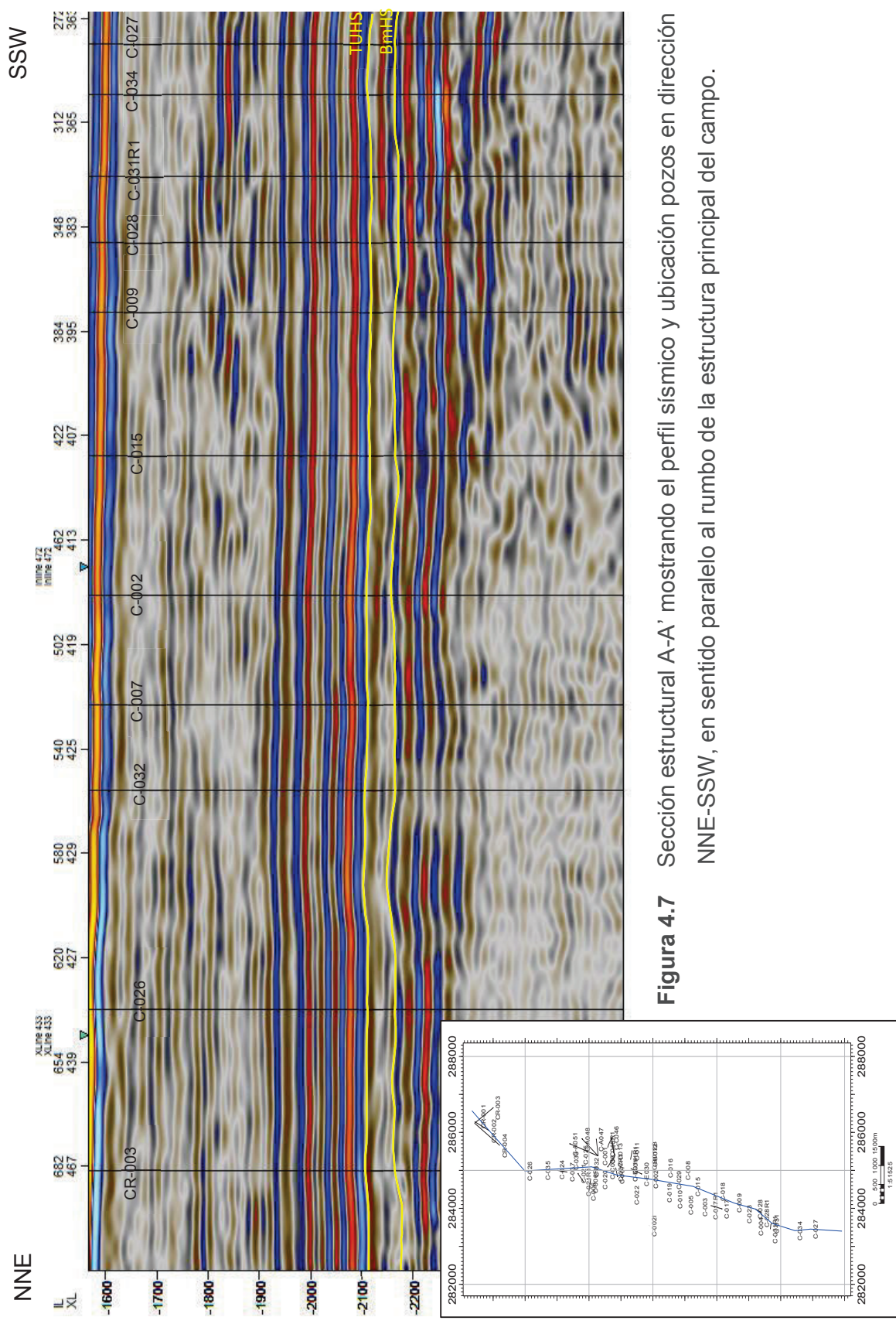


Figura 4.7 Sección estructural A-A' mostrando el perfil sísmico y ubicación pozos en dirección NNE-SSW, en sentido paralelo al rumbo de la estructura principal del campo.

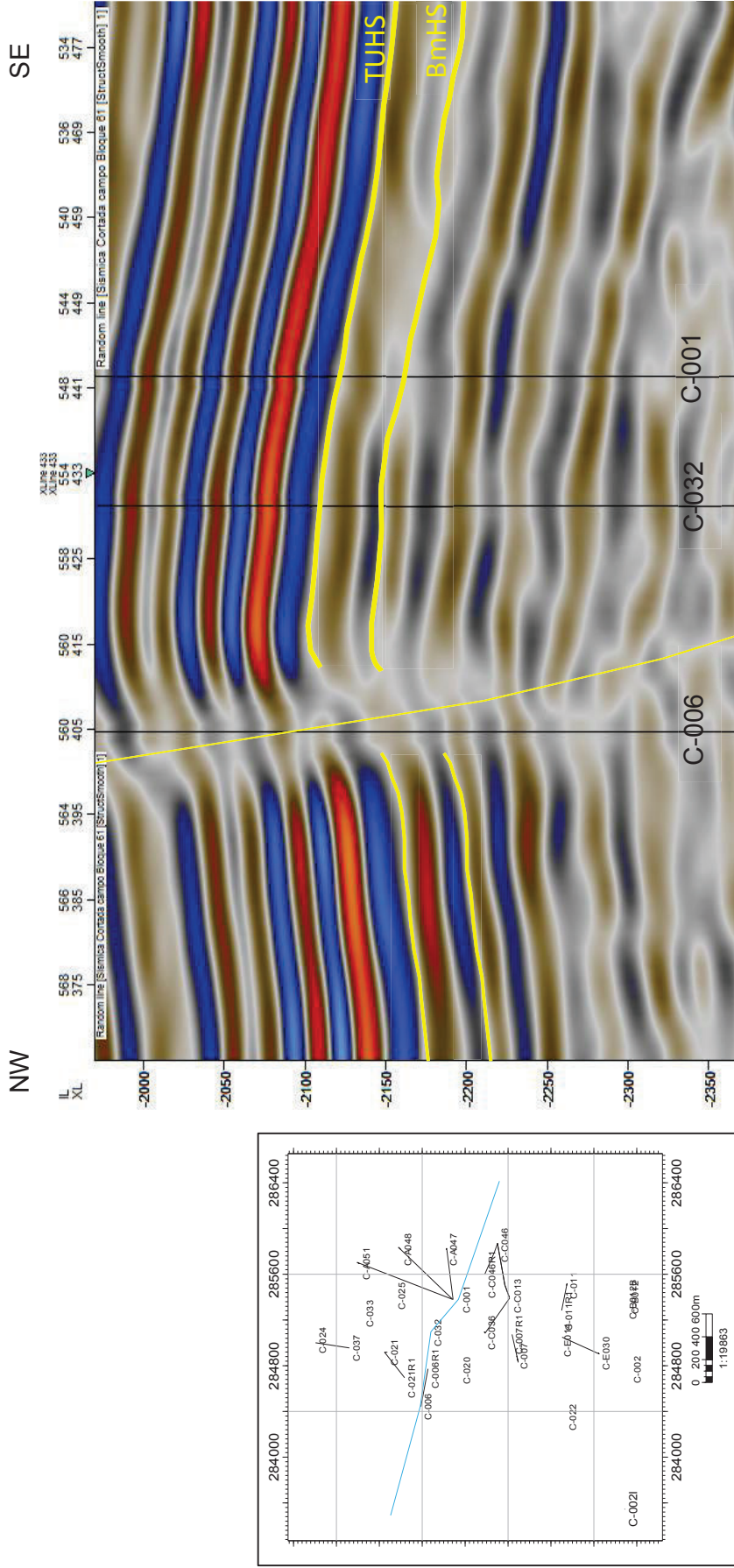


Figura 4.8 Sección estructural B-B' mostrando el perfil sísmico y ubicación de los pozos C-006, C-032 y C-001 en dirección NW-SE, perpendicular al rumbo de la estructura principal del campo.

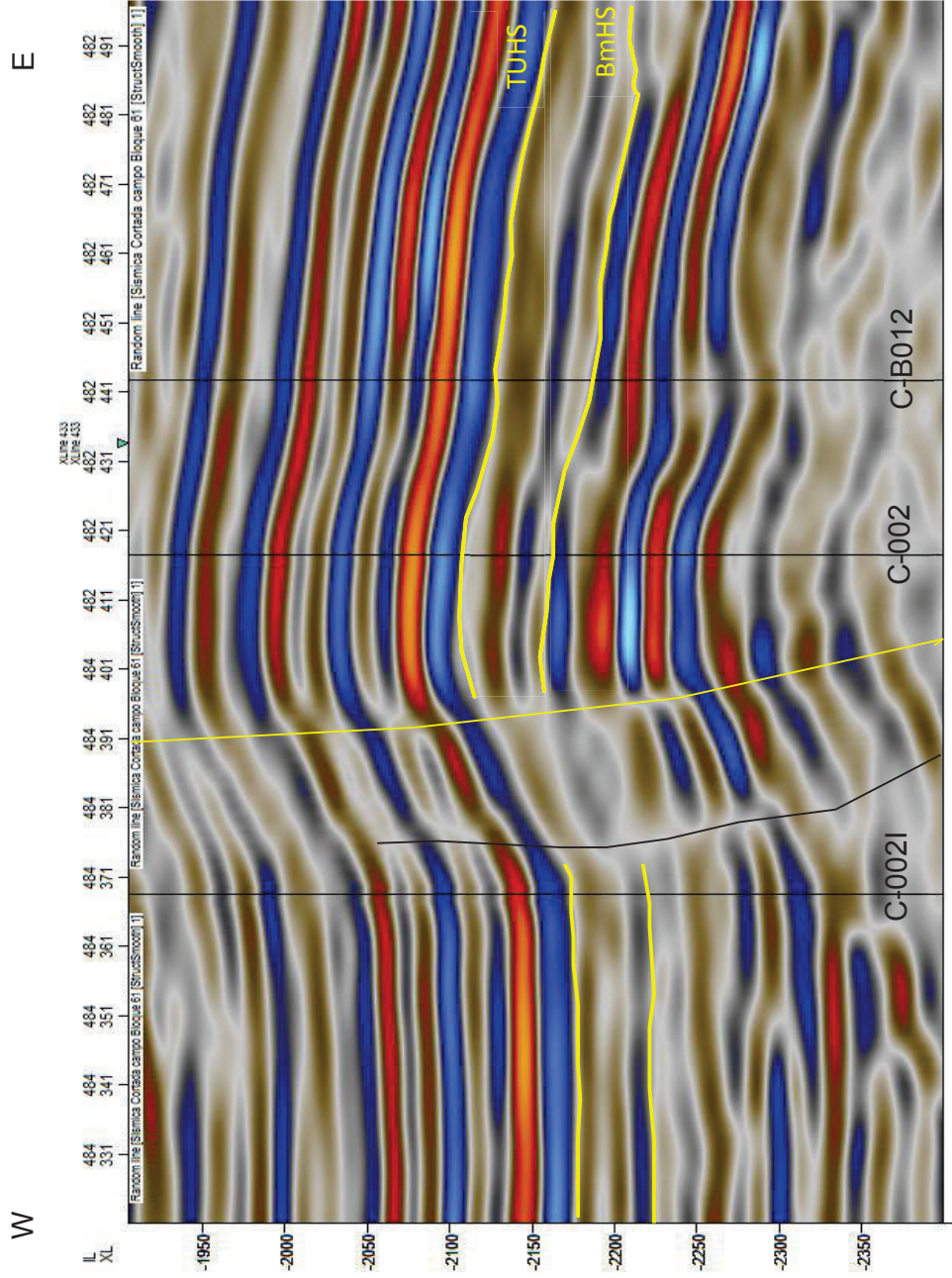


Figura 4.9 Sección estructural C-C' mostrando el perfil sísmico y la correlación de pozos en dirección W-E, donde se distingue fallas principal y local afectando a la estructura principal del campo (anticlinal) en el centro del campo.

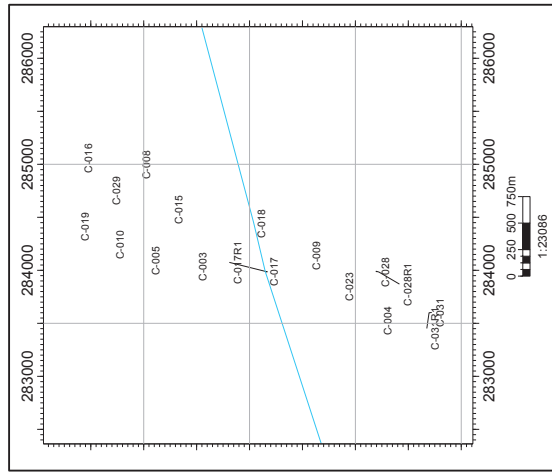
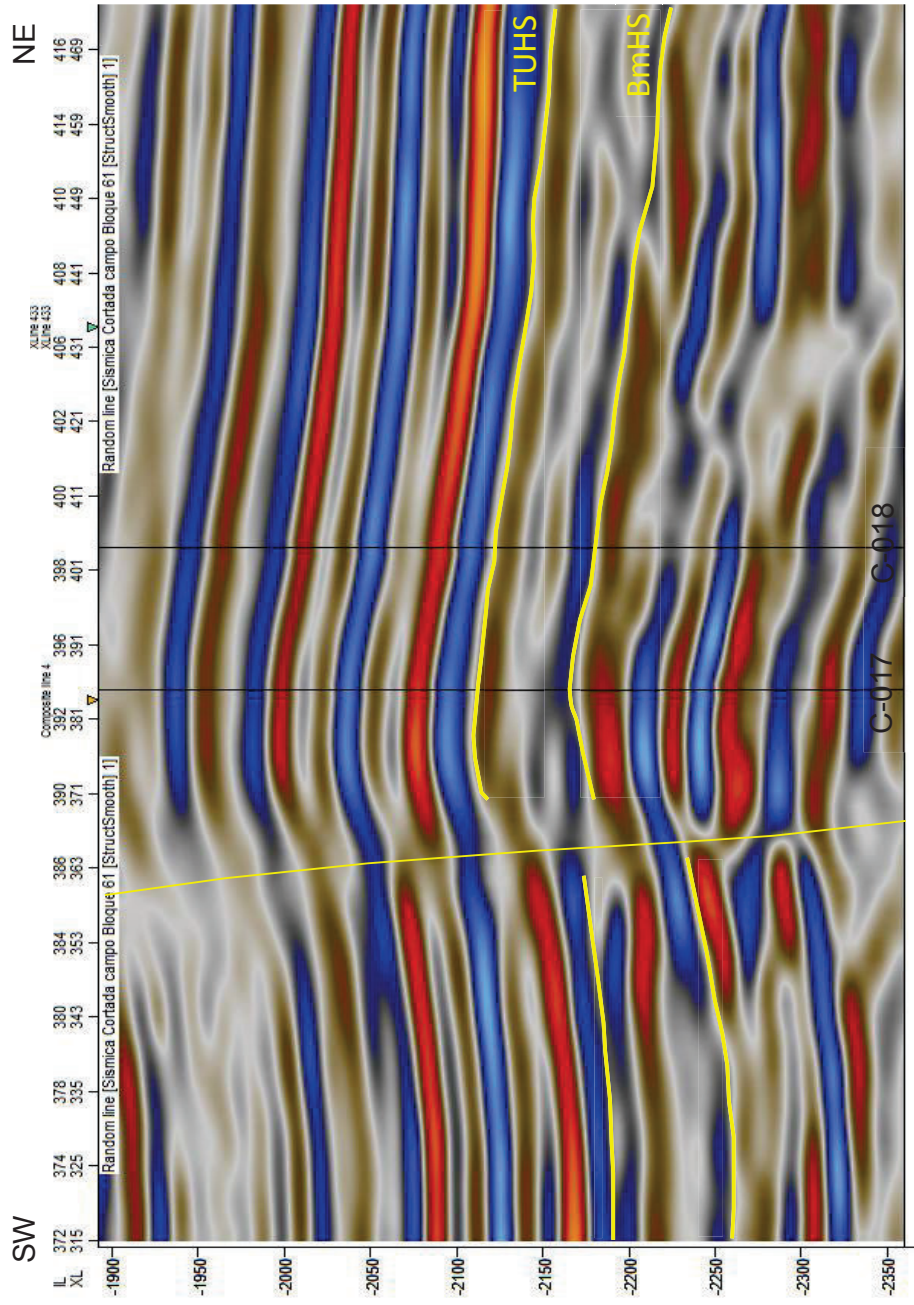


Figura 4.10 Sección estructural D-D' mostrando el perfil sísmico y la correlación de pozos en dirección SW-NE, donde se distingue la falla y estructura principal del campo (anticlinal).

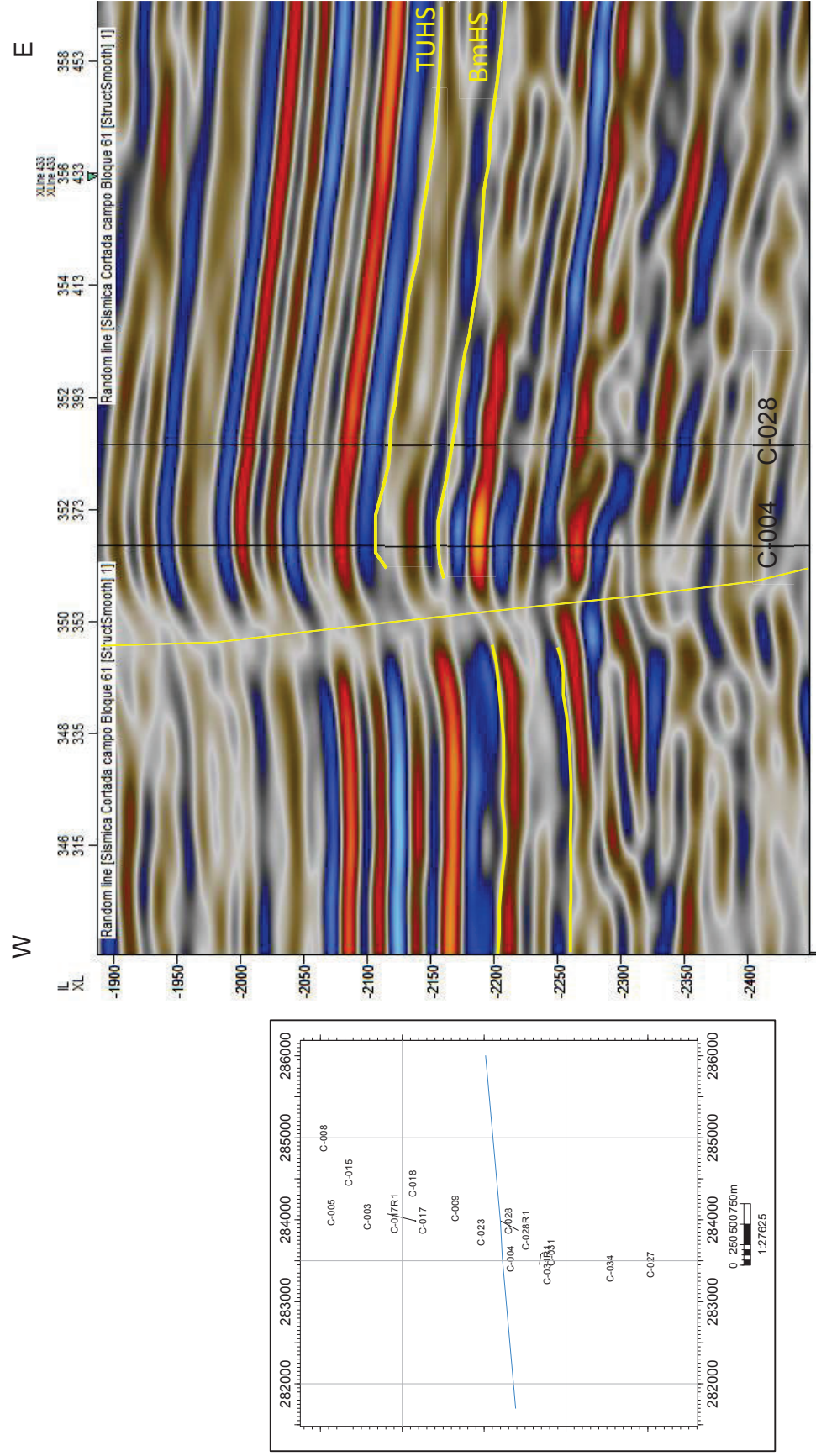


Figura 4.11 Sección estructural E-E' mostrando el perfil sísmico y la correlación de pozos en dirección W-E, donde se distingue la falla y estructura principal del campo (anticlinal) al sur del campo.

4.2.2.2 Interpretación de horizontes

La interpretación de horizontes sísmicos para el presente estudio, se basó en la identificación y caracterización estructural de la Formación Hollín, la cual consta de dos miembros principales que son Hollín Superior y Hollín Principal, definidos por los reflectores sísmicos que se obtuvieron de la calibración sísmica – pozo y secciones sísmicas, donde se observa que la Fm. Hollín presenta buena continuidad lateral, y sus límites son concordantes entre sí favorable para el picado (figura 4.13) y correlación a lo largo de toda el área de estudio, a pesar que la base de la Formación Hollín se presente como una discordancia angular y erosiva aparentemente.

En esta fase es importante recalcar ciertos criterios de interpretación (Según Chelotti, 2009):

- *Los horizontes reflectores constituyen contrastes de impedancia acústica.*
- *Los cambios litológicos de cualquier origen implican contrastes en las impedancias acústicas.*
- *En las cuencas sedimentarias los reflectores tienden a seguir líneas de tiempo geológico, es decir, superficies de sedimentación contemporánea y no líneas-roca, que es lo que suele interpretarse como correlativo cuando se tienen datos puntuales de pozos.*
- *La continuidad lateral mayor o menor será resultante de cuán estables lateralmente sean las condiciones sedimentarias en un tiempo geológico dado.*
- *Los contrastes verticales, a su vez, serán indicativos de los cambios en las condiciones de depositación a través del tiempo.*
- *Una superficie sísmica de reflexión (horizonte) en su expresión geológica actual normalmente muestra el resultado de unos rasgos de sedimentación originales alterados estructuralmente por la tectónica posterior.*

La interpretación se llevó a cabo en un área que comprende aproximadamente 75Km² (18 533 acres) de la sísmica 3D, una vez identificado el reflector sísmico equivalente a la **Caliza C** (sobreyacente a Hollín Superior) y asociado a los marcadores estratigráficos, se procedió a interpretar los horizontes de los miembros superior y principal de Hollín y la falla principal. Debido a la buena continuidad lateral que presentaron los cuerpos de arena, fue factible correlacionarlos mediante las *inlines* y *crosslines* de la sísmica 3D.

La interpretación se realizó cada 2 líneas (*inlines* y *crosslines*), con el objetivo de visualizar de mejor manera la complejidad estructural presente en el área, generando un mallado para cada horizonte (figura 4.12).

Posteriormente para obtener los mapas referidos a TUHS, TmHS y BmHS en el dominio tiempo, mediante la herramienta de triangulación del software se interpolaron espacialmente las líneas interpretadas (figura 4.13).

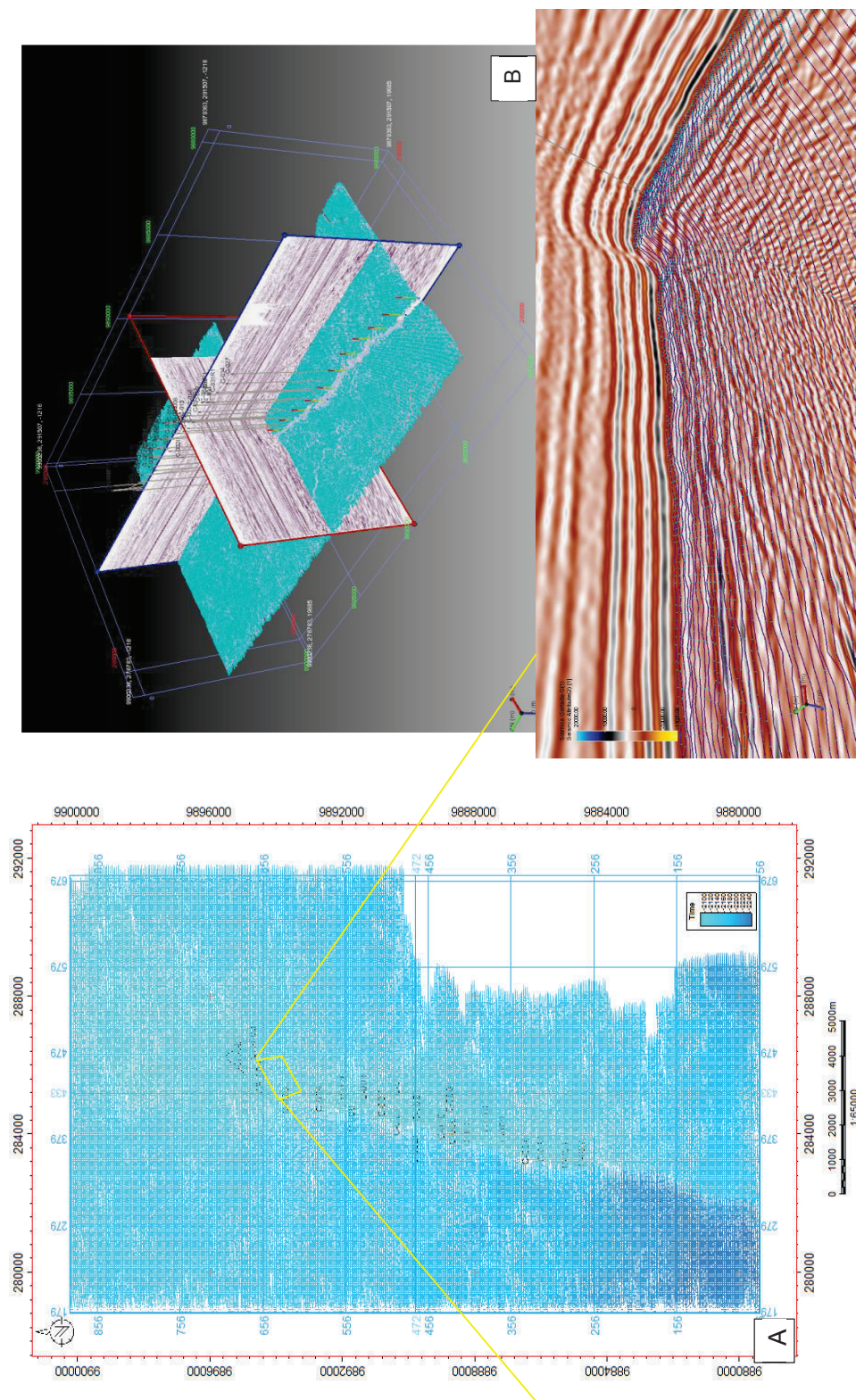


Figura 4.12 Interpretación en el dominio tiempo de horizontes (TUHS, tope del miembro Hollín Superior) en base a la sísmica 3D. A) vista en planta del mallaado interpretado (horizonte picado), y B) vista en 3D del mallaado interpretado en color celeste. En rojo se tiene las inlines y en azul las crossline.

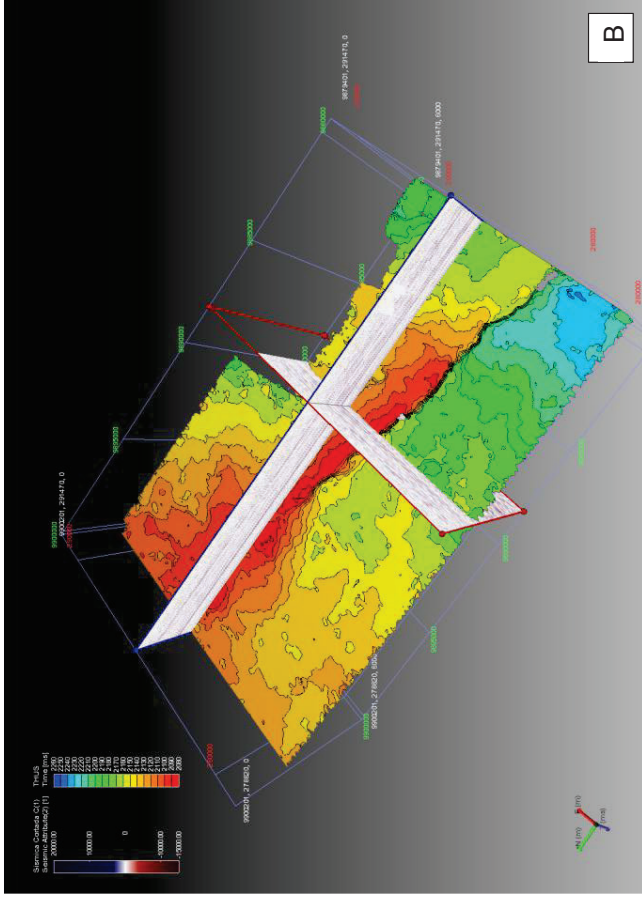
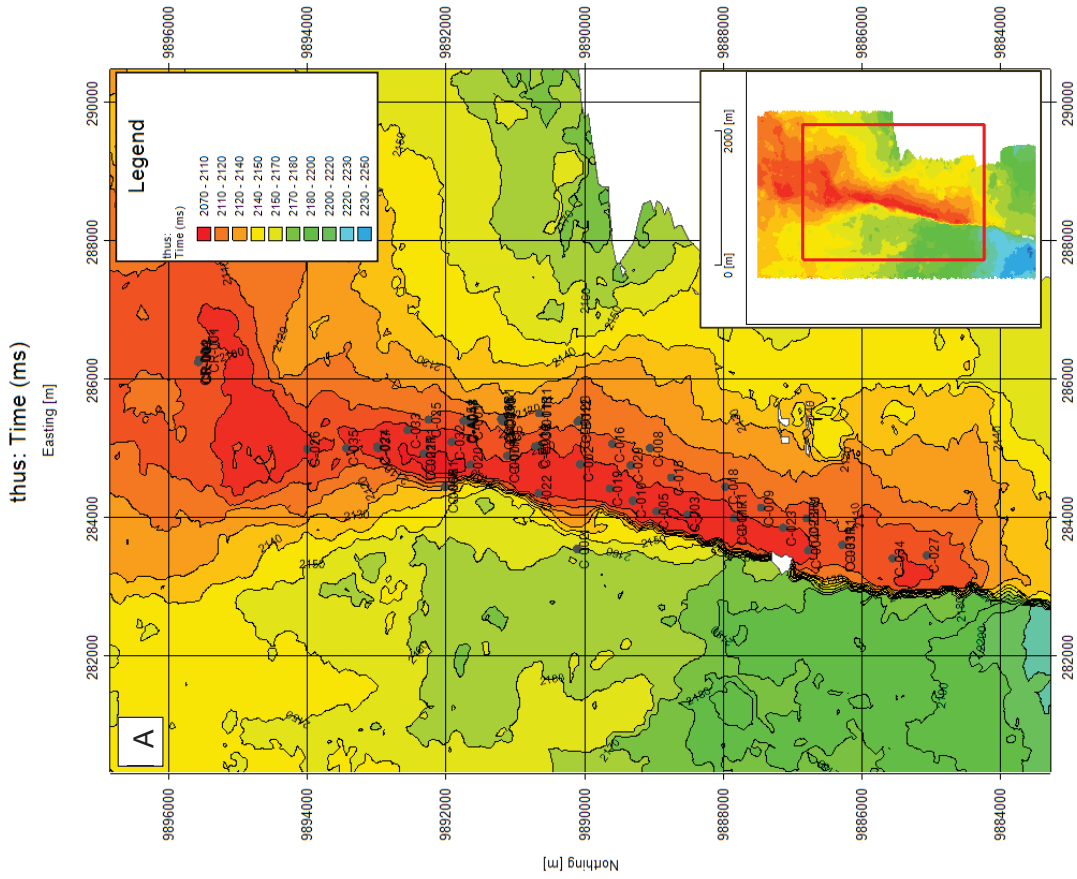


Figura 4.13 Horizonte en el dominio tiempo (TUHS). A) Mapa mostrando los contornos en el dominio tiempo cada 10 [ms], y B) vista en 3D del horizonte (los datos sísmicos, en rojo se tiene las inlines y en azul las crossline).

4.2.2.3 Interpretación de fallas

Se identificó una falla principal mediante la observación de grandes cambios de amplitud de los datos sísmicos correspondientes a quiebres y/o interrupciones en los ciclos geológicos de la Formación Hollín principalmente. Haciendo el seguimiento a través de cada traza sísmica, identificando su lado levantado y su lado deprimido.

El área de estudio se encuentra afectada por un fallamiento transpresivo de tipo inverso de rumbo aproximado NNE-SSW, falla que afecta al anticlinal (de dirección NNE-SSW) como se observó en las secciones sísmicas y en los mapas interpretados anteriormente para la Fm. Hollín. El plano de falla buza al E, con alto ángulo (82.2°) casi vertical, despega desde el basamento cristalino, afectando las formaciones pre-cretácicas y cretácicas en su totalidad, hasta llegar al Paleoceno donde se observa un ligero flexuramiento de esta.

El fallamiento producido, originó grandes desplazamientos dentro el basamento y la secuencia Cretácica donde la falla se verticaliza, mientras que en la secuencia terciaria debido a la presencia de esta falla, los estratos están plegados debido al comportamiento dúctil de la roca en la Formación Tena principalmente.

En la mayoría de líneas sísmicas (inlines) es distinguible esta falla (figura 4.14a) y en algunas secciones horizontales (timeslices) (figura 4.14b). Comprobando que el estilo tectónico del área de estudio, posee las características estructurales regionales del Corredor Central Sacha-Shushufindi (Baby et al., 1999), orientadas NNE-SSW, que se verticalizan en profundidad.

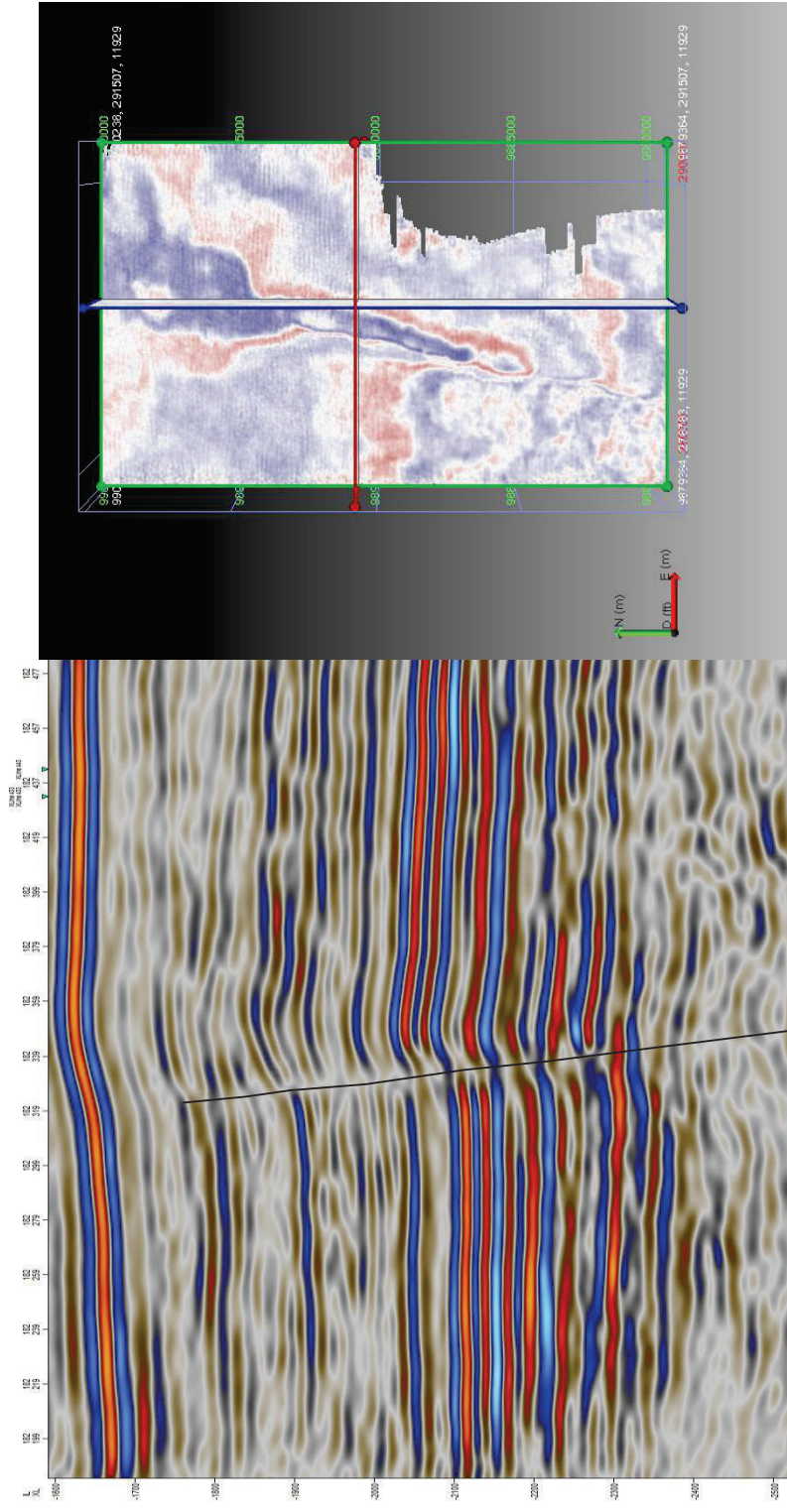


Figura 4.14 Traza de la Falla principal observada en base a los datos sísmicos. a) Sección sísmica E-W, se muestra la falla principal, b) Timeslice (verde) correspondiente a una sección horizontal a la profundidad de Fm. Hollín, donde se observa el lineamiento de la falla en planta.

4.2.3 MODELO DE VELOCIDAD (CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD)

Se construyó el modelo de velocidad con el fin de manejar de mejor manera las relaciones complejas entre los dominios de tiempo - profundidad y disminuir la incertidumbre en la construcción de mapas estructurales del área de estudio. Las tablas tiempo- profundidad (T-Z) obtenidas de los checkshots y asociadas a los pozos del área, constituyeron la base fundamental para la generación del modelo de velocidad.

Una vez obtenidos los mapas en el dominio tiempo para cada horizonte interpretado; mediante la ecuación de la “*velocidad average (V_{avg})*” (tabla 4.3) velocidad interválica calculada a través de la sección geológica integrada por los dos miembros de la Formación Hollín, y obtenida directamente de los checkshots, se convirtió los horizontes interpretados del dominio tiempo a profundidad (figura 4.15), mediante el uso de la herramienta “*Domain Conversion – Velocity Modeling*” del software, con el objetivo de obtener los mapas estructurales de las arenas de interés (THUS, TmHS y BmHS) referidos a los tope y base de estas unidades estratigráficas.

V _{avg} = V ₀ + kt (C-001)		A
V [ft/s]	-1002.7	
K[ft/s / ms] [1/ms]	5.22012	
Function Reference [ms]	189.7	

V _{avg} = V ₀ + kt (C-006)		B
V [ft/s]	-765.1	
K[ft/s / ms] [1/ms]	5.029	
Function Reference [ms]	188.9	

V _{avg} = V ₀ + kt (promedio)		C
V [ft/s]	-883.9	
K[ft/s / ms] [1/ms]	5.115	
Function Reference [ms]	189	

Tabla 4.3 Fórmulas de “*Velocidad Average*” empleadas en el Modelo de Velocidad para la conversión Tiempo-Profundidad de los horizontes de interés, a) pozo C-001, b) pozo C-006 y c) promedio.

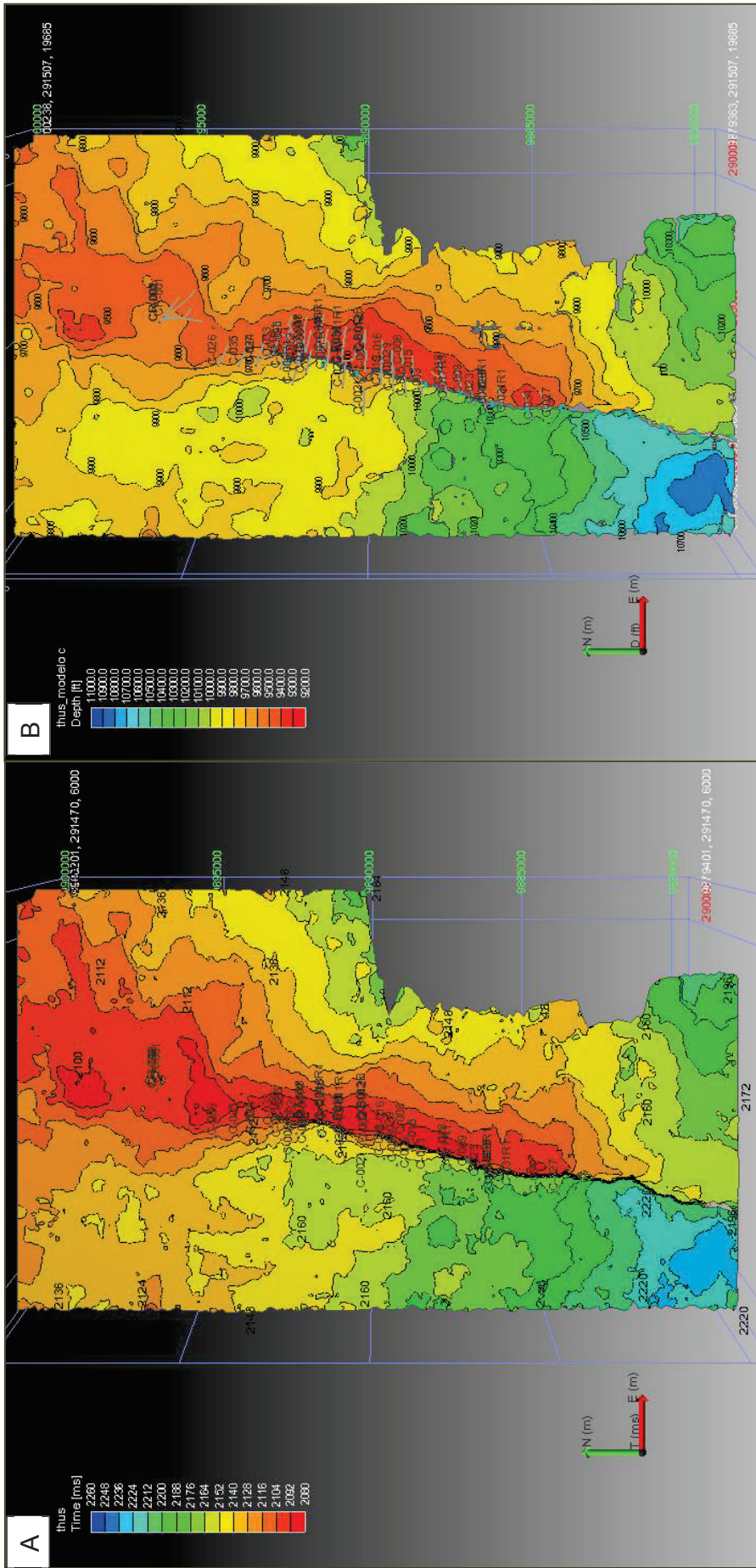


Figura 4.15 Horizonte Tope del miembro Hollín Superior (TUHS), A) en tiempo, y B) en profundidad convertido con el modelo de velocidad.

Durante la construcción del modelo de velocidad, se efectúa un escalamiento de tiempo a profundidad de los mapas en tiempo a través de una triangulación, en la cual ocurre una interpolación lineal entre los datos proporcionados por los checkshots y la información de las velocidades dadas por los mapas interpretados en tiempo, operación que se realiza siguiendo el criterio de proximidad al dato puntual. A pesar que se conoce que no necesariamente la velocidad varía de acuerdo a la estructura, este modelo funciona mejor que una simple interpolación lineal dentro de los modelos geológico-petrolíferos.

4.2.4 RESULTADO: MODELO ESTRUCTURAL 3D DEL ÁREA DE ESTUDIO Y MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS RESERVORIOS HOLLÍN

Estructuralmente se concluye que la zona de estudio se encuentra en un anticlinal de rumbo aproximado NNE-SSW, el cual forma un alto estructural en el centro del campo, además el flanco W del anticlinal (figura 4.16) se encuentra afectado por una falla transpresional-inversa de dirección NNE-SSW con alto grado de buzamiento ($82.2^{\circ}E$) casi vertical cuyo despegue se presenta en el basamento, afectando principalmente a la Fm. Hollín donde tiene aproximadamente 370 ft de salto, este anticlinal posee dimensiones de aproximadamente 10 Km. de largo en dirección NNE – SSW y 3 Km. de ancho el centro del campo, mientras que hacia el sur y norte adelgaza, lo que confirma que el estilo estructural del área de estudio coincide con la estructura regional del Corredor Sacha-Shushufindi de la Cuenca Oriente en dirección regional NNE-SSW descrito por Baby et al., 1999.

El plegamiento consiste en un anticlinal el cual debido a su geometría y orientación se lo clasifica como pliegue asimétrico el cual se formó en un ambiente compresivo regional donde el esfuerzo principal (σ_1) tiene una dirección aproximada E-W. Las rocas del Mesozoico y las más antiguas, fueron plegadas y falladas en el Coniaciano - Eoceno Inferior debido a que se muestra una deformación sin-sedimentaria de las formaciones Napo Superior, Tena, y Tiyuyacu Inferior, experimentando una reactivación durante el Neógeno (Rivadeneira et al., 1999).

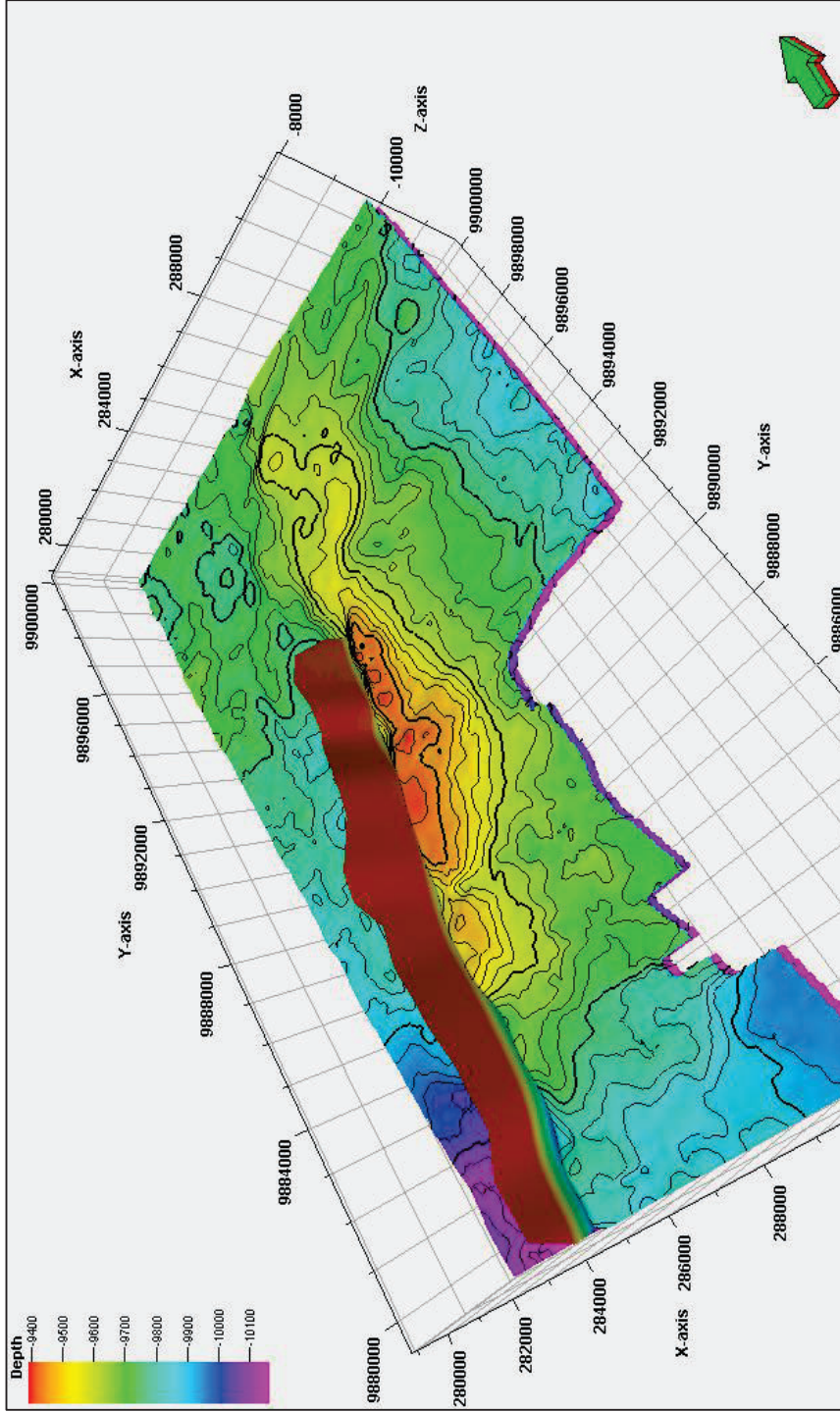


Figura 4.16 Modelo estructural de la Formación Hollín en el área de estudio, en base a la interpretación sísmica y registros de pozos.

En base a la interpretación de la sísmica 3D y la información de pozos, los horizontes sísmicos de Fm. Hollín presentan buena continuidad lateral, a pesar que la base de esta formación se observa erosiva y discordante sobreyaciendo el pre-cretácico de la zona. La trampa de hidrocarburos del área de estudio es sin duda un anticlinal fallado, siendo el bloque oriental levantado el que mejor presenta características estructurales para convertirse en una trampa efectiva.

Para mejor manejo de los datos geológicos del área de estudio, debido a que las herramientas utilizadas por el software arrojan valores en base a geoestadística se seleccionó el área para construir el modelo (figura 4.17), considerando la estructura principal de la zona de estudio, delimitada al oeste por la falla, hacia el este y nor-oeste se delimitó por el cierre efectivo más profundo de los reservorios, y hacia el norte y sur por un cierre estratigráfico inferido y además el límite de los pozos más cercanos y contactos de fluidos que se verá más adelante (Capítulo 4.6). Dando como resultado mapas estructurales (figuras 4.18, 4.19 y 4.20) que corresponden a los topes de Hollín Superior, Principal, y la base de la Hollín Principal.

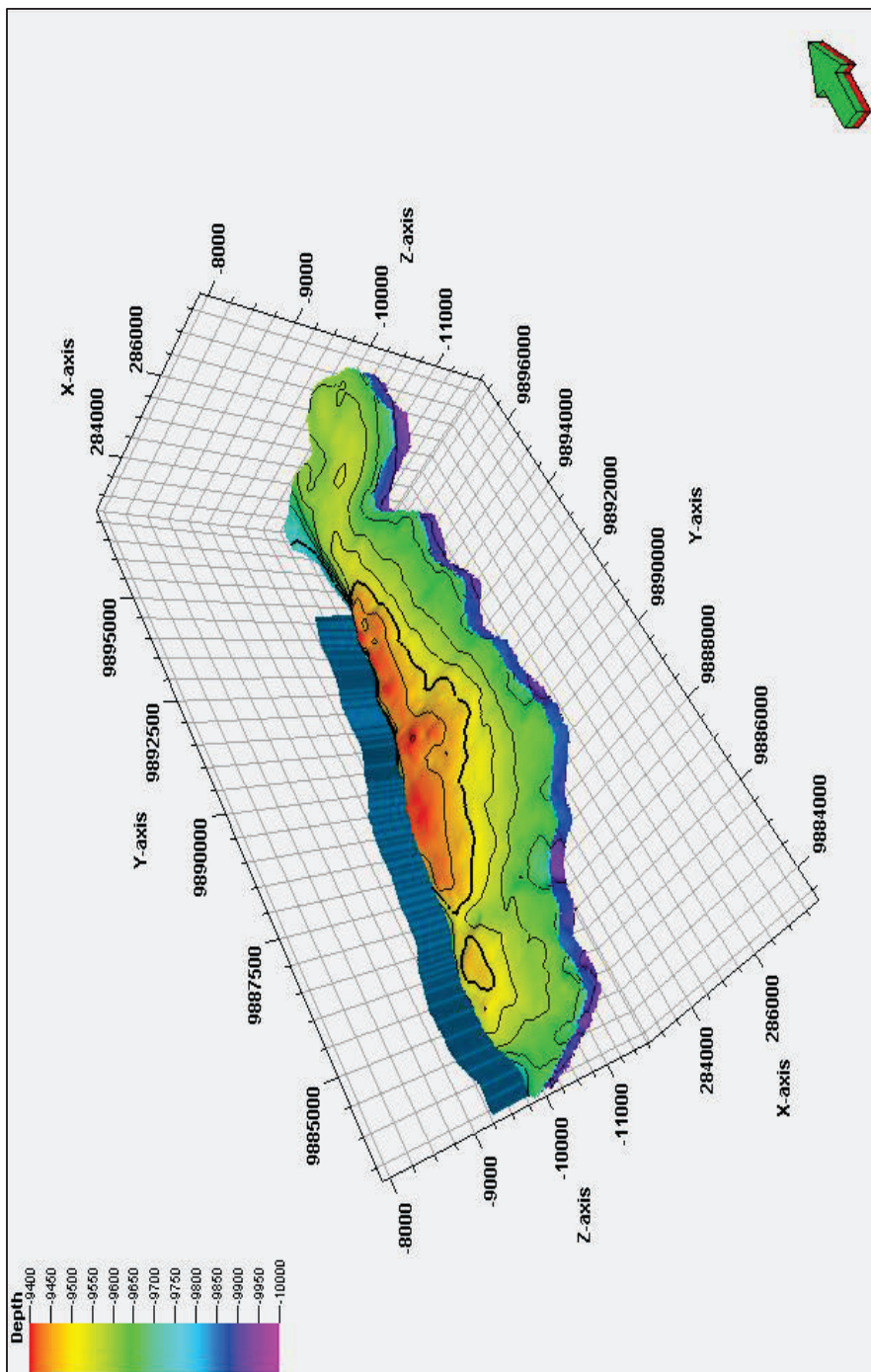


Figura 4.17 Modelo estructural 3D final de la Formación Hollín en el área de estudio delimitada por la estructura principal y contactos de fluidos.

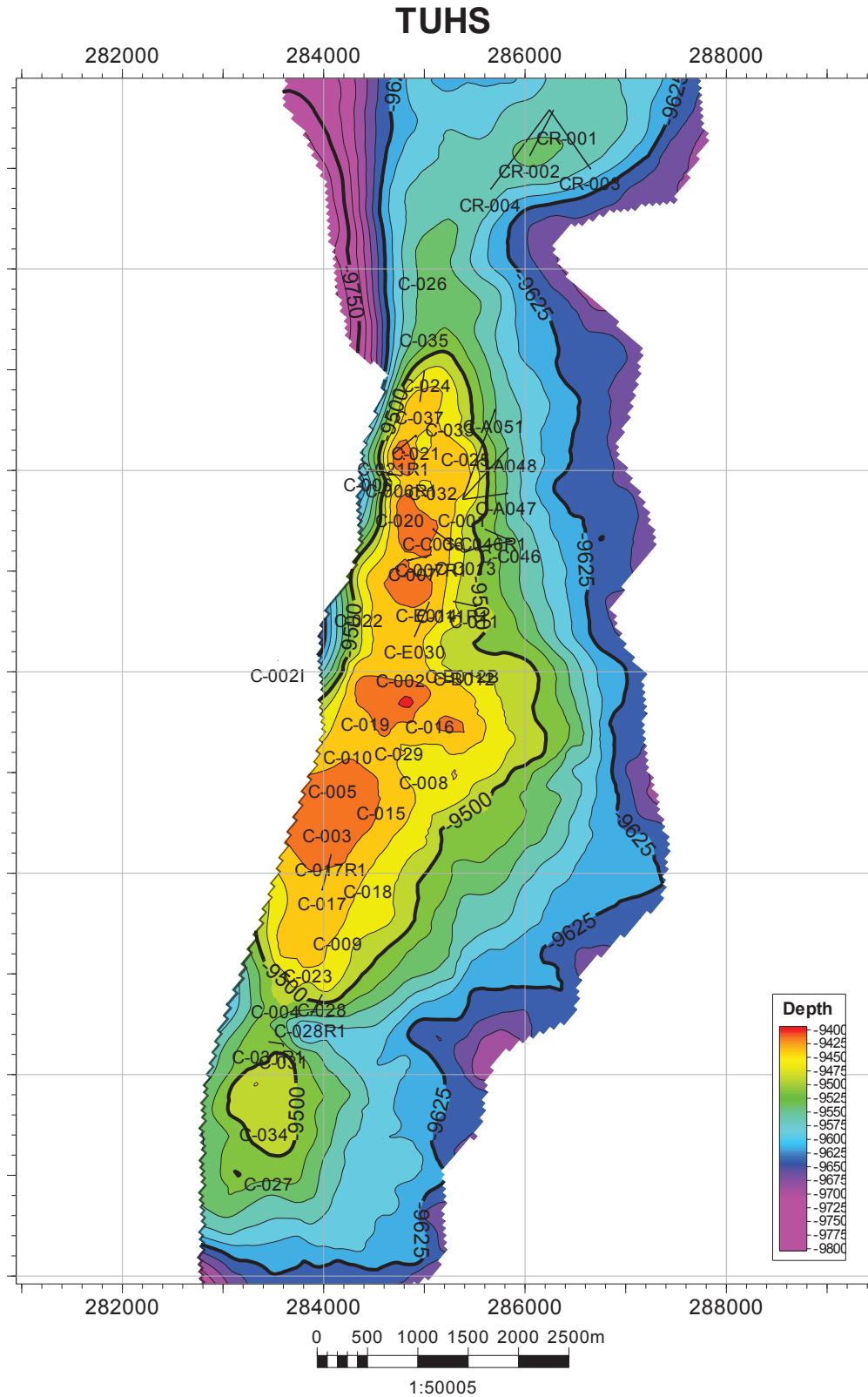


Figura 4.18 Mapa estructural referido al tope del miembro Hollín Superior (TUHS).

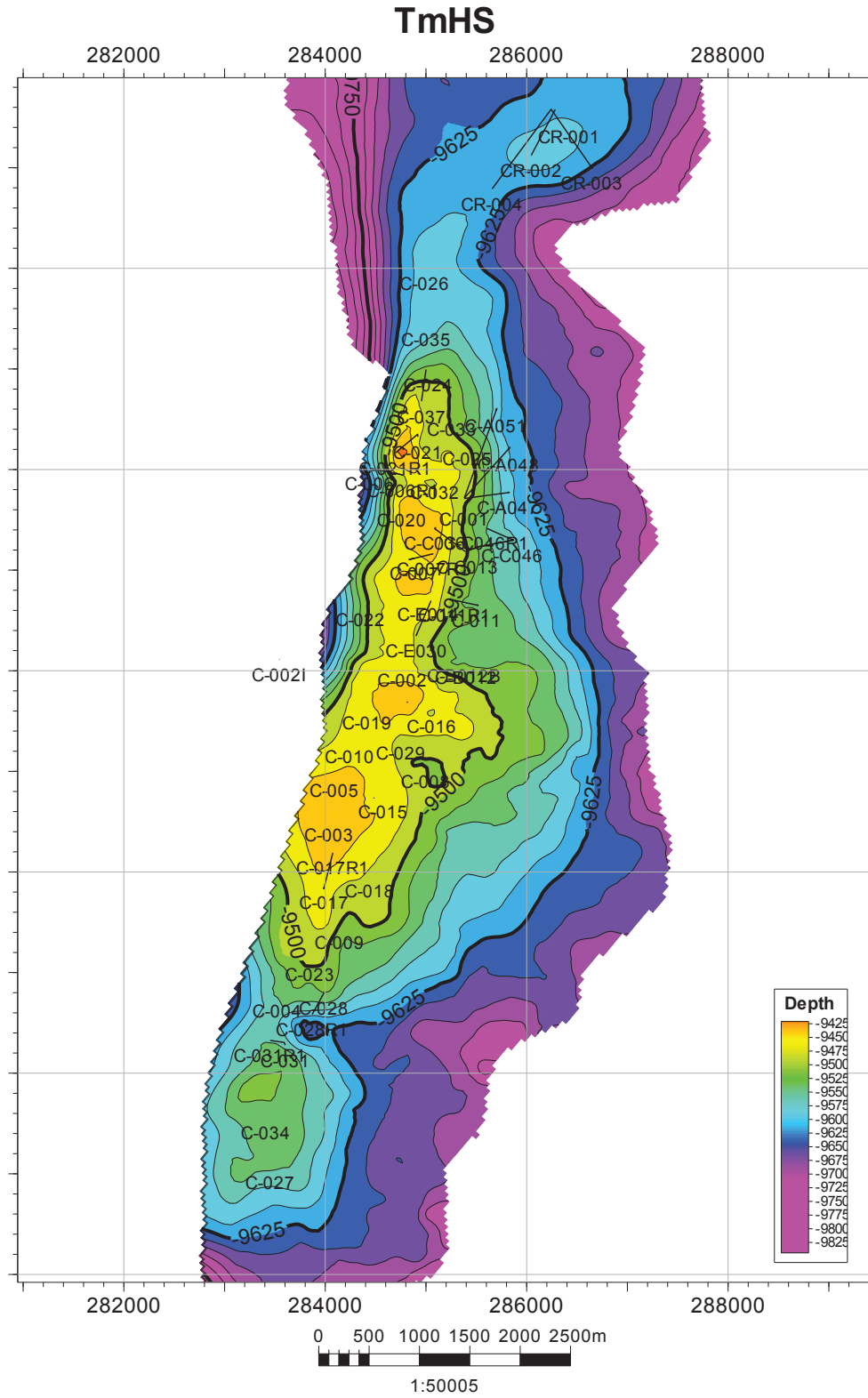


Figura 4.19 Mapa estructural referido al tope del miembro Hollín Principal (TmHS).

4.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO

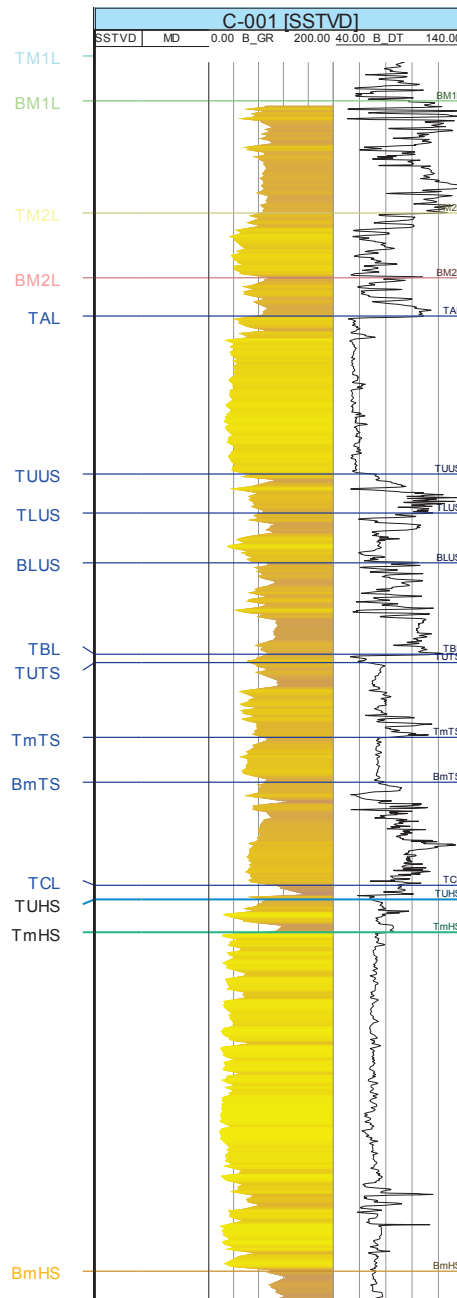
El presente modelo consiste en el estudio estratigráfico actualizado de los miembros: Hollín Superior y Hollín Principal de la Formación Hollín en un campo del Bloque 61 de la Cuenca Oriente, siendo el objetivo principal definir la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico.

La metodología consistió, en la recopilación y revisión de la información bibliográfica - geológica, correlación de pozos y elaboración de secciones estratigráficas con el fin de revisar los límites verticales y laterales existentes entre los miembros que atraviesan los pozos en esta formación, mediante las respuestas electrográficas de las mismas en los registros de pozos.

Durante la revisión y validación de la columna general del área de estudio (topes y bases estratigráficas) (figura 4.21), se determinó que la mayoría de pozos correlacionados mostraban buena relación entre los conceptos teóricos y lo observado en los pozos. Para realizar la correlación de pozos se construyó secciones estratigráficas, designando un marcador regional, el cual predomina en toda la extensión del campo, este marcador regional o *datum* estratigráfico es la Caliza C, por representar una superficie de máxima inundación, con gran extensión a nivel regional y poca heterogeneidad litológica, siendo aquella unidad geológica que presentó mayor linealidad horizontal, con espesor relativamente parecido en todos los registros sobreyaciendo a la Fm. Hollín en el área de estudio.

4.3.1 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE POZOS

Para el presente modelo estratigráfico se estableció una correlación y extrapolación de los tres marcadores estratigráficos que conforman la Formación Hollín: TUHS (tope Hollín Superior), TmHS (tope Hollín Principal) y BmHS (base Hollín Principal). Realizando 2 secciones estratigráficas en dirección NNE-SSW y W-E aproximadamente.



Nomenclatura

TM1L= Top M1 Limestone, **BM1L**= Base M1 Limestone, **TM2L**= Top M2 Limestone, **BM2L**= Base M2 Limestone, **TAL**= Top A Limestone, **TUUS**= Top Upper U Sandstone, **TLUS**= Top Lower U Sandstone, **BLUS**= Base Lower U Sandstone, **TBL**= Top B Limestone, **TUTS**= Top Upper T Sandstone, **TmTS**= Top Main T Sandstone, **BmTS**= Base main T Sandstone, **TCL**= Top C Limestone, **TUHS**= Top Upper Hollin Sandstone, **TmHS**= Top main Hollin Sandstone, **BmHS**= Base main Hollin Sandstone.

Figura 4.21 Columna Estratigráfica General del área de estudio.

Es así como con el análisis de los registros eléctricos en los pozos tipo se pudo definir las diferentes superficies presentes en el área de estudio dentro de un esquema de estratigrafía de secuencias para la Fm. Hollín, cuya secuencia está limitada al tope por la superficie de máxima inundación (Caliza C) y a la base por un contacto erosivo con la Formación Jurásica Misahuallí, cuyas edades respectivamente son de 105 Ma y 150 Ma (Barragán et al., 2004; Romeuf et al., 1995).

4.3.1.1. Correlación de Pozos

El proceso de correlación de pozos tiene como fin certificar que los datos obtenidos de los marcadores estratigráficos sean los correctos; siendo de mucha importancia debido a que estos datos van a ser parte de la información que se utilizará para elaborar el modelo geológico tridimensional. Básicamente se validaron los topes oficiales de los miembros Hollín Superior y Hollín Principal mediante la correlación pozo a pozo; es decir, comparando un registro tipo (figura 4.22) o un registro donde se observe la secuencia completa con los registros de los otros pozos y así determinar los topes estratigráficos.

La identificación de unidades estratigráficas que son equivalentes en edad o posición estratigráfica, tiene como fin observar la continuidad y comportamiento lateral y vertical de la Formación Hollín. A través de esta correlación además de validar los topes y bases, se identificó profundidad y saltos de fallas, litología, y profundidad de las secuencias sedimentarias.

La metodología de la **correlación estratigráfica** consiste en unir los pozos uno junto al otro, usando un espaciado regular, para esto se selecciona como registro tipo al pozo C-004, por poseer la columna estratigráfica completa del área, manteniendo un nivel de referencia guía que para este caso es la Caliza C y seguidamente se define las unidades por su relación de edad, seguimiento y continuidad lateral, semejanza litológica y posición en la secuencia estratigráfica.

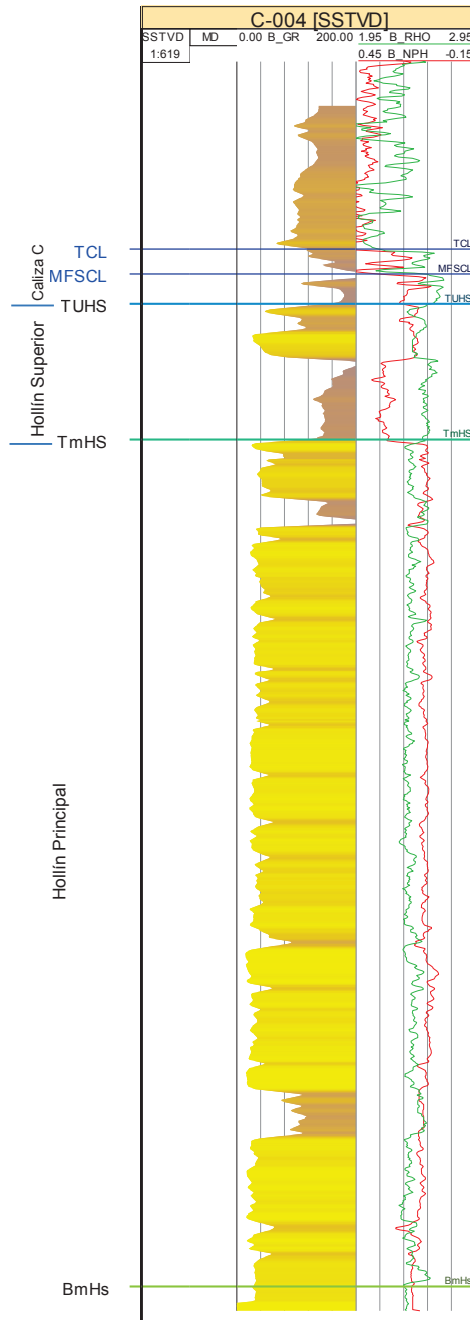


Figura 4.22 Registro Tipo pozo C-004, mostrando los miembros definidos para la Formación Hollín.

TCL (Tope Caliza C), **MFSCl** (Máxima superficie de inundación), **TUHS** (Tope Hollín Superior), **TmHS** (Tope Hollín Principal) y **BmHS** (Base Hollín Principal).

Es así como la construcción de las **secciones estratigráficas**, comprenden secciones de correlación que se usan para identificar y definir unidades semejantes que siguen la misma continuidad, así como también las relaciones verticales entre estas. Para definir el modelo estratigráfico de la Fm. Hollín, se elaboraron dos secciones estratigráficas, la primera realizada en sentido NNE-SSW, y otra realizada en dirección NW-SE, con las cuales se visualiza el análisis de las variaciones de espesor de la arena y la continuidad lateral de la misma a lo largo del yacimiento.

Se construyeron las secciones partiendo de los valores en MD (Measured Depth) y TVD (True Vertical Depth) y para horizontalizarlas se utilizó el *Datum* de referencia o marcador estratigráfico (Caliza C), esto con la finalidad de poder visualizar la disposición de los estratos al momento de su depositación. Se pudo observar además, que del total de pozos en el área de estudio tan solo C-001, C-002I, C-004, C-020, y C-028, llegan a la base de Hollín Principal, es por esta razón que se decidió seguir este marcador estratigráfico BmHS mediante la información sísmica y atarlo al modelo estratigráfico (figura 4.23). Es así como de esta manera se realizaron modificaciones de la información oficial, debido a que para el marcador BmHS, no coincidían con la interpretación sísmica de este horizonte.

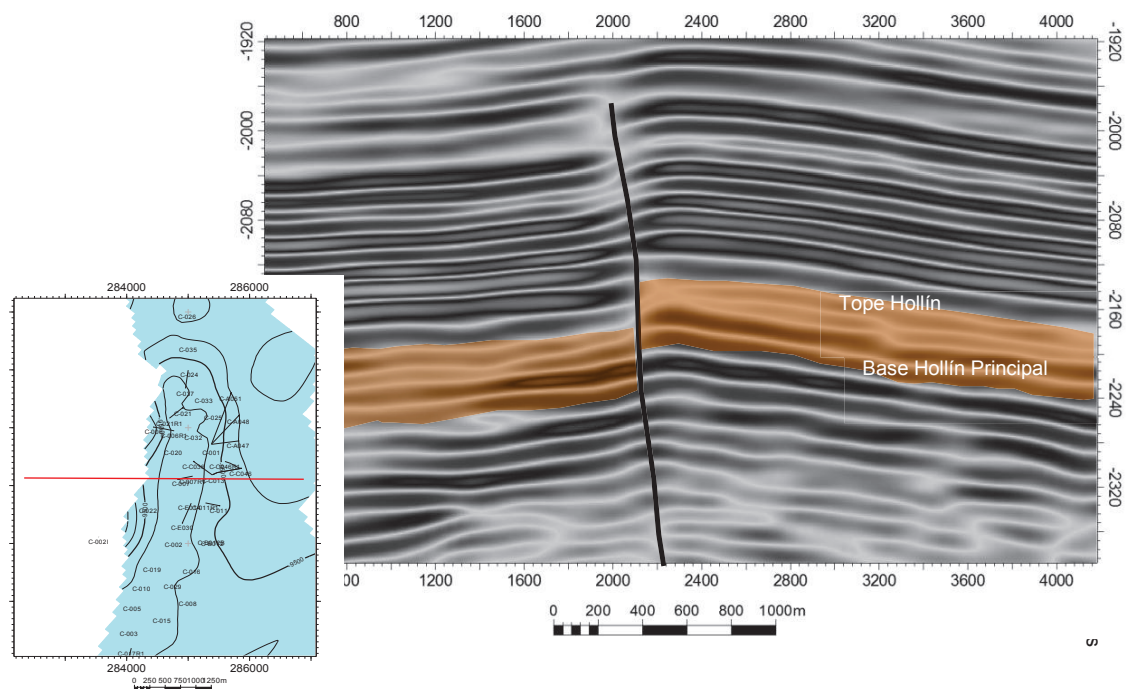


Figura 4.23 Línea sísmica W-E, mostrando las facies sísmicas del área de estudio, además se anticlinal fallado al lado oeste, falla inversa con componente con despegue en el basamento, en el eje Y Two-Way-Travel Time [ms] y en el eje X distancia en [m].

Como se muestra en la figura 4.23, mediante los datos sísmicos se pudo seguir la continuidad lateral y la forma en general de la Formación Hollín, identificando principalmente la base de Hollín (BmHS). Es decir mediante el análisis y observación de los contrastes de impedancias acústicas entre los diferentes estratos de rocas, el cubo sísmico nos da dos tipos de información: estratigráfica y estructural. Donde podemos ver: cuáles, cómo, y dónde están los diferentes estratos, siendo esto útil cuando estamos buscando una capa embebida en petróleo; también se observa la falla principal y cómo afectan a nuestra capa productora.

Las secciones estratigráficas realizadas en esta fase están orientadas principalmente en la observación de los cambios laterales de los cuerpos sedimentarios de los miembros de la Fm. Hollín:

Sección estratigráfica A-A':

Fue diseñada de Norte a Sur con los pozos CR-001, C-026, C-035, C-024, C-021, C-032, C-007, C-002, C-029, C-015, C-018, C-009, C-023, C-034 y C-027, en dirección NNE-SSW, con una longitud aproximada de 11 350 m.

En esta se observa la heterogeneidad del reservorio, entre los pozos no hay continuidad lateral de los cuerpos sedimentarios arenosos de esta formación debido a la presencia de facies lutíticas que separa las facies arenosas de los canales mareales y las barras de marea para Hollín Superior, mientras que para Hollín Principal si hay continuidad lateral de los cuerpos sedimentarios arenosos, con pocas variaciones de espesores principalmente para los canales fluviales, es decir son lateralmente continuos y extensos, no confinados por intercalaciones de lutitas (figura 4.24).

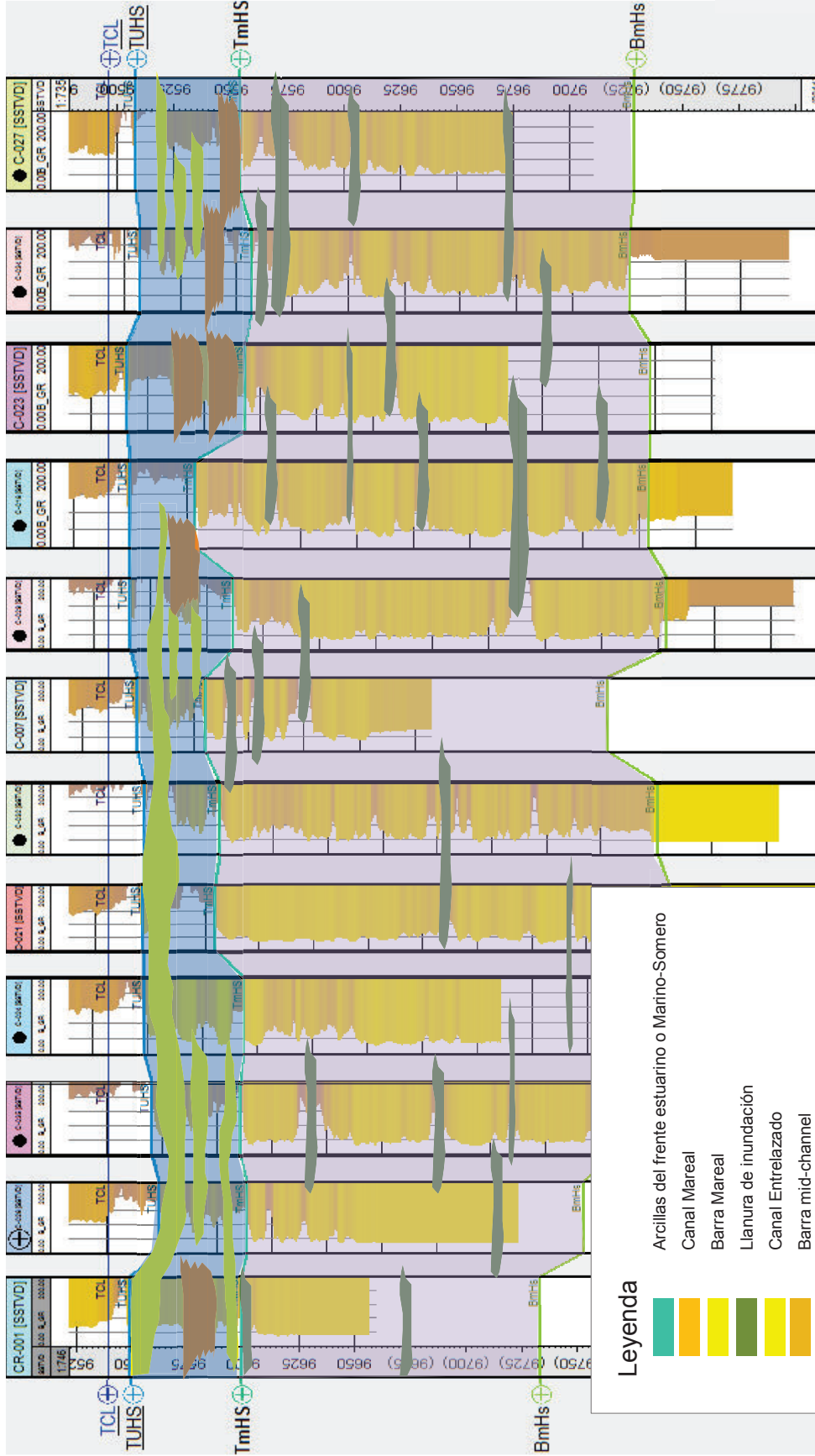


Figura 4.24 Sección Estratigráfica A-A', mostrando la geometría de los cuerpos sedimentarios para los miembros Hollín Superior y Principal.

Sección estratigráfica B-B':

Fue diseñada de NW-SE con los pozos C-006, C-032 y C-001, ubicada en la zona Norte del campo, con una longitud aproximada de 1046 m. Los cuerpos sedimentarios se muestran con buena extensión tales como los canales fluviales del miembro Hollín Principal, donde se observa buena continuidad lateral de las arenas manteniendo homogeneidad en los espesores. Para el miembro Hollín Superior se pudo visualizar cambios laterales de los cuerpos sedimentarios, tanto en los espesores de arena como en el tipo de depósito (figura 4.25).

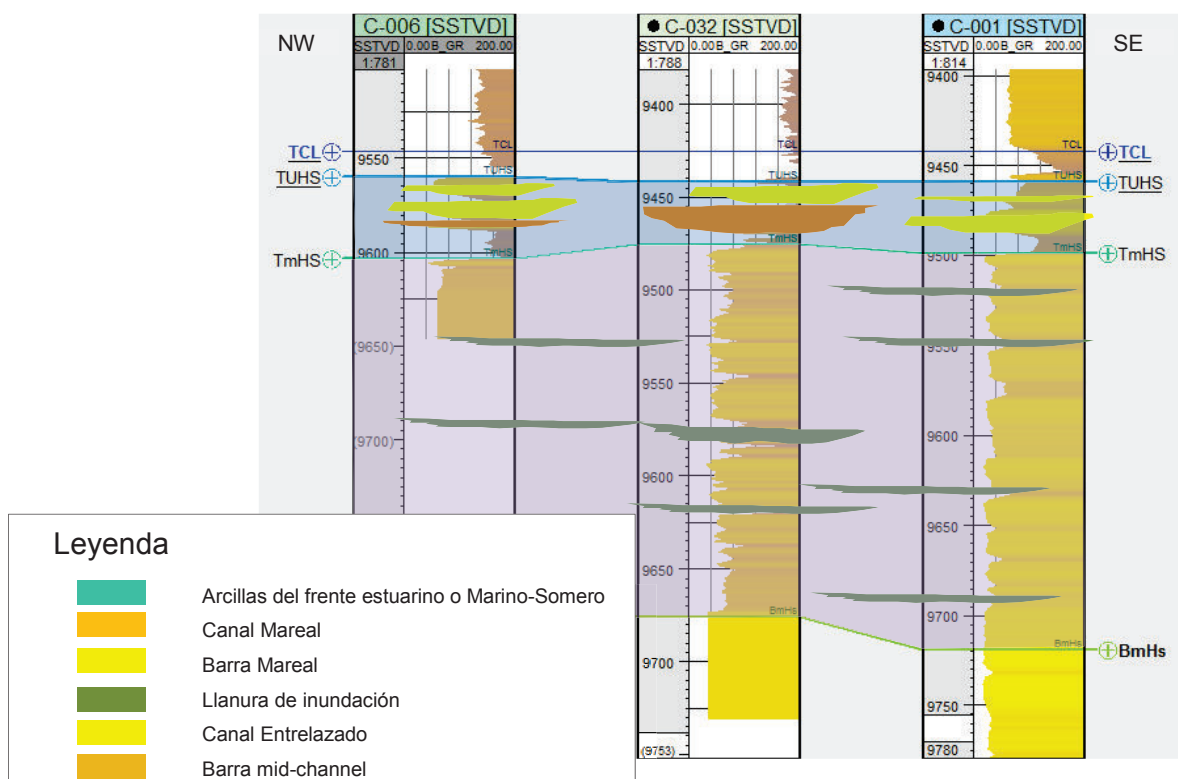


Figura 4.25 Sección Estratigráfica B-B' en la dirección NW-SE con pozos tipo, mostrando el análisis estratigráfico al norte del campo de los principales cuerpos sedimentarios.

4.3.2 RESULTADO: MODELO TRIDIMENSIONAL ESTRATIGRÁFICO PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL ÁREA DE ESTUDIO

El modelo estratigráfico fue realizado simultáneamente con el modelo sedimentológico, fundamentándose en las características sedimentológicas inferidas en los registros de pozos, al realizar la comparación entre las formas electrográficas que presentan las arenas en los registros de los pozos con los modelos conceptuales para el área, se concluye que la unidad Hollín Principal presentó un máximo espesor de 400 ft, y para Hollín Superior 50 ft.

El modelo integrado tridimensional realizó un ajuste de datos de los modelos estructural y estratigráfico (figura 4.26), que abarca tanto los aspectos estructurales así como los topes estratigráficos para la Fm. Hollín del área de estudio. El modelo estructural ayudó a establecer el área de la grilla tridimensional (grid) de 46.7 Km², mientras que el modelo estratigráfico ayudo a definir la continuidad lateral y vertical de los miembros principal y superior de Hollín.

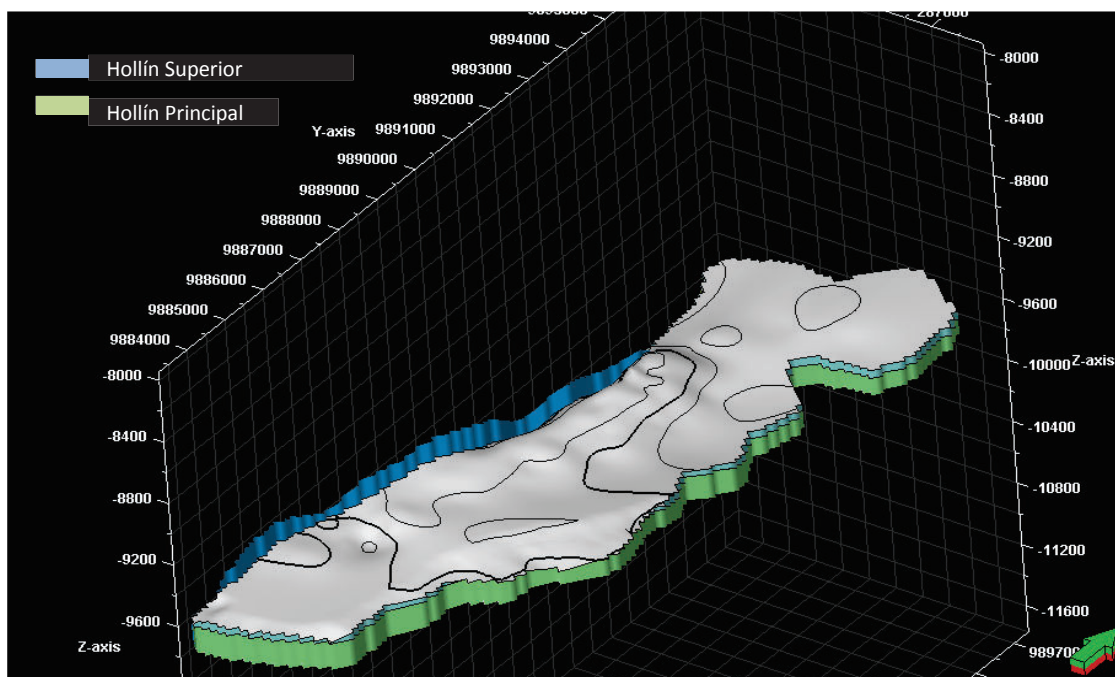


Figura 4.26 Modelo Estratigráfico Tridimensional del área de estudio integrado al modelo estructural.

4.4 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

El modelo sedimentológico de la zona de estudio se construyó en base a la descripción y caracterización de litofacies de previos análisis sedimentológicos de 181 ft de núcleos en los pozos C-26 y C-27, y de la interpretación de electrofacies en diagráffas que para la mayoría de pozos se cuenta con registros GR (gamma ray), RD, RM, RS (resistividad), RHO (densidad), NPH (neutrón), SP (potencial eléctrico), y DT (sónico).

Siendo el objetivo principal, establecer la orientación y distribución del patrón de sedimentación predominante en los miembros de la Formación Hollín en el área y visualizar los diferentes ambientes sedimentarios en el modelo sedimentológico 3D.

La metodología consistió en validar las interpretaciones sedimentológicas con que cuenta la empresa Baker basadas en el análisis de los núcleos de corona (litofacies), mediante su respectivo cotejo con las electrofacies de los registros de pozo. Esto permitió definir seis asociaciones de facies referidas a los principales reservorio del área de estudio, a fin de caracterizar bajo que ambientes sedimentarios se depositaron las unidades Hollín Principal y Hollín Superior.

4.4.1 VALIDACIÓN DE LOS DATOS

4.4.1.1 Núcleos:

La información directa de pozo es la más confiable a la hora de caracterizar un reservorio, debido a que nos da datos en espacio y tiempo real de lo que ocurre en el subsuelo, a pesar de que sea puntual esta información, es de gran ayuda en la caracterización de reservorios, a fin de cotejar con los otros datos como registros de pozo. Para el presente estudio se cuenta con información del análisis sedimentológico de núcleos de dos pozos, los cuales se presenta en la siguiente tabla (4.4):

POZO	PROFUNDIDAD DE CAMPO(ft)	PROFUNDIDAD CORREGIDA(ft)	ESPESOR TOTAL NUCLEO (ft)
C-026	10675-10736	10679-10740	61
C-027	10330-10449	10347-10467	120
Total pies			181

Tabla 4.4 Análisis sedimentológicos de núcleos del área de estudio.

4.4.1.1.1 Litología

Según el análisis sedimentológico del núcleo de corona del pozo C-026 que está constituido por 61ft del intervalo recuperado (figura 4.27). Consiste principalmente de areniscas con intercalaciones de lutitas, de los cuales las areniscas representan cerca del 77% de la longitud del núcleo, y poseen tamaños de grano fino a grueso de consolidación uniforme, principalmente subredondeados y moderadamente a bien sorteados, el 23% restante corresponde a sedimentos finos arcillosos y algo limosos, con intercalaciones de finas laminaciones de areniscas de grano muy fino y limolitas.

En cuanto al estudio sedimentológico integral de los 120 ft de núcleo de corona cortados en el pozo C-027, aproximadamente el 91.2% del núcleo son areniscas de grano fino a medio; 8.6% son sedimentos finos limosos; además de un 0.2% de finas laminaciones de carbón, posee tamaños de grano entre muy fino a medio. Presenta intercalaciones de laminaciones finas de areniscas de grano muy fino y limos. En cuanto a la redondez de los granos, las areniscas son principalmente subredondeadas y poseen una clasificación entre moderada a bien sorteada, además de conservar una consolidación uniforme y dura.

Las areniscas en esta formación se componen principalmente de los siguientes minerales y materiales:

Hollín Principal: Cuarzo (88-97%), matriz (1-3%), micas (Tr), plagioclasas y feldespatos (1-2%), pirita framboidal (Tr), clastos arcillosos (Tr- 1%), materia orgánica (Tr) e hidrocarburo residual (Tr-5%).

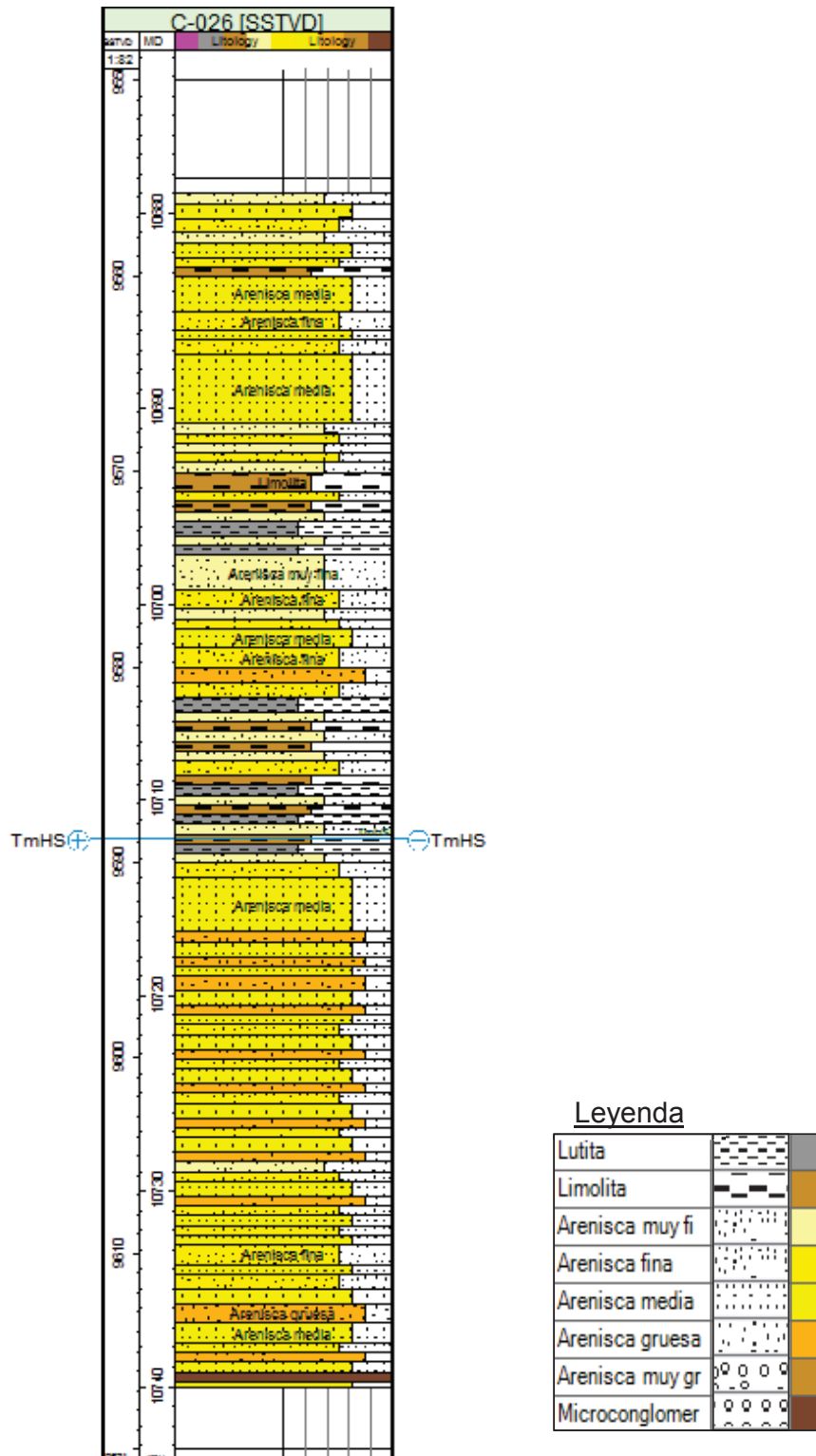


Figura 4.27 Registro litológico obtenido del análisis sedimentológico de núcleo del pozo C-026.

Hollín Superior: Cuarzo (83-98%), glauconita (1-10%), matriz arcillosa (1-5%), micas (1-2%), pirita framboidal (Tr-1%), feldespatos (1-3%), materia orgánica (en forma de carbón y restos de raíces 1-3%), y clastos arcillosos, sideríticos, fosfatados.

4.4.1.1.2 Procesos diagenéticos y externos que afectan a sus propiedades como reservorios

Según estudios de los análisis de núcleos (Toro et al., 2002), en este campo los principales procesos diagenéticos que han actuado sobre estas rocas sedimentarias son físicos y químicos:

- El proceso físico dominante es la compactación mecánica hasta llegar a una fábrica prácticamente no deformable físicamente.
- Dentro de los procesos químicos está la cementación primaria silícea (presente tanto en areniscas como en limolitas), una pequeña y localizada cementación calcárea secundaria en arenas glauconíticas; y una mínima autogénesis con la formación de pirita euahedral framboidal dentro de las areniscas y en sedimentos finos de transición.

Otro aspecto que ha jugado un rol preponderante en los procesos secundarios en estas rocas como la formación de permeabilidad y porosidad secundaria, son los procesos biológicos como la bioturbación por la presencia de fósiles (Capítulo 4.4.1.1.3). Desde el punto de vista de geología del petróleo, es necesario conocer este y otros rasgos diagenéticos producto del soterramiento y levantamiento de este tipo de rocas, originalmente porosas y permeables, y que afecta a la calidad como roca reservorio. Como lo menciona Sandoval (2002), la posibilidad que tendrá una arena para almacenar hidrocarburo estará íntimamente ligada a su historia diagenética, debido a que la destrucción, formación, naturaleza y distribución de las porosidades y permeabilidades, que en gran parte controlan la acumulación, extracción y recuperación de dichos hidrocarburos, están controladas por la actuación de los procesos diagenéticos en el subsuelo. Incluso, para mejorar la acción de los agentes de recuperación de crudos, bien sean éstos de carácter físico (inyección de agua o vapor) o químicos (uso de surfactantes, ácidos, polímeros, agentes estabilizadores cáusticos y arcillosos, etc.) es

importante conocer las condiciones diagenéticas de las rocas y como pueden dichas condiciones verse afectadas por los diferentes agentes a ser usados para la estimulación en la recuperación de los hidrocarburos.

4.4.1.1.3 Fósiles e Icnofósiles

Según los datos bioestratigráficos de los estudios sedimentológicos de núcleos para la zona de estudio (Toro et al., 2002), la Formación Hollín es de edad Aptiano superior a Albiano medio.

Para Toro et al. (2002), los fósiles presentes en la roca de los núcleos de pozo han contribuido junto con los análisis de facies y posterior asociación de facies, en la clasificación de los distintos ambientes sedimentarios. Los fósiles e icnofósiles presentes en pozo C-027 se muestran a continuación, subdividiéndolos según el ambiente en el cual están presentes o son indicadores de estos:

En sedimentos de ambiente marino:

- *Inoceramus sp* (conchas ovales), característicos de facies de plataforma clástica.
- Ichnogenus *ophiomorpha* abundante en facies arenosas de plataforma clástica somera.
- *Planolites* y *Skolithos*, (frecuentes en ambiente marino).

En sedimentos lodosos de ambiente transicional:

- *Inoceramus sp* (conchas ovales), característicos de facies de plataforma o de ambiente más profundos.
- *Ichnogenus Ophiomorpha*, abundante en facies de planicie arenosa de marea y barras de marea.
- *Planolites*, *Skolithos*, *Chondrites* y *Palaeophycus*.

En los sedimentos finos y principalmente arenosos de ambiente continental:

- *Ichnogenus planolites* en facies de marsh (palustres)
- *Skolithos* en facies de canal fluvial.

4.4.1.1.4 Litofacies

En base al análisis sedimentológico de núcleos para los pozos C-026 y C-027, dentro de las dos unidades sedimentológicas de la Formación Hollín se identificaron facies que varían de ambiente continental subaéreo, a ambiente marino marginal o transicional y a ambiente marino clástico de plataforma.

Las litofacies que Toro et al., (2002) definieron para la Formación Hollín en el área de estudio, son (Tablas 4.5 y 4.6):

Plataforma clástica arcillosa somera	PCaS	Ambiente Marino
Plataforma clástica arenosa somera	PCAS	
Cara de playa inferior	LShF, Lower Shore Face	
Planicie arenosa de marea	TSFI o PAM	Transicional
Barra de marea	TB o BM	
Canal de marea	TCh o CM	
Palustres	Marsh	Continental
Canal Fluvial y Canal Fluvial con influencia mareal	FICH o CF, FICH.T o CF.M	
Inundacion o de desborde	Swamp	
Barra Fluvial	FIB o BF	
Flujo en sabanas	SFD, Sheetflood Deposits	

Tabla 4.5 Facies del análisis sedimentológico de los 61' del núcleo del pozo C-026.

Fuente: Tomado y modificado de Toro et al., 2002.

Costa afuera	Off-shore	Ambiente Marino (15')
Plataforma clástica arenosa somera glauconítica	PCAS.G	
Tormentitas	Storm	
Cara de playa inferior	LShF	Ambiente Marginal o transicional (98.5')
Cara de playa intermedia	MShF	
Cara de playa superior	UShF	
Cara de playa superior con influencia fluvial	UShF.FI	
Canal submareal con influencia fluvial	STCh.FI	
Planicie arenosa de marea	TSFI	
Barra arenosa de marea	TB o BM	
Barra arenosa de marea con influencia fluvial	TB.FI	Ambiente Continental (6.5')
Barra Fluvial con influencia mareal	FIB.T	
Canal fluvial con influencia mareal	FICH.T	
Canal fluvial	FICH	

Tabla 4.6 Facies del análisis sedimentológico de los 120' del núcleo del pozo C-027.

Fuente: Tomado y modificado de Toro et al., 2002.

Para **Hollín Principal** se identificaron las siguientes facies sedimentarias:

- En el ambiente continental subaéreo: facies de canal fluvial (FICH, las más abundantes) algunas con influencia mareal (FICH.T), depósitos de desborde (swamp), facies palustres (marsh), facies de barra fluvial (FIB), y depósitos de flujos en sábanas (SFD, Sheetflood Deposits);
- En el ambiente transicional: las más abundantes son las facies de barra de marea (TB) y las de planicie arenosa de marea (TSFI), ambas con alguna influencia fluvial (TB.FI y TSFI.FI), ocurriendo también facies de canal de marea (TCh); y en el ambiente marino: facies de plataforma clástica somera arcillosa (PCaS, las más abundantes) y arenosas (PCAS) (ANEXO 5).

Mientras que para **Hollín Superior**, se identificaron las siguientes facies sedimentarias:

- En el ambiente continental subaéreo: facies palustres (marsh, las más abundantes), y depósitos de flujos en sábanas (SFD, Sheetflood Deposits);
- En el ambiente transicional: facies arenosas de planicie de marea (TSFI, las más abundantes), de barra mareal (TB), ambas con alguna influencia fluvial (TSFI.FI y TB.FI), y facies de canal de marea (TCh);
- Y en el ambiente marino: facies de plataforma clástica somera (las más abundantes) arcillosas (PCaS) y arenosas (PCAS), y facies de cara de playa inferior (LShF, Lower Shore Face) (ANEXO 5).

Debido a que esta clasificación de litofacies se basó en datos puntuales como son los núcleos, hay que tener en cuenta que mediante el reconocimiento de las asociaciones de facies es posible establecer las combinaciones de procesos que fueron dominantes. Las características de un ambiente de depósito son determinados por los procesos que están presentes, y por lo tanto hay un vínculo entre las asociaciones de facies y los ambientes de depositación. En conclusión, Nichols (2009) afirma que el panorama completo de un ambiente de depositación

se tiene con el análisis de la asociación o conjunto de diferentes procesos que ocurrieron en estas rocas durante un espacio y tiempo determinados.

Es por esto que para el presente modelo sedimentológico se cotejó los datos de litofacies provenientes de núcleos, con las electrofacies provenientes de la interpretación de registros de pozos; esta asociación de facies permitió definir un ambiente de depositación más real de nuestro yacimiento.

4.4.1.2 Registros Eléctricos:

El presente estudio se realizó tomando en cuenta que en función de la respuesta en las diferentes diagrfías, es factible interpretar las propiedades mineralógicas, y texturales de las rocas, así como el conocimiento de sus fluidos y características. Los principales registros que se analizaron para cada pozo fueron (figura 4.28):

1. Gamma Ray: GR
2. Resistividad: RD, RM, y RS
3. Combinación Densidad-Neutrón: RHO-NPH
4. Sónico: DT.

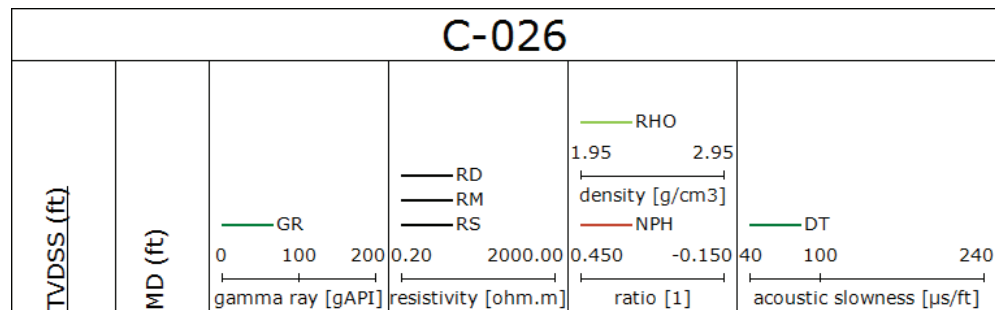


Figura 4.28 Registros eléctricos de pozo utilizados para el análisis sedimentológico de electrofacies en el área de estudio. Rayos Gamma (GR), Combinación Densidad (RHO) - Neutrón (NPH), Resistividad (RD, RM, RS), Sónico (DT).

4.4.1.2.1 Electrofacies en base a la interpretación de los registros eléctricos

El objetivo de este análisis es definir en base a las respuestas de las curvas de los registros de pozos, las electrofacies fundamentales para posteriormente definir

una asociación de facies y así poder interpretar su ambiente de sedimentación. Con las respuestas de las curvas de registros y el modelo conceptual, el análisis paleoambiental de las electrofacies permitió identificar los patrones característicos de las facies en las rocas. Como es lógico, se trató de utilizar todas las curvas disponibles para realizar la interpretación sedimentológica en cada pozo teniendo la ventaja de que las electrofacies obtenidas a partir de este análisis de diagráfias son permanentes y objetivas.

La metodología en la interpretación de electrofacies consistió:

- I. División de todos los registros en intervalos, considerando que las divisiones deben ser siempre mayores que la resolución vertical de la herramienta.
- II. En base a las litofacies identificadas en núcleos, se realizó su correspondiente cotejamiento con los registros eléctricos; para así identificar un total de 6 electrofacies (Llanura de inundación, canal entrelazado, barras fluviales, canal mareal, barra de marea y plataforma marino-somero).
- III. Finalmente, interpretación de las electrofacies identificadas dentro de un marco de asociación de facies, para así definir el ambiente depositacional para cada unidad de Hollín.

- **Hollín Principal**

A partir de la respuesta general de los registros de *GR*, *SP*, combinación *RHO-NPH*, resistividad y *DT*, que muestran cilindros suaves característicos de un sistema de canales entrelazados, se posibilitó la identificación de un primer evento geológico.

Adicionalmente, se identificó electrofacies presentes que corresponden a depósitos de llanura de inundación en donde la respuesta del *GR* no presenta deflexiones abruptas sino que mantienen un comportamiento casi homogéneo característico de material de grano fino que se depositaron en zonas de baja energía, presentan valores altos del *GR* cerca de la línea shales.

Otra de las facies observadas consistió de depósitos de barras fluviales (mid-channel bar), en donde las electrofacies exhibían una base abrupta, espesor muy delgado y donde la deflexión de las curvas es indicativa de sedimentos de grano medio a fino (figura 4.29).

Las facies observadas esporádicamente como en el pozo C-004 a la base de hollín Principal como microconglomerados o areniscas conglomeráticas, pertenecen a rellenos sedimentarios de valles incisos, se los reconoce en los registros eléctricos por presentar bajas resistividades, no se realizó un análisis e interpretación detallada de esta facies debido a que para este campo en la mayoría de pozos los registros que se corrieron no alcanzan la profundidad de la base de Hollín.

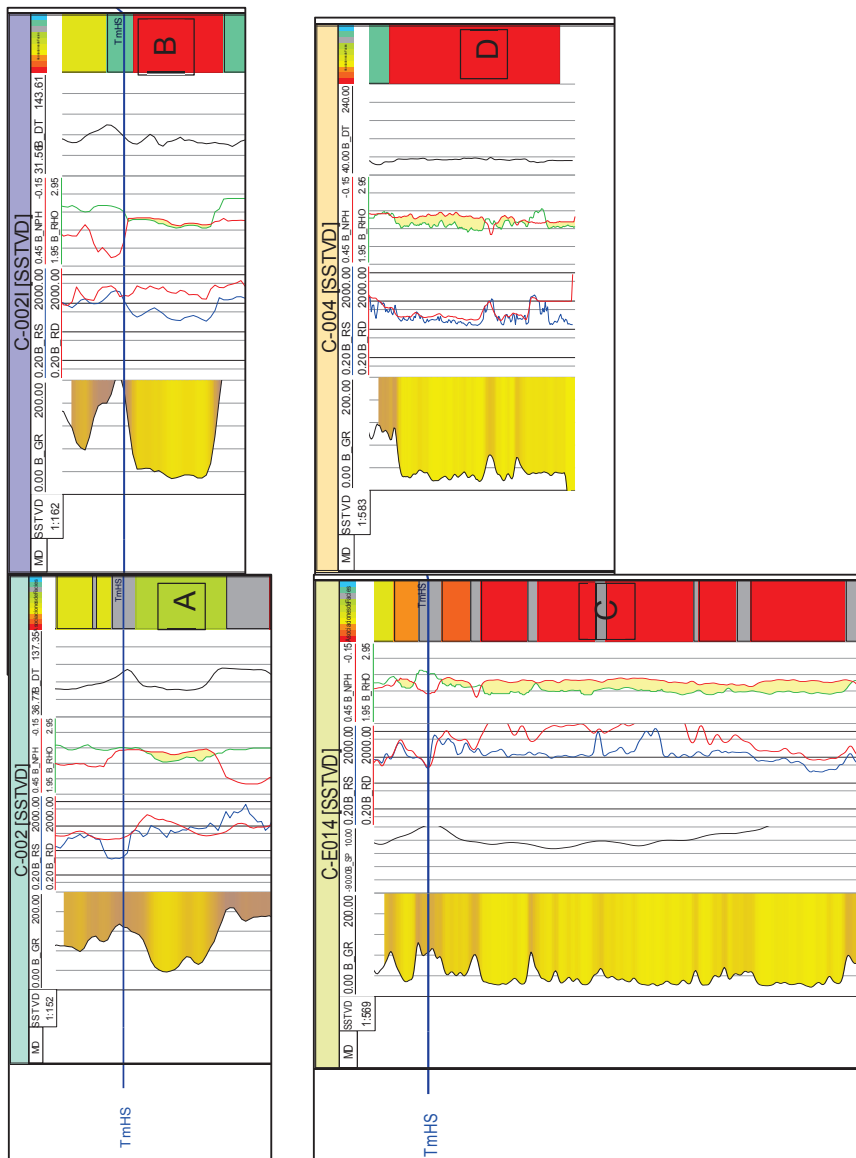


Figura 4.29 Respuestas de los registros de pozo en el análisis sedimentológico de la unidad Hollín Principal. A) Arenisca granodécree (en barra), B) arenisca (en un canal entrelazado), C) Intercalación de areniscas con finos (canales fluviales entrelazados depositados en una llanura de inundación) y D) microconglomerado (a la base de Hollín relleno de valles incisos).

- **Hollín Superior**

Para Hollín Superior las formas de tendencias de los registros eléctricos están caracterizados en la respuesta general del Gamma Ray a las variaciones en el tamaño de grano (figura 4.30). Dichas formas muestran:

- I. Forma de embudo con engrosamiento hacia arriba y tope cortante, indicando una progradación característica de barras mareales;
- II. Forma cilíndrica de tipo bloque, con base y tope cortantes indicando un tipo de ambiente de sedimentación con presencia de canales mareales;
- III. Forma aserrada, que representa a depósitos de material fino como lutitas y limos de plataforma marino-somero.

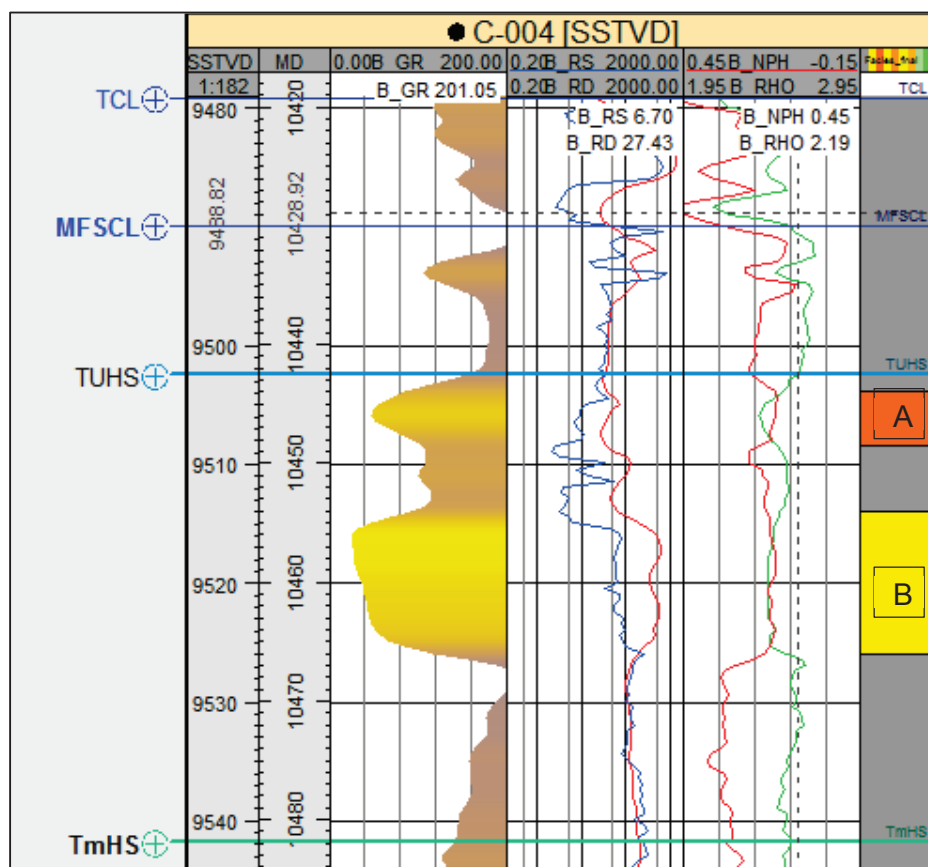


Figura 4.30 Respuestas de los registros de pozo en el análisis sedimentológico de la unidad Hollín Superior para dos pozos del área de estudio. A) Arenisca granodecreciente (en barras mareales), B) areniscas (en un canal mareal).

4.4.1.2.2 Asociación de facies

Las asociaciones de facies sedimentarias (AF) (tabla 4.7) están relacionadas a los diferentes tipo de depósitos enmarcados dentro de los ambientes sedimentarios de tipo fluvial (Hollín Principal) y estuario – plataforma marino-somero (Hollín Superior); la interpretación de las AF se realizó en los 55 pozos, mediante una curva tipo discreta (figura 4.31) en la cual se asigna un código por números, desde 0 al 5 respectivamente, con la finalidad de extrapolar lateral y verticalmente (espacio-tiempo) las variaciones de las asociaciones de facies, las cuales serán herramienta útil como insumo (*input*) dentro del modelo geocelular 3D, programado en este estudio.

CÓDIGO	ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS	LITOFACIES	OBSERVACIONES
(0)	Plataforma marino-somero y arcillas del frente estuarino	PCaS, PCAS, PCAS.G, LShF	Compuesta litológicamente de intercalaciones de lutitas con finas laminaciones de areniscas muy finas.
(1)	Canal mareal	TCh, STCh.FI,	Litológicamente está representado por areniscas con intercalaciones heterolíticas, esta asociación de facies define una tendencia granodecreciente. El nivel de energía es moderado.
(2)	Barras de marea	TB	Comprenden principalmente areniscas, con esporádicas intercalaciones de sedimentos arcillosos y limosos. De muy buena a excelente calidad como reservorio.
(3)	Llanura de inundación	Marsh, Swamp	Sedimentos finos intercalaciones de finas laminaciones de areniscas, lutitas y limolitas.
(4)	Canal fluvial	FICH y FICH.T	Principalmente bancos de areniscas limpias y conglomerados
(5)	Barra mid-channel	FIB y FIB.T	Areniscas bien consolidadas, moderadamente sorteadas.

Tabla 4.7 Asociación de facies para el modelo sedimentológico para la Fm. Hollín.

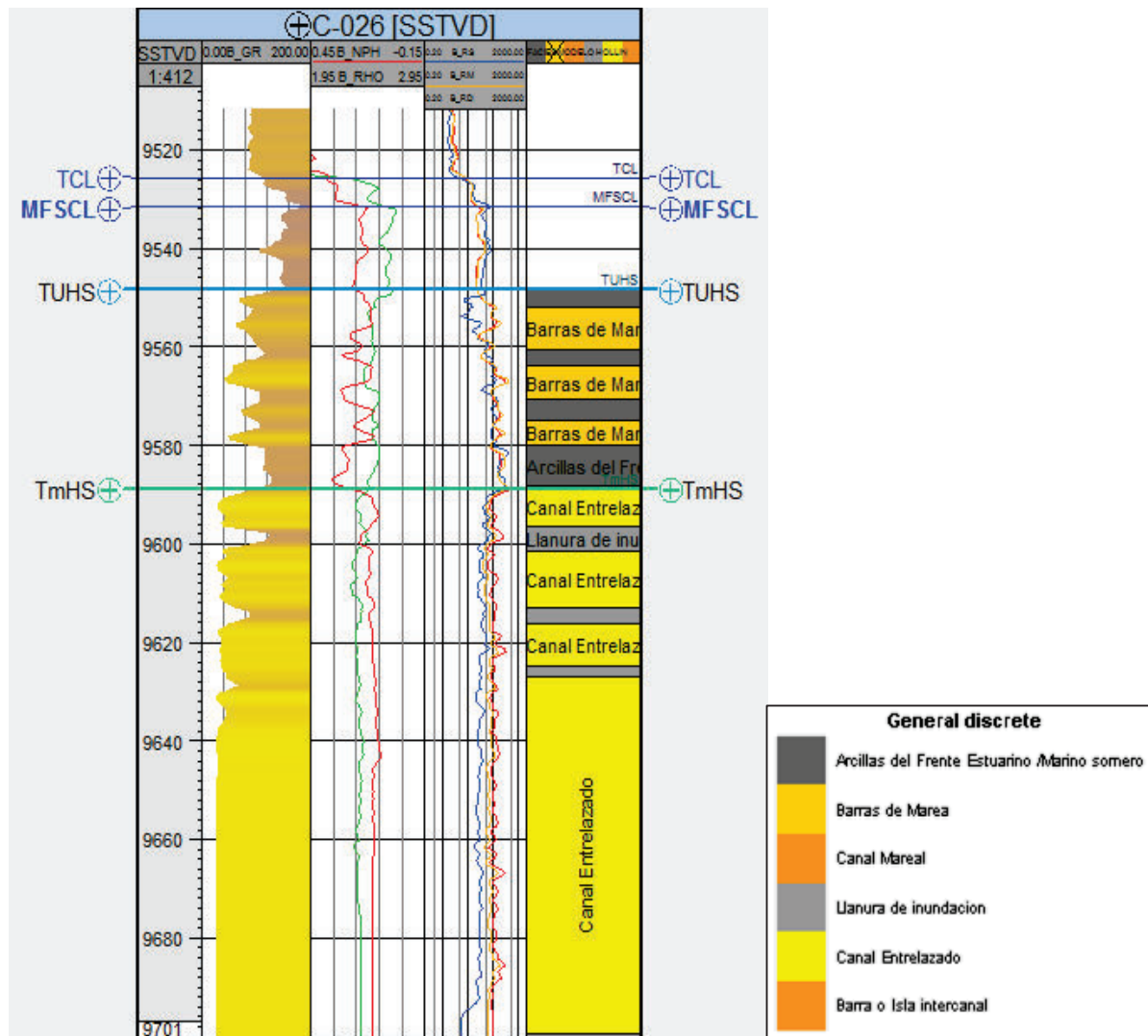


Figura 4.31 Pozo C-026, mostrando los registros discretos de: asociación de facies.

4.4.2 MODELADO DE FACIES

4.4.2.1 Ambiente Sedimentarios

Una vez finalizado el análisis de asociación de facies a escala de pozo, la metodología para la reconstrucción del ambiente depositacional de la zona de estudio se basó en generar mapas de electrofacies que constituyen la base sobre la cual se desarrolló los mapas de facies para las dos unidades de la Fm. Hollín en el área de estudio.

4.4.2.1.1 *Miembro Hollín Principal:*

Ésta unidad, considerada como la de mayor potencia arenosa y de mayor calidad como roca reservorio, se muestra en la figura (4.32) su mapa de facies, donde se evidencian las variaciones laterales de los cuerpos sedimentarios que conforman los yacimientos, los cuales se presentan de manera rectilínea o con muy bajas sinuosidades, grandes extensiones laterales de los canales fluviales en dirección a la sedimentación (SE-NW). Los depósitos de barras se depositan en dirección preferencial a la sedimentación.

Los espesores de arena neta AN de esta unidad varían desde 80 hasta un poco más de 300 ft.

Tomando en cuenta estas observaciones, el ambiente sedimentario que se muestra en este estudio confirma los modelos planteados para la depositación de Hollín Principal en la Cuenca Oriente del tipo sistema fluvial entrelazado, el cual es depositado por una red fluvial de baja sinuosidad sobre una llanura de inundación con una sucesión del relleno sedimentario granodecreciente hacia el tope donde va cambiando a un ambiente transicional debido a una transgresión regional, con dirección preferencial de sedimentación SE-NW. Esto se evidencia en el área de estudio ya que los principales depósitos asociados a esta unidad, son del tipo canales entrelazados y en menor cantidad los depósitos de barras (“*mid-channel bar*”).

Según los modelos propuestos en general en la Cuenca Oriente, esta unidad se encuentra en discordancia sobre los depósitos de la Formación Misahuallí mediante un contacto erosivo de edad Cretácico-Jurásico, mismo que no ha sido registrado en los pozos en estudio, pero en interpretación sísmica se hace evidente. Mientras que al tope de esta unidad el contacto con la unidad genética Hollín Superior es concordante – transicional.

4.4.2.1.2 *Miembro Hollín Superior:*

Para esta unidad las características de las asociaciones de facies analizadas, así como su evolución vertical y sus relaciones laterales permiten establecer un modelo

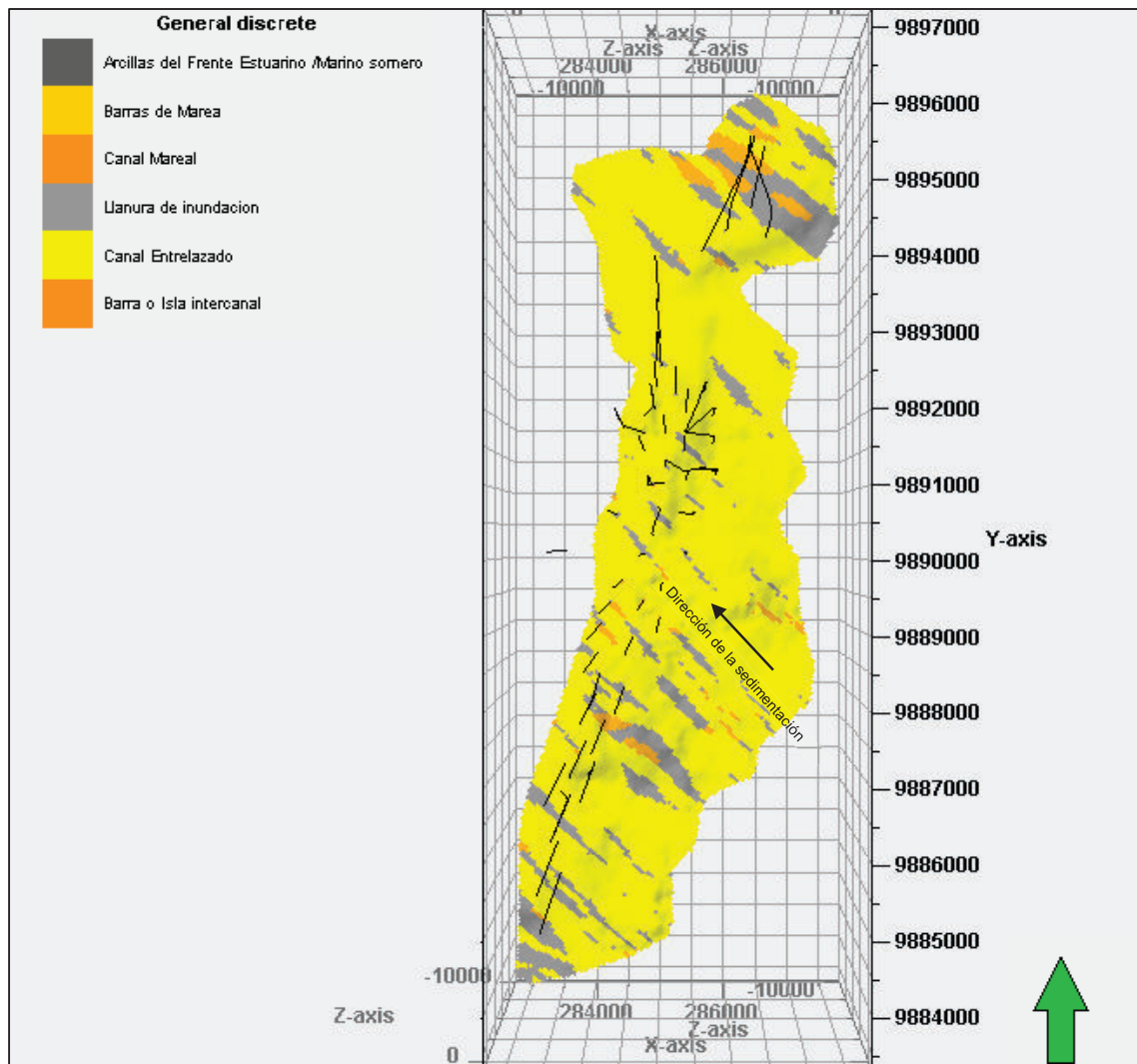


Figura 4.32 Mapa de Facies al tope de Hollín Principal.

general de sedimentación de dominio mareal a la base, pasando a un ambiente sedimentario de plataforma marino somero hacia el tope; la dirección preferencial de sedimentación es de W - E, los principales depósitos asociados a esta unidad, son del tipo: canales de mareas, barras influenciadas por mareas y sedimentos arcillosos de la plataforma marino-somero; los cuerpos de canales de mareas y depósitos de barras de mareas están depositados en sentido preferencial a la sedimentación W-E.

Los espesores de esta unidad son de menor magnitud que el miembro Hollín Principal, pueden variar desde 20 hasta los 50 ft.

Esta unidad sedimentaria no posee características como potencial roca reservorio, debido a la gran proporción de AF pobres, como arcillas de la plataforma marino somero y/o sedimentos finos de las llanuras de inundación; en la (figura 4.33) puede verse el mapa de facies para la base de Hollín Superior, mostrando las variaciones laterales de los cuerpos sedimentarios que conforman los yacimientos.

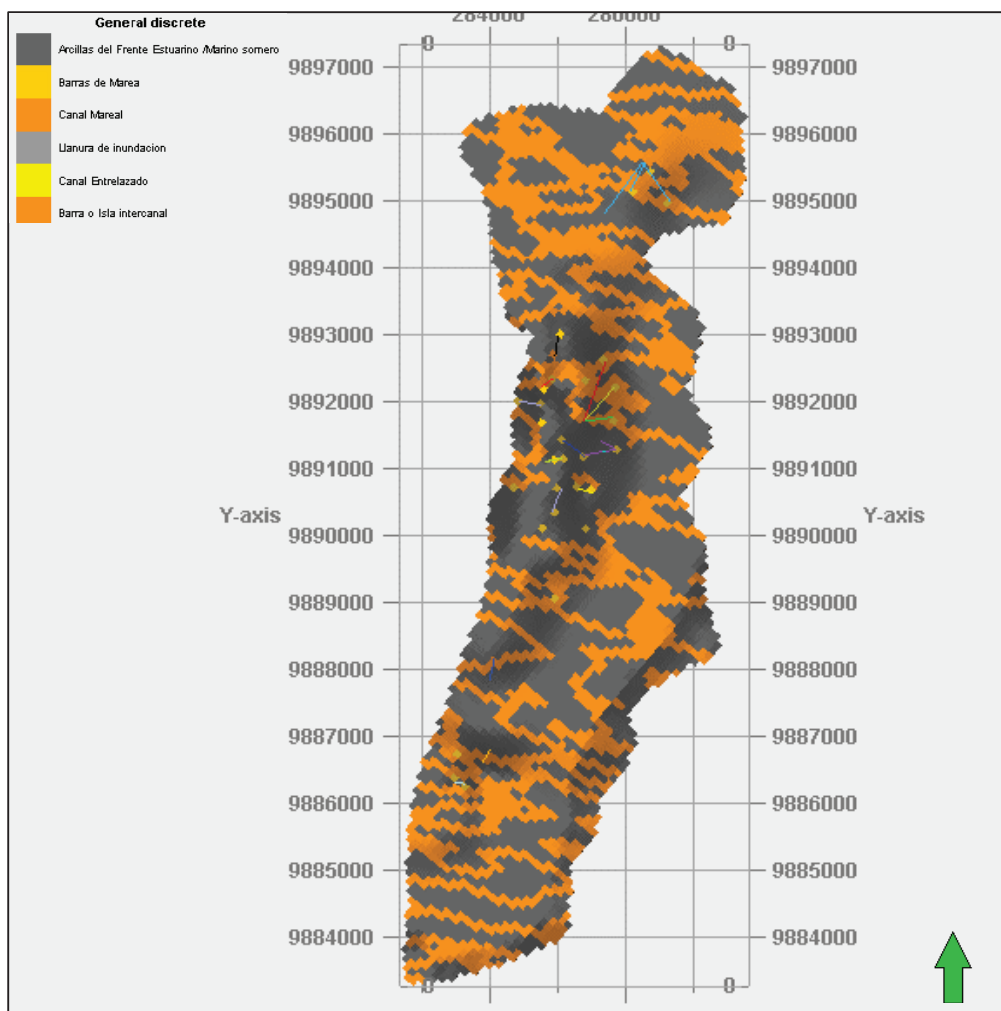


Figura 4.33 Mapa de Facies a la base de la Unidad Sedimentaria Hollín Superior.

4.4.2.2 Modelado de Facies escalado al grid tridimensional

El objetivo de esta fase de estudio es construir un modelo tridimensional de asociaciones de facies partiendo de la interpretación de registros de pozos

(electrofacies) y su cotejo con el análisis de núcleos (litofacies), que permita representar las principales tendencias sedimentarias, estratigráficas y paleogeográficas del área de estudio.

El procedimiento consistió en definir una malla con un volumen que abarque los datos tanto el modelo estructural, estratigráfico como el sedimentológico, con un tamaño de celda de 50x50 [m] con el fin de que todos los cuerpos sedimentarios se puedan modelar dentro del grid geocelular.

Una vez definido las asociaciones de facies dentro de un registro discreto a nivel de pozo, utilizando el flujo de trabajo "*Facies Modeling*" del software JewelSuite y la herramienta "*Model Layer Definition*" se definió los límites verticales del grid partiendo de los topes y bases estratigráficos, lo que ayudo a escalar propiedades discretas de pozos al modelo tridimensional, tanto para poblar al grid las asociaciones de facies en el modelo sedimentológico como las propiedades petrofísicas en el modelo petrofísico.

Este procedimiento de escalado de facies sedimentarias mediante el uso de la herramienta "*Well Log Upscaling*" permite llevar los datos que normalmente están en una resolución de 1 ft a un valor promedio manejable para modelos geocelulares, que para este estudio está definido en 5 ft por celda en promedio. Para curvas de valores discretos como es el registro de las Asociaciones_de_Facies, lo común es utilizar el geoestadístico de la "moda", la cual generará el valor que más se repite, dentro del rango de los 5 ft. Luego de escalar los registros, estos se convierten en una propiedad tridimensional que se genera en la posición del pozo en el espacio virtual del modelo (figura 4.34).

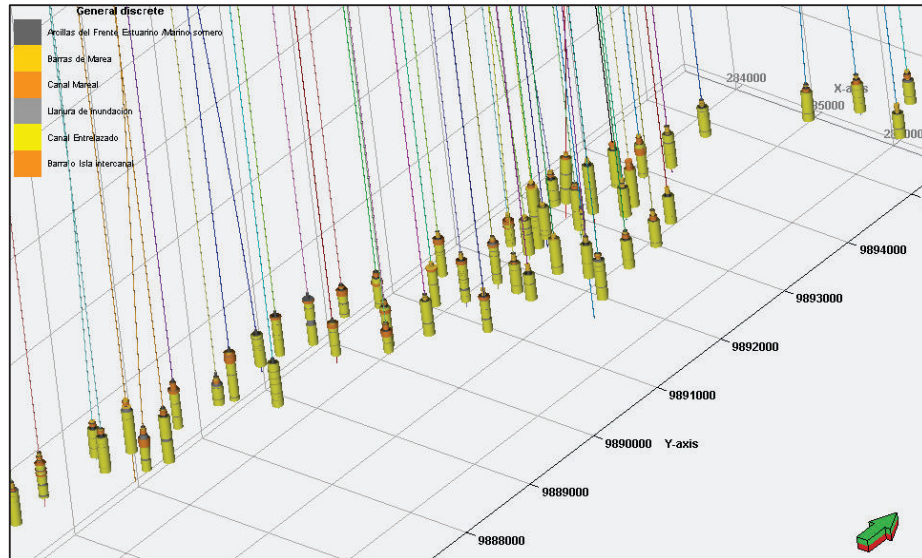


Figura 4.34 Propiedad de electrofacies escalada al espacio virtual del modelo tridimensional para cada pozo del área de estudio.

Es importante corroborar que el escalado de propiedades realizado respete la distribución de frecuencia de los registros, en concordancia con los datos de pozos interpretados. Para verificar esta condición se realiza un control de calidad sobre histogramas comparando los valores crudos del registro contra los valores escalados al modelo tridimensional (figura 4.35), para estar seguros que representamos la característica de nuestro yacimiento.

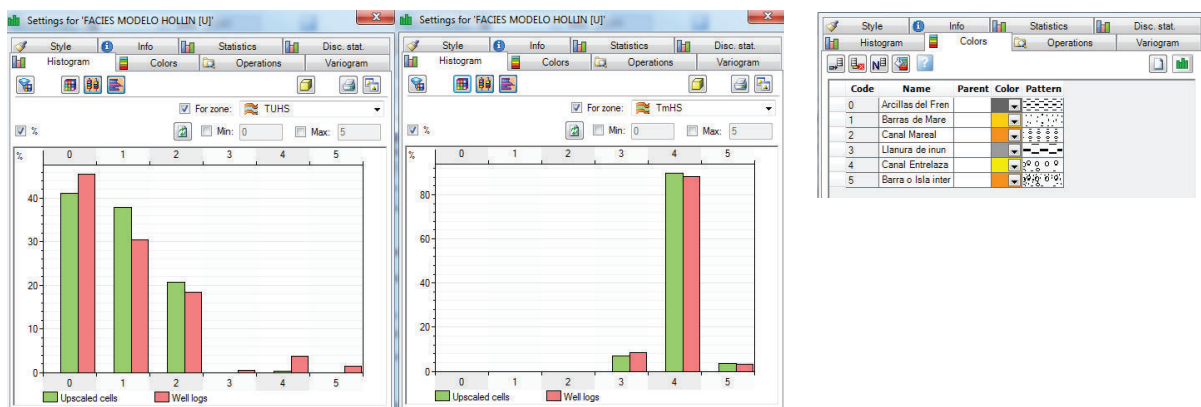


Figura 4.35 Histograma comparativo compuesto por dos variables, electrofacies escaladas al modelo tridimensional (verde), y asociaciones de facies interpretadas en registros de pozos (rosado) para a) Hollín Superior, b) Hollín Principal. c) Código de las asociaciones de facies.

Una vez escalados las asociaciones de facies al grid, es necesario realizar la población en todo el modelo tridimensional, siendo necesario establecer los límites espaciales de cada zona tanto para Hollín Principal como para Hollín Superior, con la construcción de mapas de variogramas, para analizar la anisotropía del área.

Para la generación de variogramas, se utilizó técnicas geoestadísticas, específicamente el método de simulación estocástica "*Gaussian Sequential Simulation*" (GSS o Simulación Secuencial Gaussiana), algoritmo que permite generar modelos equiprobables honrando los datos de los pozos y permitiendo una distribución espacial apropiada de estos datos, ya que trabaja estos datos bajo un patrón aleatorio de recorrido del mallado o mediante una matriz de covarianza que usa como método de interpolación el *Kriging* para obtener la media y la varianza de cada realización y así construir una distribución gaussiana de las facies.

El análisis cualitativo de asociación de facies (figura 4.36) obtenido en base a la generación de variogramas ayuda a describir la frecuencia de ocurrencia. El proceso consiste en calcular el variograma experimental y luego ajustarlo al modelo conceptual o teórico, lo cual ayuda a determinar la dirección preferencial de los cuerpos sedimentarios mediante elipses de anisotropía en los mapas de variogramas. Posteriormente el modelamiento de variogramas estimados en base al modelo conceptual se realiza con el ajuste de éstos y automáticamente con la herramienta del software el modelo sedimentológico tridimensional se interpola con el método Kriging. Este método consiste en asignar a cada celda del mallado en el modelo el valor del registro discreto en pozo más cercano. Como cada celda es la unidad elemental del grid solo puede contener un solo valor, es por esta razón que este valor debe ser un promedio del registro de pozos en la ubicación de la celda, lo que permite interpolar los valores de facies a ubicaciones donde no se posee información.

Al observar los distintos variogramas es posible notar cierta simetría a lo largo de un eje del mapa de variogramas, al trazar un eje perpendicular a este es posible obtener la dirección de la anisotropía de la zona. En esta investigación la anisotropía se interpreta a nivel regional como un cambio de ambiente sedimentario permitiendo la identificación de regiones con las mismas características genéticas.

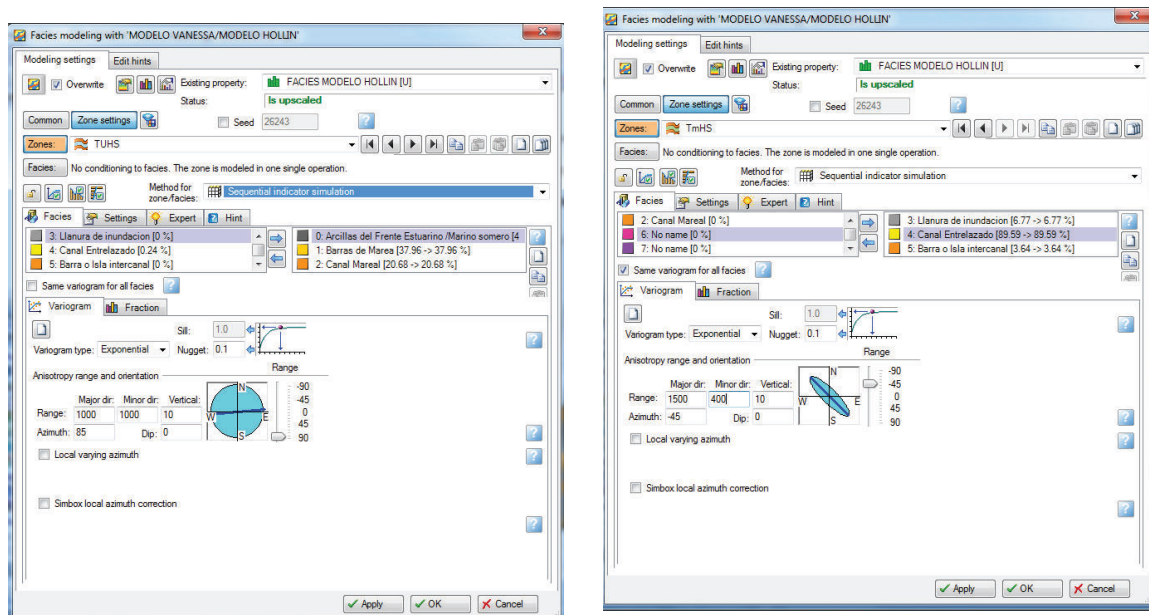


Figura 4.36 Ejemplo de variogramas para modelar la asociación de facies al grid. Para TUHS y TmHS.

Al construir un modelo de facies es necesario además de mantener el realismo de las estructuras modeladas, honrar los datos de pozos. Por tal motivo la tarea consistió en construir un modelo que capture todos los patrones del modelo conceptual geológico y los de los electrofacies generadas en base a la asociación de facies en cada pozo. Es así como se pudo poblar la red mediante extrapolación de los registros de electrofacies con variogramas para cada asociación de facies de cada zona de la Formación Hollín. Como resultado se obtuvo un modelo tridimensional de asociaciones de facies (Figura 4.37 y 4.38) que honra los datos duros de pozos y sigue la tendencia general de sedimentación del área de estudio SE-NW para Hollín Principal y W-E para Hollín Superior. En este modelo se observa una alta continuidad y conectividad entre los

cuerpos sedimentarios modelados, además se puede apreciar la relación entre las facies para cada zona.

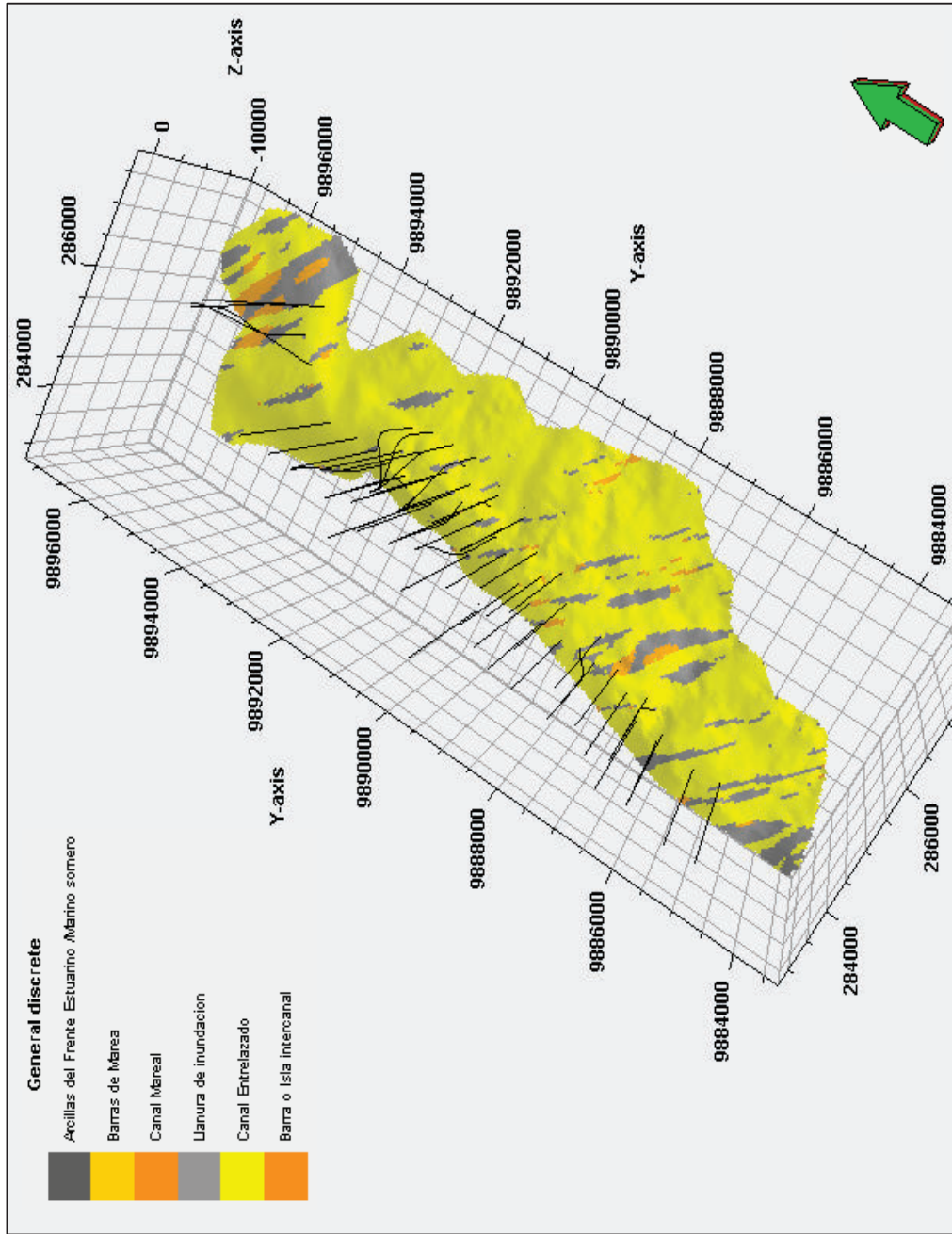


Figura 4.37 Modelo sedimentológico para Hollín Principal representa un sistema fluvial de tipo entrelazado .

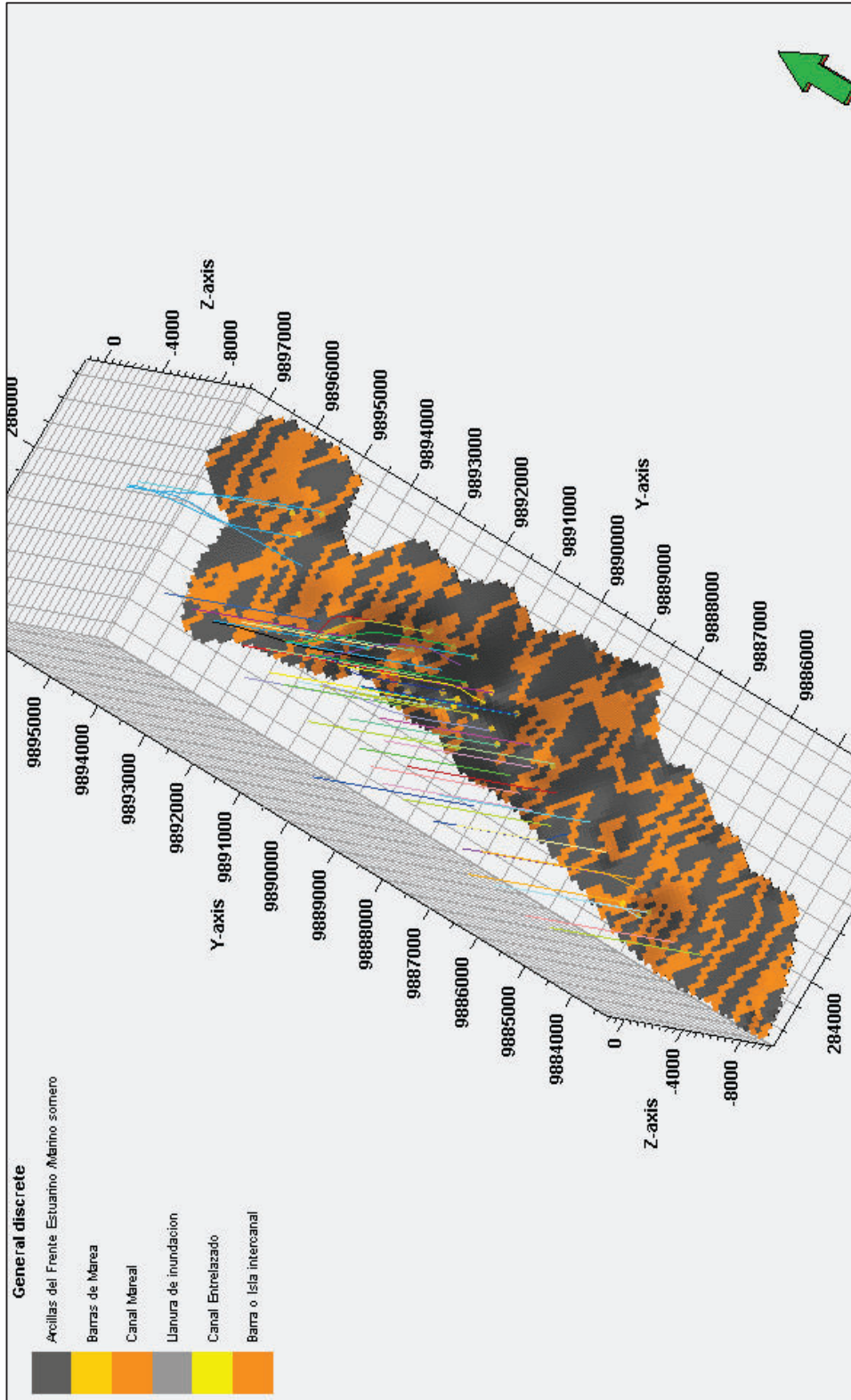


Figura 4.38 Hollín Superior, sistema depositacional mareal distal a marino somero de base a tope respectivamente.

4.4.3 RESULTADO: MODELO SEDIMENTOLÓGICO TRIDIMENSIONAL DEL ÁREA DE ESTUDIO PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN

En el presente estudio se determinó que el sistema predominantemente fluvial que dio origen a los sedimentos del miembro Hollín Principal, muestra un patrón de sedimentación bajo condiciones dominadas por ambiente netamente continental, del tipo fluvial entrelazados fue depositada en dirección SE-NW. Mientras que para Hollín Superior debido a la transgresión ocurrida en general en la Cuenca, a la base de esta unidad se definió un ambiente transicional de estuarios influenciados por mareas; y al tope de esta unidad pasa a un ambiente de plataforma marino - somero depositada en dirección W-E (figura 4.39).

Concluyendo los siguientes puntos:

- En base a la unificación de criterios entre la correlación estratigráfica de los 55 pozos del área de estudio, y la integración del modelo sedimentológico-estratigráfico, se confirmó la dirección preferencial de sedimentación SE-NW para el miembro Hollín Principal y W-E para Hollín Superior.
- El ambiente sedimentario para cada una de las unidades operacionales modeladas es (tabla 4.8):

<i>UNIDAD OPERACIONAL</i>	<i>AMBIENTE</i>
Hollín Principal	Sistema Fluvial Entrelazado
Hollín Superior a la base	Estuario dominado por Mareas
Hollín Superior al tope	Plataforma Marino Somero

Tabla 4.8 Ambiente Depositacional para las Unidades Sedimentarias de la Fm. Hollín del Área de estudio.

- Los mapas de facies generados para cada unidad operacional, mostraron una dirección preferencial de sedimentación, en base al análisis de electrofacies.
- Entre los principales cuerpos sedimentarios asociados a los reservorios está: canales fluviales del sistema entrelazado de Hollín Principal.

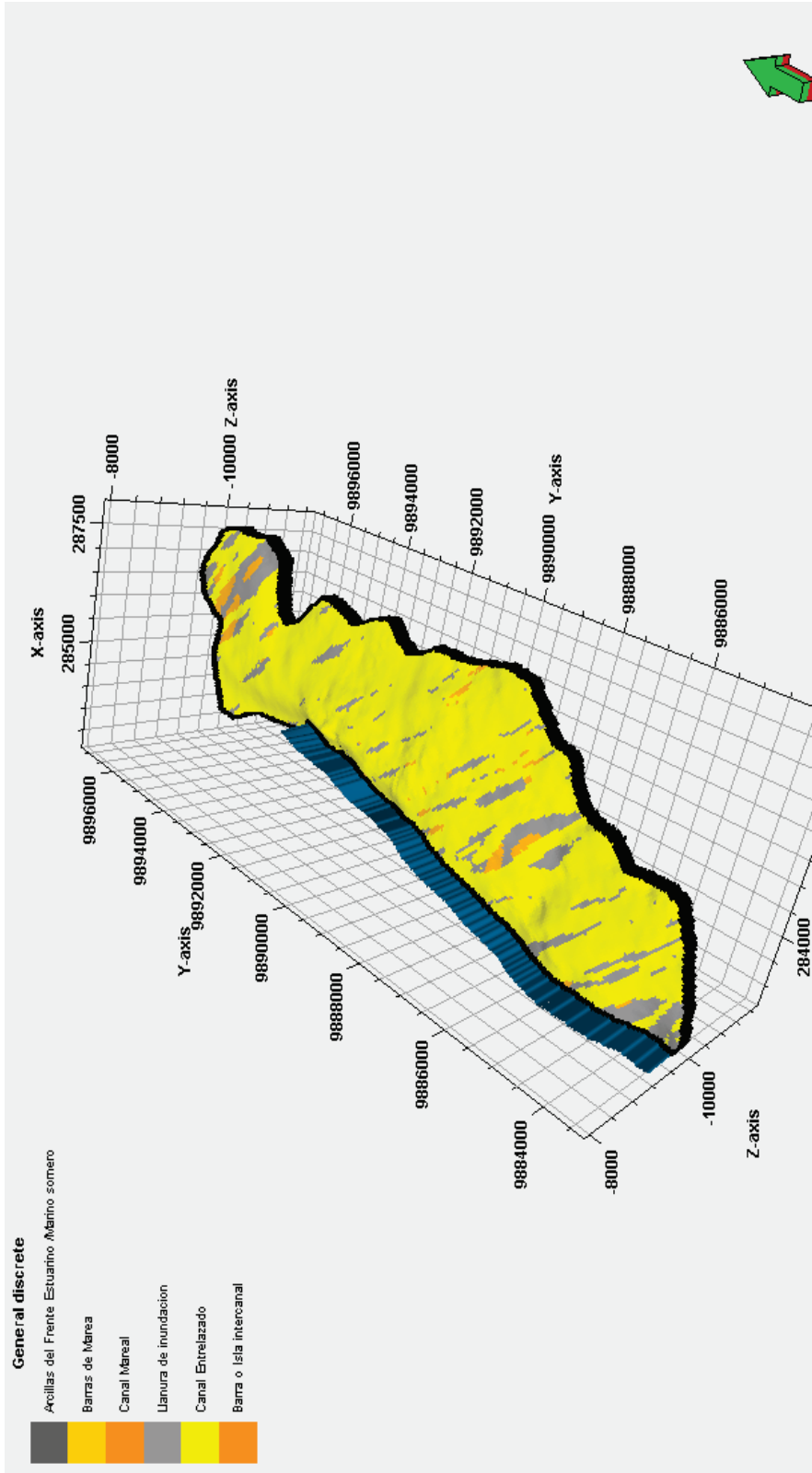


Figura 4.39 Modelo Tridimensional Sedimentológico del área de estudio.

4.5 MODELO PETROFÍSICO

El modelo petrofísico de la Fm. Hollín en el área de estudio se realizó en dos fases,

1. Evaluación petrofísica
2. Integración sistemática de datos petrofísicos

La primera etapa de **evaluación petrofísica** fue realizada por técnicos petrofísicos de Baker, y se basó en el análisis de registros de pozos y de mediciones de parámetros petrofísicos en núcleos, donde se aplicaron diversos procedimientos de interpretación y estimación de las propiedades petrofísicas de las rocas para cada pozo del área: porosidad (PHI), permeabilidad (K), volumen de arcilla (Vsh) y saturación de agua (Sw). Esto permitió obtener un modelo petrofísico a escala de pozo que únicamente fue validado en el presente trabajo. En este sentido, la información utilizada en la validación constó de registros petrofísicos provistos por la empresa Baker Hughes, como son curvas de PHI, K, Vsh, y Sw generados mediante análisis convencionales y especiales de núcleos, perfiles de pozos, y análisis físico-químicos de aguas de formación. Una vez validadas estas curvas para el intervalo estudiado, la metodología para la construcción del modelo petrofísico tridimensional se basó en el análisis de las propiedades físicas de la roca en la Formación Hollín en pozos verticales que penetraron el intervalo de interés, y poseían los registros necesarios para esta evaluación. Como resultado de esta validación se identificó la calidad de la roca-yacimiento para Hollín clasificándola en 4 tipos: megaporosa, macroporosa, mesoporosa y microporosa. Siendo el radio de garganta de poro Pittman R60 el predominante.

En la segunda etapa de **integración sistemática** de datos petrofísicos, desarrollada en el presente estudio, consistió en integrar de manera sistemática los datos petrofísicos previamente obtenidos a escala de pozo dentro del modelo geológico, con el fin de poblar el modelo con las propiedades petrofísicas de la roca en tres dimensiones de manera que describan correctamente su variabilidad espacial y calidad de roca a escala de yacimiento. Para esta etapa se empleó

técnicas geoestadísticas (GSS o Simulación Secuencial Gaussiana) para poblar el grid tridimensional con las propiedades petrofísicas del yacimiento. Esta circunstancia permitió generar modelos equiprobables usando el algoritmo de kriging para distribuir las propiedades de NetGross y porosidad usando como guía las asociaciones de facies del modelo sedimentológico. Finalmente esto permitió cuantificar los volúmenes de hidrocarburos atrapados y explicar comunicaciones y migraciones de los fluidos al momento de la producción.

4.5.1 VALIDACIÓN DE DATOS PETROFÍSICOS (EVALUACIÓN PETROFÍSICA):

Para la determinación de las propiedades de la roca en la etapa de validación petrofísica se utilizó toda la información disponible para los pozos C-004, C-020, C-024, C-026, C-027 y CR-01 (figura 4.1), la cual se resume en la tabla 4.9: 3 análisis convencionales de núcleos, 1 análisis especial, y los registros eléctricos de pozos; adicionalmente se dispuso de dos análisis físico-químico de aguas de formación:

Pozo	Análisis de Núcleo convencional	Análisis de núcleo especial	Core gamma	Desfase	Análisis de aguas de formación
C-004	X		X	(+4)	X
C-020			X		
C-024			X	(-20)	
C-026			X	(+4)	
C-027	X	X	X	(+17)	X
CR-01	X				

Tabla 4.9 Análisis convencionales y especiales de núcleos para la Fm. Hollín en el área de estudio.

Partiendo de esta información se clasificaron los pozos en:

- Pozo marcador: aquellos pozos que contenga información de análisis convencional de núcleo.
- Pozo clave: aquellos pozos con información de análisis especial de núcleo.

- El resto de los pozos del área en estudio, se clasifican como pozos control, y son definidos como aquellos que disponen de los registros mostrados en la tabla (4.10), los cuales fueron suministrados por Baker Hughes en formato digital (.LAS) y comparados con los registros físicos para verificar la correspondencia de cada curva en profundidad:

REGISTRO	NOMENCLATURA
Gamma Ray	GR
Spontaneous Potential	SP
Sónico	DT
Porosidad Neutrón	NPH
Densidad	RHO
Micro Normal	MNO
Micro Inversa	MIN
Caliper	CAL
Bit Side	BS

Tabla 4.10 Registros eléctricos de pozo disponibles para la evaluación petrofísica.

4.5.1.1 Calibración Núcleo-Perfil.

El objetivo principal de la calibración núcleo-perfil es determinar las relaciones existentes entre las propiedades petrofísicas más importantes obtenidas a partir de núcleos y aquellas propiedades estimadas de los registros, con el propósito de realizar el escalamiento al grid que permita, además de hacer calibraciones en profundidad, obtener los coeficientes de correlación óptimos para extrapolar los modelos definidos en los núcleos al resto del yacimiento, empleando los registros como el medio de propagación más adecuado para tal fin.

Para la elaboración del estudio se dispuso de 5 Core-Gamma de los pozos C-004, C-020, C-024, C-026 y C-027, información útil para ajustar las profundidades de los núcleos, con la finalidad de poder calibrar los valores de los Estudios Convencionales y Especiales a profundidad (Tabla 4.11).

La calibración en algunos casos estaba determinada directamente en el informe de laboratorio, en otros casos se realizó correlacionando los core-gamma con los registros gamma ray (GR) de los pozos.

POZO	UNIDAD	PROFUNDIDAD DE CAMPO	PROFUNDIDAD CORREGIDA	DESFASE	ESPESOR TOTAL NUCLEO
C-04	Hollín	10503-10540			37'
C-020	Hollín	10660-10720	10660-10720	0'	60'
C-024	Hollín	10701-10731	10720 – 10750	19'	30'
C-026	HS	10675-10700.5	10679 – 10704.5	4'	61'
	HI	10700.5-10736	10704.5 - 10740		
C-027	HS	10330-10450	10347-10467	17'	120'
	HI				

Tabla 4.11 Calibración de profundidad núcleo-perfil para el análisis petrofísico.

La siguiente figura (4.40) se muestra un core-gamma calibrado a profundidad con su respectivo gamma-ray (pozo C-027):

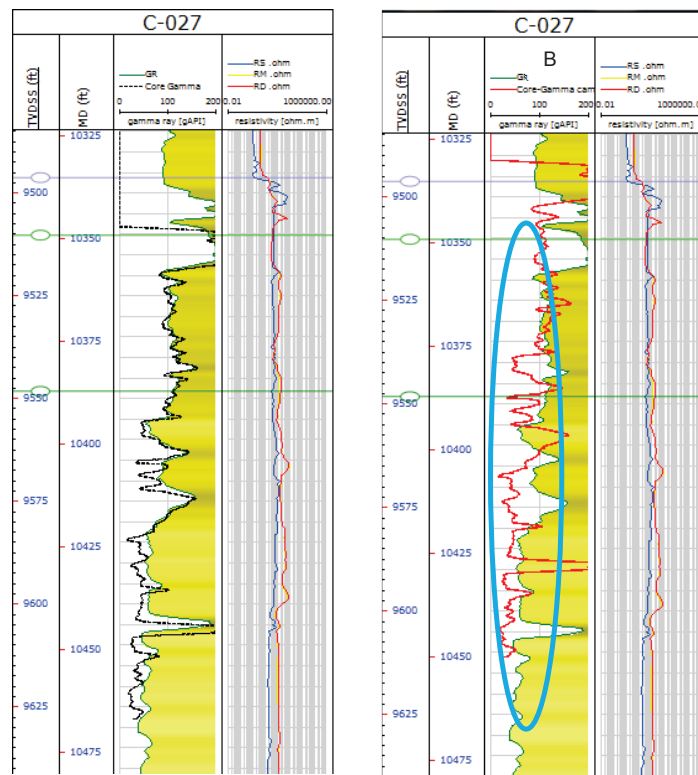


Figura 4.40 Calibración a profundidad del core-gamma con gamma-ray del pozo C-027, a) profundidad corregida del core gamma en negro con el registro gamma ray. b) profundidad en rojo del core gamma medido en campo

4.5.1.1.1 *Análisis de pruebas especiales de núcleos.*

Se realizó el análisis de una prueba especial de núcleo del pozo C-020 a nivel del reservorio Hollín con la finalidad de validar la información con los resultados en la evaluación petrofísica. Dicho estudio mostró que no era confiable (C-020) a nivel de resultados de laboratorio debido a que no se consiguió evidencia de los criterios usados para los cálculos cotejados en el núcleo (valores no ajustados a la realidad del campo o ausencia del índice de dispersión R^2 , para mostrar ajustes).

4.5.1.2 **Parámetros petrofísicos**

Para una adecuada actualización del modelo petrofísico, la evaluación cuantitativa se basó en los siguientes los parámetros básicos de la formación en estudio:

- Densidad de la matriz rocosa (ρ_{ma}),
- Coeficiente de tortuosidad (a),
- Exponente de cementación (m),
- Exponente de saturación (n),
- Salinidad del agua de formación (ppm) y
- Resistividad de agua de la formación (R_w).

4.5.1.2.1 *Densidad de la matriz (ρ_{ma})*

Para determinar este parámetro se realizaron histogramas (figura 4.41) de frecuencia con los valores de densidad de grano por reservorio obtenidos de los informes de los análisis de núcleos. Partiendo de este análisis de histogramas, se determina el valor más representativo de la densidad de matriz a través de un promedio aritmético. En la siguiente tabla (4.12) se muestran los resultados del análisis descrito para cada reservorio de la Fm. Hollín:

YACIMIENTO	ρ MATRIZ (gr / cm ³)
HOLLÍN-SUPERIOR	2,654
HOLLÍN-PRINCIPAL	2,653

Tabla 4.12 Densidad de matriz para la Formación Hollín en el área de estudio.

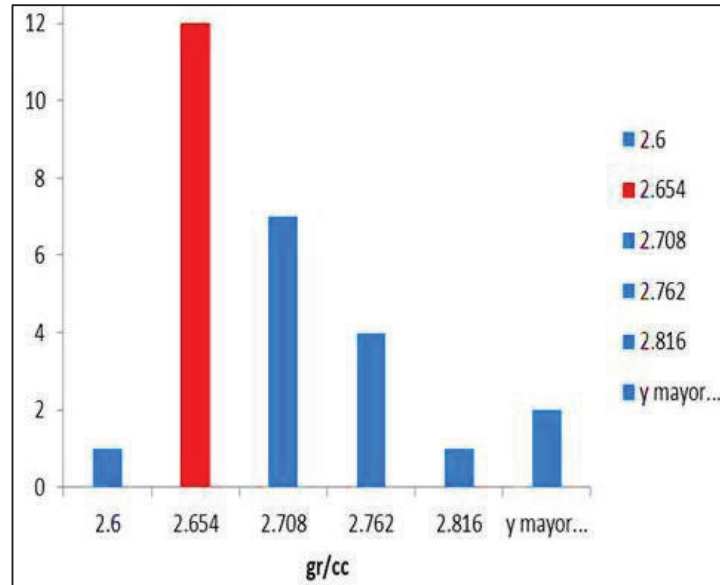


Figura 4.41 Histograma ρ_{ma} matriz para Hollín Superior.

4.5.1.2.2 Exponentes a , m y n

Para su determinación se procedió a verificar la existencia de núcleos con análisis especiales en el área de estudio, verificando si en esos análisis se llevaron a cabo las pruebas de factor de formación (FF) e índice de resistividad (IR), a diferentes profundidades; y en caso de que existieren dichas pruebas, se estableció el exponente de cementación (m), el coeficiente de tortuosidad (a) y el exponente de saturación (n). Como se observó anteriormente solo se tiene un análisis especial para el pozo C-020 el cual no era confiable, es decir no se dispuso de información para calcular estos exponentes a , m , y n , por lo que se utilizó los valores estándares establecidos de la industria (Tabla 4.13):

FORMACIÓN	A	m	N	Observaciones
RESERVORIO - HOLLIN	1	2	2	Parámetros Estándares de la Industria.

Tabla 4.13 Parámetros estándares de tortuosidad (a), cementación (m) y saturación (n) utilizados para la interpretación petrofísica.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

4.5.1.2.3 Salinidad de agua de formación y estimación de R_w

A partir de los análisis físico-químicos de las aguas de formación pertenecientes a los años 2012 y 2013 disponibles para el área de estudio, las aguas fueron clasificadas por arena según dos criterios: a) Diagrama de Stiff, para definir un patrón de salinidad; y, b) Tipología geológica de acuerdo a los criterios de Sulin que las divide en Connatas o Meteóricas.

La realización de los gráficos de Stiff permite visualizar si existe un patrón de salinidad a nivel areal y vertical en la zona de estudio, sin embargo en el presente trabajo no se pudo determinar una tendencia clara a nivel de variación de la salinidad dado la escasez de información validada (figura 4.42). Según la teoría, las concentraciones de los aniones y cationes trazadas en el gráfico originan un polígono que según sea su tendencia predice que sal está presente en el agua para poder definirla como meteórica, connata o mezcla.

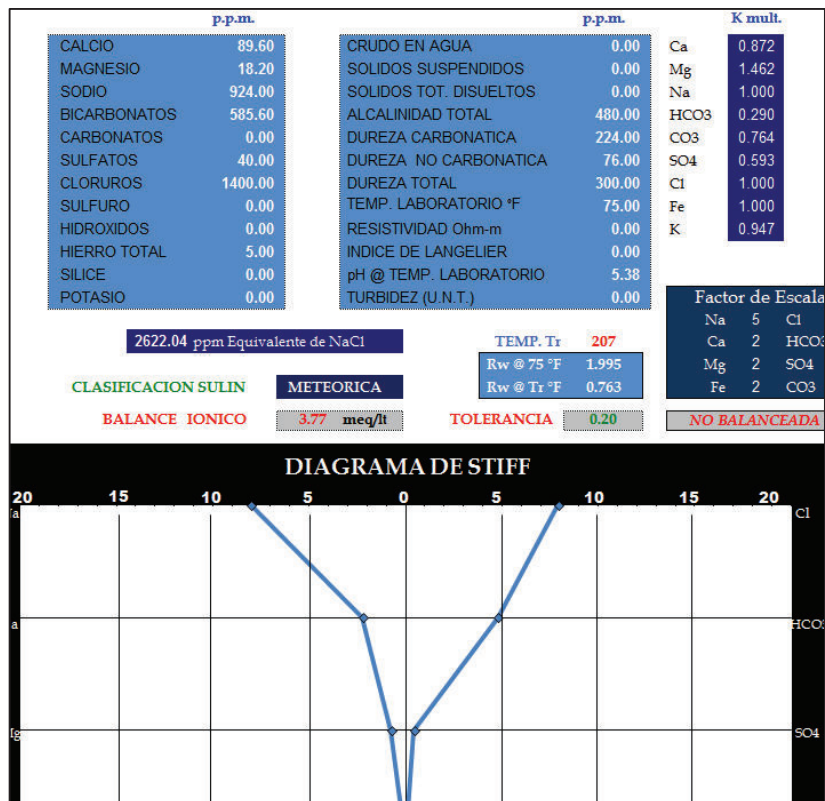


Figura 4.42 Grafico Stiff Pozo CR-002

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

Para la determinación de la salinidad del área de estudio, se dispuso de 16 análisis físico-químico de las aguas de formación para Hollín, que arrojaron los siguientes resultados que se muestra en la siguiente tabla (4.14):

YACIMIENTO	ARENA	POZO	FECHA	SULIN	RW	OBSERVACIÓN
FM. HOLLÍN	-	C-008	12/7/2012	Meteórica	0.325	No balanceada
	-	C-051	16/6/2012	Meteórica	0.267	No balanceada
	-	C-004	6/7/2012	Meteórica	1.028	No balanceada
	-	C-017	28/3/2013	Meteórica	0.419	No balanceada
	-	C-018	20/11/2012	Meteórica	1.37	Balanceada
	-	C-024	11/7/2012	Meteórica	1.041	No balanceada
	-	C-025	13/6/2012	Meteórica	1.547	No balanceada
	-	C-E030	12/7/2012	Meteórica	0.89	No balanceada
	Hollín Principal	C-032	12/7/2012	Meteórica	1.604	Balanceada
	-	C-033	7/8/2012	Meteórica	1.224	No balanceada
	-	C-035	19/6/2012	Meteórica	0.616	No balanceada
	Hollín Principal	C-001	20/6/2012	Meteórica	0.95	Balanceada
	Hollín Principal	C-029	7/8/2012	Meteórica	0.466	Balanceada
	Hollín Principal	C-011	21/4/2013	Meteórica	1.171	Balanceada
	Hollín Superior	C-031	24/6/2012	Meteórica	1.11	Balanceada
Hollín Superior	CR-002	28/7/2012	Meteórica	0.763	No balanceada	

Tabla 4.14 Resultados Evaluación de Análisis Físico-Químico y sus Respective Rw.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

En la tabla 4.15 se visualiza el Rw calculado por este método, sin embargo no todas las aguas de formación muestran un análisis físico – químico balanceado, por lo que es necesario que este sea corroborado por otro método que muestre una tendencia de valores similares.

No obstante podemos inferir a partir de las pruebas validadas con análisis físicos químicos balanceados que el comportamiento de la salinidad en cada arena es el siguiente (tabla 4.15):

YACIMIENTO	SALINIDAD	VALOR de RW	POZOS EVALUADO
HOLLÍN SUPERIOR	1700	1,11	C-031
HOLLÍN PRINCIPAL	1200 – 1600	1,24	C-001, C-011,C-032

Tabla 4.15 Valor Salinidad del área de estudio para Hollín Superior y Hollín Principal.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

Como ya se mencionó para corroborar los métodos usados para la estimación de R_w además del análisis físico-químico del agua de formación anteriormente descrito, se utilizó el método Cross-plot (o Pickett), y se compararon dichos valores dando mayor pesos a los análisis físico-químico por ser este de mayor certidumbre para la estimación.

La validación total, se realizó con la data disponible de los pozos: C-032 y C-011 a nivel del reservorio Hollín. El resultado obtenido de la comparación entre los valores de R_w estimados mediante los dos métodos son semejantes variando sólo en el orden de 0.1 (figura 4.43):

MÉTODO	R_w (a Temperatura de superficie)	R_w (a Temperatura de reservorio ~75°F)
Análisis físico-químico de aguas de formación.	4.194	1.604
Cross Plot (Pickett)	4	1.52

Tabla 4.16 Comparación de los resultados del valor R_w por los Métodos de análisis físico-químico de aguas y el Cross Plot.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

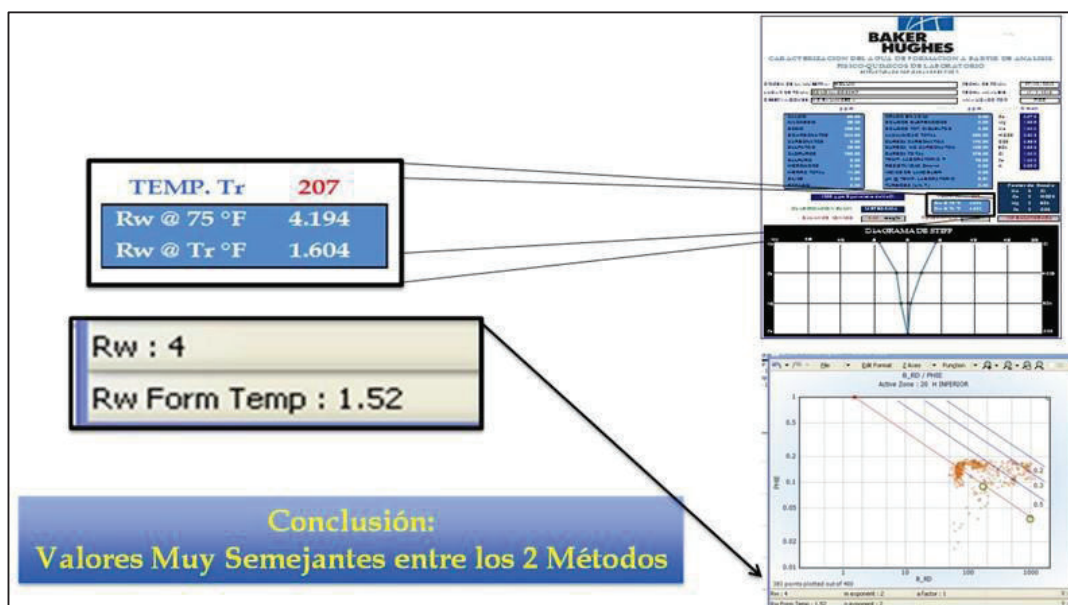


Figura 4.43 Comparativo Métodos de Estimación de R_w para el pozo C-032.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

4.5.1.3 Modelo petrofísico a escala de pozo

4.5.1.3.1 Cálculo del volumen de arcilla (V_{sh})

El volumen de arcillosidad como bien se sabe es un indicador que nos ayuda a determinar si una arena es limpia o no; y nos da un estimado de la cantidad de arcilla presente en una formación. Establecer el modelo de arcillosidad es de suma importancia, debido a que de él dependen las correcciones por volumen de arcilla para determinar la porosidad efectiva del yacimiento. Este cálculo se lo realizó mediante los registros GR y la combinación RHO-NPH, utilizando el método de Arcilla Lineal ya que por el tipo de reservorio es el que mejor se ajusta, considerando la siguiente ecuación (4.1):

$$V_{sh} = \frac{GR \log - GR \text{ clean}}{GR \text{ clay} - GR \text{ clean}} \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

Donde:

V_{sh} : Volumen de arcilla.

GR log: Valor de GR en el registro.

GR clean: Valor de GR mínimo del reservorio.

GR clay: Valor de GR máximo de una zona de arcilla adyacente al reservorio.

4.5.1.3.2 Cálculo de porosidad total y efectiva (PHI y PHI_e)

La porosidad calculada en esta fase se derivó de los perfiles RHO y DT. La metodología empleada para calcular la porosidad en base a la densidad es la siguiente ecuación (4.2):

$$PHI = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

Donde:

PHI: Porosidad Total a partir del registro de densidad de formación.

ρ_{ma} : Densidad de la matriz de la formación (2.65 gr / cm³).

ρ_b : Densidad volumétrica de la formación lectura del registro.

ρ_f : Densidad del fluido a base de agua (1 gr / cm³).

Además se calculó la porosidad corregida por arcilla, la cual sirve para el cálculo de las saturaciones de agua e hidrocarburo, mediante la ecuación (4.3):

$$PHI_e = PHI (1 - Vsh) \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

Donde:

PHI_e: Porosidad efectiva (corregida por arcilla), fracción.

PHI: Porosidad total derivada del registro de Densidad, fracción.

Vsh: Volumen de arcilla, fracción.

Para verificar el resultado de la interpretación de la porosidad calculada se correlacionó los valores obtenidos a partir de las curvas de los registros eléctricos, con los valores de porosidad obtenidos en los núcleos (C-004, C-020, C-024, C-026, C-027 y CR-001). Debido a que en este tipo de yacimientos existe la presencia de minerales conductivos y de mayor densidad como la glauconita, el valor de porosidad obtenido a partir del GR se ve afectando por un efecto inducido de incremento en la densidad y cierto efecto radioactivo por lo que es necesario ajustar esos valores con los resultados derivados de las muestras de los núcleos.

4.5.1.3.3 Cálculo de saturación de agua

Para calcular este parámetro se utilizó el método de Indonesia que es el que mejor se ajusta a los parámetros petrofísicos obtenidos de núcleos en este tipo de yacimientos areno-arcillosos. La fórmula para el cálculo de la saturación en base a este método está integrada en tres partes: porción de arena, porción arcillosa y porción "mecanismo de vínculo" cruzado entre los dos tipos de roca arena y arena-arcillosa (ecuación 4.4):

$$S_w = \left[\frac{\frac{1}{\sqrt{Rt}}}{\sqrt{\frac{\phi^m}{a+Rw} + \frac{Vsh^{(1-Vsh/2)}}{\sqrt{Rsh}}}} \right]^{2/n} \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

Donde:

S_w Saturación de agua

Rt	Resistividad de la formación
Φ	Porosidad
m	Factor de cementación
n	Factor de compactación
a	constante de saturación
Rw	Resistividad del agua de formación
Vsh	Volumen de arcilla
Rsh	Resistividad de la arcilla.

A fin de visualizar si la saturación de agua irreducible (S_{wi}) es similar a la estimada por la ecuación estándar de la industria Indonesia, se realizó el cotejamiento entre los resultados obtenidos por este método y los resultados de laboratorio de las muestras de núcleo de permeabilidad relativa disponible (únicamente para el pozo C-004).

Este análisis mostró que existe una tendencia aceptable entre los valores de S_{wi} de núcleo a la misma profundidad con los valores de S_{wi} estimados por la ecuación estándar de la industria Indonesia, representando valores muy cercanos con la realidad del campo con razonable certidumbre por cada uno de los reservorios analizados. En la siguiente tabla (4.17) se muestra los valores obtenidos mediante la metodología aplicada para el pozo C-004.

Formación Hollín	S_{wi}
Núcleo (pozo C-004)	22.5
Método Indonesia	22.2

Tabla 4.17 Cotejo resultados permeabilidad relativa Núcleo Pozo C-004.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

4.5.1.3.4 *Calculo de permeabilidad.*

Para la determinación del sub-modelo de permeabilidad se utilizaron dos métodos:

- Ecuación de Timur Modificada (ecuación estándar de la industria)
- Graficas log-log de porosidad vs permeabilidad de núcleos

Estos métodos fueron comparados entre sí para determinar cuál era el que mejor reflejaba el comportamiento de los reservorios analizados del área de estudio.

Ecuación de Timur modificada

La Ecuación de Timur está representada de la siguiente ecuación (4.5):

$$K = \frac{a(\phi)^b}{S_{wi}^c} \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

Donde:

K: Permeabilidad (md).

Swi: Saturación de Agua Inicial (fracción).

ϕ : Porosidad (fracción).

Donde **a**, **b** y **c** son constantes de modificación que varían dependiendo del yacimiento que se esté analizando.

Graficas Log-Log de porosidad vs permeabilidad de núcleos:

Para determinar una ecuación que simule la permeabilidad a través de las gráficas log-log de ϕ vs K se generó una correlación entre los datos de núcleos graficando los valores Permeabilidad vs. Porosidad por reservorio. Como resultado se obtuvieron las ecuaciones de permeabilidad para cada reservorio.

Se compararon las ecuaciones estándar de la Industria (Timur Modificada) con una generada relacionando K con ϕ (grafica log-log) y a su vez con los valores de permeabilidad reportados por los núcleos.

En la siguiente figura (4.44) se muestra la comparación entre la ecuación la generada relacionando K con ϕ .

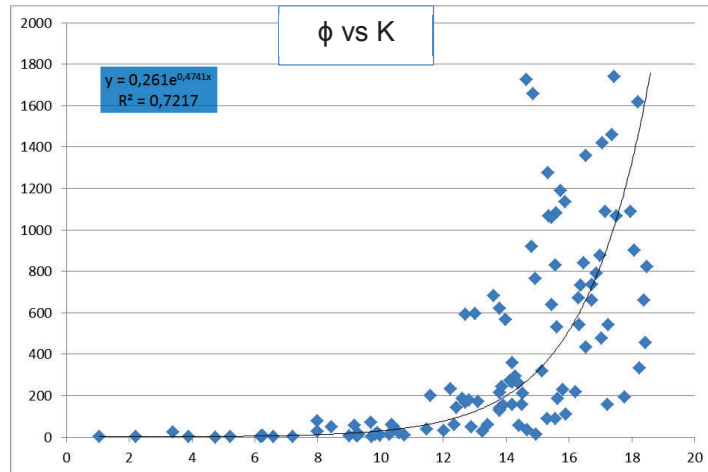


Figura 4.44 Ecuación de permeabilidad calculada mediante los gráficos de porosidad vs permeabilidad para Hollín.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

Con estos resultados, que para el reservorio Hollín el método que mejor representa el comportamiento de la permeabilidad son los gráfico ϕ vs K. Siendo la siguiente ecuación la que representa el comportamiento de la permeabilidad en los reservorios de Hollín (tabla 4.18):

YACIMIENTO	ECUACIÓN K VS POROSIDAD	R ²
Hollín	$0,261 * e^{((\phi * 100) * (0.4741))}$	0,7217

Tabla 4.18 Ecuaciones de Permeabilidad Reservorio Hollín

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

4.5.1.4 Determinación del tipo de roca

Una vez obtenidas las curvas petrofísicas, la identificación y caracterización correcta de petrofacies se basó en correlacionar dichas curvas con las asociaciones de facies en los intervalos de núcleos a fin de determinar los tipos de roca.

La definición del tipo de roca se basó en determinar el tamaño de garganta de los poros, el cual puede ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleos a condiciones de superficie. Winland (1972) desarrolló una relación empírica (utilizando análisis de regresión lineal múltiple) entre porosidad, permeabilidad al aire y apertura del poro

correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (R35), de acuerdo a la siguiente ecuación (4.6).

$$\log(R35) = 0.732 + 0.588\log K_{aire} - 0.864\log\phi \quad (\text{Ecuación 4.6})$$

Donde R35 es el radio efectivo de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%, K_{aire} es la permeabilidad al aire no corregida (md), y " ϕ " porosidad (%).

Como una primera aproximación para la determinación del tipo de roca, se realizaron gráficos de K/ϕ con los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de los pozos con análisis convencionales de núcleo (C-004, C-020, C-024, C-026, C-027; y CR -001 a nivel del reservorio Hollín).

Posteriormente se aplicó la metodología de Pittman (1992), quien modificó el concepto de Winland estableciendo 14 correlaciones empíricas para radios de apertura de poro correspondientes a saturaciones de mercurio de 10% a 75%.

Para determinar el radio de garganta de poro dominante que mejor se ajusta a los datos de presión capilar, porosidad y permeabilidad del área se aplicó la metodología gráfica "One-to-One". Estas gráficas permiten detectar la correlación que existe entre el radio de garganta de poro calculado a partir de las curvas de presión capilar y el calculado a partir de las correlaciones de Winland R35 y Pittman obtenidos de los datos de análisis convencionales de porosidad y permeabilidad. Es decir, son la base para determinar el modelo de garganta poral que mejor reproduce la curva de presión capilar obtenida en el laboratorio.

En este modelo petrofísico la ecuación de Pittman que mejor cotejo con los resultados de la gráfica "One-to-One" fue la (R60) $\text{Log } R60 = 1,096 + 0,648 * \text{Log } K - 1,666 * \text{Log } (\phi)$ como se puede apreciar en la siguiente figura (4.45).

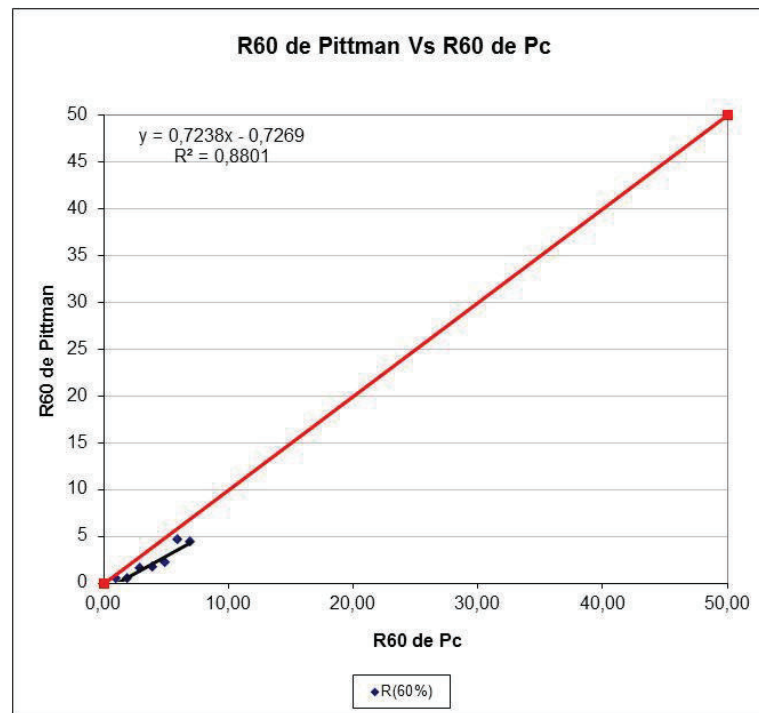


Figura 4.45 Gráfica "One-to-One" (R60).

Se calcularon los radios de gargantas de poro para todas las muestras y se procedió a su clasificación de los tipos de roca (tabla 4.19), teniendo de esta forma un gráfico K/ϕ (figura 4.46) generada a partir de los análisis de Pittman y radio de garganta poral. (ANEXO 6)

TIPO DE ROCA	
Megaporoso	>10 micro
Macroporoso	Entre 2.5 y 10 micro
Mesoporoso	Entre 0.5 y 2.5 micro
Microporoso	Entre 0.1 y 0.5 micro
Nanoporoso	<0.1 micro

Tabla 4.19 Tipo de roca según el análisis de Pittman.

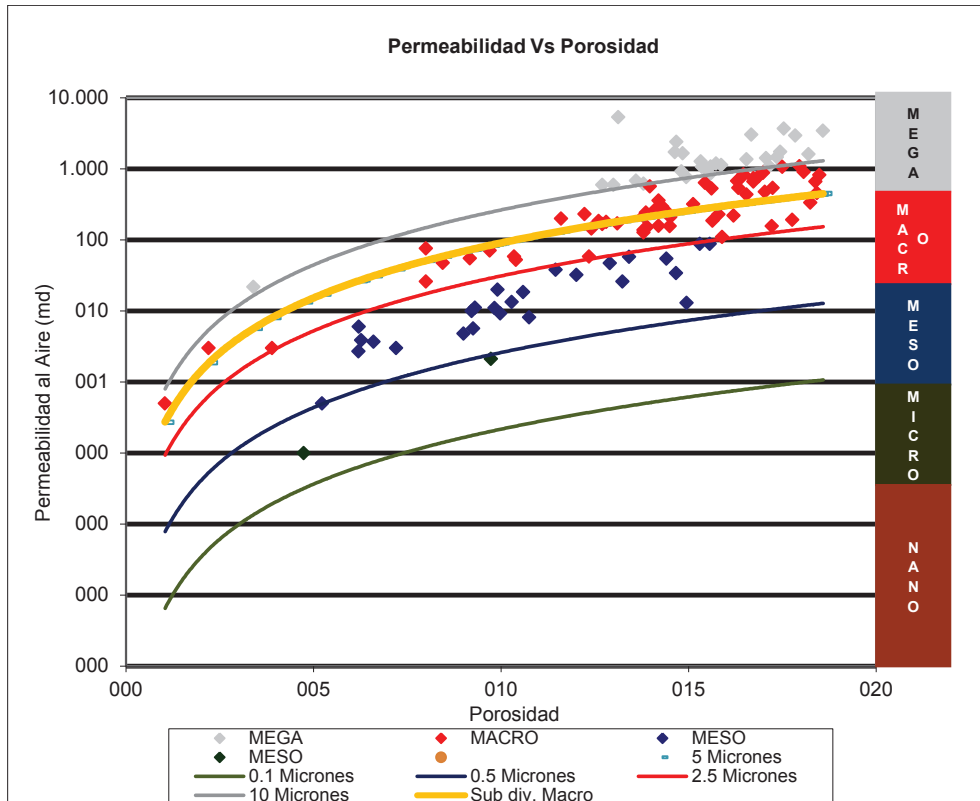


Figura 4.46 Gráfico permeabilidad vs porosidad, mostrando la clasificación de tipos de roca en base al análisis de Pitman y radio de garganta poral.

Concluyendo que en el área de estudio el porcentaje de tipo de rocas está distribuido de la siguiente manera (tabla 4.20):

% TIPO DE ROCA EN EL AREA DE ESTUDIO	
Megaporoso	23%
Macroporoso	51%
Mesoporoso	20%
Microporoso	5%
Nanoporoso	1%

Tabla 4.20 Determinación de porcentaje de tipo de roca en el área de estudio.

4.5.1.5 Determinación de parámetros de corte

Son los valores límites para los cuales la explotación del yacimiento es económicamente rentable y la fase petróleo es predominante. Los parámetros en consideración son los siguientes:

- Saturación de agua corte (S_{wc})
- Volumen de arcilla corte (V_{shc})
- Porosidad de la arcilla de corte (ϕ_{sh})

La determinación de estos parámetros se basó en el siguiente procedimiento:

1. Determinación del valor de S_{wi} . Este valor fue obtenido a partir de análisis especiales de núcleos (curvas de presión capilar y permeabilidades relativas). En caso de no poseer análisis especiales, se puede determinar empleando el gráfico cross-plot para los primeros pozos perforados de resistividad (eje y), saturación (eje x) y volumen de arcilla (V_{sh}), tomando la asíntota al eje y para determinar el valor S_{wi} y la asíntota al eje x determina la resistividad de agua de corte.
2. Inclusión del resto de pozos del área, para esto se toma el punto donde la curva se vuelve asíntótica al eje x en los gráficos cross-plot, a fin de determinar el valor de saturación de agua corte (S_{wc}) en dicho punto.
3. Generación del cross-plot de V_{sh} vs. S_{wi} . Obtenido a partir de la recta generada en la intersección con la saturación de agua irreducible se obtiene el valor volumen de arcilla corte (V_{sh}) con el valor de S_{wc} .
4. Determinación del valor de corte de la porosidad. Para esto se realiza un cross-plot de porosidad efectiva versus saturación de agua, se entra con el valor de S_{wc} y se corta el límite de puntos iniciales en la nube de valores de porosidad leyéndose dicho valor.

Cabe aclarar que para el momento de la elaboración de este estudio solo se disponía de un análisis de pruebas especiales de núcleos de permeabilidad relativa para el reservorio Hollín (pozo C-004) los cuales tienen valores de saturación de agua inicial (S_{wi}) y saturación de agua de corte (S_{wc}) cuyos valores

se muestran a continuación (tabla 4.21), y lo cual indica que existe incertidumbre a nivel de los Sw_i y Sw_c .

YACIMIENTO	Sw_i	Sw_c
Reservorio Hollín	20	52

Tabla 4.21 Pruebas especiales permeabilidad relativa de reservorios para el pozo C-004.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

Los gráficos a continuación presentan la metodología utilizada para la determinación de los parámetros de cortes (figura 4.47).

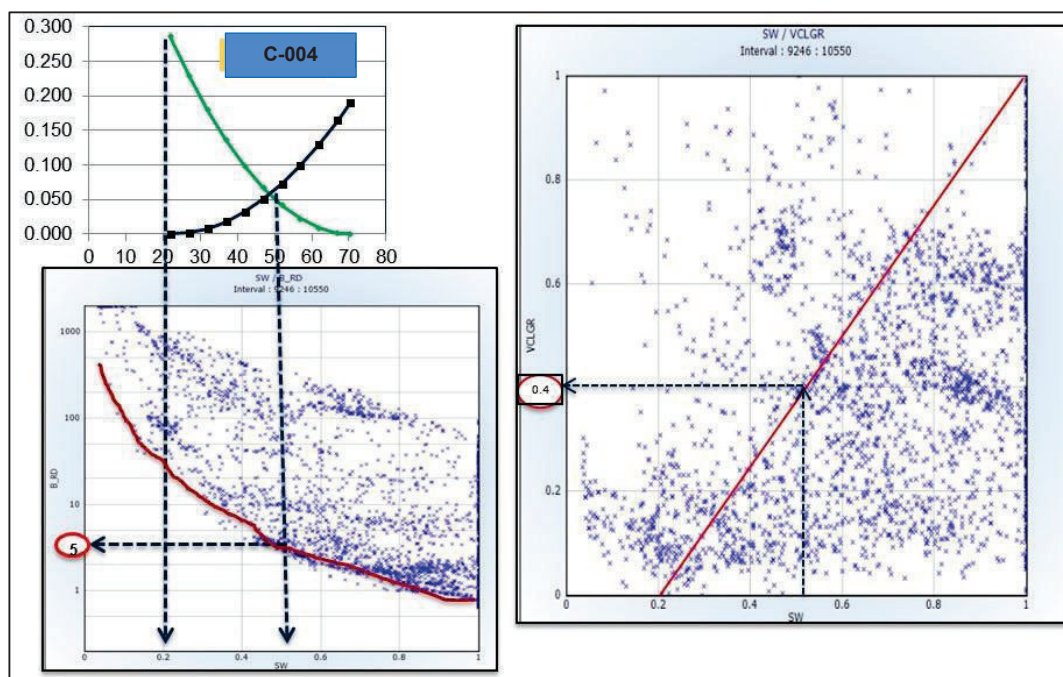


Figura 4.47 Curva de K_r y Cross-plot de ϕ_{sh} vs Sw y V_{sh} vs Sw para el pozo C-004.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

En función de la evaluación petrofísica escala de pozo se puede inferir que los parámetros de corte están en el orden de magnitud que se indica a continuación (tabla 4.22).

PARÁMETROS DE CORTE	
Φ_{sh}	$\geq 8\%$
V_{sh}	$\leq 40\%$
S_w	$\leq 60\%$

Tabla 4.22 Parámetros de corte para Hollín en el área de estudio.

4.5.2 DISTRIBUCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS AL MODELO GEOLÓGICO

El análisis de la variación lateral y vertical de las propiedades petrofísicas tiene como objetivo poder generar distribuciones tridimensionales a la escala del yacimiento, partiendo de la interpretación petrofísica disponible a nivel de pozo.

La metodología para la interpolación de estas propiedades, consistió en escalar la petrofísica de pozo a nivel de yacimiento, aplicando técnicas geoestadísticas donde se seleccionó el método de Sequential Gaussian Simulation (SGS), ya que este permite generar modelos 3D equiprobables usando el algoritmo de kriging para distribuir las propiedades de NetGross y Porosidad usando las facies sedimentarias como guía para el modelado.

4.5.2.1 Escalamiento de propiedades petrofísicas

El procedimiento de escalamiento es el que permite llevar los datos petrofísicos (porosidad y Netgross) que normalmente están con una resolución de 1 ft a un valor promedio manejable para modelos geocelulares, que para este modelo está definido en 5 ft por celda en promedio.

4.5.2.1.1 Porosidad

Para el caso de curvas con valores continuos como la curva de porosidad, se realizó el escalamiento con cada una de las opciones de promedio que muestra el programa y se seleccionó el mejor resultado. Para el modelo generado el promedio que mejor representó nuestros datos de porosidad fue el “Mid Point Pick”. En la siguiente figura (4.48) se muestra un ejemplo para Hollín superior y los valores de promedio y desviación estándar (que son los estadísticos que permiten mantener modelos equiprobables) que no presentan gran variación con respecto a los datos escalados.

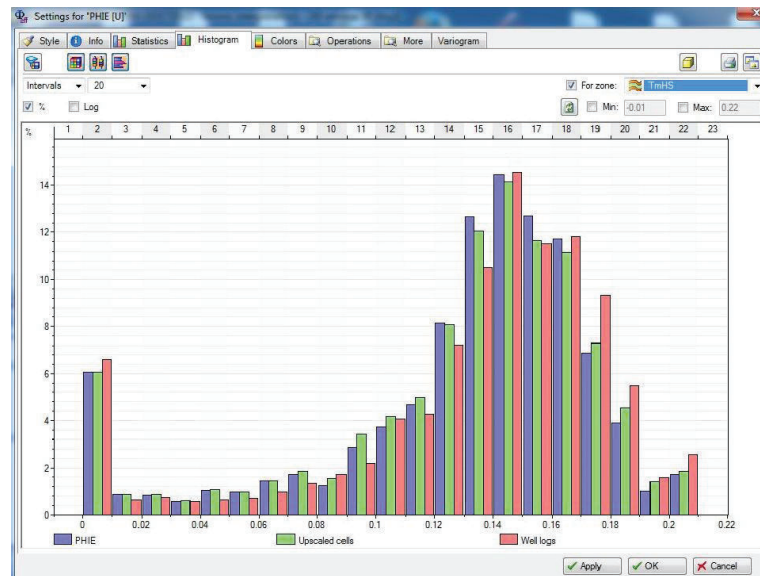


Figura 4.48 Datos estadísticos para la PHIE en Hollín Principal.

4.5.2.1.2 *NetGross*

Para el caso de la curva NetGross, esta fue creada de la siguiente forma:

- Se usó la calculadora del software Jewel Suite para generar un curva de Arena Neta: "If ($V_{clay} \leq 0.4$ and Porosidad ≥ 0.08 , 1, 0)". Esto arrojó una curva de forma discreta de ceros y unos, donde los unos representan las zonas que pasan los cortes de arena neta.
- Luego, esta curva discreta se escaló dentro de la malla geocelular con el promedio aritmético, para extraer la proporción de arena neta por cada celda de 5 ft.

4.5.2.2 Creación de variogramas para las propiedades petrofísicas

Luego de tener las asociaciones de facies genéticas distribuidas sobre la malla 3D, se generaron los variogramas para las variables petrofísicas que deseamos modelar para hacer su distribución con el algoritmo "Sequential Gaussian Simulation", ya que nos permite generar modelos estocásticos equiprobables. Los variogramas se crearon para cada propiedad tomando como guía las asociaciones de facies del modelo sedimentológico. Las variables modeladas fueron el NetGross y la porosidad.

El flujo de trabajo realizado para la realización de estos variogramas fue:

- a. Eliminar factores de tendencia en la serie de datos, para mantener una estacionalidad de los mismos.
- b. Generar los variogramas en dirección de los cuerpos sedimentarios. Por ejemplo, para los canales tomaremos entre 135 - 150 grados.

A continuación se presenta una tabla (4.23) con los rangos alcanzados para la propiedad de Netgross modelada por asociación de facies.

PROPIEDAD	ZONA	FACIES	RANGO MAYOR (m)	RANGO MENOR (m)	VERTICAL (ft)
NetGross	TUHS	Canal Mareal	822	728	11.5
		Barra de Marea	964	853	2.8
	TmHS	Canal Entrelazado	715	539	111.7
		Barras o Islas	360	117	82.4

Tabla 4.23 Rangos propiedad NetGross para el área de estudio.

En la tabla (4.24) siguiente se muestran los rangos de los variogramas alcanzados a la propiedad de Porosidad.

PROPIEDAD	ZONA	FACIES	RANGO MAYOR (m)	RANGO MENOR (m)	VERTICAL (ft)
Porosidad	TUHS	Canal Mareal	1639	610	10
		Barra de Mareas	1053	1010	20.8
	TmHS	Canal Entrelazado	715	539	111.7
		Barras o Islas	360	117	100

Tabla 4.24 Rangos de variogramas para las porosidades.

Los rangos de variogramas descritos en el punto anterior se usaron como insumo al algoritmo de "Sequential Gaussian Simulation". Asimismo, las facies ya modeladas sobre la malla 3D fueron usadas como guía para el modelamiento de las propiedades de NetGross y porosidad. A continuación en la figura (4.49), se

muestra una vista del modelo porosidad en los miembros Hollín Superior y Hollín Principal, observándose la coherencia con la malla del modelo sedimentológico.

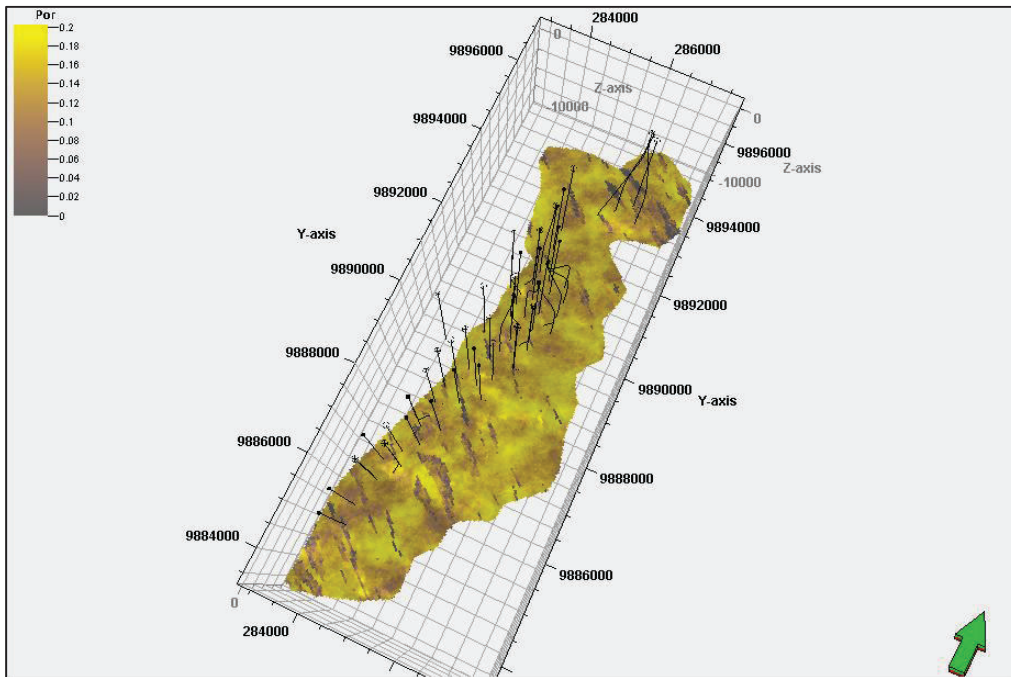
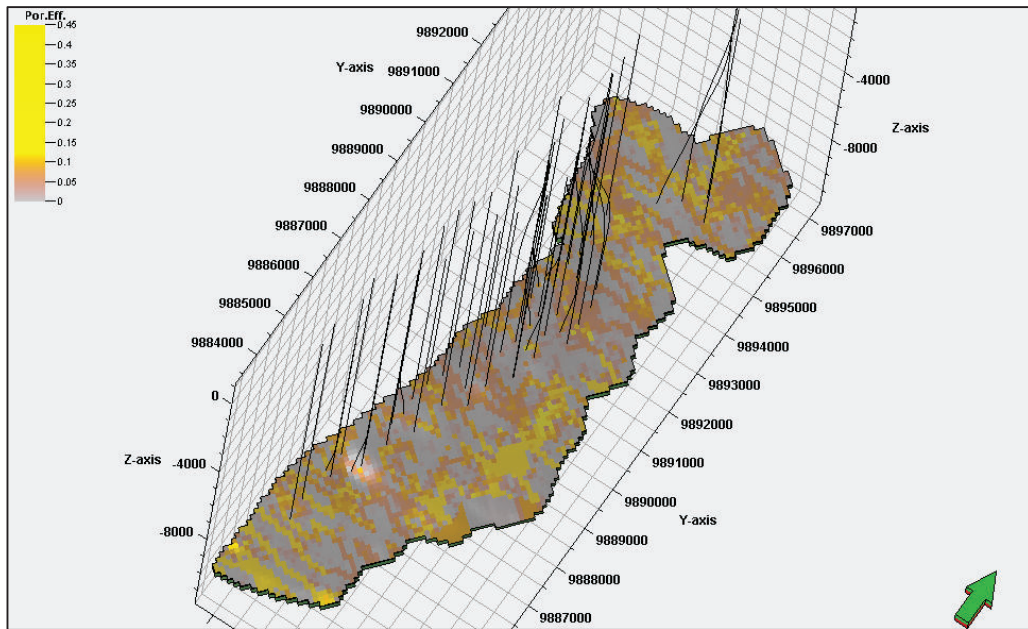


Figura 4.49 Modelo de porosidad para a) Hollín Superior y b) Hollín Principal.

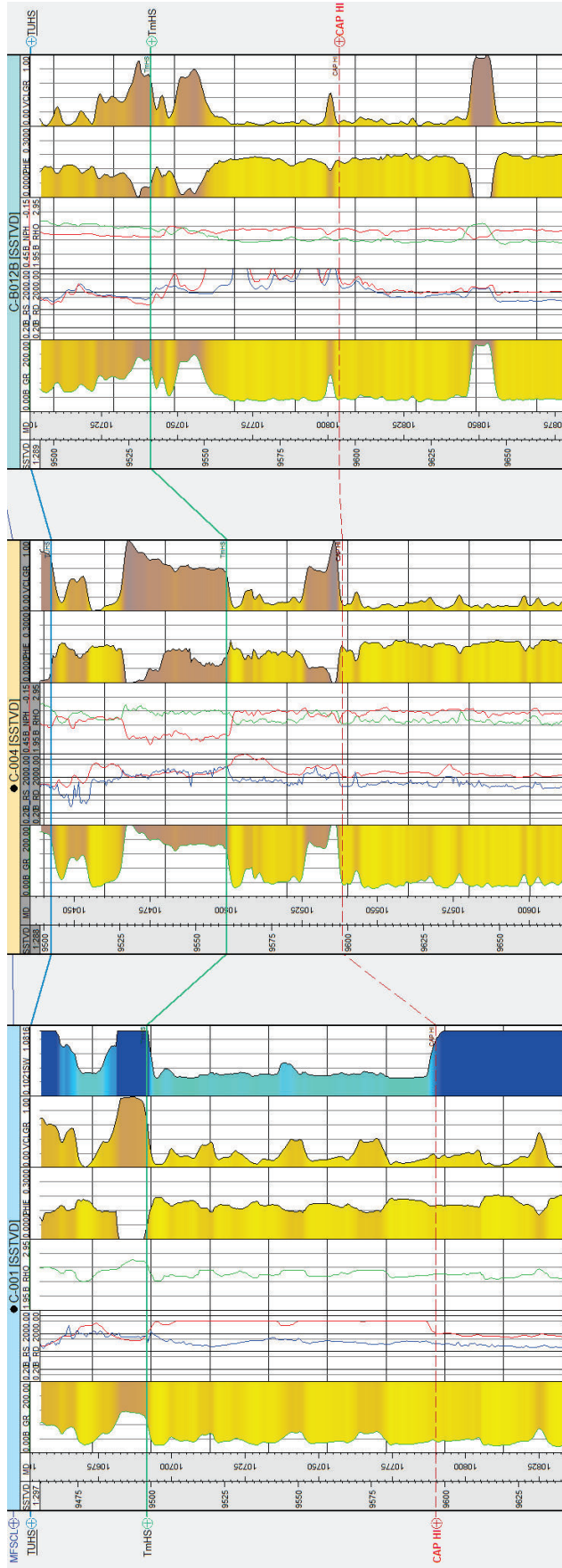
4.6 ESTADO ORIGINAL DE FLUIDOS

En esta etapa de estudio se estimaron los contactos agua - petróleo por pozo y por yacimiento y se corroboró con el modelo geocelular la correspondencia de los resultados. Adicionalmente se diferenció entre el contacto agua-petróleo que originalmente tenía el yacimiento en su descubrimiento (CAPO) y el contacto de agua petróleo actual (CAP) que indica el avance del frente de agua con el pasar de los años de explotación.

En los casos donde no se logró determinar un CAPO o un CAP se procedió a determinar un límite inferior probado de petróleo (LIP), siendo este el inicio de la zona de transición entre el agua y el petróleo, si bien el petróleo y el agua son inmiscibles, el contacto entre ambos corresponde normalmente una zona de transición y suele existir agua irreducible que es adsorbida por los granos de las rocas y petróleo inmóvil que no puede ser producido.

La determinación del contacto agua – petróleo se logró mediante la correlación de pozos tomando en cuenta los registros de pozos así como las curvas petrofísicas calculadas, en la siguiente figura (4.50) se visualiza una sección en dirección aproximadamente N-S a nivel del reservorio Hollín entre los pozos C-001, C-004 y C-B012B donde se evidencia que al inicio de la explotación del campo existía un CAPO, (C-001, agosto-1983 y C-004, agosto-1984) sin embargo años después, al perforar el pozo C-B12B en la misma estructura geológica se encontró plenamente inundado (evidenciándose esto en los registros de pozo y la producción inicial del pozo).

El contacto agua - petróleo ayuda a delimitar el yacimiento y por ende el área a modelar, tomando en cuenta que los miembros Hollín Principal y Hollín Superior pertenecen a una misma unidad hidráulica, se concluye que comparten el mismo CAP -9600 ft para el modelo geológico 3D integrado final (figuras 4.50 y 4.51).

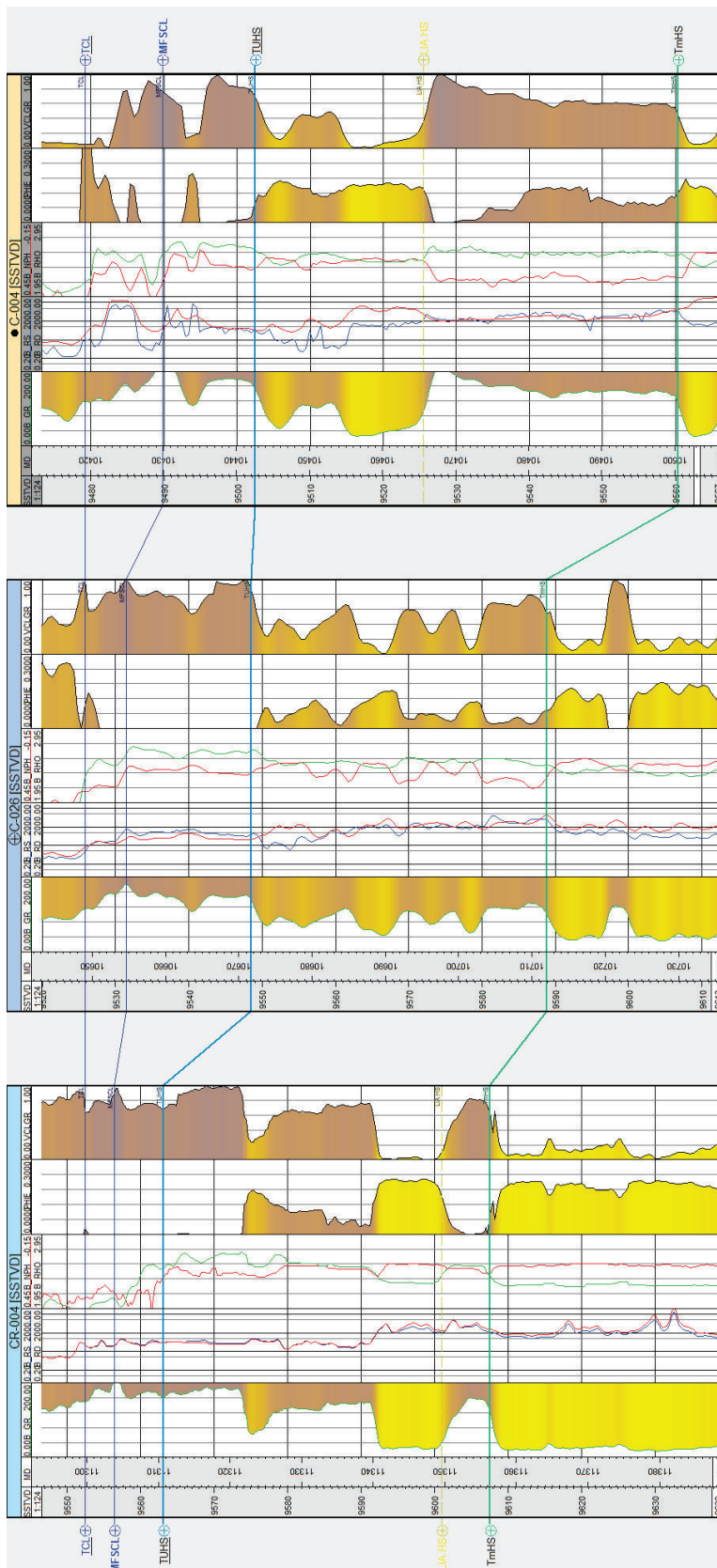


C-001
 (Dic/72) Prod ini. 1342 BFPD, 1341 BPPD, 0 %BSW
 (Jul/12) Prod fin. 613 BFPD, 184 BPPD, 70%BSW

C-004
 (Ago/84) Prod ini. 1548 BFPD, 387 BPPD, 75 %BSW
 (Ago/84) Prod fin. 586 BFPD, 387 BPPD, 75%BSW

C-12B
 (Mar/95) Prod ini. 1031 BFPD, 423 BPPD, 59%BSW
 (Jun/90) Prod ini. 68 BFPD, 21 BPPD, 68 %BSW

Figura 4.50 Sección estratigráfica -estructural para la Unidad Hollín Principal, donde se muestra los límites de reservorio y datos de producción. (CAP = contacto agua – petróleo)



CR-004
(May/13) Pdr ini. 400 BFPD, 372 BPPD, 7%BSW

C-026
(Mar/98) Pdr ini. 888 BFPD, 0 BPPD, 100%BSW

C-004
(Ago/84) Pdr ini. 719 BFPD, 239 BPPD, 66%BSW
(Jun/12) Pdr fin. 342 BFPD, 185 BPPD, 46%BSW

Figura 4.51 Sección estratigráfica-estructural para la Unidad Hollín Superior, donde se muestra los límites de reservorio (LIA = límite inferior de arena).

4.6.1 VALIDACIÓN DE LOS CONTACTOS DE FLUIDOS

Calibración de Resultados con Datos de Producción.

Todo este análisis se comparó con los valores iniciales de producción, pozo a pozo para validar que donde se estimó Arena Neta Petrolífera (ANP) efectivamente el pozo haya producido petróleo y en caso contrario, donde se calculó ANP = 0 el valor de producción sea acorde con esta valoración.

En la siguiente tabla (4.25) se muestra un ejemplo de la comparación que se realizó entre el ANP y sus valores de producción inicial (Pozos C-001, C-002, C-003 y C-04).

POZO	ARENA	Espesor Neto Pago (pies)	PRODUCCIÓN INICIAL			
			FECHA	BFPD	BPPD	% BSW
C-001	HS	15.5	8/1/1983	301	43	86
C-001	HI	99	12/12/1972	1342	1341	0
C-002	HS	15	10/12/2000	347	328	6
C-002	HI	16.5	12/27/1983	5915	5915	0
C-003	HI	67.5	3/21/1984	4914	4914	0
C-004	HS	11	8/26/1984	719	240	67
C-004	HI	131	8/26/1984	1548	387	75

Tabla 4.25 Comparación entre ANP y valores de producción inicial.

Los contactos de fluidos representan un parámetro importante en cualquier evaluación geológica, ya que ellos nos permiten establecer los límites de las diferentes zonas que conforman el yacimiento. Mediante la información correspondiente a las pruebas de producción, sumario de producción, registros eléctricos, petrofísica y carpeta de pozos, se validó la profundidad de los contactos y se interpretó el yacimiento como condensado con zona de petróleo, debido a que el mismo presenta dos fases, la de gas condensado y la de petróleo.

Para definir este contacto agua - petróleo al modelo tridimensional (figura 4.52) la metodología que emplea Jewel Suite es establecer además de los contactos de

los fluidos, las propiedades de los fluidos, propiedades del reservorio y las del gas (este último no fue tomado en consideración ya que la evidencia no reporta grandes cantidades), como se muestra en la figura (4.53).

Fluid definition: CONTACTOS

Fluid contacts Fluid properties Reservoir properties Adsorbed gas properties

Drag a column header here to group by that column

Region name	Use FC	Fluid contacts	Depth used [ft]	Number of contacts	Shallow depth [ft]	Deep depth [ft]	Mean depth [ft]
Hollin Superior	<input checked="" type="checkbox"/>	O/W	9595.0				
Hollin Principal	<input checked="" type="checkbox"/>	O/W	9597.0				

Fluid contacts **Fluid properties** Reservoir properties Adsorbed gas properties

Drag a column header here to group by that column

Region name	Oil Saturation [1]	Gas Saturation [1]	Bo [rb/stb]	Bg [rb/scf]	Bw [rb/stb]	Gas Oil Ratio [scf/stb]	Oil Gas Ratio [stb/MMscf]
Hollin Superior	0.260		1.0000		1.0000	0.000	
Hollin Principal	0.700		1.0000		1.0000	0.000	

Fluid contacts Fluid properties **Reservoir properties** Adsorbed gas properties

Drag a column header here to group by that column

Region name	Ntg [1]	Porosity [1]
Hollin Superior	Petrofisica\Ntg_facies_SGS	Petrofisica\PHIE_Facies_IDW
Hollin Principal	Petrofisica\Ntg_facies_SGS	Petrofisica\PHIE_Facies_IDW

Fluid contacts Fluid properties Reservoir properties **Adsorbed gas properties**

Drag a column header here to group by that column

Region name	Ads. Gas Content...	Rock Density [g/cm ³]
Hollin Superior	0.000	2.60
Hollin Principal	0.000	2.65

Figura 4.52 Definición del contacto agua-petróleo en el modelo geocelular.

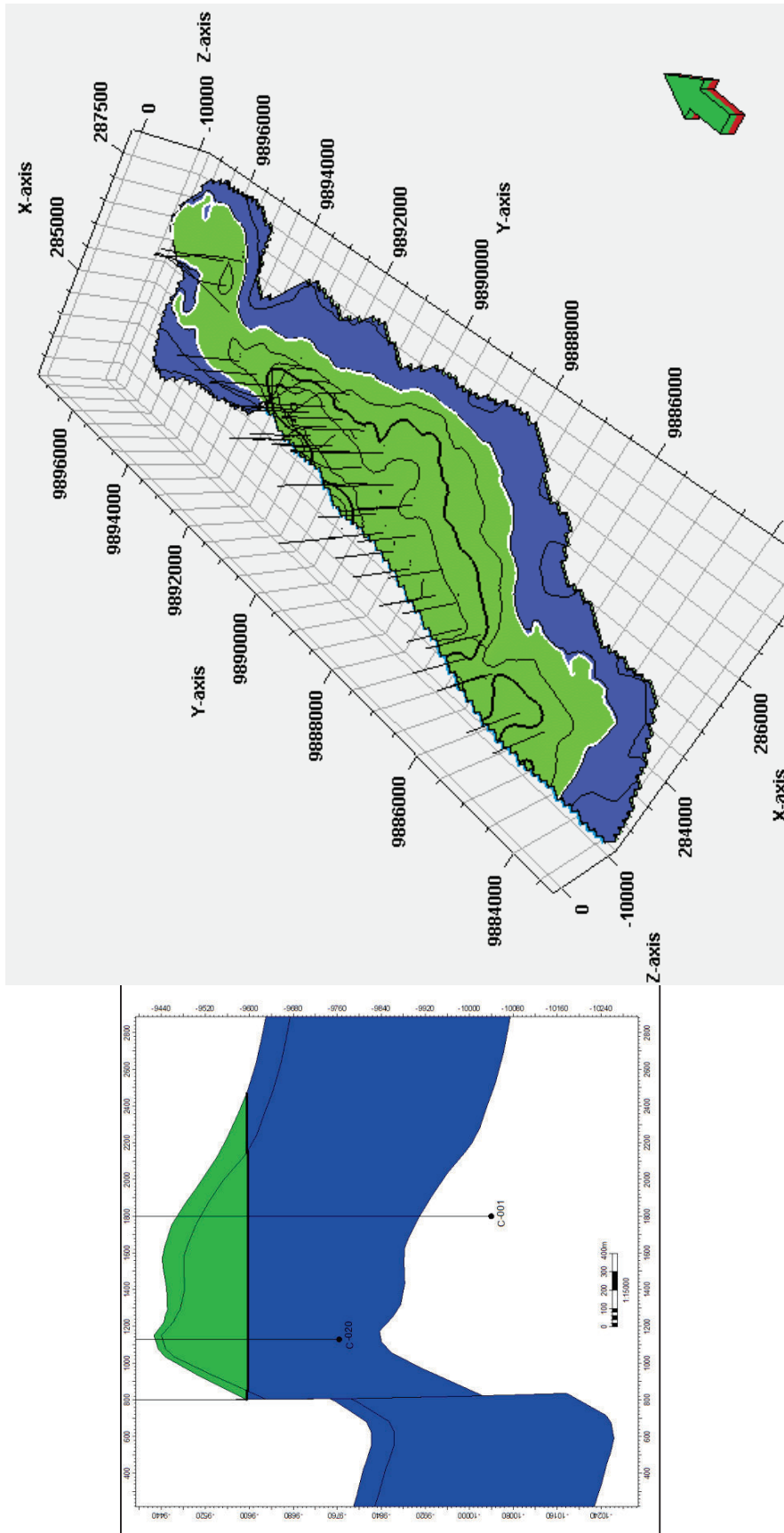


Figura 4.53 Contacto agua-petróleo a) en una sección W-E b) en el modelo tridimensional del área de estudio para la Formación Hollín.

CAPÍTULO V

CÁLCULO DE RESERVAS

5.1 MÉTODO DETERMINÍSTICO

5.1.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico está considerado dentro de los métodos determinísticos de los más precisos para determinar la presencia inicial de hidrocarburos en los yacimientos, ya que establece control geológico de las propiedades petrofísicas a ser empleadas dentro del cálculo. Este método considera la tendencia general de sedimentación y la disminución de espesor neto petrolífero hacia la zona del contacto agua-petróleo, adicionalmente respeta los valores de saturación de agua inicial en el yacimiento; datos importantes para calcular el POES en este tipo de reservorios altamente explotados, con gran producción de agua y donde se debe tener en cuenta el avance del contacto agua – petróleo en tiempo. Es decir, este método no estima como tal el volumen de reservas, sino que está asociado al cálculo de los hidrocarburos originales en sitio (petróleo original en sitio POES, gas original en sitio GOES y condensado original en sitio COES) en base al modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos.

El método volumétrico en sí, utiliza valores puntuales que mejor representen a cada uno de los parámetros geológicos que caracterizan al yacimiento. Partiendo del concepto de que en una arena, una fracción de su volumen total corresponde al volumen poroso, y a la vez, una fracción de ese volumen poroso está ocupado por cierta cantidad del fluido, en este caso, de hidrocarburo.

Cabe destacar que este método ha sido adoptado por el Ministerio de Hidrocarburos del país como método oficial para el cálculo de las reservas.

5.1.1.1 CÁLCULO DE POES (petróleo original en sitio):

Una vez obtenidos los parámetros petrofísicos para los 54 pozos del área de estudio y definido el contacto agua-petróleo, es posible determinar el volumen de petróleo para cualquier instante particular de la producción, y según la evolución del yacimiento el β_o (factor volumétrico) que va a cambiar en función de la presión, el método volumétrico permite determinar el volumen inicial de petróleo POES utilizando siempre el β_{oi} (factor volumétrico inicial del campo), a partir de la ecuación siguiente (5.1):

$$POES = \frac{7758 * A * h * \Phi * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \quad \text{(Ecuación 5.1)}$$

Donde:

POES: petróleo original en sitio [BN]

7758: factor constante, de conversión el cual se obtiene para equiparar las unidades y obtener el volumen de POES en barriles.

A: área de drenaje [acres]

h: espesor neto [ft]

Φ : porosidad promedio del yacimiento [fracción]

S_{wi} : saturación de agua inicial [fracción]

$S_o = (1 - S_{wi})$ saturación inicial de petróleo.

β_{oi} : factor volumétrico de formación de petróleo [BN/BY].

BN (Barriles en condiciones Normales)

BY (Barriles en condiciones del yacimiento).

Para el cálculo del POES se necesita contar con los valores de las propiedades petrofísica: porosidad efectiva, arena neta petrolífera y saturación de agua, a nivel del yacimiento, de los primeros pozos perforados en el campo, acercándose a si a las condiciones iniciales, así como el factor volumétrico inicial del petróleo que fue

obtenido del modelo de fluidos (contacto agua-petróleo inicial) existente del campo de estudio.

Para calcular la S_{wi} , se tomó el valor promedio de esta en los primeros pozos perforados C-001, C-002, C-003, C-004, C-005, C-006, C-007, C-008, C-009, C-010 para el área de Hollín, y se calculó su promedio aritmético, luego. En la siguiente tabla se muestran los valores constantes de S_{wi} obtenidos (Tabla 5.1):

ARENISCA	S_{wi} promedio (fr)
Hollín Superior	0.26
Hollín Principal	0.30

Tabla 5.1 S_{wi} promedio para la Formación Hollín en el área de estudio.

Los parámetros necesarios para el cálculo del POES determinístico, se los resume en la siguiente tabla tanto para el miembro Hollín Principal como para Hollín Superior (tabla 5.2):

Parámetros	Hollín Superior	Hollín Principal
Área [acres]	6650	3902
h [ft]	12	70
Φ [%]	12,5	16,2
S_o [%]	74	70
Boi [BY/BN]	1,097	1,05

Tabla 5.2 Parámetros utilizados para el cálculo del POES para los miembros de la Fm. Hollín.

El cálculo del POES se realizó a través de la aplicación de cálculo volumétrico del software, que toma la ecuación volumétrica para realizar el cálculo de hidrocarburo por volumen poroso ajustando a las facies interpretadas y tomando el espesor y la porosidad efectiva como variables a lo largo y ancho del reservorio, utilizando como entrada al cálculo el grid geológico tridimensional.

El flujo de trabajo para el cálculo volumétrico del POES en el software incluye tres fases:

- **Análisis y definición de fluido.** Aquí se define los valores de los contactos y propiedades de los fluidos.

- **Cálculo Volumétrico.** Este panel contiene el flujo de trabajo real del cálculo del POES, aquí se especifica por subgrupos del grid que se desea calcular la volumetría, es decir por bloque o por capa en este caso se asignó por capas siendo la capa superior Hollín Superior y la segunda capa Hollín Principal. Además se especifica los datos reales de propiedades y parámetros necesarios para el cálculo.
- **Reporte Volumétrico:** Después del cálculo se puede especificar además el contenido que desea reportarse en el informe tal como unidades, formato, etc.

Una vez definido las propiedades y parámetros como porosidad y saturación inicial de cada arena, el cálculo volumétrico del POES en el software proporciona los siguientes valores (*Tabla 5.3*):

POES ESTOCÁSTICO	
ZONA	POES (MMBls)
Hollín Superior	52
Hollín Principal	248
Total POES (MMBls)	301

Tabla 5.3 POES de la Formación Hollín.

Para obtener las Reservas de Petróleo Recuperables Originales (EOR) (ecuación 5.2), es necesario determinar el petróleo fiscal o petróleo a condiciones de superficie (P_s) y aplicar el Factor de Recobro (FR).

$$\text{EOR} = P_s * \text{FR} \quad (\text{Ecuación 5.2})$$

El Factor de Recobro o también llamado Eficiencia de Recobro representa en si el porcentaje de petróleo original en sitio que puede extraerse de un yacimiento, siendo una cantidad porcentual o adimensional que varía entre cero y cien por ciento, o entre cero y la unidad, resultado de la relación entre el petróleo producido acumulado (N_p) el volumen total de reservas del crudo del yacimiento (N). Este dato fue provisto por la empresa (tabla 5.4).

Yacimiento	FR (%)
HOLLIN	32.33

Tabla 5.4 Factor de recobro para Hollín en el aérea de estudio.

Fuente: Baker Hughes Inc., 2013

Una vez definido el POES, el petróleo fiscal se determina mediante la siguiente fórmula 5.3:

$$Ps = POES / Bo \quad (\text{Ecuación 5.3})$$

$$Ps = 274 \text{ MMBIs}$$

Obteniendo un valor de las reservas recuperables EOR de 88,61 MMBI para el reservorio de la Fm. Hollín en el área de estudio.

Finalmente se realizó una comparación entre los valores obtenidos en este estudio con los datos oficiales de la EPP (PETROECUADOR), en primer lugar tomando en cuenta las diferencias generales entre los parámetros que se disponían para el cálculo del POES en cada caso (tabla 5.5).

DIFERENCIA EN LOS PARÁMETROS USADOS PARA CÁLCULO DE POES	
EP-PETROECUADOR (2009)	PRESENTE ESTUDIO
Sísmica 2D, tres líneas, longitud total 63,79 Km.	Sísmica 3D
Se digitalizaron los mapas estructurales: para Hollín Inferior (2006) y Hollín Principal (2009).	Mapas estructurales construidos a partir de interpretación sísmica – pozo.
Las áreas de los reservorios de la Fm. Hollín se determinaron por mapas estructurales. CAP -9040 Hollín Superior y -9615 Hollín Principal.	Áreas de reservorios definidos por el CAP original para la Fm. Hollín que para este estudio es de -9600
Promedio petrofísico de pozos perforados hasta 2009.	Promedio petrofísico de pozos perforados hasta 2013.

Tabla 5.5 Diferencia de los parámetros disponibles para el cálculo de POES de EPP con el presente estudio.

Los resultados obtenidos en el presente estudio alcanzan mejores escenarios para la producción de hidrocarburos en este campo para la Fm. Hollín (tabla 5.6):

COMPARACIÓN POES			
RESERVORIO	EPP (2009)	Presente estudio	Diferencia
Hollín Superior	39 388,58 BI	52 912,33 BI	13 523,75 BI
Hollín Principal	204 729,13 BI	248 588,62 BI	43 859,49 BI
TOTAL	244 117,71 BI	301 500,95 BI	57 383,24 BI

Tabla 5.6 Comparación del POES entre los datos oficiales de EPP y el presente estudio.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- En este estudio se diseñó un modelo geológico tridimensional para un campo del Bloque 61 de la Cuenca Oriente Ecuatoriana de la Formación Hollín. En el modelo se integraron las principales características estructurales, estratigráficas, sedimentológicas y petrofísicas.
- Estructuralmente se concluye que la zona de estudio se encuentra en un anticlinal de rumbo aproximado NNE-SSW, el cual forma un alto estructural en el centro del campo, además el flanco W del anticlinal está afectado por una falla transpresional-inversa de dirección NNE-SSW con alto grado de buzamiento (82.2°E) casi vertical cuyo despegue se presenta en el basamento, afectando principalmente a la Fm. Hollín donde tiene aproximadamente 370 ft de salto, con dimensiones de aproximadamente 10 Km. de largo en dirección NNE – SSW y 3 Km. de ancho máximo en el centro del campo.
- Dentro del Modelo Estratigráfico se concluye que la unidad Hollín Principal presentó un máximo espesor de 400 ft, y para Hollín Superior 50 ft.
- Se realizó la unificación de los criterios de correlación estratigráfica entre los 55 pozos del área de estudio y el modelo sedimentológico, confirmando la dirección preferencial de sedimentación SE-NW para el miembro Hollín Principal y W-E para Hollín Superior de la Fm. Hollín.
- Mediante el modelo conceptual geológico, los análisis sedimentológicos de núcleos, el análisis de las Facies Sedimentarias y sus Asociaciones, se definió el modelo sedimentológico conceptual para cada una de las unidades operacionales modeladas:

- Hollín Principal depositada por un sistema fluvial principalmente sobre una gran llanura aluvial que cubría en totalidad la extensión del área de estudio en el Albiano temprano.
 - Hollín Superior a la base como ambiente dominado por mareas. con la combinación de subsidencia y el aumento del nivel del mar, teniendo una transgresión en el Albiano medio que dio lugar a la depositación de lutitas en un ambiente marino clástico.
 - Hollín Superior al tope como plataforma marino – somero.
- Los ambientes fluviales formados por la acción de canales entrelazados constituyen un alto potencial de roca reservorio, ya que las arenas de estos ambientes desarrollan porosidades primarias.
 - Dentro del modelo petrofísico Los tipos de rocas en el área de estudio esta clasificados de la siguiente manera, según el radio de garganta poral:
 - Megaporoso: 23%,
 - Macroporoso: 51%,
 - Mesoporoso: 20%,
 - Microporoso: 5%,
 - Nanoporoso: 1%.
 - Los valores límites de parámetros de cortes petrofísicos (cutoff), con base en el análisis de la información disponible están en el orden de:
 - Porosidad sh $\geq 8\%$
 - Vsh $\leq 40\%$;
 - Sw $\leq 60\%$.
 - Los cálculos volumétricos finales proporcionan un volumen original de petróleo (POES) de 301 MMBIs para Hollín en el área de estudio, y un EOR de 88,61 MMBIs.

RECOMENDACIONES

- En cuanto a los datos geofísicos, se recomienda:
 - Utilizar atributos sísmicos en amplitud, ya que aportan información sobre los contrastes de impedancia acústica, que pueden identificar cambios litológicos importantes.
 - Utilizar atributos sísmicos de fase para tratar de identificar fracturas de poco desplazamiento vertical.
 - Realizar una reinterpretación del cubo sísmico 3D (y quizás un reprocesamiento del mismo) para corroborar con ciertos atributos la morfología y dirección de los cuerpos sedimentarios y poder inferir de esta manera con más certidumbre cierres estratigráficos.

- Actualizar constantemente el modelo petrofísico a medida que se perforen pozos y se obtenga información de sísmica, registros geofísico, de imagen. De igual manera toda información resultante del día a día de la producción del campo (análisis físico-químico de agua, análisis de núcleo tanto convencionales como especiales, etc.).

- Realizar mayor cantidad de registros Core-Gamma de los núcleos disponibles y su respectivo análisis núcleo-perfil para el campo en estudio con la finalidad de poder tener mayor certidumbre en el modelo petrofísico.

- Una vez finalizado el modelo geológico tridimensional, este debe ser cargado al simulador numérico dinámico Integral, como modelo de entrada del mismo, esta adaptación consiste principalmente en un reescalamiento (upscaling) del modelo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Chalabi, M. (2000). Principles of Seismic Velocities and Depth Conversion. EAGE Publications. 491 p.
- Almeida, T. (1992). Estudio regional de la Formación Tiyuyacu. Tesis de grado, Universidad Central del Ecuador, 125 p.
- Arche, A. (1992). Sedimentología: Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Vol. 1, 1275 p.
- Arche, A. (2010). Sedimentología: Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Textos Universitarios M.32.312-2010. 1288 p.
- Aspden J. y Litherland M. (1992). The geology and Mesozoic history of the Cordillera Real, Ecuador. Tectonophysics, 205: 187-204.
- Baby P., Bernal C., Christophoul F., Rosero R., Galarraga M., Valdez A., Marocco R. y Rivadeneira M., (1999) - Deformación y ciclos tectono-sedimentarios en la Cuenca Oriente, versión 1. Convenio ORSTOM-Petroproducción. Quito, Ecuador, 75 p.
- Baby, P., Bernal, C., Christophoul, F. y Valdez, A., (1998). Modelo Estructural y Ciclos Tectono-Sedimentarios de la Cuenca Oriente. Versión 01. Del Convenio Petroproducción - Orstom, 121 p.
- Baker Hughes Inc. (2013). Informe técnico. Modelamiento Dinámico y Visualización de Estrategias IOR/EOR del Campo Cononaco.
- Baldock, J. W. (1982). Geología del Ecuador. Boletín de la explicación del Mapa Geológico de la República del Ecuador, Escala 1:1000000. Min. Rec. Nat., Quito, 70.
- Barckhausen, U., Ranero, C., von Huene, R., Cande, S., y Roeser, H. (2001). Revised tectonic boundaries in the Cocos Plate off Costa Rica: Implications for the segmentation of the convergent margin and for plate tectonic models. 19207-19220.
- Barragán, R. y Baby, P. (2004). Magmatismo alcalino intra-placa en la Cuenca Cretácica Oriente, Ecuador: evidencias geoquímicas,

geocronológicas y tectónicas. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo: Trabajo del Instituto Francés de Estudios Andinos, tomo 144, 69-92.

- Barragán, R., Baby, P., y Duncan, R. (2005). Cretaceous alkaline intra-plate magmatism in the Ecuadorian Oriente Basin: Geochemical, geochronological and tectonic evidence. *Earth and Planetary Science Letters*.
- Barragán, R., Christophoul, F., White H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramirez, F. y Rodas, J. (2004). Estratigrafía Secuencial del Cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo: Trabajo del Instituto Francés de Estudios Andinos, tomo 144.
- Bartolomé de la Peña, R. (2002). Evolución tectónica del margen continental oeste de México: Fosa Mesoamericana y Golfo de California. Trabajo de Grado, Universidad de Barcelona, España. 301 p.
- Bes De Berc, S., Baby P., Soula, J.C., Rosero, J., Souris, M., Christophoul, F. y Vega, J. (2004). La Superficie Mera-Upano: Marcador Geomorfológico de la Incisión Fluvial y del Levantamiento Tectónico de La Zona Subandina Ecuatoriana. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo: Trabajo del Instituto Francés de Estudios Andinos, tomo 144.
- Bristow, C. R. y Hoffstetter, R. (1977). *Lexique stratigraphique international: Ecuador*. Vol. 5. Amerique Latine. 2 edition. 412 p.
- Cabañas, W.I. (1996). Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Rio Segura G-1. Paper GESSAL, 153-156.
- Christophoul, F., (1998). Comisión Zona Gualaquiza, Carretera Mendez-Morona-Santiago-Morona y Cerro Macuna. Convenio Petroproducción-ORSTOM, 41.
- Christophoul, F., Baby, P. y Davila, C. (2002) - Stratigraphic responses to a major tectonic event in a foreland basin-: the Ecuadorian Oriente from Eocene to Oligocene times. *Tectonophysics*, 345: 28 1-298.
- Christophoul, F., Burcos, D., Baby, P., Soula, J.C., Bes De Berc, S., Dávila, C., Rosero M. y Rivadeneira, M. (2004). Dinámica de La Cuenca de Ante-País Oriente desde el Paleógeno. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo: Trabajo del Instituto Francés de Estudios Andinos, tomo 144. 93-113.

- Collot, J., Michaud, F., Alvarado, A., Marcaillou, B., Sosson, M., Ratzov, G., Migeon, S., Calahorrano, A. y Pazmino, A. (2009). Visión general de la morfología submarina del margen convergente de Ecuador-Sur de Colombia: implicaciones sobre la transferencia de masa y la edad de la subducción de la Cordillera de Carnegie.
- Cordsen, A., Galbraith, M. y Peirse, J. (2000). Planning Land 3-D Seismic Surveys. Geophysical Developments Series No. 9. Society of Exploration Geophysicists. 203.
- Dalrymple, R., Zaitlin, B. y Boyd, R. (1992). Estuarine Facies Models: Conceptual Basis and Stratigraphic Implications: PERSPECTIVE. Journal of Sedimentology Petrology. N° 62. 1130-1146.
- Del Valle Perdomo, C. (2006). Modelo Estático Integrado de las Arenas U2U, U2L, U3U Y U3L, del área Oeste, del Campo Melones, Aplicando Técnicas Geoestadísticas. Trabajo de Grado. Universidad Central de Venezuela, 179.
- Díaz, M., Baby, P., Rivadeneira, M., y Christophoul, F. (2004). El Preaptense en la Cuenca Oriente ecuatoriana. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo: Trabajo del Instituto Francés de Estudios Andinos, tomo 144, 23-44.
- Eguez A. y Aspden J. A. (1993). The Meso-Cenozoic Evolution of the Ecuadorian Andes. 2nd international symposium on Andean Geodynamics, univ. Oxford (UK), Extended Abstracts Volume: 179-181.
- Ellis, D. y Singer, J. (2008). Well Logging for Earth Scientists. Springer-Verlag, Dordrecht. Segunda Edición. 708 p.
- Faucher, B. y Savoyat, E. (1973). Esquisse géologique des Andes de l'Équateur. Revue géographie physique géologie dynamique. 15, 115-142.
- Fierro, A., y Fraga, A. (2009). Análisis Comparativo entre Tasas Críticas y Tasas de Producción para el control del Avance de Agua en los Yacimientos de los Campos Auca y Cononaco. Tesis de Grado, Universidad Central del Ecuador. 230.
- Friend, P. F. y Sinha, R. (1993). Braiding and meandering parameters. En J. L. Best y C. S. Bristow (eds.), Braided Rivers. Geol. Soc. London, Sp. Publ., 75, 105-111.

- Friend, P. F.; Slater, M. y Williams, R. (1979). Vertical and lateral building of river sandstone bodies, Ebro basin, Spain. *Geol. Soc. London*, 136, 39-46.
- Gaibor, J. (2001). Estudio Geológico de la Caliza A mediante registros de pozo, nororiente ecuatoriano. Tesis Escuela Politécnica Nacional.
- Gaibor, J., Hochuli, P., Winkler, W., y Toro, J. (2007). Hydrocarbon source potential of the Santiago Formation, Oriente Basin, SE of Ecuador. *Journal of South America Earth Sciences*.
- Galacho, N. y Córdoba, M. (2003). Estadística Integral Autocorrelada. Metodología para la Modelización y Optimización de la Administración de los Yacimientos de Petróleo y Gas. MG & A Oil & Gas. Argentina, 1-34.
- García, J., y Rodríguez, P. (2010). Actualización de Reservas del Campo Cononaco. Trabajo de Grado. Escuela Politécnica Nacional, 130.
- Goldschmid, K. (1941), Geologic al Compilation on the Cutucu - Macuma – Cangaimé Region. SHELL Geological Report (Archivo Técnico Petroproducción, ECUA 131).
- Haq, B. (1980). Sequence stratigraphy, sea-level change, and significance for the deep sea. In: D.I.M. Macdonald (ed.) *Sedimentation, Tectonics and Eustasy: Sea-level changes at Active Margins*. International Association of Sedimentologists Special Publication.
- Hurtado, M., Delgado M., Palacios Z. y Escalante, J. (2008). Modelo Sedimentológico de los Yacimientos G9 y G10 del Campo Guafita Norte, área Apure, Venezuela. Artículo de Investigación. *Revista Ciencia e Ingeniería* Vol. 29, N°02, 337.
- Jaillard, E. (1993). La Sedimentación en los deltas y los estuarios. *Orstom – Petroproducción*, 25.
- Jaillard, E. (1997). Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador. Informe Final del convenio Orstom –Petroproducción, 164.
- Jordan, D., Wade, W., Schultzd., Vavra, C. y Reinoso, H. (1997). Transgressive deposits of the Hollin Formation, Oriente Basin, Ecuador. *AAPG Annual Convention Abstracts*, Dalías Texas, USA, p. A57.
- Lange, J. (2003). Stratigraphy, Depositional Environments and Coalbed Methane Resources of Cherokee Group Coals (Middle Pennsylvanian)

Southeastern Kansas. Kansas Geological Survey Open-File Report 2003-82
Kansas Geological Survey University of Kansas.

- Litherland, M., Aspden, J. A. y Jemielita, R. A. (1994). The Metamorphic Belts of Ecuador. Overseas Memoir No 11. 147.
- Matheron, G. (1965). Las Variables Regionalizadas y su Estimación. Una aplicación de la Teoría de las Funciones Aleatorias a las Ciencias de la Naturaleza. Trabajo de Grado, Universidad de Paris, Francia, 286-288.
- Nichols, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy. Second Edition. Wiley-Blackwell. A John Wilwy & Sons, Ltd., Publication. 419.
- Ordoñez, M., Jiménez, N., y Suárez, J. (2006). Micropaleontología Ecuatoriana: Datos bioestratigráficos y paleoecológicos de las cuencas: Graben de Jambelí. Progreso. Manabí, Esmeraldas y Oriente; del levantamiento de la Península de Santa Elena, y de las cordilleras colonche, costera y occidental. Petroproducción – Centro de Investigaciones Geológicas Guayaquil, 633.
- Pittman, E. (1992). Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection – Capillary Pressure Curves for Sandstone, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, U.S.A., pp. 191-198.
- Regueiro, J. (1997). Sísmica para Ingenieros y Geólogos de Yacimiento. Centro Internacional de la Educación y Desarrollo (CIED) PDVSA. 90, 120.
- Rider, M. (2002). The geological interpretation of well logs. Second edition. 270 p.
- Rivadeneira M., y Baby, P. (2004). Características Geológicas Generales de los Principales Campos Petroleros de Petroproducción. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo: Trabajo del Instituto Francés de Estudios Andinos 229-295.
- Rivadeneira, M., Baby, P., y Barragan, R. (1999), La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Tomo 144 de la colección "Travaux de 'Institut Francais d'Études Andines" (1ra. Edición).
- Rivadeneira, M., Baby, P., y Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Tomo 144 de la colección "Travaux de 'Institut Francais d'Études Andines" (3ra. Edición).

- Romeuf, N. (1995). Middle Jurassic Volcanism in the Northern and Central Andes. *Revista Geológica de Chile* Vol. 22, No.2.
- Sandoval, M. (2002). *Diagénesis de areniscas*. Universidad central de Venezuela.
- Serra, O. (1990). *Clay, Silt, Sand, Shales – A Guide for Well Log Interpretation of Siliciclastic Deposits*. Schumberger Educational Services, Houston.
- Serra, O. y Abbott, H. (1980). The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. 55th Ann. Fall Techn. Conf. SPE of AIME, paper SPE 9270.
- Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic dictionary of applied geophysics*. 4th ed. Society of Exploration Geophysicists (SEG), Tulsa, Okla. 442 p.
- Teixeira, W., Tassinari, C., Cordani, U. y Kawashita, K. (1989). A review of the geochronology of the Amazon Rio Alegre Terrain: Tectonic Implications. *Precambrian. Research*, 42:213-227.
- Toapanta, H. (2009). *Estudio del Incremento de la Producción mediante la selección de Pozos Candidatos para Fracturamiento Hidráulico del Campo Cononaco*. Trabajo de Grado. Universidad Central del Ecuador.
- Toro, J., Medina, G., Montenegro, J., y Lascano, M. (2002). *Estudio sedimentológico de los núcleos de la arenisca Hollín Inferior y Hollín Superior de los pozos C-026 y C-027*. Centro de Investigaciones Geológicas – Quito.
- Tschopp H. J., (1953). Oil Exploration in the Oriente of Ecuador. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 2307 - 2347.
- Vargas, J. (2005). *Modelo Geológico de los Reservorios U y T de la Formación Napo y, Hollín Superior de la Formación Hollín del Campo Cononaco*. Escuela Politécnica Nacional, Escuela de Posgrado en Ingeniería y Ciencias. 162.
- Vera, J.A. (1994). *Estratigrafía: Principios y Métodos*. Editorial Rueda S.L., España, 806.
- Villamizar, B. (2011). *Actualización del Modelo Estructural 3D y Generación de Modelo de Velocidad en el área Travi - Cotoperi*. Trabajo de Grado, Universidad Simón Bolívar, Venezuela.

- Villaroel, R. (2010). Reinterpretación Geológica de la Arena S5-T (área tradicional de San Tomé), del Campo Melones área Mayor de Oficina, Distrito San Tomé Estado Anzoátegui. Trabajo de Grado, Venezuela.
- Wasson, T. y Sinclair, J. (1927). Geological explorations East of the Andes in Ecuador. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 11, 1253-1281, Tulsa.
- White, H., Skopec, R., Ramirez, F., Rodas, J., y Bonila, G. (1995). Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formations, Western Oriente Basin. Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, 573–596.
- Winland, H. (1972). Oil Accumulation I Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco. Production Research Report N|F72-G-25.
- Yuquilema, J. (2010). Modelo Depositacional de la Arenisca T en la Cuenca Oriente. Proyecto de titulación. Escuela Politécnica Nacional.
- Zambrano, I., Ordoñez, M. y Jiménez, N. (1996). Microplaeontología de 63 muestras de afloramientos de la Cuenca Oriental Ecuatoriana, Labogeo, Petroproducción, distrito de Guayaquil, Guayaquil, Ecuador, 45 p.

Internet:

- Previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) para 2015. Consultada en URL: <http://www.iea.org/>
- Cifras del sector petrolero ecuatoriano del Banco Central del Ecuador, 2015 <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/cspe2015106.pdf>
- Schlumberger, 2015. Oil Glossary. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_characterization_model.aspx
- Chelotti, 2009. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Argentina <http://es.scribd.com/doc/41592580/Tema-17-Interpretacion-Sismica-de-Reflexion#scribd>

ANEXOS

ANEXO 1

TABLA DEL ESTADO DE POZOS

NAME	UNIQUE WEL IDENTIFIER	EASTING[m]	NORTHING [m]	DFE[ft]	TD (MD)	STATE
C-001	C-001	285378,86	9891655,07	1193	11232	Produciendo (producer oil)
C-002	C-002	284766,99	9890062,71	889,700	10454	Cerrado (closed oil)
C-002I	C-002I	283546,68	9890110,22	877	11100	Re-inyector (injection water)
C-003	C-003	284037,68	9888521,94	807,599	10329	Produciendo (producer oil)
C-004	C-004	283524,34	9886773,34	940,099	10872	Produciendo (producer oil)
C-005	C-005	284090,16	9888965,09	834,200	10414	Produciendo (producer oil)
C-006	C-006	284443,09	9892012,56	1122,199	10769	Cerrado (closed oil)
C-006R1	CNO-006R1	284443,09	9892012,56	1122,1	11042	Re-inyector (injection water)
C-007	C-007	284886,29	9891118,97	1197	10755	Cerrado (closed oil)
C-007R1	C-007R1	284886,29	9891118,97	1197	11020	Re-inyector (injection water)
C-008	C-008	284997,23	9889054,4	819,900	10393	Produciendo (producer oil)
C-009	C-009	284140,8	9887447,87	834,700	10396	Produciendo (producer oil)
C-010	C-010	284241,32	9889302,01	825,200	10361	Produciendo (producer oil)
C-011	C-011	285501,88	9890653,85	1218,199	10793	Cerrado (closed oil)
C-015	C-015	284574,05	9888748,52	823,099	10482	Produciendo (producer oil)
C-016	C-016	285058,83	9889601,29	835,299	10485	Produciendo (producer oil)
C-017	C-017	283988,81	9887846,04	840	10556	Cerrado (closed oil)
C-017R1	C-017R1	283988,81	9887846,04	840	10699	Re-inyector (injection water)
C-018	C-018	284442,06	9887966,96	821,400	10538	Produciendo (producer oil)
C-019	C-019	284416,4	9889633,34	888,900	10487	Produciendo (producer oil)
C-020	C-020	284760,31	9891651,11	1177,5	10940	Produciendo (producer oil)
C-021	C-021	284918,42	9892325,1	1142,900	10945	Cerrado (closed oil)
C-021R1	C-021R1	284918,42	9892325,1	1142,900	11155	Re-inyector (injection water)

NAME	UNIQUE WEL IDENTIFIER	EASTING[m]	NORTHING [m]	DFF[ft]	TD (MD)	STATE
C-022	C-022	284349,91	9890663,44	899,099	10610	Produciendo (producer oil)
C-023	C-023	283848	9887134,22	874,099	10576	Produciendo (producer oil)
C-024	C-024	285023,79	9892997,14	1149,239	10850	Produciendo (producer oil)
C-025	C-025	285410,5	9892257,83	1156	10829	Produciendo (producer oil)
C-026	C-026	284986,66	9894005,05	1123,199	10835	Produciendo (producer oil)
C-027	C-027	283453,3	9885062,14	838,799	10550	Produciendo (producer oil)
C-028	C-028	283985,43	9886796,22	906	10674	Produciendo (producer oil)
C-028R1	C-028R1	283985,43	9886796,22	906	10813	Re-inyector (injection water)
C-029	C-029	284750,89	9889338,22	825	10561	Produciendo (producer oil)
C-031	C-031	283602,61	9886278,49	949	10670	Cerrado (closed oil)
C-031R1	C-031R1	283602,61	9886278,49	949	10732	Re-inyector (injection water)
C-032	C-032	285088,46	9891920,51	1143,699	10875	Produciendo (producer oil)
C-033	C-033	285256,97	9892555,78	1162,400	10860	Produciendo (producer oil)
C-034	C-034	283409,32	9885556,21	854,599	10626	Produciendo (producer oil)
C-035	C-035	285000,88	9893444,37	1112,300	10895	Produciendo (producer oil)
C-037	C-037	285000,53	9892994,6	1167	10990	Produciendo (producer oil)
C-A047	C-A047	285378,23	9891712,41	1193	11147	Produciendo (producer oil)
C-A048	C-A048	285379,65	9891715,79	1193	11370	Produciendo (producer oil)
C-A051	C-A051	285381,06	9891719,16	1193	11786	Produciendo (producer oil)
C-B012	C-B012	285398,5	9890084,69	1204,900	10782	Cerrado (closed oil)
C-B012B	C-B012B	285380,12	9890103,24	1209	10920	Re-inyector (injection water)
C-C013	C-C013	285411,43	9891178,11	1208,900	10844	Produciendo (producer oil)
C-C036	C-C036	285391,77	9891185,04	1208,900	11089	Produciendo (producer oil)
C-C046	C-C046	285395,01	9891186,74	1208,900	11246	Cerrado (closed oil)
C-C046R1	C-C046R1	285395,01	9891186,74	1208,900	11308	Re-inyector (injection water)
C-E014	C-E014	285024,22	9890711,56	1192	10892	Produciendo (producer oil)

NAME	UNIQUE WEL IDENTIFIER	EASTING[m]	NORTHING [m]	DFE[ft]	TD (MD)	STATE
C-E030	C-E030	285049,79	9890695,73	1204,400	11130	Produciendo (producer oil)
CR-001	CR-001	286421,55	9895456,84	1049,953	10710	Produciendo (producer oil)
CR-002	CR-002	286283,84	9895579,67	1074,349	11100	Produciendo (producer oil)
CR-003	CR-003	286242,41	9895581,47	1080,349	11394	Produciendo (producer oil)
CR-004	CR-004	286245,02	9895583,27	1080,300	11476	Produciendo (producer oil)

ANEXO 2
REGISTROS DE POZOS

Pozo	NUCLEO S CAMPO	GRB espectral	NUCLEO S REGISTR O	Porosidad nucleos Hr	Permeabilidad ad nucleos Hr	Permeabilidad ad nucleos Vt	Porosidad nucleos Vt	CAL	DT	GR	RHO	RDR	RS	RM	MIN	MNO	NP	PE	SP	BS
C-A051	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	-	-	X	X	-	-
C-001	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-
C-002	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-
C-002I	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-
C-003	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-
C-004	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-
C-005	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	-	X	X	-	-	-	X	X	-	-
C-006	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-
C-006R1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-	-	-	X	X	-	-
C-007	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-
C-007R1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-	-	-	X	X	-	X
C-008	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-
C-009	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-
C-010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-
C-011	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-
C-B012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C-B012B	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	-	X	X	-	-

Pozo	NUCLEO S CAMPO	GRB espectral	NUCLEO S REGISTR O	Porosida d nucleos Hr	Permeabilidad ad nucleos Hr	Permeabilidad ad nucleos Vt	Porosida d nucleos Vt	CA L	D T	G R	R H	R D	R S	R M	MI N	MN O	NP H	PE F	S P S	B S
C-013	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	X	-	X	X	-
C-014	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	X	-	X	X	-
C-015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-	X	X	-	-	X	-
C-016	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	-	X	-	X	X	X	-
C-017	X	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-018	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-019	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-020	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-021	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-021R1	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-022	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-023	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-024	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-025	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-026	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-027	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-028	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-029	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-030	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-
C-031	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-

Pozo	NUCLEO S CAMPO	GRB espectral	NUCLEO S REGISTR O	Porosida d nucleos Hr	Permeabilidad ad nucleos Hr	Permeabilidad ad nucleos Vt	Porosida d nucleos Vt	CA L	D T	G R	R H	R D	R S	R M	MI N	MN O	NP H	PE F	S P	B S
C-031R1	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	-	X	X	-	-
C-032	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C-033	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C-034	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C-035	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	-	-	X	-	X	-
C-036	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	-	-	X	X	X	X
C-046	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-046R1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	-	-	-	-	X	X
C-A047	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-	-
C-A048	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
C-011R1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	X	-	-	X	X	X	X
C-028R1	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	X	-	-	X	X	X	X
C-017R1	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	X	-	-	X	X	X	X
C-037	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CR-001	-	-	-	X	X	-	-	X	X	X	X	X	X	-	-	-	X	-	X	-

ANEXO 3

REGISTROS SISMICO DE POZOS (CHECKSHOTS)

POZO C-001		
PROF. VERTICAL (SRD)-(ft)	TIEMPO DE VIAJE (SRD/GEO) OWT (ms)	TWT (ms)
0	0	0
1000	129	258
1500	233	466
2000	279	558
2500	333	666
3000	391	782
3000	389	778
3500	440	880
4000	485	970
4500	537	1074
5000	591	1182
5000	593	1186
5500	652	1304
6389	743	1486
6800	771	1542
7306	820	1640
7306	830	1660
8000	874	1748
8786	943	1886
9514	996	1992
9550	1008	2016
10360	1064	2128
10632	1093	2186
11108	1121	2242

POZO C-006		
PROF. VERTICAL (SRD)-(ft)	TIEMPO DE VIAJE (SRD/GEO) OWT (ms)	TWT (ms)
294.0	50.54	101.08
1484.2	204.35	408.7
2504.1	322.98	645.96
2934.2	369.64	739.28
3384.1	419.05	838.1
3884.0	473.14	946.28
4384.4	528.61	1057.22
4884.1	583.17	1166.34
5384.1	637.51	1275.02
5884.1	692.04	1384.08
6371.2	739.28	1478.56
7051.0	799.81	1599.62
7244.3	818.82	1637.64
7704.0	857.44	1714.88
8234.2	898.26	1796.52
8758.2	938.98	1877.96
9084.4	964.09	1928.18
9513.0	1000.6	2001.2
9834.7	1029.91	2059.82
10049.1	1045.82	2091.64
10214.0	1055.72	2111.44

Valores de los tiros de verificación de los pozos C-001 y C-006, para el área de estudio, donde la profundidad vertical esta corregida con el datum sísmico SRD (=820 ft), y su equivalente en tiempo con los valores correspondientes a one way time (OWT) y two way time (TWT).

ANEXO 4
TABLA DE TOPES ESTRATIGRÁFICOS

Well identifier	Surface (MD ft)	
	TUHS	TmHS
C-001	10652.97	10691.00
C-002	10322.01	10349.00
C-002I	10683.97	10721.00
C-003	10215.84	10244.35
C-004	10438.87	10487.87
C-005	10251.00	10281.25
C-006	10684.56	10724.16
C-006R1	10856.34	10895.52
C-007	10624.00	10651.00
C-007R1	10791.00	10811.00
C-008	10282.00	10320.25
C-009	10281.42	10337.96
C-010	10255.00	10289.00
C-011	10706.00	10745.00
C-011R1	10795.00	10840.00
C-015	10249.00	10274.28
C-016	10276.00	10311.00
C-017	10277.00	10302.71
C-017R1	10476.59	10501.11
C-018	10275.00	10301.76
C-019	10312.00	10349.00
C-020	10594.68	10623.00
C-021	10589.82	10610.10
C-021R1	10740.00	10757.36
C-022	10384.86	10423.27
C-023	10316.70	10366.77
C-024	10623.00	10669.00
C-025	10615.00	10659.05
C-026	10666.76	10712.00
C-027	10348.80	10386.58
C-028	10385.51	10431.88
C-028R1	10597.62	10642.45
C-029	10269.00	10303.47
C-031	10465.91	10507.59
C-B012B	10696.00	10738.04
C-C013	10686.00	10709.00

Well identifier	Surface (MD ft)	
	TUHS	TmHS
C-E014	10617.00	10648.74
C-E030	10843.31	10887.00
C-031R1	10522.38	10564.79
C-032	10585.41	10615.42
C-033	10624.44	10666.32
C-034	10341.67	10383.99
C-035	10653.97	10698.00
C-037	10729.98	10764.00
C-A047	10959.73	10999.02
C-A048	11188.94	11239.08
C-A051	11592.72	11630.00
C-C036	10857.89	10876.00
C-C046	11002.94	11034.00
C-C046R1	11087.90	11125.31
CR-001	10604.66	10649.00
CR-002	10886.00	10932.00
CR-003	11216.00	11263.00
CR-004	11312.65	11357.00

TUHS = Top Upper Hollin Sandstone.

TmHS = Top Main Hollin Sandstone.

ANEXO 5

TABLAS DE LA DESCRIPCIÓN DE LAS LITOFACIES EN NÚCLEOS

Facies	Descripción
PCaS	<p>Son sedimentos de color negro a negro-grisáceo, con laminaciones finas de areniscas blanquecinas. Están compuestas de intercalaciones de lutitas, areniscas y limolitas.</p> <p>Las estructuras identificadas son: diagenéticas: cemento calcáreo secundario; de depositación: planos milimétricos de fisilidad, laminación horizontal planar (LHP); de deformación: trazas de carga arenisca sobre los finos.</p>
PCAS	<p>Son sedimentos de color gris claro a crema (en areniscas) a negro grisáceo (finos). Son areniscas de grano muy fino a fino, con intercalaciones de laminaciones de finos.</p> <p>Entre las estructuras identificadas están: diagenéticas: cemento calcáreo secundario; de depositación: laminación horizontal planar (LHP), laminación lenticular (LL), laminación estilolítico (<i>crinklet lamination</i>); y de deformación: pocas trazas de carga arenisca sobre los finos intercalados.</p>
TSFI	<p>Son areniscas cremosas claras a oscuras y principalmente cafés claras a oscuras. Muestran un variable tamaño de grano, entre muy fino y grueso. Granos subredondeados, entre pobre y muy buen sorteo, bien consolidadas.</p> <p>La buena a muy buena calidad de reservorio de esta facies hace que estas areniscas se hallen visualmente impregnadas (moderada a principalmente saturada) con hidrocarburo móvil, lo que les dan a las areniscas el color café característico.</p> <p>Estas areniscas se componen de: cuarzo (96-99%), matriz (1-4%), micas (Tr), plagioclasas y feldespatos (Tr-1%), hidrocarburo residual (Tr), materia orgánica (Tr, como carbón y restos de ámbar). Cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas son: orgánicas: escasa a localmente moderada bioturbación con <i>icnogenus de ophiomorpha y skolithos</i>. Las estructuras de depositación son : laminaciones horizontales (LH) y de tipo flaser, laminaciones discontinuas de tipo estilolítico (con lutitas y/o carbón), local laminación oblicua planar (LOP, inclinada 10°)</p>
TB	<p>Son areniscas cremosas claras a oscuras y principalmente cafés claras a oscuras, localmente grises. Muestran un variable tamaño de grano, entre muy fino y grueso. Granos subredondeados, entre pobre y muy buen sorteo, bien consolidadas.</p> <p>De muy buena a excelente calidad de reservorio de estas facies, se hallan visualmente impregnadas (saturada) con hidrocarburo móvil, que le dan a las areniscas el color café característico.</p> <p>Se componen de: cuarzo (98-99%), glauconita (2%), micas (Tr-1%), pirita (Tr-1%), plagioclasas y feldespatos (Tr-1%), matriz (1-2%), materia orgánica (Tr-1%), e hidrocarburo residual (Tr). Cemento silíceo primario. Localmente laminaciones de volcanosedimentos.</p> <p>Las estructuras identificadas son: diagenéticas: pirita framboidal; orgánicas: escasa a moderada bioturbación del <i>icnogenus ophiomorpha</i>. Las estructuras de depositación son: laminación tipo platos (<i>dishes</i>), moderada laminación bidireccional (<i>herring bone</i>), abundantes laminaciones oblicuas planares (LOP, entre 20° a 15°), laminaciones dobles de lodo (DML, inclinadas entre 5°-30°), laminaciones <i>flaser</i>, frecuentes laminaciones discontinuas de tipo estilolítico (lutitas y carbón), pocas laminaciones horizontales (LHP), pocos contactos basales erosivos.</p>

Facies	Descripción
TCh	<p>Son areniscas de color crema, y cafés claro a oscuro. Muestran un tamaño de grano variable, entre fino y grueso. Subredondeadas, moderadamente sorteadas, y consolidadas.</p> <p>Moderada a buena calidad de reservorio, se halla visualmente impregnada (saturada) con hidrocarburo móvil, lo que le da el color café característico.</p> <p>Se compone de: cuarzo (98-99%), matriz (1-2%), feldespatos (Tr), micas (Tr), materia orgánica (Tr, como carbón), e intraclastos arcillosos grises subredondeados (Tr-2%, bentonita). Cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas son: de depositación: frecuentemente laminación horizontal (LH), laminaciones oblicuas planares (LOP, inclinadas 15°), laminaciones oblicuas arqueadas (LOA), escasa laminación discontinua de tipo estilolítico, laminación <i>flaser</i>, y laminación doble de lodo (DML). Las estructuras de erosión son: escasos contactos basales erosivos. Las estructuras orgánicas son: escasa bioturbación con el <i>icnogenus ophiomorpha</i>.</p>
Marsh	<p>Son sedimentos de color negro a negro grisáceo, con escasas partes finas blanquecinas correspondientes a finas laminaciones de areniscas. Están compuestas de intercalaciones de carbón laminado, con poca laminación fina de areniscas muy finas y limolitas.</p> <p>Su principal componente es la materia orgánica carbonosa, laminada y polvorienta, mezclada con algunos granos de ámbar.</p> <p>Las estructura identificadas son: diagenéticas: escasa pirita framboidal; de depositación: planos milimétricos de fisilidad por la laminación horizontal planar (LHP), laminación tipo <i>flaser</i>.</p>
FICH y FICH.T	<p>Son facies arenosas principalmente café oscuras a localmente café claras, y grises. Poseen un tamaño de grano muy variable entre medio a muy grueso. Son subangulares a redondeadas, bien sorteadas y consolidadas.</p> <p>Buena y muy buena calidad de reservorio, se halla visualmente impregnación (saturado) de hidrocarburo móvil, lo que le da el color característico café a las areniscas, a excepción de las facies grises con contenido de hidrocarburo residual.</p> <p>Las areniscas se componen de: cuarzo (88-97%), matriz (1-5%), micas (Tr), plagioclasas y feldespatos (1-2%), hidrocarburo residual (Tr-5%), pirita framboidal (Tr), materia orgánica (Tr), y clastos lodosos (Tr-1%). Laminaciones locales de volcanoclásticos. Poseen cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas: de depositación son: laminaciones oblicuas planares (LOP, inclinadas 20°), laminación <i>flaser</i>, moderada laminación horizontal planar (LH), y escasos <i>ripples</i> de corrientes; de erosión son: algunos contactos basales de tipo canalizados, y varios de tipo erosivo. Las estructuras orgánicas identificadas son: escasa bioturbación con el <i>icnogenus skolithos</i> (en un canal fluvial con influencia mareal FICH.T)</p>
Swamp	<p>En general son facies limosas a limo arenosas de color gris claro a oscuro, a veces con escasas laminaciones finas de areniscas de color blanquecinas. Son bien consolidadas, duras, frágiles, y poseen cemento silíceo primario.</p> <p>Su principal componente es la arcilla tipo bentonita y caolinita.</p> <p>Las finas laminaciones de areniscas se componen de: cuarzo (97%), micas (3%), pirita (Tr), plagioclasas y feldespatos (Tr), matriz (Tr); poseen cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas son: de depositación: algunos planos milimétricos de fisilidad por la laminación horizontal planar (LHP), de erosión: raros <i>gutter cast</i>.</p>

Facies	Descripción
FIB	<p>Son areniscas caquis a cremosas. Poseen un tamaño de grano entre medio a grueso. Son areniscas subredondeadas a redondeadas, moderadamente sorteadas, y están bien consolidadas.</p> <p>Moderada calidad de reservorio, se halla visualmente algo de impregnación de hidrocarburo móvil (saturada), lo que le da el color caqui característico.</p> <p>Se componen de: cuarzo (96%), matriz (3%), pirita framboidal (Tr), plagioclasas y feldespatos (1%), hidrocarburo residual (Tr), materia orgánica (Tr). Posee cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas: de depositación son: laminaciones oblicuas planares (LOP, inclinadas de 30) que son las laminaciones tipo <i>ripples avalanche</i> (según la clasificación de Imbrie et Buchanan 1965 in: Purser 1980)</p>
SFD	<p>Son microconglomerados arenosos cafés claros, bien consolidados.</p> <p>Buena a muy buena calidad de reservorio, se halla visualmente impregnación de hidrocarburo móvil (saturada).</p> <p>Las estructuras identificadas son: de depositación: laminación horizontal planar (LHP); y de erosión: contacto basal erosivo.</p>

Tabla A. Descripción de las facies sedimentarias obtenidas de núcleos de pozo para Hollín Principal o Inferior.

Facies	Descripción
PCaS	<p>Son sedimentos de color negro a gris oscuro, con laminaciones finas de areniscas blanquecinas. Compuestas de intercalaciones de lutitas con finas laminaciones de areniscas muy finas. Las lutitas son duras, frágiles, y poseen cemento silíceo y muy raramente calcáreo.</p> <p>Las estructuras identificadas: -diagenéticas son: poca pirita framboidal; -de depositación son: planos milimétricos de fisilidad, debido a la laminación horizontal planar (LHP), poca laminación <i>flaser</i>, y escasa laminación tipo estilolítico; -de deformación: muy pocas trazas de carga de arenisca sobre las lutitas; -y orgánicas son: la bioturbación se presenta moderada a escasa, identificándose los <i>icnogenus planolites</i> y <i>arenicolites</i> (los más frecuentes), y <i>gastrochaenolites</i> y <i>psilonichnus</i>.</p>
PCAS	<p>Son sedimentos de color café claro a caqui (en las areniscas), negro grisáceo (en sedimentos finos). Son areniscas subredondeadas, moderadamente a bien sorteadas, bien consolidadas. Poseen cemento silíceo primario y poco cemento calcáreo secundario.</p> <p>Moderada a pobre calidad de reservorio, visualmente se halla impregnación de hidrocarburo móvil.</p> <p>Se componen de: cuarzo (93-98%), matriz (1-6%), micas (Tr), plagioclasas y feldespatos (Tr-1%), hidrocarburo residual (Tr-1%), circón (Tr). Poseen cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas son: -diagenéticas: escasa pirita framboidal, y moderado a raro cemento calcáreo secundario; -de depositación: laminación horizontal planar (LHP), laminación lenticular (LL), escasa laminación de tipo estilolítico (<i>crinklet lamination</i>); - orgánicas: la bioturbación de sedimentos se presenta moderada a algo intensa, ocurriendo los <i>icnogenus ophiomorpha</i> (la más abundante), <i>planolites</i>, <i>gastrochaenolites</i>, y <i>thalassionoides</i> (frecuentes), <i>skolithos</i> y <i>diploclaterion</i> (poco frecuentes).</p>

Facies	Descripción
LShF	<p>Son facies cremosas claras a grisáceas oscuras, de areniscas muy finas intercaladas con laminaciones arcillosas negras grisáceas. Bien consolidadas y poseen cemento silíceo primario.</p> <p>Moderada calidad de reservorio, visualmente se halla impregnación (algo saturado) de hidrocarburo móvil, lo que les da el color característico café a caqui a las areniscas.</p> <p>Se compone de: cuarzo (98%), matriz (Tr-2%).</p> <p>Las estructuras identificadas son: -de depositación: laminaciones tipo <i>swaley</i>, y de tipo <i>flaser</i>.</p>
TSFI	<p>Son areniscas grisáceas, cremosas claras a oscuras, y principalmente cafés claras a oscuras. Muestran un variable tamaño de grano, entre fino a medio. Son areniscas subredondeadas, pobre a buen sorteo y bien consolidadas.</p> <p>Buena a muy buena calidad de reservorio, estas areniscas se hallan visualmente impregnadas (trazas, moderada, y saturada) con hidrocarburo móvil, lo que les dan a las areniscas el color café característico.</p> <p>Se componen de: cuarzo (95-99%), matriz (1-5%), micas (Tr), plagioclasas y feldespatos (Tr), hidrocarburo residual (Tr-3%), materia orgánica (Tr-1%, carbón y restos de raíces), <i>rip-up clasts</i> arcillosos (de hasta 45 mm de diámetro mayor). Cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas son: -de depositación: frecuentes laminaciones horizontales (LH) y laminaciones discontinuas de tipo estilolítico (con lutitas y/o carbón), laminaciones de tipo <i>flaser</i>, escasa laminación tipo <i>ripples</i>, moderadas laminaciones oblicuas arqueadas discontinuas (LOA); -diagenéticas: pirita framboidal; -y orgánicas: bioturbación moderada a intensa de <i>los icnogenus ophiomorpha</i> (abundante), y escasos <i>skolithos</i>, <i>gastrochaenolites</i>, <i>psilonichnus</i>, <i>arenicolites</i>.</p>
TB	<p>Son areniscas cafés principalmente oscuras; localmente caquis. Muestran un variable tamaño de grano entre fino a medio. Son areniscas subredondeadas, entre bien a muy bien sorteadas, y bien consolidadas.</p> <p>Muy buena a excelente calidad de reservorio, las areniscas se hallan impregnadas (saturada) con hidrocarburo móvil, dándoles su color característico café.</p> <p>Se componen de: cuarzo (96-99%), matriz (1-4%), micas (Tr), pirita framboidal (Tr), plagioclasas y feldespatos (Tr), materia orgánica (Tr) y algunos clastos carbonosos flotantes, <i>rip-up</i> arcillosos (Tr). Cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas son: -diagenéticas: pirita framboidal; -orgánicas: escasa bioturbación de <i>icnogenus ophiomorpha</i>. Las estructuras de depositación son: escasas a moderadas laminaciones bidireccional (<i>herring bone</i>), moderadas laminaciones oblicuas arqueadas discontinuas (LOA); frecuentes laminaciones oblicuas planares (LOP, inclinadas 20°), pocas laminaciones dobles de lodo (DML, inclinadas entre 5°-20°), algunas laminaciones <i>flaser</i>, y pocas laminaciones discontinuas de tipo estilolítico (con lutitas), laminaciones horizontales planares (LHP).</p>
TCh	<p>Son areniscas de color blanquecino, crema a caqui y café claro. Muestran un tamaño de grano variable entre fino a grueso. Subredondeadas, moderadamente sorteadas y bien consolidadas.</p> <p>Moderada a buena calidad de reservorio de esta facies hace que las areniscas se hallen impregnadas (desde trazas a saturada) con hidrocarburo móvil, lo que le da el color café</p>

	<p>característico donde está saturada.</p> <p>Se componen de: cuarzo (95-98%), matriz (1-4%), micas (Tr-1%), materia orgánica (Tr-1%), e intraclastos arcillosos grises subangulares a subredondeados (Tr-1%). Poseen cemento silíceo primario, y pirita (Tr-1%).</p> <p>Las estructuras identificadas son: -de depositación: moderada laminación horizontal (LH), escasa laminación oblicua planar (LOP), escasa laminación oblicua arqueada discontinua (LOA), moderada laminación discontinua de tipo estilolítico, poca laminación <i>flaser</i>; -de erosión son: escasos contactos basales erosivos; -y orgánicas: escasa bioturbación de <i>icnogenus</i>.</p>
Marsh	<p>Sedimentos palustres de color negro a negro grisáceo, con algunas partes finas blanquecinas correspondientes a finas laminaciones de areniscas muy finas a finas. Con intercalaciones de carbón laminado, areniscas muy finas y limolitas.</p> <p>Su principal componente es la materia orgánica carbonosa, laminada y polvorienta, mezclada con algunos granos de ámbar dorado.</p> <p>Las estructuras identificadas son: -diagenéticas: poca pirita framboidal; -de depositación: planos milimétricos de fisilidad por la laminación horizontal planar (LHP); -y orgánicas: escasa bioturbación con el <i>icnogenus planolites</i>.</p>
SFD	<p>Son areniscas caquis claras a gris claro. Poseen tamaño de granos entre medio a grueso. Son bien consolidadas.</p> <p>Pobre a moderada y buena calidad de reservorio, con impregnación (algo saturadas) de hidrocarburo móvil.</p> <p>Se componen de cuarzo (98%), matriz (2%), plagioclasas y feldespatos (Tr), e hidrocarburo residual (Tr). Poseen cemento silíceo primario.</p> <p>Las estructuras identificadas son: -de depositación: laminación horizontal planar (LHP), laminación tipo estilolítico; -de erosión: contacto basal erosivo.</p>

Tabla B. Descripción de las facies sedimentarias obtenidas de núcleos de pozo para Hollín Superior.

ANEXO 6. ANÁLISIS DE PITTMAN Y RADIO DE GARGANTA PORAL

Profundidad pies	Porosidad %	Permeabilidad md	R60 de P.	(Petrofacies)	Permeabilidad				
					0.1 Micrones	0.5 Micrones	2.5 Micrones	5 Micrones	10 Micrones
10722,00	13,13	5345,00	44,53	MEGA	0,437	5,238	62,776	182,955	533,208
10668,00	14,68	2393,00	21,97	MEGA	0,582	6,978	83,634	243,746	710,379
10671,00	17,54	3692,00	21,63	MEGA	0,920	11,027	132,170	385,198	1122,630
10680,00	16,68	3046,00	20,76	MEGA	0,809	9,690	116,144	338,494	986,513
10671,80	18,59	3432,00	18,72	MEGA	1,068	12,805	153,479	447,302	1303,627
10709,00	17,85	2951,00	18,17	MEGA	0,962	11,535	138,259	402,945	1174,352
10662,00	14,64	1724,00	17,84	MEGA	0,578	6,929	83,050	242,042	705,413
10429,00	14,85	1656,34	16,98	MEGA	0,600	7,188	86,147	251,069	731,722
10718,00	15,33	1276,00	13,60	MEGA	0,651	7,800	93,489	272,467	794,083
10715,00	17,45	1740,00	13,40	MEGA	0,908	10,883	130,433	380,137	1107,880
10443,00	16,55	1359,37	12,47	MEGA	0,792	9,497	113,831	331,752	966,866
10727,00	15,74	1189,00	12,43	MEGA	0,696	8,348	100,053	291,597	849,838
10447,70	17,07	1419,10	12,18	MEGA	0,858	10,284	123,255	359,217	1046,909
10716,00	15,36	1066,00	12,06	MEGA	0,654	7,839	93,960	273,840	798,085
10724,80	17,36	1458,00	12,05	MEGA	0,896	10,739	128,710	375,117	1093,248
10483,00	3,40	21,80	11,96	MEGA	0,014	0,162	1,946	5,672	16,530
10444,00	15,44	1060,94	11,92	MEGA	0,663	7,945	95,224	277,522	808,815
10668,80	18,20	1616,00	11,91	MEGA	1,012	12,126	145,337	423,572	1234,468
10432,00	15,87	1134,42	11,89	MEGA	0,711	8,526	102,192	297,830	868,001
10721,00	15,59	1080,00	11,87	MEGA	0,680	8,145	97,620	284,506	829,172
10717,00	14,81	921,00	11,66	MEGA	0,596	7,138	85,552	249,334	726,665
10523,00	12,70	593,00	11,32	MEGA	0,401	4,808	57,625	167,944	489,460

Profundidad pies	Porosidad %	Permeabilidad md	R60 de P.	(Petrofacies)	Permeabilidad				
					0.1 Micrones	0.5 Micrones	2.5 Micrones	5 Micrones	10 Micrones
10511,00	13,00	596,00	10,93	MEGA					
10439,50	17,15	1089,35	10,18	MEGA	0,868	10,408	124,745	363,561	1059,570
10700,00	14,94	764,00	10,18	MEGA	0,609	7,300	87,496	255,000	743,178
10539,00	13,80	621,00	10,16	MEGA	0,497	5,953	71,345	207,929	605,992
10727,70	15,56	831,00	10,05	MEGA	0,676	8,105	97,138	283,101	825,076
10449,70	17,50	1067,06	9,71	MACRO	0,915	10,963	131,396	382,944	1116,059
10680,80	17,96	1088,00	9,42	MACRO	0,978	11,719	140,460	409,360	1193,048
10416,00	13,97	565,12	9,36	MACRO	0,513	6,143	73,626	214,578	625,371
10418,60	16,47	839,99	9,20	MACRO	0,783	9,380	112,422	327,645	954,896
10421,80	16,99	876,06	8,98	MACRO	0,848	10,160	121,775	354,904	1034,341
10704,00	15,44	639,00	8,58	MACRO	0,663	7,945	95,224	277,522	808,815
10728,00	16,88	790,00	8,49	MACRO	0,834	9,992	119,758	349,027	1017,211
10445,60	16,38	731,02	8,49	MACRO	0,772	9,249	110,849	323,062	941,538
10687,30	18,07	903,00	8,26	MACRO	0,993	11,905	142,683	415,837	1211,925
10448,00	16,73	736,97	8,24	MACRO	0,815	9,765	117,042	341,108	994,134
10433,00	16,30	672,31	8,11	MACRO	0,762	9,133	109,463	319,021	929,761
10437,10	16,73	662,08	7,68	MACRO	0,815	9,765	117,042	341,108	994,134
10674,00	18,49	824,00	7,50	MACRO	1,054	12,629	151,365	441,142	1285,674
10729,00	15,62	530,00	7,46	MACRO	0,683	8,185	98,104	285,916	833,280
10340,40	1,04	0,50	7,46	MACRO	0,001	0,008	0,093	0,270	0,786
10708,40	16,33	540,00	7,01	MACRO	0,766	9,176	109,981	320,532	934,167
10535,00	2,20	3,00	6,83	MACRO	0,004	0,053	0,635	1,852	5,398
10507,00	14,20	358,00	6,78	MACRO	0,535	6,406	76,783	223,779	652,185
10674,80	18,39	661,00	6,56	MACRO	1,039	12,454	149,269	435,034	1267,873
10411,80	12,23	231,13	6,55	MACRO	0,364	4,364	52,301	152,426	444,234

Profundidad pies	Porosidad %	Permeabilidad md	R60 de P.	(Petrofacies)	Permeabilidad				
					0.1 Micrones	0.5 Micrones	2.5 Micrones	5 Micrones	10 Micrones
10720,00	11,60	199,00	6,49	MACRO	0,318	3,809	45,652	133,048	387,757
10515,00	8,00	76,00	6,46	MACRO	0,122	1,465	17,562	51,184	149,171
10708,40	17,25	540,00	6,40	MACRO	0,881	10,565	126,624	369,036	1075,527
10730,00	17,04	477,00	6,03	MACRO	0,854	10,237	122,699	357,596	1042,185
10676,00	16,55	434,00	5,95	MACRO	0,792	9,497	113,831	331,752	966,866
10692,00	14,30	294,00	5,90	MACRO	0,544	6,523	78,181	227,853	664,059
10719,00	14,12	271,00	5,71	MACRO	0,527	6,314	75,676	220,552	642,780
10423,00	15,13	317,12	5,64	MACRO	0,629	7,541	90,385	263,421	767,721
10519,00	14,20	266,00	5,59	MACRO	0,535	6,406	76,783	223,779	652,185
10698,80	13,87	242,00	5,47	MACRO	0,503	6,031	72,279	210,651	613,926
10735,30	14,38	261,00	5,41	MACRO	0,552	6,617	79,311	231,144	673,652
10724,00	12,61	184,00	5,37	MACRO	0,394	4,721	56,581	164,901	480,592
10406,80	12,81	179,01	5,14	MACRO	0,410	4,916	58,917	171,710	500,434
10675,40	18,43	456,00	5,14	MACRO	1,045	12,524	150,106	437,471	1274,976
10540,00	13,80	216,00	5,12	MACRO	0,497	5,953	71,345	207,929	605,992
10524,00	12,70	167,00	4,98	MACRO	0,401	4,808	57,625	167,944	489,460
10512,00	13,10	170,00	4,79	MACRO	0,434	5,207	62,408	181,882	530,081
10389,00	12,41	143,87	4,70	MACRO	0,378	4,531	54,303	158,261	461,239
10719,20	14,52	210,00	4,62	MACRO	0,566	6,784	81,311	236,974	690,643
10521,00	9,70	71,00	4,48	MACRO	0,201	2,405	28,822	84,000	244,810
10387,00	8,45	47,33	4,34	MACRO	0,141	1,687	20,215	58,916	171,707
10726,00	18,25	333,00	4,26	MACRO	1,019	12,212	146,365	426,570	1243,206
10499,00	15,80	229,00	4,25	MACRO	0,703	8,430	101,037	294,464	858,192
10388,00	9,17	55,24	4,18	MACRO	0,174	2,081	24,945	72,701	211,881
10517,00	13,90	152,00	4,03	MACRO	0,506	6,064	72,681	211,825	617,346

Profundidad pies	Porosidad %	Permeabilidad md	R60 de P.	(Petrofacies)	Permeabilidad				
					0.1 Micrones	0.5 Micrones	2.5 Micrones	5 Micrones	10 Micrones
10508,00	14,20	158,00	3,99	MACRO	0,535	6,406	76,783	223,779	652,185
10660,00	16,20	219,00	3,96	MACRO	0,750	8,990	107,744	314,013	915,166
10520,00	14,50	156,00	3,82	MACRO	0,564	6,760	81,023	236,136	688,200
10503,00	13,80	137,00	3,82	MACRO	0,497	5,953	71,345	207,929	605,992
10714,40	15,64	187,00	3,79	MACRO	0,685	8,212	98,427	286,858	836,026
10504,00	13,80	127,00	3,63	MACRO	0,497	5,953	71,345	207,929	605,992
10383,90	10,35	58,09	3,53	MACRO	0,237	2,841	34,052	99,243	289,235
10382,10	10,40	52,38	3,28	MACRO	0,240	2,877	34,477	100,480	292,841
10516,00	8,00	26,00	3,22	MACRO	0,122	1,465	17,562	51,184	149,171
10662,60	17,77	191,00	3,11	MACRO	0,951	11,403	136,671	398,318	1160,868
10725,00	17,22	156,00	2,87	MACRO	0,878	10,518	126,059	367,388	1070,725
10391,00	12,35	58,51	2,65	MACRO	0,373	4,475	53,630	156,301	455,527
10529,00	3,90	3,00	2,63	MACRO	0,019	0,231	2,769	8,071	23,522
10501,00	15,90	110,00	2,61	MACRO	0,715	8,568	102,689	299,279	872,226
10505,00	15,30	88,00	2,41	MESO	0,648	7,761	93,019	271,098	790,094
10718,00	15,57	88,00	2,34	MESO	0,677	8,118	97,299	283,569	826,440
10513,00	13,42	58,00	2,29	MESO	0,462	5,540	66,403	193,525	564,014
10695,60	11,46	38,00	2,27	MESO	0,308	3,692	44,248	128,958	375,840
10509,00	12,90	47,00	2,13	MESO	0,418	5,005	59,987	174,828	509,524
10359,30	14,41	54,54	1,95	MESO	0,555	6,653	79,737	232,386	677,271
10698,00	9,91	20,00	1,90	MESO	0,212	2,541	30,454	88,755	258,669
10399,60	6,21	6,00	1,90	MESO	0,064	0,764	9,157	26,689	77,782
10699,50	12,01	32,00	1,87	MESO	0,347	4,165	49,916	145,476	423,978
10379,00	10,59	18,35	1,61	MESO	0,251	3,014	36,120	105,267	306,794
10381,00	9,31	11,05	1,44	MESO	0,181	2,164	25,936	75,589	220,297

Profundidad pies	Porosidad %	Permeabilidad md	R60 de P.	(Petrofacies)	Permeabilidad				
					0.1 Micrones	0.5 Micrones	2.5 Micrones	5 Micrones	10 Micrones
10385,10	6,27	3,86	1,41	MESO	0,065	0,783	9,387	27,357	79,729
10718,50	14,67	34,00	1,40	MESO	0,581	6,966	83,488	243,319	709,136
10715,80	13,24	26,00	1,39	MESO	0,446	5,351	64,137	186,922	544,769
10356,20	10,29	13,32	1,37	MESO	0,234	2,799	33,547	97,770	284,944
10374,50	9,22	9,99	1,37	MESO	0,176	2,111	25,296	73,724	214,864
10402,00	9,83	11,01	1,31	MESO	0,208	2,488	29,826	86,925	253,335
10533,00	6,60	3,70	1,26	MESO	0,075	0,894	10,710	31,213	90,968
10376,80	9,98	9,22	1,14	MESO	0,216	2,587	31,010	90,376	263,393
10527,00	6,20	2,70	1,14	MESO	0,063	0,761	9,120	26,578	77,461
10525,00	7,20	3,00	0,95	MESO	0,093	1,118	13,395	39,038	113,774
10410,00	9,26	5,64	0,94	MESO	0,178	2,134	25,579	74,549	217,268
10371,40	10,75	8,13	0,93	MESO	0,261	3,132	37,539	109,405	318,853
10531,00	9,00	4,80	0,89	MESO	0,165	1,984	23,773	69,286	201,928
10728,40	14,95	13,00	0,73	MESO	0,610	7,313	87,647	255,439	744,457
10398,40	5,23	0,50	0,51	MESO	0,041	0,491	5,889	17,162	50,016
10342,00	9,73	2,11	0,46	MICRO	0,202	2,424	29,052	84,669	246,762
10693,50	4,74	0,10	0,21	MICRO	0,032	0,382	4,573	13,327	38,839

ANEXO 7**SIMBOLOGÍA**

Símbolo	Significado
°API	American Petroleum Institute
°C	Grados Celsius
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional
acre	medida de superficie equivale a 4046 [m ²]
AF	Asociación de Facies
AI	Impedancia Acústica
AN	Arena neta
BF	Barriles Fiscales
Bls	Barriles
BmHS	Base de la arenisca Hollín Principal
BN	Barriles en condiciones Normales
BPPD	Barriles de petróleo por día
BY	Barriles en condiciones del yacimiento.
CAL	Caliper
CAPO	Contacto agua petróleo original
cc	centímetros cúbicos
COES	Condensado Original en Sitio
DT	Registro acústico
EOR	Enhanced Oil Recovery
Fm	Formación
FR	Factor de recobro
ft	Pies
GOES	Gas Original en Sitio
gr	gramos
GR	Rayos Gamma
gr/cc	gramos por centímetro cubico
Inches	Pulgadas
K	Permeabilidad
KB	Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

km ²	Kilómetros cuadrados (1 km ² = 247.11 acre)
m	Metro
Ma	Millones de años
MD	Measure Depth (profundidad medida) distancia medida a lo largo de la senda de un pozo (taladrado) desde el KB al TD
mD	miliDarcy
ms	milisegundos
mV	milivolitos
NPH	Registro Neutrón
ohm-m	ohmios metro
OWT	One Way Time
PHI	Porosidad total
PHIe	Porosidad efectiva
POES	Petróleo Original en Sitio
R	Resistividad
RHO	Densidad
SP	Potencial Eléctrico
SRD	Seismic reference datum
Sw	Saturación de agua
Swc	Saturación de agua corte
TD	Profundidad total del pozo.
TmHS	Tope de la arenisca Hollín Principal
TST	Sistema transgresivo
TUHS	Tope de la arenisca Hollín Superior
TVD	True Vertical Depth, profundidad vertical verdadera, distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo.
TVDSS	Profundidad Vertical Verdadera del Nivel del Mar, distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo.
TWT	Two way time
TZ	Curva tiempo-profundidad
Vsh	Volumen de arcilla.
Vshc	Volumen de arcilla corte
φsh	Porosidad de la arcilla de corte