

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



**ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOSTÁTICO DEL BLOQUE  
MPE-3 ASIGNADO A LA EMX PETROLERA SINOVENSA. S, A  
UBICADO EN EL CAMPO MORICHAL, DIVISIÓN CARABOBO,  
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, MUNICIPIO  
LIBERTADOR, ESTADO MONAGAS**

**TRABAJO FINAL DE  
GRADO PRESENTADO POR  
LOS BACHILLERES MARÍN  
JOSÉ Y RUIZ JORLENI  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO GEÓLOGO**

**CIUDAD BOLÍVAR, JUNIO DE 2024**



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

**ACTA DE APROBACIÓN**

Este trabajo de grado, titulado: “**ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOSTÁTICO DEL BLOQUE MPE-3 ASIGNADO A LA EMX PETROLERA SINOVENSA. S, A UBICADO EN EL CAMPO MORICHAL, DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, MUNICIPIO LIBERTADOR, ESTADO MONAGAS.**” presentado por los bachilleres, **JOSÉ MARIN**, cédula de identidad N° **26.913.309**, y **JORLENI RUIZ**, cédula de identidad N° **26.870.086** como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO** ha sido **APROBADO** por el jurado integrado por los profesores de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente.

**Nombre y Apellido:**

**Firma:**

Prof. Berenice Sandoval

(Asesor)

Prof. Francisco Monteverde

(Jurado)

Prof. Erasto Jimenez

(Jurado)

Prof. Francisco Monteverde

Jefe del Departamento de Ingeniería Geológica

Prof. Francisco Monteverde

Director de Escuela

En Ciudad Bolívar, a los 25 días del mes de Junio de 2024

## DEDICATORIA

A Dios dedico este proyecto, por darme las herramientas para llevarlo a cabo.

A mis padres y hermana, que han Sido motores de mi esfuerzo y dedicación.

A mis abuelos, que siempre me han apoyado a seguir adelante. Principalmente a mi abuelo Federico Ruiz (†), al escribir esta dedicatoria pienso en ti y en la dedicación a mis estudios, gracias abuelo.

A mi compañero y excelente amigo José David, este proyecto no hubiera sido posible sin ti, eres ejemplo de esfuerzo y dedicación, gracias por enseñarme a ser mejor persona, Gracias.

A mis tíos, gracias por todo su apoyo durante todos los años de mi vida, son ejemplos de esfuerzo y sacrificio.

A mis primos, que han estado conmigo desde mi infancia y los ví formarse como profesionales.

A toda mi familia, les dedico este pedacito de mi esfuerzo y que sea ejemplo de con sacrificio todas las cosas son posibles.

*Jorleni Ruiz*

## DEDICATORIA

Primeramente, a Dios y a mi Virgen de Chiquinquirá les dedico este trabajo de grado por haberme permitido llegar hasta aquí con cada una de las experiencias, altos y bajos, pero siempre feliz por el camino. Que me mantuvieron sano, alegre, lleno de amor y muchas ganas de seguir adelante y me demostraron que siempre existe una manera de ayudar a quien sea; haciendo lo mejor.

A mis abuelos Juan (†) y Polo (†) que, desde el cielo, sé con certeza que están muy felices por verme cumplir uno de mis sueños, que fueron inculcados por ellos para desarrollar un trabajo de grado en la empresa que laboraron, y que con mucho orgullo les digo desde aquí que lo he logrado.

A mi mami Leidys y mi papi Yuvert quienes han sido los responsables de todos mis éxitos y anhelos en mi vida, que en conjunto con mi hermano Yuvert José siempre han sido mi mayor orgullo.

A mi súper abuela Chinca, porque todo esto ha sido posible por ustedes, desde lo más profundo de mi corazón te dedico este trabajo de grado, abuela.

A mis excelentes amigos; Jorleni, Luis, German, Dori, Héctor, Yonatan, José Miguel. Quienes de una u otra manera siempre estuvieron para mí cuando más lo necesite, y a todos aquellos compañeros que cruzaron mi camino para ayudarme.

*José Marín*



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios padre, por guiar mi camino.

A mis padres y hermana por el apoyo incondicional durante el proceso de mi formación profesional.

A mis abuelos por los buenos consejos y ejemplos impartidos durante mi niñez y adultez.

A mis tíos, por demostrarme que con esfuerzo y dedicación las metas se logran.

A mí compañero y amigo José David que ha compartido conmigo este viaje de amistad y formación profesional, por apoyarme, demostrarme e impulsarme a ser mejor persona. gracias por estar.

A la casa más alta del oriente por todo lo aprendido durante los años de formación, a mis profesores gracias por compartir sus experiencias conmigo.

A mis amigos que me regaló la universidad, gracias por su cariño y apoyo.

A la empresa Petrolera SINOVENSA, S.A, por la oportunidad de formarme como profesional y enseñarme que siempre hay algo más por aprender

A mi tutor Orman Herrera, por ser un excelente profesional y compartir sus conocimientos, gracias.

A los compañeros de Optimización y Yacimientos por recibirme y enseñarme lo que es el trabajo en equipo y el profesionalismo.

A la familia Marín Velázquez, gracias por recibirme y demostrarme que las buenas acciones son sin pedir nada a cambio. Gracias.

A todas las personas que me han apoyado a lo largo de mi vida, gracias.

*Jorleni Ruiz*

## AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecerle a Dios y mi Virgen de Chiquinquirá, por todos los momentos llenos de alegría, tristeza, felicidad y mucho aprendizaje por toda esta etapa universitaria que con mucho sacrificio me ayudaron a seguir adelante ante las adversidades y por siempre demostrarme que se puede lograr si te esfuerzas por ello.

A mis padres Leidys y Yuvert, que en conjunto con mi hermano Yuvert José han sido los pilares fundamentales para mi vida y que siempre se esforzaban de alguna u otra forma para hacer lo mejor para mí, con el menester apoyo hicieron de este trayecto menos pedregoso con muchos sacrificios y ocultando las brechas que haya tenido el camino para ser posible y fácil este logro. A mis Abuelos Juan (†) y Chinca por siempre estar para nosotros apoyándonos con el mejor amor para darme todo lo posible que tuvieran y así yo poder tener todo para ser feliz.

A mi excelente y fiel amiga Jorleni, quien fue pieza fundamental en el desarrollo de este trabajo e importante en el transcurso de mi etapa universitaria tanto académicamente como personalmente, demostrándome que cada sacrificio siempre vale la pena y por enseñarme que con perseverancia todo se puede lograr. A mis amigos: Luis Toledo, German Mohamed, Dorialis González, Héctor Peraza, Yonatan Navea, José Malavé, y todos aquellos amigos y compañeros que me ayudaron a seguir adelante y que con incontables apoyos hicieron esto posible. A mis familias de Ciudad Bolívar por mi condición de foráneo tuve el privilegio de formar parte de su hogar, a la Sra. Ana Toledo, Sra. Cristina, Sra. Carleni y Sr. Jorge, Sra. Zaida y Sr Héctor, Mamá Milene y Mamá Carlota (†).

A mi familia de Morichal por alentarme a seguir y apoyarme en todo momento; Sr. Carlos Rondón y Sra. Ana Leal, Sra. Rosita y Yoisy, Flia. Alcalde, Flia. Angulo

Osorio y todas las personas que hicieron todo su esfuerzo por poder cumplir esta maravillosa etapa.

A la empresa PDVSA Petrolera SINOVENSA, S.A donde se hizo posible el desarrollo de este trabajo y por la oportunidad de vivir la experiencia; al Departamento de Desarrollo de Yacimientos por abrir las puertas para nosotros quienes con mucho amor dedicaron todo para nosotros.

A nuestro tutor, Ing. Orman Herrera por haber sido una imagen de excelencia, respeto y dedicación a cada paso dentro y fuera de la industria, por haber sido guía en este trabajo con incontables apoyos hicieron de esta experiencia la mejor, se lo agradezco inmensamente.

A la Profesora Berenice Sandoval, quien con las mejores explicaciones impartidas tanto en el salón de clase como profesionalmente hicieron de este trabajo de grado posible con la mejor dedicación y excelencia nos demostraron que a donde vayamos siempre seamos buenas personas.

A la Universidad de Oriente Núcleo Bolívar, a todos los profesores quienes impartieron todos sus conocimientos durante mi proceso en la casa más alta del Oriente, enseñándome que a donde quiera que vaya siempre tengamos la frente en alto y demostremos que somos personas de bien.

A todas aquellas personas que depositaron un granito de arena en mí, por haber confiado durante toda esta etapa y por siempre brindarme todo el cariño y amor posible por todo lo que hiciera tanto profesionalmente como personalmente, los llevare siempre en mi corazón.

*José Marín*

## RESUMEN

El siguiente trabajo de investigación tuvo como objetivo general actualizar el modelo Geostático del Bloque MPE-3 asignado a la EMX petrolera SINOVENSA, S.A, ubicado en el Campo Morichal, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, Municipio Libertador, estado Monagas. Dicho trabajo se basó en una metodología a partir de la actualización de los modelos estratigráfico, sísmico- estructural, sedimentológico y petrofísico con la finalidad de actualizar todas las características presentes en el Bloque MPE-3 del yacimiento ya existente. Se elaboraron 8 secciones estratigráficas donde se validó la continuidad lateral y vertical de las arenas O-11, O-12 y O-13; también se realizaron 8 secciones estructurales donde se logró validar la existencia de 21 fallas de tipo normales, y la estructura del yacimiento corresponde a un homoclinal de dirección Suroeste-Noreste y de buzamiento variable entre 2° a 4° al Noroeste; en cuanto al modelo sedimentológico se validó el ambiente de sedimentación para las arenas O-11, O-12 y O-13 para el Miembro Morichal que corresponde a un ambiente fluvial de canales entrelazados con influencia deltaica; con los datos de los topes en *TVDss* y los espesores de arena neta y arena neta petrolífera se elaboraron los mapas isópacos estructurales de las arenas garantizando así la estructura del yacimiento; Los resultados de la evaluación petrofísica fueron por promedios ponderados del Miembro Morichal de volumen de arcilla de 13.7%, porosidad de 29%, saturación de agua de 13.17% y permeabilidad de 3948 mD, lo que permitió determinar las propiedades físicas de la roca reservorio para luego generar los mapas de isopropiedades; finalmente se evaluaron 21 pozos que reflejaron un contacto Agua-Petróleo Original en las zonas que estaban presentando altos cortes de agua en los pozos de producción, y se determinó un contacto para el intervalo O-12 a la profundidad @ - 2470' *TVDss* y para el intervalo O-13 a una profundidad de @ -3080' *TVDss*.

## CONTENIDO

	Página
<b>ACTA DE APROBACIÓN.....</b>	<b>ii</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>iii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>v</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>ix</b>
<b>CONTENIDO.....</b>	<b>x</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>x</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTA DE APÉNDICES.....</b>	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE ANEXOS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>SITUACIÓN A INVESTIGAR.....</b>	<b>3</b>
1.1 Situación objeto de estudio.....	3
1.2 Objetivos de la investigación .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.2.1 Objetivo general .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.2.2 Objetivos específicos .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.3 Justificación de la investigación.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.4 Alcance de la investigación.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.5 Limitaciones de la investigación .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>8</b>
<b>GENERALIDADES.....</b>	<b>8</b>
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	8
2.2 Características generales del área .....	10
2.2.1 Geomorfología .....	10
2.2.2 Clima.....	10
2.2.3 Vegetación.....	10
2.2.4 Drenaje .....	11
2.2.5 Temperatura .....	11
2.3 Geología regional.....	11
2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	11
2.3.2 Subcuenca de Guárico.....	13
2.3.3 Subcuenca de Maturín.....	14
2.3.4 Proceso sedimentario de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	15
2.3.5 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	20
2.4 Geología local .....	21

2.4.1 Estratigrafía.....	22
--------------------------	----

**CAPÍTULO III..... 26**

**MARCO TEÓRICO ..... 26**

3.1 Antecedentes de la investigación .....	26
3.2 Fundamentos teóricos .....	28
3.2.1 Geología de yacimientos .....	28
3.2.2 Objetivos de la geología de yacimientos.....	28
3.2.3 Caracterización de yacimiento .....	29
3.2.4 Yacimientos.....	29
3.2.5 Modelo Geológico.....	30
3.2.6 Modelo estratigráfico .....	30
3.2.7 Modelo estructural .....	31
3.2.8 Modelo sedimentológico.....	31
3.2.9 Modelo petrofísico .....	32
3.2.10 Ambiente sedimentario .....	33
3.2.11 Ambiente continental .....	34
3.2.12 Ambiente deltaico .....	36
3.2.13 Deltas dominados por ambiente fluvial.....	37
3.2.14 Deltas dominados por oleaje .....	38
3.2.15 Deltas dominados por mareas .....	38
3.2.16 Llanura deltaica alta .....	39
3.2.17 Perfiles de pozos .....	43
3.2.18 Perfiles resistivos .....	43
3.2.19 Perfiles acústicos.....	44
3.2.20 Perfiles radioactivos .....	44
3.2.21 Perfil de potencial espontáneo (SP) .....	44
3.2.22 Perfil de resistividad.....	45
3.2.23 Registro de rayos Gamma .....	46
3.2.24 Perfiles de densidad.....	46
3.2.25 Perfil de Neutrón .....	47
3.2.26 Correlación.....	48
3.2.27 Registro tipo de correlación .....	53
3.2.29 Secciones geológicas.....	54
3.2.30 Secciones estratigráficas .....	55
3.2.31 Secciones estructurales.....	55
3.2.32 Mapas geológicos.....	56
3.2.33 Mapas de superficies de fallas.....	57
3.2.34 Mapas estructurales.....	57
3.2.35 Mapas de electrofacies .....	58
3.2.36 Mapas isópacos .....	59

3.2.37 Mapa isópaco-estructural .....	59
3.2.38 Mapas de propiedades físicas de las rocas (isopropiedades) .....	59
3.2.39 Mapa de arena neta total .....	60
3.2.40 Mapa de arena neta petrolífera.....	61
3.2.41 Análisis petrofísico.....	61
3.2.42 Trampas estructurales.....	64
3.2.43 Trampas estratigráficas .....	64
3.2.45 Trampas combinadas.....	66
3.2.46 Software utilizado .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.48 Golden Surfer .....	67
3.2.49 Definición de términos básicos .....	68

**CAPÍTULO IV ..... 75**

**METODOLOGÍA DE TRABAJO ..... 75**

4.1 Tipo de investigación.....	75
4.2 Diseño de la investigación .....	76
4.3 Procedimiento metodológico .....	77
4.3.1 Recopilación y validación de la información.....	77
4.3.2 Registros de pozos en físico y digital.....	78
4.3.3 Revisión bibliográfica .....	79
4.3.4 Datos y mapas oficiales del yacimiento.....	79
4.3.5 Validación de los espesores promedios de las unidades O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal a partir de la calibración de los topes formacionales en función del avance operacional del Bloque MPE-3 .....	79
4.3.6 Revisión de la correspondencia de los reflectores sísmicos para la identificación del comportamiento en las unidades O-11, O-12 y O-13 .....	83
4.3.7 Caracterización de las fallas y/o eventos estructurales primarios y secundarios presentes en el Bloque MPE-3 a partir de la interpretación sísmica y elaboración de secciones estructurales.....	84
4.3.8 Determinación del ambiente de sedimentación de las unidades O-11, O-12 y O-13 a partir de la interpretación de patrones de electrofacies. ....	91
4.3.9 Estimación de las propiedades físicas de la roca: porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad (K), volumen de arcilla (Vsh) y saturación de agua (Sw), mediante la evaluación petrofísica.....	94
4.3.10 Determinación el comportamiento estructural y de los fluidos de las unidades O-11, O-12 y O-13 mediante la identificación del tope del CAPO en los registros eléctricos de los pozos .....	113



4.3.11. Elaboración de un modelo 3D de cada unidad (O-11, O-12 y O-13) perteneciente al Bloque MPE-3 usando las herramientas Surfer y Global Mapper .....	116
4.4 Población de la investigación.....	117
4.5 Muestra de la investigación .....	117
4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	118
4.6.1 Observación directa.....	118
4.6.2 Entrevista informal.....	118
4.6.3 Revisión bibliográfica .....	119
4.6.4 Instrumentos de recolección de datos .....	119
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>120</b>
<b>ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>120</b>
5.1 Validación de los espesores promedios de las unidades O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal a partir de la calibración de los topes formacionales en función del avance operacional del Bloque MPE-3.....	120
5.1.1 Secciones estratigráficas .....	120
5.1.2 Estratigrafía secuencial .....	127
5.2 Revisión de la correspondencia de los reflectores sísmicos para la identificación del comportamiento en las unidades O-11, O-12 y O-13 .....	128
5.2.1. Correspondencia de reflectores sísmicos con cada tope de arena.. <b>¡Error!</b>	
<b>Marcador no definido.</b>	
5.3 Caracterización de las fallas y/o eventos estructurales primarios y secundarios presentes en el Bloque MPE-3 .....	130
5.3.1 Validación de estructuras presentes en el Bloque MPE-3 .....	130
5.3.2 secciones estructurales .....	133
5.4 Determinación del ambiente de sedimentación de las unidades O-11, O-12 y O-13 a partir de la interpretación de patrones de electrofacies.....	136
5.4.1 Análisis de electrofacies.....	136
5.4.2 Mapas de paleoambiente .....	137
5.4.3 Interpretación de ambiente sedimentario .....	137
5.5 Estimación de las propiedades físicas de la roca: porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad (K), volumen de arcilla (Vsh) y saturación de agua (Sw), mediante la evaluación petrofísica .....	138
5.5.1 Evaluación petrofísica.....	138
5.5.2 Parámetros de corte ( <i>cutt off</i> ) .....	139
5.5.3 Mapas de isopropiedades .....	140
5.6 Determinación del comportamiento estructural y de los fluidos de las unidades O-11, O-12 y O-13.....	145
5.6.1 Determinación de un posible contacto de fluidos (CAPO).....	145

5.6.2 Revisión de pozos .....	145
5.6.3 Análisis petrofísico a pozos afectados .....	147
5.6.6 Mapas isópacos- estructurales .....	172
5.7 Elaboración de un modelo 3D de cada unidad (O-11, O-12 y O-13) perteneciente al Bloque MPE-3 usando las herramientas Surface y Global Mapper .....	172
5.7.1 Modelado 3D del Miembro Morichal .....	172
5.7.2 Perfil litológico.....	173
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>178</b>
Conclusiones .....	178
Recomendaciones .....	180
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>181</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>183</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación Geográfica y División de la Faja Petrolífera del Orinoco (POMR 2011).....	8
2.2 Bloque asignado a Petrosinovensa y su ubicación dentro del Área de Carabobo (POMR, 2011).....	9
2.4 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Neocomiense Albiense (Cretácico Temprano) al Norte del Cratón de Guayana. (PDVSA - INTEVEP, 2006).....	20
2.5 Registro tipo área Petrolera SINOVENSA, S.A (POMR, 2011).....	22
3.1 Criterios para interpretación de Electrofacies (Moreno, J., 2012).....	32
3.2 Ambientes sedimentarios (Schlumberger, 1997).....	34
3.3 Sistema fluvial (Grijalva. F y González, A., 1985).....	35
3.4 Tipos de Deltas. Fluvial, de Marea y por Oleaje. (Coleman & Prior.1992). .....	37
3.5 Asociación de facies en un modelo deltaico. (Coleman & Prior, 1992).....	39
3.6 Secuencia lotilógica de una secuencia deltaica (Allen, GP et al. 1989). .....	43
3.7 Diagrama que muestra la terminología general de medidas de registros (PDVSA-CIED, 1998).....	50
3.8 Correlación estratigráfica (Tearpock en Rivadulla, 2004).....	54
3.9 Trampa estructural por Falla (PDVSA-Intevep, 1997).....	64
3.10 Trampa estratigráfica. por Cuña (PDVSA-Intevep, 1997).....	66
3.11 Ventana principal Software Schlumberger Petrel 2009.....	67
3.12 Ventana principal Software Golden Surfer 2023.....	68
3.13 Fallas normal (A) e inversa (B). (Gonzalez, L. 2007). .....	70
4.1 Flujograma de trabajo. ....	78
4.2. Mallado de correlación.....	82
4.3 Mapa base del Bloque MPE-3 anterior. (PEAP, 2012).....	84
4.4 Mapa base de zona adicional Bloque MPE-3. (PEAP, 2012) .....	85
4.5 Mapa base de fallas Bloque MPE-3 (PEAP, 2012). .....	86
4.6 Sección sísmica ubicando dos puntos de una falla normal para conocer sus coordenadas.....	87
4.7 Mallado de secciones estructurales. ....	89
4.8 Mapa estructural al tope del miembro Morichal (Modelo estático, EEIYY, 2016).....	90
4.9 Modelo de electrofacies utilizada como guía para la interpretación sedimentológica. (Moreno, J. 2012). .....	93
4.10 Curvas de potencial espontáneo y resistividad.....	98

(CIED-PDVSA, 1996).....	98
4.11. Identificación de CAPO en curvas en registro.....	114
eléctrico (Schlumberger 1972).....	114
5.1 Distribución de las secciones estratigráficas.....	122
5.2 Sección sísmica C-C´.....	129
5.4 Mapa con la distribución de cortes sísmicos.....	131
5.5 Registro de pozo reflejando contacto Agua- Petróleo.....	146
5.6 Análisis petrofísico del pozo CJS-232, intervalo 2620´-2681´ Halliburton (2015).....	148
5.8 Evaluación petrofísica al intervalo 5300´-5600´ MD (Schlumberger, 2016).....	150
5.9 Vista 3D de Macolla 23 con pozos CJS-277, CJS-273 y CJS-275 por debajo de la zona de agua. ....	151
5.10 Evaluación petrofísica del pozo CJS-204, intervalo 2800´-2870´ MD (Schlumberger, 2016). ....	152
5.11 Vista 3D de pozo CJS-204 ubicando el tope del contacto en Macolla 8.....	152
5.12 Evaluación petrofísica del pozo CJS-222 en el intervalo 2930´- 3100´ MD (Schlumberger, 2016). ....	153
5.13 Vista 3D Macolla 7 observando tope del contacto y pozos productores afectados.....	154
5.14 Vista 3D de Macollas 29 y 16 con tope del contacto y pozos..... afectados.....	155
5.15 Sección estructural 1-1´. ....	157
5.16 Sección estructural 2-2´. ....	159
5.18 Sección estructural 4-4´. ....	164
5.19 Sección estructural 5-5´. ....	166
5.20 Correlación 1-1´. ....	169
5.21 Correlación 2-2´. ....	171
5.22 Corte longitudinal A-A´. ....	174
5.23 Corte longitudinal I-I´. ....	174
5.24 Corte longitudinal B-B´.....	175
5.25 Corte transversal C-C´.....	176
5.26 Corte transversal D-D´.....	176
5.27 Corte transversal F-F´. ....	177

## LISTA DE TABLAS

	Página
4.1 Valores universales de a, m y n en areniscas (Acosta, E-Rosales, E 2006).....	96
4.2 Valores de a y m para la Fm. Oficina y Merecure (Acosta, L y Rosales, D 2006) .....	96
5.1 Listado de pozos utilizados .....	123
5.2 Fallas validadas con su saltos y rumbos.....	132
5.3 Listado de pozos que observaron un CAPO en el Bloque MPE-3.....	147
5.4 Pozos utilizados para las secciones. ....	156

## LISTA DE APÉNDICES

	Página
A.SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS.....	185
A.1 Sección estratigráfica A-A´.....	185
A.2 Sección estratigráfica B-B´.....	186
A.3 Sección estratigráfica C-C´.....	187
A.4 Sección estratigráfica D-D´.....	188
A.5 Sección estratigráfica E-E´.....	189
A.6 Sección estratigráfica F-F´.....	190
A.7 Sección estratigráfica G-G´.....	191
A.8 Sección estratigráfica H-H´.....	192
B.SECCIONES ESTRUCTURALES.....	193
B.1 Sección estructural A-A´.....	194
B.2 Sección estructural B-B´.....	195
B.3 Sección estructural C-C´.....	196
B.4 Sección estructural D-D´.....	197
B.5 Sección estructural E-E´.....	198
B.6 Sección estructural F-F´.....	199
B.7 Sección estructural G-G´.....	200
B.8 Sección estructural H-H.....	201
C.MAPAS ESTRUCTURALES.....	202
C.1 Mapa estructural al tope de O-11.....	203
C.2 Mapa estructural al tope de O-12.....	204
C.3 Mapa estructural al tope de O-13.....	205
D.MAPAS DE ELECTROFACIES.....	203
D.1 Mapa de electrofacies de O-11.....	207
D.2. Mapa de electrofacies de O-12.....	208
D.3 Mapa de electrofacies de O-13.....	209
E.MAPAS DE ISOPROPIEDADES.....	207
E.1 Mapa de isoarcillosidad O-11.....	211
E.2 Mapa de isoarcillosidad O-12.....	212
E.3 Mapa de isoarcillosidad de O-13.....	213
E.4 Mapa de isoporosidad de O-11.....	214
E.5 Mapa isoporosidad de O-12.....	215
E.6 Mapa isoporosidad de O-13.....	216

E.7 Mapa isosaturación de agua de O-11.....	217
E.8 Mapa isosaturación de agua de O-12.....	218
E.9 Mapa isosaturación de agua de O-13.....	219
E.10 Mapa isopermeabilidad de O-11.....	220
E.11 Mapa isopermeabilidad de O-12.....	221
E.12 Mapa isopermeabilidad de O-13.....	222
F.MAPA DE ESPESOR HIDROCARBURÍFERO.....	211
F.1 Mapa de espesor hidrocarburifero de O-11. ....	224
F.2 Mapa espesor hidrocarburifero de O-12. ....	225
F.3 Mapa espesor hidrocarburifero de O-13. ....	226
G.MAPAS DE ISOCAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO .....	224
G.1 Mapa isocapacidad de almacenamiento de O-11. ....	228
G.2 Mapa isocapacidad de almacenamiento de O-12. ....	229
G.3 Mapa isocapacidad de almacenamiento de O-13. ....	230
H.MAPAS DE ISOCAPACIDAD DE FLUJO.....	228
H.1 Mapa isocapacidad de flujo de O-11.....	232
H.2 Mapa isocapacidad de flujo de O-12.....	233
H.3 Mapa isocapacidad de flujo de O-13.....	234
I.MAPAS ISÓPACOS DE ARENA NETA TOTAL .....	232
I.1 Mapa isópaco de arena neta total de O-11.....	236
I.2 Mapa isópaco de arena neta total de O-12.....	237
I.3 Mapa isópaco de arena neta total de O-13.....	238
J.MAPAS ISÓPACOS DE ARENA NETA PETROLÍFERA.....	236
J.1 Mapa isópaco de arena neta petrolifera de O-11. ....	240
J.2 Mapa isópaco de arena neta petrolífera de O-12. ....	241
J.3.Mapa isópaco de arena neta petrolifera de O-13. ....	242
K.MAPAS ISÓPACOS ESTRUCTURALES DE ARENA PETROLÍFERA.....	240
K.1 Mapa isópaco- estructural de arena neta petrolífera de O-11.....	244
K.2 Mapa isópaco- estructural de arena neta petrolífera de O-12.....	245
K.3 Mapa isópaco- estructural de arena neta petrolífera de O-13.....	246

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad los crudos pesados y extrapesados están siendo tomados en cuenta más que nunca, debido a la escasez de nuevos descubrimientos de yacimientos de fluidos de mayor gravedad API (más livianos). La Cuenca Oriental de Venezuela y La Faja Petrolífera del Orinoco compone uno de los depósitos con mayor cantidad de hidrocarburos pesados en Venezuela y el mundo, lo cual acompañado de las altas reservas ya mencionadas ha llevado a la industria a hacer estudios para romper las barreras que hay sobre la explotación de este tipo de crudos y hacerla más factible desde el punto de vista técnico-económico. El Bloque MPE-3 asignado a la EMX Petrolera SINOVENSA, S.A se encuentra ubicado dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco en el bloque Carabobo, cuenta principalmente con las arenas prospectivas: O-11, O-12 y O-13.

El objetivo en este trabajo de grado es actualizar el modelo estático de las arenas O-11, O-12 y O-13, de manera que se pueda drenar de una forma más eficiente y con menor incertidumbre este miembro estratigráfico, no obstante, se plantea buscar soluciones técnicas del origen del agua encontrada en producción, debido a los altos cortes de agua (% AyS mayores a 15) que han estado presentando los pozos en producción de estas arenas ya mencionadas.

El estudio presentado a continuación está estructurado en capítulos para obtener una integración óptima de la información. El capítulo I nos plantea la situación sujeta a estudio y los objetivos que se plantean desarrollar.

El capítulo II desglosa de manera general los rasgos característicos de la zona sujeta a estudio, tales como la geología regional, geomorfología, condiciones climáticas, entre otros.



El capítulo III versa de manera resumida las bases teóricas que están directamente relacionadas con el tema.

En el capítulo IV se describe la metodología del trabajo desarrollada a lo largo del estudio.

El capítulo V es la presentación y análisis de los resultados obtenidos, es decir, la interpretación de los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico. Finalmente se esbozan conclusiones alcanzadas luego de haber cumplido los objetivos planteados al inicio de la investigación, de igual manera se exponen una serie de recomendaciones para futuros trabajos a realizar.

# CAPÍTULO I

## SITUACIÓN A INVESTIGAR

### 1.1 Situación objeto de estudio

Los campos pertenecientes al Bloque MPE-3 del yacimiento CNX-3 asignado a la EMX Petrolera SINOVENSA, S.A, en la División Carabobo, de la empresa Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), destinada a la exploración, extracción, producción, manejo y transmisión de hidrocarburos, orientada hacia el manejo de crudo de manera óptima y segura, bajo estándares de calidad, a través de la utilización de tecnología de punta.

El Área Petrolera SINOVENSA, S.A, asignada en el año 2008 por el Estado venezolano con una participación del 60% por parte de PDVSA y 40% por parte de CNPC, está ubicada al norte del Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, tiene una superficie aproximada de ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150,07 Km<sup>2</sup>) y está representada por un homoclinal de dirección noreste suroeste y con un buzamiento de aproximado 2° hacia el Norte. Limita hacia el Oeste con el Área de Distrito Morichal, al Este con el bloque Carabobo 4 y al Sur con los bloques Carabobo 2 y Carabobo 3. Caracterizada por poseer grandes acumulaciones de crudo extra pesado, el área de Petrolera SINOVENSA. S.A, cubre un área aproximada de 16 Km en dirección Norte - Sur y 9.5 Km, en dirección Oeste-Este.

Entre las problemáticas actuales en la optimización y producción de los pozos productores de los distintos campos que se encuentran operativos se debe que algunos pozos han presentado problemas con los cortes de agua que fue arrojado en cada prueba de pozo que se le realizó, generando así una incógnita de la procedencia del agua que

está invadiendo diversos pozos, por lo que se sugiere realizar un estudio petrofísico detallado para localizar los posibles contactos agua-petróleo (CAPO) para tener una respuesta más específica del origen del agua encontrada en su formación, a su vez, la actualización de un mapa isópaco-estructural de todo el Bloque MPE-3 debido a que desde hace más de 15 años no se realiza una actualización, así como la verificación de los topes formacionales de los horizontes sedimentarios de interés (Arenas O-11, O-12 y O-13) entre otros. Dado que no existe hasta el momento alguna evaluación petrofísica que establezca las especificaciones más adecuadas para conocer los contactos agua-petróleo de algunos pozos se propuso la elaboración de este trabajo de grado y en vista de lo anteriormente planteado, se analizaron estos problemas para cada pozo afectado, en cada macolla, haciendo un estudio detallado de las fallas presentadas, para luego plantear posibles soluciones que minimicen los problemas asociados a cada uno, logrando con esto una mayor vida útil y una mejor productividad de los pozos, lo que redundará en mayores ganancias para PDVSA.

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo general**

Actualizar el modelo Geostático del Bloque MPE-3 asignado a la EMX Petrolera SINOVENSA, S.A, ubicado en el Campo Morichal, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, municipio Libertador, estado Monagas.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Validar los espesores promedios de las unidades O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal a partir de la calibración de los topes formacionales en función del avance operacional del Bloque MPE-3.

2. Revisar la correspondencia de los reflectores sísmicos para la identificación del comportamiento en las unidades O-11, O-12 y O-13.

3. Caracterizar las fallas y/o eventos estructurales primarios y secundarios presentes en el Bloque MPE-3 a partir de la interpretación sísmica y elaboración de secciones estructurales

4. Determinar el ambiente de sedimentación de las unidades O-11, O-12 y O-13 a partir de la interpretación de patrones de electrofacies.

5. Estimar las propiedades físicas de la roca: porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad (K), volumen de arcilla (Vsh) y saturación de agua (Sw), mediante la evaluación petrofísica.

6. Determinar el comportamiento estructural y de los fluidos de las unidades O-11, O-12 y O-13 mediante la identificación del tope del CAPO en registros eléctricos de pozos.

7. Elaborar un modelo 3D de cada unidad (O-11, O-12 y O-13) perteneciente al Bloque MPE-3 usando las herramientas Surface y Global Mapper.

### **1.3 Justificación de la investigación**

La presente investigación se realizará con la finalidad de complementar la información geológica, estructural y petrofísica, preexistente del Bloque MPE-3, específicamente para el Yacimiento CNX-3, tomando en cuenta que la empresa no ha incluido información reciente, dado que el último estudio realizado data en el año 2009 y posteriormente no se llevaron a cabo investigaciones para actualizarlas.

La actualización geológica, petrofísica y estructural a realizar, contribuirá a la base de datos de información geológica perteneciente a la EMX Petrolera SINOVENSA, S.A, y a su vez, permitirá establecer un antecedente más directo de investigación en la zona, con la intención de servir de referencia para futuras investigaciones afines. Además, de que se proporcionara una mejor respuesta a las problemáticas de algunos pozos que no han mejorado su producción y vida útil, ya que esta puede representar una posible fuente de recursos aprovechables, que pudieran traducirse en beneficios económicos que traerán consigo mejorar una tasa de producción en el Bloque MPE-3.

#### **1.4 Alcance de la investigación**

El alcance de esta investigación corresponderá a la actualización de tipo geológica, petrofísica y estructural, que contemplará la validación de los espesores promedios de las unidades O-11, O-12 y O-13, verificar la correspondencia de los reflectores sísmicos en las unidades O-11, O-12 y O-13, caracterizar las fallas y/o eventos estructurales primarios y secundarios, determinar el ambiente de sedimentación de las unidades O-11, O-12 y O-13, caracterizar las propiedades físicas de las rocas presentes en el Bloque MPE-3, determinar el comportamiento estructural y de los fluidos de las unidades O-11, O-12 y O-13 y elaborar un modelado 3D de cada horizonte sedimentario de interés (O-11, O-12 y O-13).

Este trabajo de grado servirá como modelo para comparar los resultados de la actualización del modelo Geoestático del Bloque MPE-3, y recopilar información sobre las metodologías que se utilizó en base las interpretaciones petrofísicas, estructurales, geológicas, entre otras.

## **1.5 Limitaciones de la investigación**

A lo largo de la investigación se evidenció la existencia de algunas limitantes a la hora de realizar nuestro trabajo debido a que algunos de los pozos estratigráficos antiguos no poseen una carpeta de registros de pozos con información del cabezal para conocer parámetros de las operaciones que son importantes al momento de hacer una evaluación petrofísica de esos pozos, algunos registros estaban descalibrados en el *software* de Schlumberger Petrel e inclusive algunos registros no se disponen en sus archivo digital ya que se encuentran dañados.

## CAPÍTULO II

### GENERALIDADES

#### 2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada al sureste del país, al norte del río Orinoco, comprende parte del sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Ocupa una extensión de unos 55 mil kilómetros cuadrados y se encuentra dividida en cuatro Áreas administrativas que son Junín, Boyacá, Carabobo y Ayacucho (Figura 2.1).

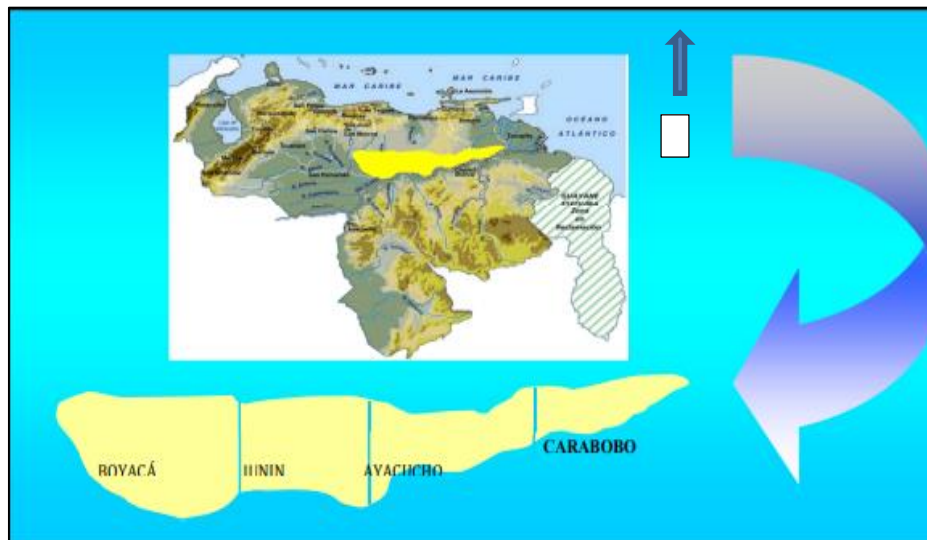


Figura 2.1 Ubicación Geográfica y División de la Faja Petrolífera del Orinoco (POMR 2011).

El Área Carabobo se encuentra ubicada en los límites de los estados Anzoátegui y Monagas, a unos 120 kilómetros al sur de la ciudad de Maturín y a unos 70 kilómetros al noreste de Puerto Ordaz, abarcando un área de 8000 kilómetros cuadrados. El Bloque en estudio está contenido dentro de los linderos asignados a la empresa petrolera SINOVENSA, S.A., que comprenden unos 149,6 Km<sup>2</sup> enmarcados dentro del Área de

Carabobo. Está limitado hacia el Oeste por el área Morichal Extra-Pesado, al Sur por los Bloques Carabobo 3-2 y hacia el Este por el Bloque Carabobo 4 (Figura 2.2). Al Norte del bloque estudiado se encuentran los campos en explotación de crudos pesados y extra-pesados de Jobo y Pílon. La zona estudiada, contenedora de ricos acumulaciones de hidrocarburos extra-pesados, forma parte de la Cuenca Oriental de Venezuela dentro del conocido campo petrolero Cerro Negro, ubicado en el borde sur de dicha cuenca y denominado Área Carabobo para efectos del proyecto de Cuantificación y Certificación Magna Reserva acometido por la petrolera Estatal venezolana PDVSA desde el año 2006, en la mundialmente conocida Faja Petrolífera del Orinoco.

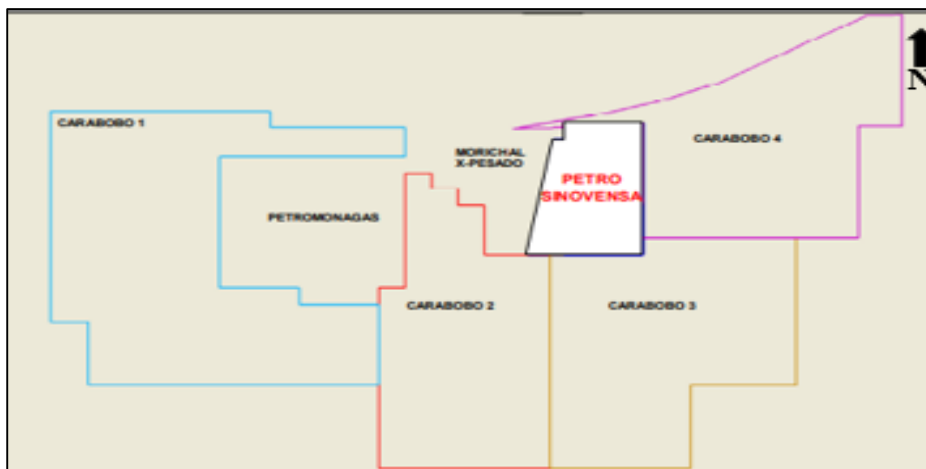


Figura 2.2 Bloque asignado a Petrosinovensa y su ubicación dentro del Área de Carabobo (POMR, 2011).



## **2.2 Características generales del área**

### **2.2.1 Geomorfología**

El área de estudio ocupa una pequeña porción de extensa planicie, suavemente ondulada, de los llanos Orientales de Venezuela conocida comúnmente con el nombre de Mesa. Estas amplias y extensas llanuras se caracterizan por estar truncadas a lo largo de las rutas principales de drenaje, por prominentes farallones y escarpados de pendientes abruptas que frecuentemente alcanzan las diferencias de elevación de 40 metros. El desarrollo sedimentario que presenta actualmente estos llanos, obedece a una deposición de orígenes diversos como: cono de deyección, depósitos de sedimentación eólicos, lagunares y paludales. La constitución de las mesas es generalmente arenosa con granos variables, generalmente más gruesos hacia los bordes Norte y Oeste y más finos hacia el Este y Sur.

### **2.2.2 Clima**

El clima de la región es el típico clima tropical húmedo, con temperatura media anual que varía entre 26°C y 28°C, aproximadamente. Se definen claramente 2 periodos estacionales: Una estación de lluvia, que se extiende desde mayo hasta octubre, con una precipitación media anual de 1200 mm. Una estación de sequía o verano que se extiende desde diciembre hasta abril. La humedad relativa anual en la región es muy baja.

### **2.2.3 Vegetación**

La vegetación es la típica de sabana tropical, dominada por el clima y el tipo de suelo imperante en la región. La vegetación herbácea es relativamente abundante, encontramos arbustos de poca altura, también es común en al área los conocidos

morichales que constituyen una vegetación más diferenciada del resto existente en el área.

#### **2.2.4 Drenaje**

El drenaje superficial es escaso y está pobremente desarrollado, estudios anteriores realizados en la región han comprobado que los ríos de la área tienen su origen en los manantiales formados en los escarpes de las Mesas. A estos ríos se le considera en realidad como el sistema de drenaje de los acuíferos confinados del área a la cual pertenecen, que a la postre nos llevan a clasificar el drenaje como dendrítico y caracterizado por presentar un área de captación radial.

#### **2.2.5 Temperatura**

Los valores de temperatura mínima y máxima, correspondiente a la media anual registrados por la estación Loma del Viento, permiten establecer un rango de temperatura comprendido entre 26°C a 26.8 °C, siendo los meses de marzo - mayo los de máxima temperatura, lógicamente correlacionados con los valores de máxima evapotranspiración.

### **2.3 Geología regional**

#### **2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela**

La cuenca sedimentaria del oriente de Venezuela, situada en las regiones norcentral y noreste del país, es una depresión estructural y sedimentaria, Tiene una longitud aproximada de 800 Km. En sentido Oeste - Este, una anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área total aproximada de 160.000 Km<sup>2</sup>, que se extiende e inclina hacia el este con una superficie de aproximadamente 177.900 Km<sup>2</sup>, prácticamente tres veces mayor que la cuenca de Maracaibo. La cuenca ocupa una

depresión geosinclinal sedimentaria y tectónica, con tectonismo local más acentuado en su extremo norte y en la zona central de San Joaquín, Anaco y Sta. Bárbara. Limita por el sur y por el oeste respectivamente con el Escudo de Guayana y la elevación de El Baúl: por el norte con la cadena de montañas plegadas y falladas de la Serranía del Interior y por el este con el Océano Atlántico. Tiene una longitud de unos 700 kilómetros y su anchura es de unos 220 kilómetros, abarcando una extensión aproximada de 153.000 km<sup>2</sup>, en la cual se incluyen las subcuencas de Maturín, Guárico y Golfo de Paria (Figura 2.3).



Figura 2.3 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela (POMR, 2011).

El flanco Sur contiene yacimientos múltiples en las Formaciones Oficina y Merecure del Oligoceno - Mioceno, y posibles asociaciones con remanentes erosionales hacia el extremo Sur de la cuenca, en la llamada “Faja Petrolífera del Orinoco”. (González de Juana, C., 1980).

La evolución de esta cuenca es relativamente simple por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves

movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones externas, que fueron de gran importancia para la formación final de la cuenca. (González de Juana, et al., 1980).

Se reconocen tres sub-cuencas; a saber: la de Maturín, la del Guárico y la del Golfo de Paria. Siendo la más importante la cuenca de Maturín que ocupa prácticamente la mitad de la superficie total de la cuenca.

### **2.3.2 Subcuenca de Guárico**

Comprende los campos del estado Guárico y parte del norte del estado Anzoátegui. El flanco norte de la Subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y terciarias produciendo un marco tectónico complejo. (González de Juana et al., 1980).

Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, y con un acuñaamiento de las secuencias Cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos.

La roca madre principal (grupos Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrada actualmente por el Frente de Deformación del Norte de Guárico. La generación está asociada al avance de las capas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al sur del Frente de Montañas sea de gas y no de petróleo líquido.

Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; la trampa constituye combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales) (González de Juana et al, 1980; Polanco, 2004).

### **2.3.3 Subcuenca de Maturín**

Constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaientos de las unidades estratigráficas hacía el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur. Para los campos del Norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido cretácica (Grupo Guayuta), la cual llega a tener más del doble de espesor que su equivalente en Venezuela Occidental, con similares características de roca madre. Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco Norte de la Subcuenca, no se puede establecer con claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades Cretácicas hacia el Grupo Temblador del Sur; sin embargo, se estima que para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre Cretácica cercana (González de Juana, C., 1980).

Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras - Quiriquire (molasa Mio - Pliocena). (González de Juana, C., 1980).

Los principales campos petrolíferos, de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocual, Boquerón,

Quiquire y Pedernales. En su límite Sur, la subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre Cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico - Neógeno y Basamento - Neógeno. La gravedad de los crudos es bastante diversa: en el campo El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare - La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41°API; en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; en la Faja del Orinoco, los crudos pesados y extrapesados 12 constituyen la característica esencial. En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros (González de Juana, C., 1980).

#### **2.3.4 Proceso sedimentario de la Cuenca Oriental de Venezuela**

Se sitúa desde el Devono- Carbonífero, hace unos 350 millones de años. Durante este período se reconocen tres períodos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico medio- tardío y tardío, el segundo comienza en el Cretácico medio y se hace regresivo durante el Terciario temprano, y el tercero, se desarrolló durante el Terciario tardío y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. Ellos tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente pleniplanadas (González de Juana et al., 1980).

La evolución de la cuenca es relativamente simple, por haber estado apoyada desde el Paleozoico sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Por consiguiente, aunque la cuenca oriental no mostró una forma similar al actual si no después del Eoceno superior ni alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno inferior

(+20 m.a), su prehistoria se sitúa en el Devónico - Carbonífero, hace unos 350 millones de años (González de Juana, C. 1976).

### **2.3.4.1 Paleozoico**

#### 2.3.4.1.1 Devónico - Carbonífero (350-325 m.a.)

Ocurre la sedimentación de las formaciones Carrizal y Hato Viejo asociadas a una sedimentación clástica más interna, de un margen pasivo. Ambas formaciones se consideran transicionales. Posiblemente la sedimentación ocurre en planicies costeras mal conocidas y aparatos deltaicos conexos.

#### 2.3.4.1.2 Pérmico - Triásico (280-240 m.a.)

Como consecuencia de la orogénesis Herciana se produce el levantamiento vertical del borde cratónico y retirada general de los mares hacia el Norte. Comienzo de un largo periodo de erosión. No se conoce actividad tectónica compresiva en la cuenca.

### **2.3.4.2 Mesozoico**

#### 2.3.4.4. Triásico - Jurásico (220-160 m.a.)

Se producen actividades volcánicas en el Macizo de El Baúl. Fue un período de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca.

#### 2.3.4.4.1 Barremiense-Aptiense-Albiense

Se inicia la transgresión cretácica sedimentándose la Fm. Barranquín compuesta de calizas y areniscas en el flanco norte de la serranía actual, con disminución de sedimentos marinos hacia el flanco norte y hacia el flanco sur de la misma. Es seguido por la sedimentación en el flanco norte de las formaciones Borracha y Chimana compuestas de calizas espesas y lutitas, y en el flanco Sur por la Fm. El Cantil compuestas de areniscas, lutitas e intercalaciones de calizas y de intercalaciones de calizas. Hacia el sur ocurre también una extensión de las aguas donde la sedimentación es predominantemente continental, depositándose la Fm. La Canoa. Las calizas y arenas de estos períodos constituyen legítimos prospectos para petróleo.

#### 2.3.4.4.2 Cenomaniense-Coniacense (100-85 M.a.)

Ocurre la máxima cobertura marina y desarrollado de ambientes euxínicos en el norte, representando por la Fm. Querecual, esta formación es la Roca Madre del petróleo. Hacia el sur se extienden ambientes marinos costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo sur, en las proximidades del noroeste se encuentra la Fm. Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante). La Fm. Tigre ha producido oriente cantidades menores de petróleo en el Área de Las Mercedes.

#### 2.3.4.4.3 Santoniense - Maastrichtiense (85- 65 m.a.)

Ocurre una sedimentación de lutitas marinas, algunas arenas finas e intervalos de ftanitas silíceas al norte (Fm. San Antonio). En la regresión sureste comienza la regresión marcada por las areniscas de la Fm. San Juan, básicamente Maastrichtiense, probablemente extendida al Paleoceno.



#### 2.3.4.4.4 Orogénesis al final del Cretácico (80-65 m.a)

Probablemente durante el Campanéense, fenómeno tecto – termal de importancia afectaron rocas mesozoicas en alguna parte del actual Mar Caribe, al Norte de las costas actuales de Venezuela oriental y central, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas. Hacia el final del Cretácico las masas metamórficas fueron levantadas, bien como arcos de islas o en forma de cordillera.

### **2.3.4.3 Cenozoico**

#### 2.3.4.3.1 Paleoceno-Eoceno medio (65-45 M.a.)

El levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del ciclo Terciario temprano. Durante este período comienza el levantamiento de las masas metamórficas hacia el sur, con el consiguiente empuje sobre la secuencia sedimentaria en el borde cratónico, cratónico, integrada por la columna cretácica (Grupo Sucre y Guayuta) y la sedimentación del Terciario temprano. Gran parte de la sedimentación alóctona del surco de Guárico fue ocasionada por este movimiento.

#### 2.3.4.3.2 Eoceno Superior - Oligoceno (45-25 m.a)

Sedimentación transgresiva en Guárico de la Formación La Pascua, de aguas someras procedentes de la cuenca de Barinas, seguida de un cuerpo lutítico de aguas marinas tranquilas y someras (Formación Roblecito). Hacia el Sur se extiende al Oeste la formación arenosa de la Pascua y al Este la de las formaciones Jabillos, Areo y Naricual, reunidas en la Formación Merecure, por debajo de la cual desaparece por

acuñamiento el lente lutítico de Roblecito. Hacia el Este se produce la sedimentación profunda, de mar abierto, de Carapita (González de Juana, C. 1976).

#### 2.3.4.3.3 Mioceno (20 m.a)

Se producen cambios fundamentales en la forma de la cuenca y en la distribución de los sedimentos. En la parte Norte de Guárico, la sedimentación se hace predominantemente continental. Desde el flanco Norte de la cuenca hacia el Sur se observa gradación entre las formaciones Capiricual-Quiamare al Norte y la Formación Oficina al Sur. El aparato deltaico se extiende considerablemente hacia el Sur y Sureste hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco. El flanco Sur se sedimenta la Formación Freites de ambiente marino somero. (González de Juana, C.1976).

#### 2.3.4.4.5 Plioceno (5 m.a.)

Mientras los ambientes marinos continuaron retrocediendo hacia el Este, extensos ambientes fluviales a deltaicos se establecieron sobre gran parte de la cuenca; en ellos se sedimentó la Formación Las Piedras, hacia el Oeste y el Sur del estado Anzoátegui ésta cubre la Formación Freites (González de Juana, C., 1976) (Figura 2.4).

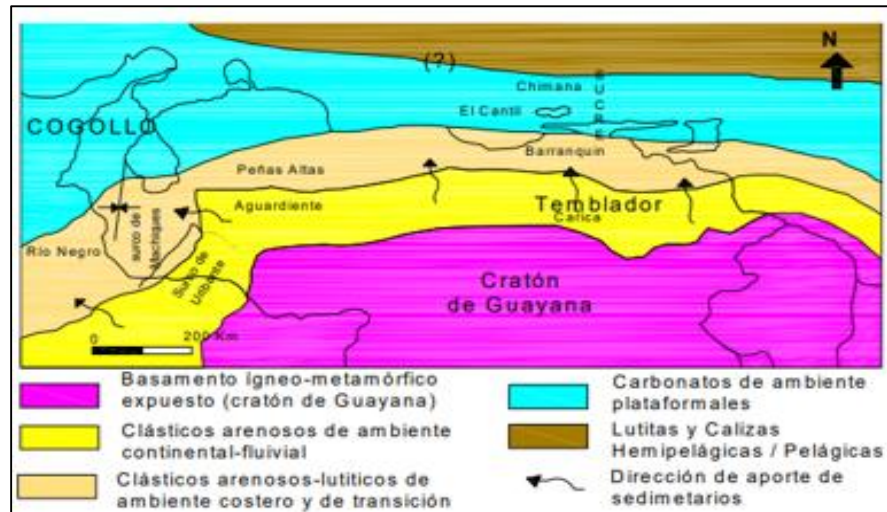


Figura 2.4 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Neocomiense Albiense (Cretácico Temprano) al Norte del Cratón de Guayana. (PDVSA - INTEVEP, 2006).

### 2.3.5 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela

La columna estratigráfica regional se extiende desde el Basamento Ígneo Metamórfico del complejo basal de Guayana (de edad Precámbrico) hasta el Pleistoceno con la deposición de la Formación Mesa. Para efectos de este trabajo se deben tomar con mayor relevancia los eventos sedimentarios que permitieron la deposición de la Formación Oficina en el Mioceno. A continuación se realiza una descripción detallada de la secuencia sedimentaria perteneciente a la Subcuenca de Maturín, en la misma se hace mayor énfasis en la Formación Oficina, la cual es de gran interés debido a su gran potencial de hidrocarburos.

## 2.4 Geología local

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) está considerada la acumulación conocida de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo. Se extiende sobre una superficie de 13,3 millones de acres aproximadamente, con un petróleo original en sitio (POES) de 1200 billones de barriles normales. Representa el borde meridional extremo de la cuenca Oriental de Venezuela y pertenece a las columnas de reconocida potencialidad petrolífera. Los lentes perforados indican ambientes de muy poca profundidad y se encuentran desarrollados sobre penillanuras erosionales. En la región situada cerca del borde septentrional del Cratón de Guayana, las columnas sedimentarias, potencialmente petrolíferas, tienen escaso espesor y las profundidades de soterramiento de los horizontes petrolíferos fueron insuficientes desde el momento mismo de su sedimentación. En la práctica, la FPO comienza donde la gravedad del petróleo hace que sea menos comercial o más difícil de explotar.

Las enormes reservas de crudo pesado y extrapesado encontradas en la FPO han generado un creciente interés en la industria petrolera nacional e internacional. Estos yacimientos someros son especiales desde el punto de vista de la evaluación de las formaciones. Las arenas productivas pertenecen a la Formación Oficina, que en forma discordante suprayacen las rocas cristalinas del Precámbrico, son esencialmente relleno de canales meandrazados y abanicos de desborde que varían considerablemente en la calidad, espesor y en la extensión de sus arenas. La gravedad del crudo varía entre 6 y 12° API, generalmente los crudos se hacen más pesados al acercarse al río Orinoco. Una característica de las arenas de la Formación Oficina es que son arenas de alta porosidad, poco consolidadas.

### 2.4.1 Estratigrafía

La columna estratigráfica del área tiene, aproximadamente, 2700 a 2800 pies de espesor. Está formada por la Formación Mesa (Pleistoceno), seguidamente, en orden descendente, la Formación Las Piedras (Mioceno Superior/Plioceno), infrayacentes a estas unidades se tiene la Formación Freites (Mioceno Medio) y por último la Formación Oficina de edad Mioceno Medio/Inferior, que constituye la roca reservorio principal, está fue depositada sobre una discordancia Preterciaria (Figura 2.5).

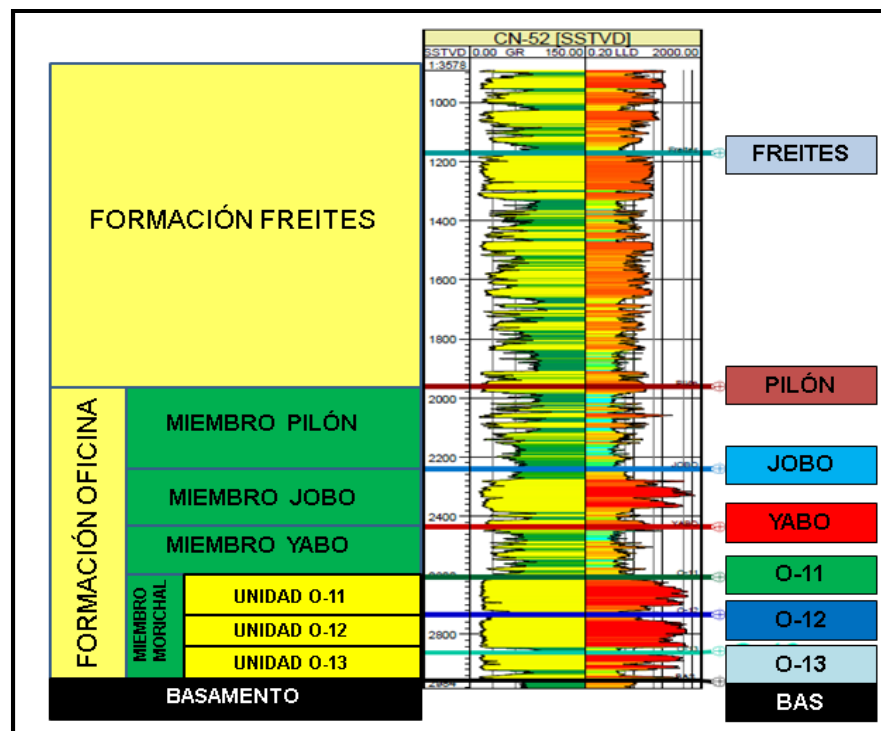


Figura 2.5 Registro tipo área Petrolera SINOVENSA, S.A (POMR, 2011).

### **2.4.1.1 Formación Mesa-Las Piedras**

La Formación Las Piedras (Mioceno Superior/Plioceno) y la Formación Mesa (Pleistoceno), ocupan el tope de la columna estratigráfica del sector Extrapesado y cierran la columna sedimentaria del mismo. Estas dos formaciones no se han diferenciado y se han considerado como una sola unidad. La litología consiste, principalmente, en grandes paquetes de arenas grises a pardo claro, de grano fino a grueso, poco consolidadas, presentan arcillas grises. Estas formaciones no almacenan hidrocarburos, pero sí almacenan grandes cantidades de agua dulce.

### **2.4.1.2 Formación Freites**

La Formación Freites es de edad Mioceno Medio, está formada por lutitas verdes, arenosas, fosilíferas; escasas arenas de grano fino a medio, grises, ocasionalmente glauconíticas y raras areniscas duras, de grano fino a medio. Algunas arenas contienen gas y, generalmente, agua cuya salinidad disminuye hacia el tope de la formación.

### **2.4.1.3 Formación Oficina**

La Formación Oficina (Mioceno Medio/Inferior) con sus 13 unidades presentes en el área, constituye la roca reservorio más importante del depocentro y está integrada, en sentido ascendente, por los Miembro: Morichal (O-15 a O-11), Miembro Yabo (O-10 a O-9), Miembro Jobo (O-8 a O-7) y el Miembro Pílon (O-6 a O-4). La Formación Oficina está constituida por areniscas grises, de grano medio a grueso, poco o medianamente duras, interestratificadas con lutitas grises a gris oscuro. En la Figura 2.7 se muestra una sección estratigráfica del Sector Extrapesado tomando en cuenta la Formación Oficina y los Miembros que la conforman.

#### **2.4.1.4 Miembro Pilón**

El Miembro Pilón es fácilmente identificable en los registros eléctricos, descansa concordantemente sobre el Miembro Jobo y en el tope subyace en relación de aparente concordancia a las lutitas de color gris verdoso de la Formación Freites. Está compuesto litológicamente de lutita gris oscura, arenosa, calcárea, fosilífera y por capas de arenas poco consolidadas. La edad está determinada por el microfósil *Globorotalia foehsi* cushman y Ellisor, un foraminífero planktónico de distribución mundial, que es índice para la edad Mioceno medio en su porción Media e Inferior.

#### **2.4.1.5 Miembro Jobo**

Es el segundo en importancia dentro del complejo fluviodeltáico de la Formación Oficina. Está constituido por sedimentos pobremente consolidados: areniscas, lutitas, limolitas, con algunas capas calcáreas y ligníticas. Disminuye hacia el norte gradualmente el contenido arenáceo y su escogimiento varía de pobre a bueno. La extensión en el subsuelo de este Miembro es mayor que la del Miembro Morichal, porque sobrepasa, parcialmente, los altos de Barrancas y Soledad.

#### **2.4.1.6 Miembro Yabo**

El Miembro Yabo, constituye la máxima superficie de inundación de la Formación Oficina, es un intervalo lutítico, marino transgresivo de aguas someras, con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas, en el cual, a medida que se acuña hacia el sur con el alto de Uverito, se confunden con las areniscas de los miembros infra y suprayacente. La importancia de este Miembro radica en que hacia el norte, en los campos tradicionales, constituye un buen marcador lutítico en el cual es una barrera efectiva que separa los yacimientos petrolíferos en los Miembros Morichal y Jobo. Es la unidad más característica de la Formación Oficina y fácil de correlacionar a través de casi toda el área del Sur de Monagas.

#### **2.4.1.7 Miembro Morichal**

Este es el Miembro más importante dentro de la Formación Oficina porque agrupa las arenas con mayor potencial petrolífero, las cuales son masivas, cuarzosas, de color marrón, de granos subangulares y de tamaño de arena medio, con algunas limolitas, lutitas y lignitos. Las arenas están saturadas de bitumen y presentan un espesor promedio de 300 pies en la zona del bloque J-20 y 275 pies en O-15. La extensión en el subsuelo de este Miembro está restringida a la depresión del Basamento, relleno mayormente por sedimentos pobremente consolidados, fluviales, provenientes del Escudo de Guayana y algunos sedimentos marinos procedentes del norte, bordeada por los altos estructurales de Barranca, al Este, y Soledad, al Oeste. En el sector oeste donde la cuenca profundiza, el espesor total de Morichal es mayor, siendo el desarrollo escaso y lenticular, llegándose a contar hasta 6 paquetes de arenas productoras de hidrocarburos (O-11, O-12, O-13, O-14, O-15) (Santos González, 1996).



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Antecedentes de la investigación**

Peña, L. (2010) en el trabajo titulado **“PROPUESTA DE UN MODELO ESTRATIGRÁFICO A NIVEL DE LA ARENA O-12 DE LA FORMACIÓN OFICINA DE LOS YACIMIENTOS OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, ÁREA J-20 PERTENECIENTES AL CAMPO CERRO NEGRO – BLOQUE CARABOBO – FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO DEL DISTRITO MORICHAL, ESTADO MONAGAS, VENEZUELA,”** propone un modelo Estratigráfico en el área J-20 del Campo Cerro Negro el cual está conformado por los Yacimientos CNX 3 y CN 42 están separados por un cuerpo lutítico bien definido (Miembro Yabo) y por Fallas Inversas para este trabajo se tomaron solo los registros inducción a escala 1:500 y se correlacionaron solo los registros que no estaban fallados para así elaborar mejor las secciones estratigráfica. La cual fue realizada a Nivel de la Unidad Litoestratigráfica O-12 del área de estudio, se recopiló toda la información disponible como Coordenadas de Superficie, Temperatura Máxima, Resistividades, entre otras, de los 248 pozos que conforman el área J-20 se elaboraron 12 secciones estratigráficas en físico y en digital de las cuales se interpretaron solo 4, de las secciones se elaboraron mapas para la interpretación depositacional o sedimentaria dando como respuesta a un ambiente de tipo Fluvial dominado por canales entrelazados y presencia de llanuras de inundación, barras de desembocadura y se contó con la simulación estocástica de facies para tener una visión del recorrido de perforación Horizontal en la unidad de estudio (O-12).

Una vez culminado todo el estudio se propusieron las zonas más óptimas para futuras perforaciones Horizontales o reactivaciones de pozo en el Área. El uso de este trabajo de grado servirá como punto de referencia para las generalidades del área de investigación, debido a la cercanía entre las zonas de estudio.

Yanez, J. (2010) en su trabajo **“ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA AM-F2, YACIMIENTO RG 44 DEL CAMPO SANTA ROSA, FORMACIÓN OFICINA, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”**, reinterpreto el modelo estático de la arena AM-F2 Yacimiento RG 44, Miembro Amarillo de la Formación Oficina del Campo Santa Rosa para una nueva cuantificación de sus reservas. La metodología consistió en la búsqueda y selección de información, correlación de los pozos pertenecientes al yacimiento y elaboración de secciones estratigráficas y estructurales con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales del yacimiento, análisis de electrofacies y determinación del ambiente, interpretación petrofísica, elaboración de mapas de isopropiedades y la elaboración del cálculo de reservas utilizando el método volumétrico.

Con el análisis de registros de pozos, mapa de electrofacies se determinó el ambiente de sedimentación, el cual se interpreta como un ambiente deltaico. A partir de la evaluación petrofísica realizada en 47 pozos, se estableció una porosidad promedio de 16 %, permeabilidad de 250 mD, saturación de agua inicial de 18 % con un volumen de arcilla de 12 % para el yacimiento RG 44. La interpretación estructural del área muestra que la estructura es un anticlinal asimétrico con un buzamiento suave de 8° hacia el Noroeste y de rumbo N47°E en su flanco Norte y un buzamiento mayor en el flanco Sur con una inclinación de 25° hacia el Sureste y un rumbo de N68°E.

Del estudio geológico se determinaron las reservas por el método volumétrico, en la zona de petróleo se obtuvo un petróleo original en sitio (POES) de 11765 MBN, gas condensado original en sitio (GOES) de 52943 MMPCN, y en la zona de condensado se obtuvo un gas condensado original en sitio (GCOES) de 91722 MMPCN y un condensado original en sitio (COES) de 16510 MBN. El cálculo de las reservas recuperables de petróleo por el método volumétrico es de 4118 MBN, las reservas remanentes de petróleo son de 287 MBN, las reservas recuperables de gas son de 47649 MMPCN, las reservas remanentes de gas es de 2172 MMPCN en la zona de

petróleo, las reservas recuperables de condensado es de 5778 MBN, las reservas remanentes de condensado son de 3750 MBN, las reservas recuperables de gas son de 80075 MMPCN y las reservas remanentes de gas es de 19464 MMPCN en la zona de gas condensado.

## **3.2 Fundamentos teóricos**

### **3.2.1 Geología de yacimientos**

Es la ciencia que combina diversos métodos o técnicas exploratorias para seleccionar las mejores oportunidades con el objeto de encontrar Hidrocarburos (Petróleo y Gas), teniendo en cuenta que el crudo y el gas natural son mezclas de productos químicamente complejos, compuestos principalmente de hidrocarburos parafínicos. Son frecuentemente un constituyente, de las rocas sedimentarias principalmente marinas y fluviales y en general es un mineral que se forma en las cuencas sedimentarias. El volumen de Petróleo y Gas acumulado, es función de diferentes variables: capacidad de génesis de los sedimentos, volumen de sedimentos madre, características físicas y volumen de las rocas-almacén, dimensiones y características de las trampas, comportamiento dinámico, actual, y pasado de los fluidos en los terrenos, evolución geológica regional (García, E, 2002).

### **3.2.2 Objetivos de la geología de yacimientos**

El estudio integral de un yacimiento y su adecuada explotación requiere del conocimiento de las características geológicas del mismo. En la evaluación y explotación de los cuerpos de arenas que constituyen los yacimientos petrolíferos de los diferentes campos, se ha detectado que sus variadas formas de deposición y el comportamiento de producción y presión es producto de la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas, por estas razones la producción de cada pozo del yacimiento o de los yacimientos es diferente según sus áreas óptimas, tienen

relación directa con las características sedimentológicas y petrofísicas. La identificación de estas características, su representación en modelos geológicos y mapas, la determinación de sus límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburo son los objetivos primarios del estudio geológico del yacimiento (García, E., 2002).

### **3.2.3 Caracterización de yacimiento**

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico, donde se debe tener en cuenta como primera instancia el objetivo y el alcance del mismo, dependiendo del propósito, complejidad y el tiempo requerido. Una vez definido el objetivo y tomado en cuenta las características y tipo de yacimiento se deben realizar análisis de los datos disponibles y compararlo con el objetivo que se desea desarrollar, incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y calidad de los datos es suficiente para caracterizar el yacimiento. Uno de los aspectos más importantes dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la fusión de los datos. La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre geología, petrofísica, núcleos, información de yacimientos para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante y técnicas modernas (García, E., 2002).

### **3.2.4 Yacimientos**

La parte de una trampa subterránea que por características estructurales o estratigráficas contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado se denomina yacimiento. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo principalmente: arenas, areniscas, calizas y dolomías con aberturas intergranulares o con espacios porosos, debido a fracturas y efectos de soluciones. Algunos yacimientos de hidrocarburos se conectan hidráulicamente a rocas que almacenan agua (acuíferos). Existen cuencas

sedimentarias en donde varios yacimientos comparten un acuífero común, debido a lo cual la producción de uno de ellos puede influir en la declinación de la presión de los otros, a causa de la intercomunicación hidráulica a través del acuífero. En algunos casos particulares, la trampa se encuentra totalmente ocupada por hidrocarburos y por lo tanto la trampa y el yacimiento son uno mismo (CIED- PDVSA, 1996).

### **3.2.5 Modelo Geológico**

El modelo geológico en general, consta de modelos más detallados de acuerdo con las diversas disciplinas de la geología, es decir un modelo geológico consta de un modelo estructural, un modelo sedimentario-estratigráfico y un modelo litológico. Uno de los objetivos del modelo geológico es determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos al momento de la producción de hidrocarburos (PDVSA, 2009).

### **3.2.6 Modelo estratigráfico**

El objetivo básico del modelo estratigráfico es demostrar la arquitectura de las unidades de flujo presentes en el área determinada y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico (PDVSA-CIED, 1997). El primer paso para la construcción de éste consiste en realizar una correlación regional con perfiles o 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 y se aprecian en los registros (PDVSA-CIED, 1996).

### **3.2.7 Modelo estructural**

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio que pudieran intervenir en el entrapamiento de los hidrocarburos y permiten determinar la posición exacta del yacimiento en el subsuelo (Holmes, A., 1962). La estructura a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos (Holmes, A. 1962). La construcción del modelo estructural se basa en la sísmica y registros de pozos con el objeto de demostrar la profundidad de las estructuras a través de mapas estructurales de topes marcadores y planos de fallas (PDVSA-CIED, 1997).

El Dátum en las secciones estructurales es un valor numérico de profundidad desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien. La dirección o rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para la cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizan en dos direcciones, paralela al eje de la estructura y perpendiculares a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real de la estructura como falla existente (Holmes, A, 1962).

### **3.2.8 Modelo sedimentológico**

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de unidades de flujos y los yacimientos presentes en el área (Figura 3.1) (Holmes, A., 1962).

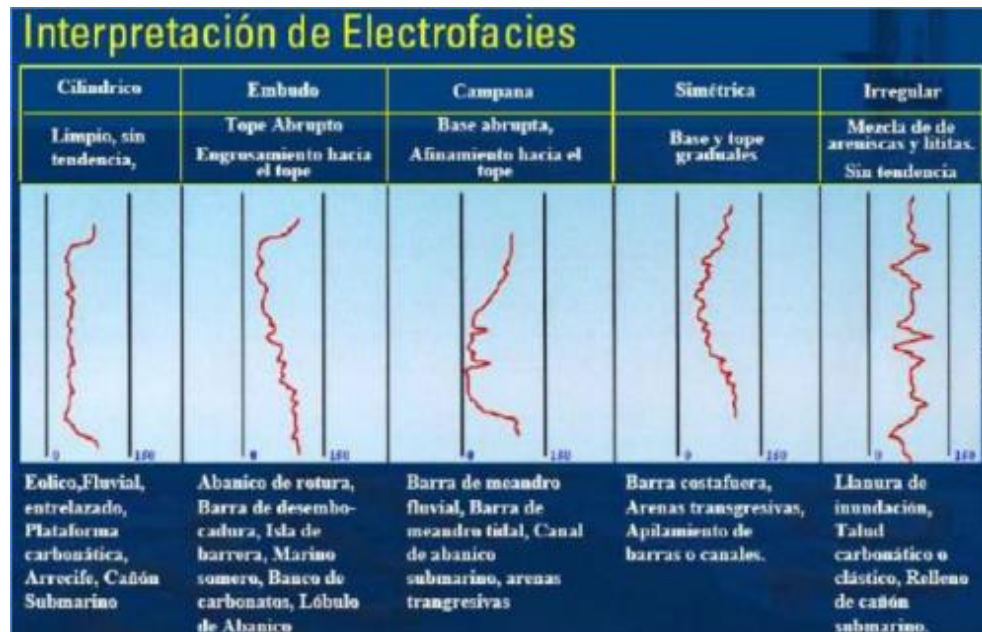


Figura 3.1 Criterios para interpretación de Electrofacies (Moreno, J., 2012).

### 3.2.9 Modelo petrofísico

Con el análisis petrofísico se pueden relacionar las propiedades (físicas y texturales) y características fundamentales de la roca, básica para la evaluación de una arena de interés; muchas de estas propiedades se pueden medir directamente en el laboratorio mediante el análisis de núcleos, muestras de pared, entre otras; también los perfiles de pozos permiten realizar medidas de una manera práctica y con buena efectividad (CORPOVEN, 1991).

Se conoce que mediante estudios petrofísicos se pueden obtener informaciones básicas, tales como porosidad, saturación de fluidos, mineralogía de la formación, movilidad del petróleo, distinguir entre gas y petróleo, permeabilidad y distribución del tamaño de los granos y su densidad (CORPOVEN, 1991).

Estas informaciones, dependiendo de las necesidades, se pueden obtener a partir de los registros, tanto para una sola zona de todos los pozos del campo (uno o más

yacimientos), como para todas las zonas de todos los pozos (CORPOVEN, 1991). Es de recordar que, en un campo, visto integralmente como una unidad, los pozos constituyen puntos de él, por lo tanto, estas informaciones petrofísicas son de cada uno de estos puntos. Como se sabe, las características petrofísicas varían horizontalmente dentro del campo. Para tener un buen control de esta variación, es necesario tener suficiente número de pozos bien distribuidos y que ellos tengan además los registros necesarios para efectuar la evaluación petrofísica requerida. Para tener una visión integral de la distribución de las características petrofísicas de un campo (CORPOVEN, 1991).

### **3.2.10 Ambiente sedimentario**

Un ambiente sedimentario es una parte de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas y biológicas bajo las cuales se acumulan los sedimentos. Los ambientes sedimentarios ejercen un gran control sobre las configuraciones geométricas, características petrofísicas y litológicas de los sedimentos depositados en ellos. Todos los diversos ambientes deposicionales son consecuencia de los procesos de erosión, transporte y deposición de sedimentos. Estos ambientes pueden volverse muy complejos a medida que el sedimento es trabajado, erosionado y transportado a otro lugar. El viento, la lluvia, las corrientes, las olas y mareas, etc., todos estos factores desempeñan un papel importante en el ciclo de sedimentación. Según el modelo, la sedimentación fluvio – deltaica tiene lugar en tres ambientes distintos de fuerte interrelación: fluvial, deltaico y prodeltaico. (Schlumberger, 1997).



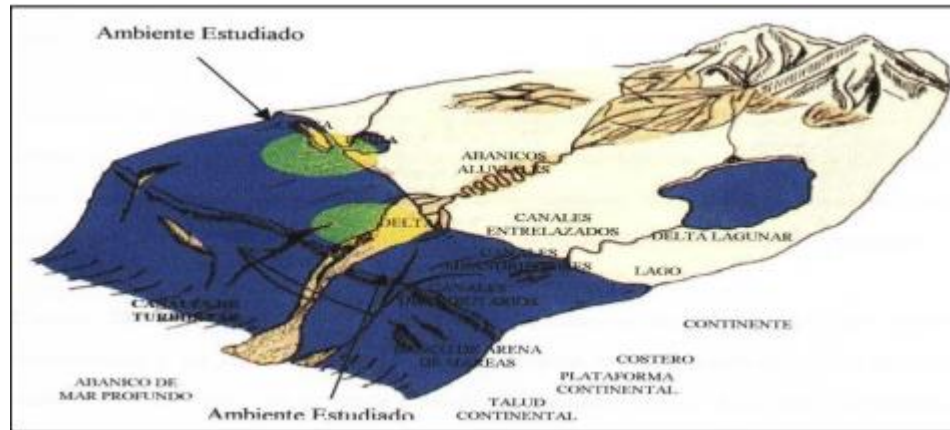


Figura 3.2 Ambientes sedimentarios (Schlumberger, 1997)

### 3.2.11 Ambiente continental

En lo que respecta al depósito continental, podemos mencionar que los sedimentos son acumulados dentro de cinco sistemas bien definidos: fluvial, desértico, lacustre, glacial y volcánico. Cada uno de ellos presenta ambientes sedimentarios que lo caracteriza, aunque esto no quiere decir que sean exclusivos de dicho sistema. Por ejemplo, los sedimentos fluviales son depositados principalmente por ríos generados en regiones húmedas; sin embargo, dentro de los sistemas desérticos, volcánico y glacial, también se tiene el desarrollo de ríos que depositan el material, pero con características sedimentológicas diferentes (Allen, G. 1989). Los depósitos que se generan en los sitios continentales son sedimentos predominantemente detríticos que se caracterizan por un contenido fosilífero escaso, llegando a dominar en algunos casos, restos de madera fósil y algunos vertebrados. Sin embargo, pueden presentarse productos subordinados tales como calizas de agua dulce que contengan una gran cantidad de invertebrados fósiles. Inclusive, en aquellos sedimentos finos de planicies de inundación fluvial o lacustre, podemos encontrar una diversidad de polen y esporas (Allen, G. 1989).

Sistema fluvial: los depósitos fluviales están constituidos por sedimentos que se acumulan a partir de la actividad de los ríos y los procesos de deslizamiento por gravedad asociados. Aunque estos depósitos se están generando actualmente bajo una diversidad de condiciones climáticas, desde desérticas hasta glaciales, se reconocen cuatro sistemas fluviales bien definidos: a) sistema de abanicos aluviales, b) sistema de ríos trenzados, c) sistema de ríos meándricos, y d) sistema de ríos anastomosados. Además de su papel como receptores de información geológica valiosa, los depósitos fluviales también son importantes en el aspecto económico, ya que son, desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores de yacimientos minerales y de agua subterránea (Figura 3.3) (Allen, G., 1989).

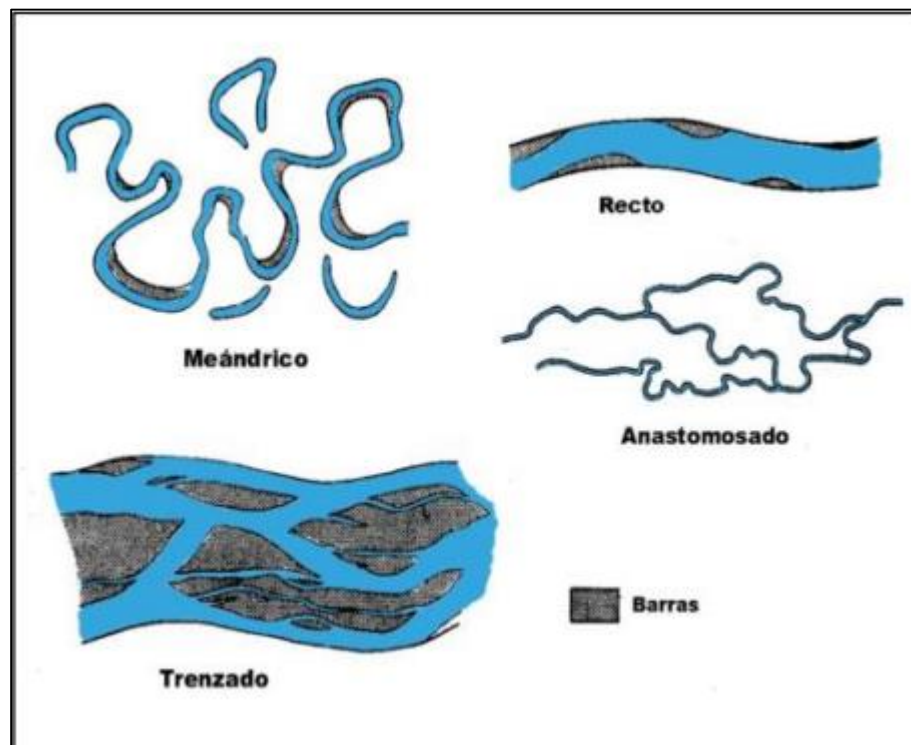


Figura 3.3 Sistema fluvial (Grijalva, F y González, A., 1985).

Métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los sedimentos fluviales de una manera estandarizada están basados en parámetros como: la jerarquía

de los estratos y las superficies limítrofes; las litofacies; la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y la geometría de los cuerpos sedimentarios (Allen, G. 1989).

### **3.2.12 Ambiente deltaico**

Un delta se forma cuando un río cargado de sedimentos entra a un cuerpo de agua, perdiendo de esta manera su capacidad de carga o transporte de sedimento. En general la forma del depósito deltaico depende de: La relación de densidades entre el agua proveniente del río y la del cuerpo de agua en la cual el río desemboca. La capacidad de los procesos marinos, olas y mareas para retrabajar la carga Sedimentaria aportada por el río (Galloway & Hobday., 1996). Existen además de los factores ya mencionados, otros que pueden influir en la morfología de los depósitos deltaico y en la dinámica de construcción/destrucción del sistema tales como la naturaleza y geometría de la cuenca receptora, naturaleza de la cuenca hidrográfica drenada, el marco tectónico, el gradiente de la plataforma y el clima, además de los cambios relativos del nivel del mar (Galloway & Hobday, 1996). Un delta se produce por la competencia entre la depositación debido a procesos constructivos del sistema fluvial y el retrabajo y la redistribución de los sedimentos debido a los procesos destructivos (Galloway & Hobday, 1996).

Dentro de los procesos constructivos están el relleno y la migración de canales, avulsión de canales y formación de lóbulos, abanicos de rotura y agradación de la planicie deltaica. Como procesos destructivos se pueden mencionar la redistribución de los sedimentos causada por el oleaje, corrientes, mareas, la compactación y los transportes gravitacionales de masa (Galloway & Hobday, 1996). Clasificación de los deltas: la morfología y los patrones de distribución de los sedimentos en deltas modernos muestran que existen tres procesos básicos que determinan la geometría y la distribución de las facies arenosas en un delta los cuales son: a) aporte de sedimento,

b) flujo de energía de las olas, c) flujo de energía de las mareas (Galloway & Hobday., 1996). Basándose en estos procesos Galloway y Hobday, (1996) han podido establecer una clasificación de los deltas, en la cual aparecen deltas dominados fluvialmente, deltas dominados por olas y deltas dominados por mareas. Sin embargo, muy pocos deltas se encuentran dominados por uno solo de estos procesos, sino que son el reflejo de la combinación del impacto entre el proceso constructivo fluvial y los procesos destructivos del oleaje y de la marea.

### 3.2.13 Deltas dominados por ambiente fluvial

En un sistema deltaico dominado fluvialmente, la tasa y el volumen de aporte de sedimento, excede la capacidad flujo marino. Dependiendo del dominio relativo que tengan los procesos constructivos fluviales sobre los destructivos, la geometría de los lóbulos del delta serán altamente elongados y digitados a redondeados o lobulares (Galloway & Hobday, 1996).

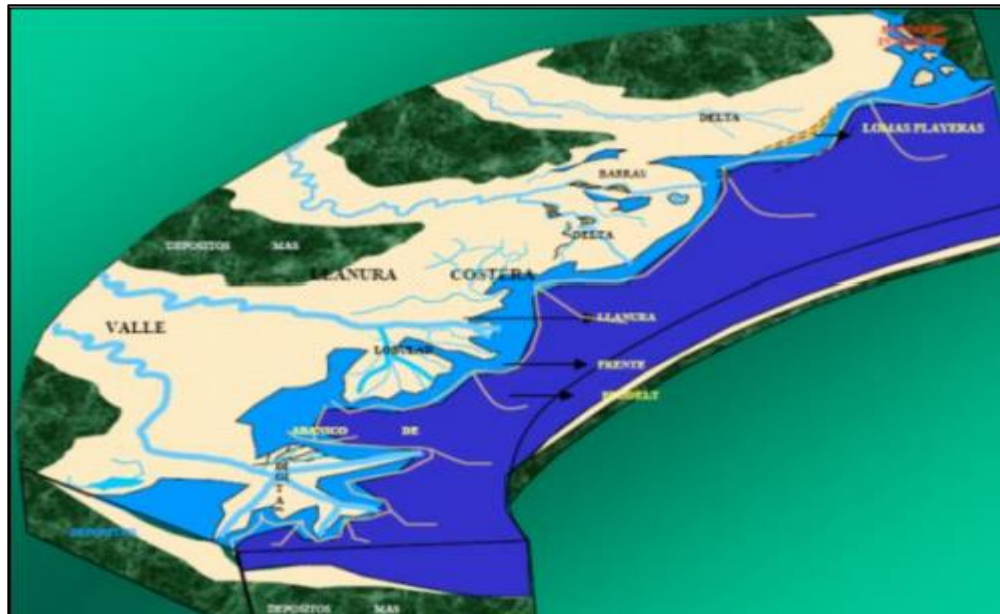


Figura 3.4 Tipos de Deltas. Fluvial, de Marea y por Oleaje. (Coleman & Prior.1992).

### **3.2.14 Deltas dominados por oleaje**

En un sistema deltaico dominado por oleaje, los sedimentos que inicialmente se han depositado en la boca de los canales distributarios es re TRABAJADO por el oleaje y redistribuido a lo largo del frente deltaico por las corrientes costeras. Barras de desembocaduras de forma arqueadas, consistiendo de crestas de playa coalescentes (Figura 3.3) (Galloway & Hobday, 1996).

### **3.2.15 Deltas dominados por mareas**

A medida que el rango de las mareas se incrementa, lo mismo sucede con las corrientes de mareas, las cuales modifican la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyen los sedimentos que han sido depositados en la boca de los mismos. En este caso, al contrario de los deltas dominados por oleaje, la dirección de transporte del sedimento es principalmente perpendicular a la costa, hacia dentro y hacia fuera del canal, sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla y decantación rápida de los sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son re TRABAJADAS como una serie de barras elongadas que se extienden tanto dentro de la boca de los canales distributarios como en la plataforma del delta subacuática (Figura 3.3) (Galloway & Hobday, 1996).

Facies y ambientes depositacionales de un ambiente deltaico: según Coleman y Prior (1992), una llanura deltaica generalmente puede ser subdividida en dos marcos fisiográficos, una donde los componentes son subaéreos y otros donde son subacuáticos. Los componentes subaéreos se dividen frecuentemente en llanura deltaica alta y baja.

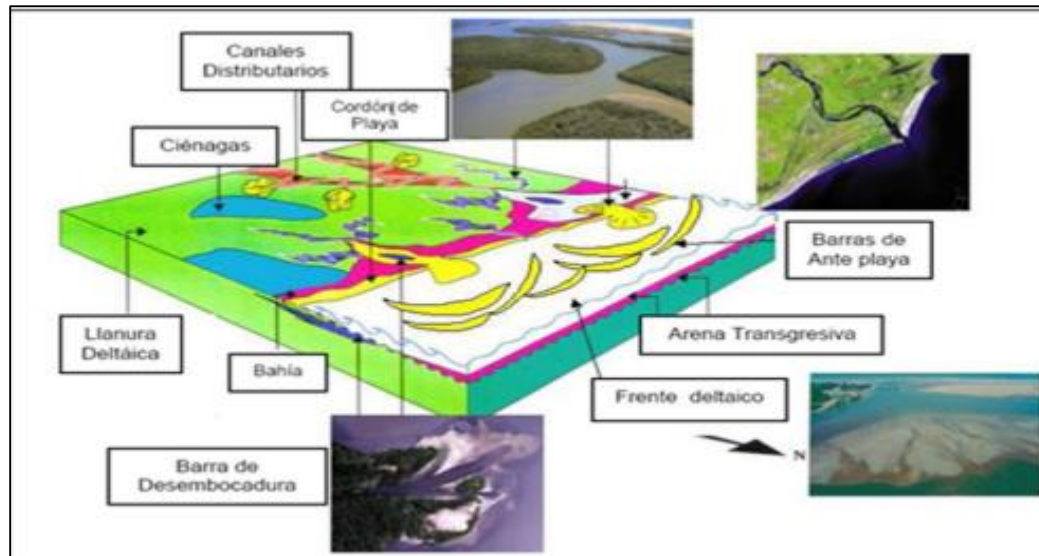


Figura 3.5 Asociación de facies en un modelo deltaico. (Coleman & Prior, 1992).

### 3.2.16 Llanura deltaica alta

Según Coleman y Prior, (1992) los ambientes depositacionales más importantes que se desarrollan en la llanura deltaica alta son: canales entrelazados y canales meandriformes, relleno lacustrino de delta, ciénagas y llanuras de inundación (pantanos, ciénagas y lagos de agua dulce). (Figura 3.5). — Depósitos de canales meandriformes y distributarios: los ríos meandriformes tienden a estar confinados a un solo canal principal, caracterizado por bancos cohesivos que difícilmente se erosionan (Coleman y Prior, 1992). Estos presentan una gran sinuosidad, se desarrollan en lugares con una baja pendiente y una carga sedimentaria principalmente de tamaño fino. Esta abundancia de sedimentos finos permite la construcción de extensas llanuras fluviales arcillosas que estabilizan las márgenes de los canales, frenando la migración lateral de los mismos (Coleman y Prior, 1992).

Llanuras de inundación: las llanuras de inundación se forma por la acreción vertical en la cual se acumulan sedimentos de grano fino que han sido transportados en suspensión cuando en periodos de inundación el río se desborda. Estos depósitos están

constituidos por limos, limos arcillosos y arcillas, masivos, ricos en materia orgánica y en depósitos de carbón (Coleman y Prior, 1992). — Depósitos de canal: se encuentran constituidos principalmente por depósitos de fondo de canal y están compuestos por material grueso que el río solo puede mover durante periodos de inundación, donde la velocidad de la corriente es máxima. Estos depósitos son por lo general discontinuos, delgados y presentan forma lenticular. La estratificación no se observa en estos materiales gruesos, pero la imbricación de guijarros es común. El material que los constituye es grueso, tales como grava, bloques parcialmente consolidados de arcillas que han sido localmente erosionadas de las paredes del canal, pudiendo también encontrarse fragmentos de madera, etc. Están recubiertos por sedimentos de grano más fino, que corresponden a las barras de canal (Coleman y Prior, 1992).

Depósitos de diques: durante las crecidas el nivel del agua aumenta y el río desborda el canal. Esto provoca la sedimentación de materiales en suspensión en el margen del canal, formando los diques fluviales a uno y otro lado del canal. Estos diques pueden alcanzar alturas de varios metros por una anchura de unos centenares de metros (Coleman y Prior, 1992). — Depósitos de abanicos de rotura: en épocas de inundación pueden producirse fisuras en los diques, a través de los cuales el agua circulara hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyas partículas pueden ser incluso superiores al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino que alternan con limos arenosos y arcillosos (Coleman y Prior, 1992).

Canales abandonados: los meandros pueden ser abandonados gradualmente o violentamente. Cuando son abandonados gradualmente, el río progresivamente invade la llanura de inundación, y simultáneamente el flujo disminuye gradualmente en el canal principal. La disminución paulatina en el flujo del canal provoca el abandono gradual del meandro, lo cual se refleja en los sedimentos por el desarrollo de espesas

secuencias con estructuras sedimentarias de bajo flujo (esencialmente laminación cruzada de rizaduras) (Coleman y Prior, 1992). Después de que el canal es completamente abandonado, se forma un lago con forma de herradura, donde la sedimentación está restringida a finos (arcillas y limos) que se depositan durante los periodos de inundación de la corriente principal (Coleman y Prior, 1992).

Llanura deltaica baja: se desarrolla donde ocurre la interacción fluvialmarina y se extiende desde el límite de la marea baja hasta el límite de la marea alta, por lo que su extensión se encuentra controlada por el rango de las mareas y por la pendiente de la topografía (Coleman y Prior, 1992).

Los principales ambientes depositacionales de la llanura deltaica baja son: depósitos de relleno de bahía (bahías interdistributarias, abanicos de rotura, diques naturales) y relleno de canales distributarios abandonados (Coleman y Prior, 1992).

Depósitos de relleno de bahía: Los depósitos de relleno de bahía representan arealmente la mayor parte de la llanura deltaica baja. Las bahías interdistributarias son normalmente cuerpos de agua por lo general, completamente rodeados por canales distributarios. Frecuentemente, sin embargo, las bahías interdistributarias se encuentran parcialmente abiertas hacia el mar o conectadas a este por un pequeño canal de marea (Coleman y Prior, 1992).

Canales distributarios: los canales distributarios presentan muchas de las características de los canales fluviales. El flujo unidireccional es predominante, con estados de fluctuaciones periódicas. Los sistemas de canales pueden tener o no una alta sinuosidad dependiendo de la pendiente y del tamaño de grano del sedimento. Los depósitos resultantes son por lo general granodecrecientes, aunque pueden ser agradantes, y se inician con una base erosiva y con sedimentos gruesos que pasan a



arenas con estratificación cruzada que pueden alternarse con limos y arcillas (Coleman y Prior, 1992).

Barras de desembocadura: las barras de desembocadura presentan características mixtas entre canales fluviales distributarios y barra - cordón de playa. El flujo unidireccional es predominante, con estados de fluctuaciones periódicas. Los sistemas de boca de desembocadura no tienen una alta sinuosidad y son generalmente muy sensibles a los fenómenos de marea. Los depósitos resultantes son por lo general granocrecientes. Se inician con una base agradante con sedimentos finos y limosos que pasan a arenas con estratificación tabular que pueden alternarse con limos y arcillas (Coleman y Prior, 1992).

Playas y frente deltaico: las playas llegan a constituir la facies más abundante en algunos deltas dominados por olas y oleaje, como es el caso de la formación Oficina como paleo-delta del río Orinoco. Los depósitos característicos presentan estratificación laminar de bajo ángulo y son granocrecientes como consecuencia de la progradación de la anteplaya (Galloway & Hobway, 1996)

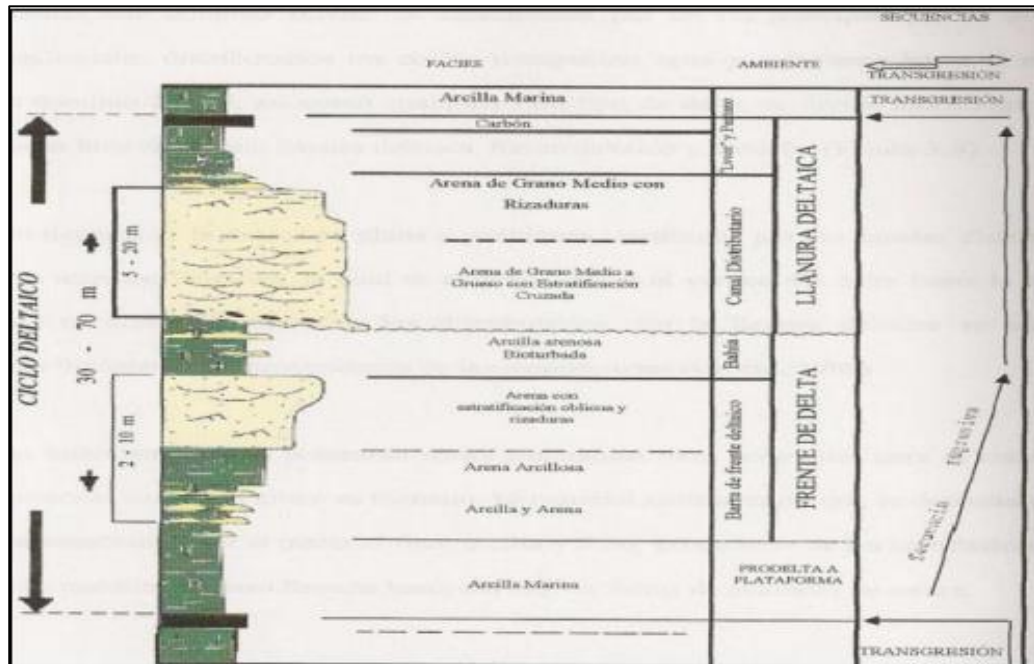


Figura 3.6 Secuencia litológica de una secuencia deltaica (Allen, GP et al. 1989).

### 3.2.17 Perfiles de pozos

Los registros o perfiles de pozos son una herramienta muy poderosa en el área de las ciencias de la tierra, pues proporciona información “in situ” del subsuelo, que difícilmente pueden ser obtenidas por otros métodos menos costosos (Schlumberger, 1983). Pueden definirse como mediciones de diversos parámetros y propiedades físicas de un pozo, tomadas a lo largo del mismo y bajo ciertos intervalos. De forma general pueden agruparse en:

### 3.2.18 Perfiles resistivos

Entre los perfiles resistivos se pueden mencionar el Eléctrico Convencional (EL), Lateral (LAT), Normal Corta (NC), Normal Larga (NL), Potencial Espontáneo

(SP), Laterolog (LL), Dual Laterolog (DLL), Inducción (IL) Doble Inducción (DIL), Esférico (SFL) (PDVSA CIED, 1997).

### **3.2.19 Perfiles acústicos**

Sónico Compensado (BHC). Sónico de Espaciamiento Largo, Sónico Digital (PDVSA CIED, 1997).

### **3.2.20 Perfiles radioactivos**

Densidad (FDC), Litodensidad (LDL), Neutrones (CNL) (SNP), Neutrón de Doble Porosidad, Rayos Gamma (GR), Rayos Gamma Espectral (PDVSA CIED, 1997).

### **3.2.21 Perfil de Potencial Espontáneo (SP)**

Esta curva es un registro producto de la diferencia de potencial eléctrico existente entre un electrodo móvil y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en superficie. Por lo general, frente a las lutitas, la curva de potencial espontáneo SP, define una línea más o menos recta en el registro, que se denomina “línea base de las lutitas”. Mientras que, frente a las formaciones permeables, la curva muestra desviaciones de espesor y tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante que se ha de llamar una “línea base de arenas” (Schlumberger, 1983).

La deflexión puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), fenómeno que depende fundamentalmente de la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el filtrado. Si la salinidad del agua de formación es mayor, la deflexión será hacia la izquierda, si es lo opuesto, la deflexión será hacia la derecha (Schlumberger, 1983). El potencial espontáneo se utiliza para:

1. Detectar capas permeables.
2. Realizar correlaciones litológicas.
3. Determinar valores de resistividad del agua de formación.
4. Dar valores cualitativos del contenido de arcillosidad

### **3.2.22 Perfil de Resistividad**

El objetivo primordial de las medidas de resistividad, es medir en la zona no invadida para obtener la resistividad verdadera ( $R_t$ ) de la formación y con ella estimar la saturación de agua y petróleo presente en la misma. El Registro de Inducción es esencialmente el registro de las resistividades de las formaciones del subsuelo y de los potenciales espontáneos generados en las perforaciones (PDVSA-CIED, 1997).

Este perfil se basa en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas, utiliza bobinas en vez de electrodos. El registro de inducción puede ser corrido con lodos no conductivos donde resulta imposible para los demás dispositivos de resistividad (PDVSA-CIED, 1997). Existen dos versiones de este dispositivo, el Tradicional Inducción Sencillo (EIL) y el Doble Inducción (DIL) (PDVSA-CIED, 1997).

Las sondas de inducción consisten de un sistema de varias bobinas transmisoras y receptoras. A la bobina transmisora se envía una corriente alterna de intensidad constante y de alta frecuencia. El campo magnético alterno de la bobina induce corrientes secundarias en la formación, el cual a su vez transmite una corriente a la bobina receptora. Esta corriente inducida en la bobina receptora es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación (PDVSA-CIED, 1997)

### **3.2.23 Registro de Rayos Gamma**

El perfil de Rayos Gamma o GR es la medida de la radioactividad natural de la formación. Cuando las condiciones en el pozo son tales que no se puede obtener una curva SP, ya que ofrece resultados alterados, se recomienda correr un registro de “Gamma Ray”. Generalmente el registro de rayos gamma refleja el contenido de arcilla de las rocas sedimentarias. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas, por consiguiente, las arcillas y arenas arcillosas muestran una radioactividad alta, en tanto que las arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad. Las arenas presentan radioactividad mayor de cero cuando presentan: feldespatos, cenizas volcánicas, fragmentos de rocas (como Granitos, entre otras), aguas meteóricas enriquecidas con sales radioactivas y arcillas laminadas dispersas (Schlumberger, 1983).

El registro de rayos Gamma permite:

1. Estimar el índice de arcillosidad.
2. Correlacionar las diferentes capas e intervalos.
3. Determinar las zonas aparentemente permeables e impermeables.

### **3.2.24 Perfiles de Densidad**

El registro de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. Mediante la emisión de Rayos Gamma, esta herramienta mide la interacción de estos rayos con los electrones de los núcleos atómicos en la formación (Schlumberger, 1983).

La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos evaporíticos, descubrimientos de gas, determinación de densidad de hidrocarburo, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas entre otras. Su fundamento consiste en una fuente radioactiva colocada en una almohadilla (Patín) blindada, aplicada contra la pared del pozo, emitiendo rayos gamma de mediana energía (Schlumberger, 1983).

Cuando la formación tiene gas el efecto sobre la densidad es muy claro, la densidad total baja dificultando la estimación de la porosidad, pero indicando claramente el fluido presente. Mientras que, en una arena limpia con agua o petróleo, el valor de densidad permitirá calcular con mucha precisión la porosidad total de la roca (Schlumberger, 1983).

### **3.2.25 Perfil de Neutrón**

El registro de neutrón responde básicamente al contenido de hidrógeno de la formación. Muestra una medición de la radiación inducida en la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad. Este perfil puede correrse tanto en pozo desnudo como entubado y con cualquier fluido dentro del pozo (Schlumberger, 1983).

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrógeno. Cuando los neutrones son enviados por una fuente emisora hacia la formación, chocan con otros núcleos atómicos. Cada colisión produce una pérdida de energía o una disminución de la velocidad hasta llegar a la velocidad normal termal, donde son absorbidos por núcleos de átomos como cloro, sílice, hidrógeno, etc. Esta absorción da origen a la emisión de un rayo gamma de alta energía, el cual se llama rayo gamma de captura (Schlumberger, 1983). Si el núcleo es de masa similar al de hidrógeno, el neutrón pierde mayor cantidad de energía alcanzando rápidamente el nivel termal y son capturados poco después. Si por el contrario el núcleo es pesado,

éste no provoca mucha pérdida de velocidad. Por lo tanto, la distancia recorrida por los neutrones antes de su terminación es mayor que en el caso anterior y la emisión de rayos gamma de captura tiene lugar a mayor distancia de la fuente (Schlumberger, 1983).

El sistema de registro neutrónico comprende una fuente de neutrones rápidos y dos detectores. Los detectores están ubicados a una distancia de la fuente que permite que el número de neutrones lentos contados sea inversamente proporcional a la concentración de hidrógenos. Puesto que la presencia de hidrógenos se debe casi enteramente a los fluidos de la formación y el volumen de los fluidos es el volumen poroso de la formación, entonces contando el número de neutrones lentos que llegan a los detectores, se puede obtener la porosidad de la formación (Schlumberger, 1983). En formaciones limpias (no arcillosas) con petróleo o agua, el neutrón refleja la cantidad de porosidad llena de fluido. Por otro lado, si la formación posee gas, el reemplazo del líquido por gas en el espacio poroso de una roca disminuye la concentración de hidrógeno del fluido en los poros. Como resultado de esto, la curva del perfil de neutrón, calibrada en función de la porosidad saturada de líquido, dará una porosidad anormalmente baja. De la misma manera, donde composicionalmente hay alto contenido de hidrógenos, la porosidad del neutrón será anormalmente alta (Schlumberger, 1983).

### **3.2.26 Correlación**

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 secciones y mapas del subsuelo, las dos fuentes principales de data de correlación son las secciones sísmicas y los perfiles eléctricos de pozos (Ramírez, J., 2011). Fundamentalmente, las curvas de registros de pozos eléctricos son usadas para delinear los límites de las unidades del subsuelo en la

preparación de mapas del subsuelo y secciones. Estos mapas y secciones son usados para desarrollar una interpretación del subsuelo con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos (Tearpock en Rivadulla, 2004).

Una correlación precisa es sumamente necesaria para una interpretación geológica confiable. 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, la litología, profundidad y espesor de las zonas productivas de hidrocarburos, porosidad y permeabilidad de zonas productivas y profundidad a las disconformidades. La información obtenida de los registros correlacionados es la materia prima usada para la preparación de mapas del subsuelo. Estos incluyen fallas, estructuras, saltos, discordancias y una variedad de mapas Isópaco o de espesor. En general, la correlación consiste en comparar la información existente entre diferentes pozos, para establecer un corte geológico de un área, lo cual requiere conocer los siguientes datos básicos de un pozo: La profundidad del horizonte seleccionado (Tope y Base), La altura de la mesa rotaria con referencia al nivel del mar (E.M.R), Profundidad vertical verdadera (Tearpock en Rivadulla, 2004). Es importante tomar en cuenta que los pozos no son exactamente verticales y que en formaciones con buzamientos menores de  $45^\circ$ , la broca tiende a perforarlas perpendicularmente al buzamiento, mientras que en formaciones con buzamientos mayores a  $45^\circ$ , la broca tiende a perforarlas paralelamente al buzamiento. De tal manera que la desviación de un pozo se puede representar horizontalmente sobre un mapa, donde se coloca la profundidad final (Mierú, R. 1994). La mayoría de los pozos a medida que se perforan tienden a desviarse de la vertical, mientras que otros son intencionalmente desviados con el fin de buscar ciertos objetivos (Mierú, R. 1994). El conocimiento de varias medidas de profundidad en los registros es importante para convertir las profundidades de los registros a profundidades usadas para el mapeo. La siguiente es una lista de



medida, sus abreviaciones y definiciones de términos en profundidad (Figura 3.6) (Tearpock en Rivadulla, 2004).

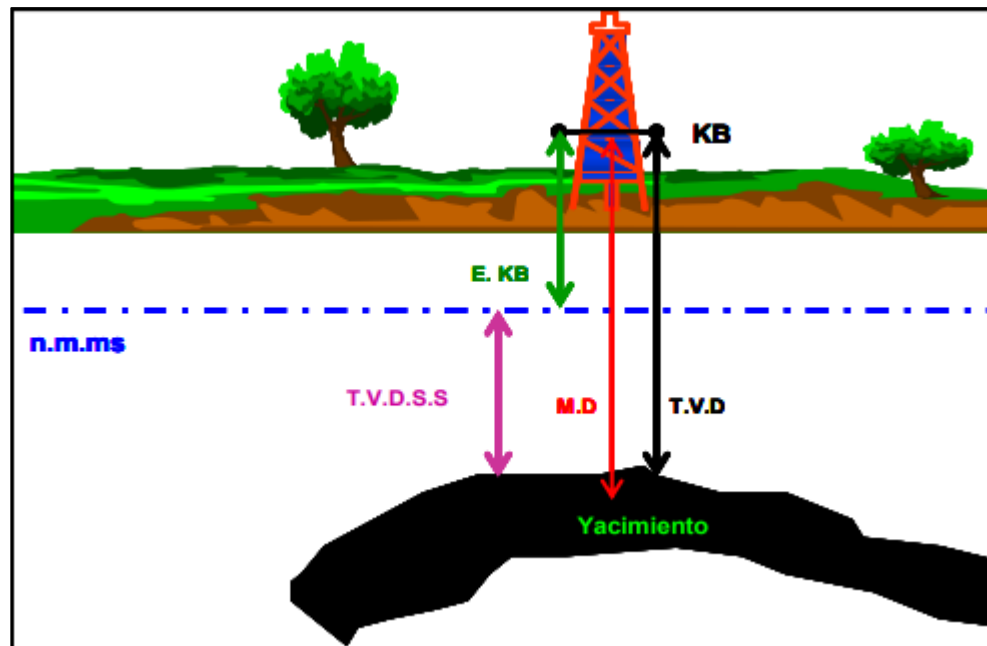


Figura 3.7 Diagrama que muestra la terminología general de medidas de registros (PDVSA-CIED, 1998).

*KB*= Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

*MD*= Profundidad medida = Distancia medida a lo largo de la senda de un pozo taladrado desde el *KB* al *TD* (profundidad total del pozo) o cualquier punto de correlación entre ellos.

*TVD*= Profundidad vertical verdadera = Distancia vertical desde el *KB* a cualquier punto del subsuelo.

$SSTVD = \text{Profundidad vertical verdadera del nivel del mar} = \text{Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo.}$

La medida  $SSTVD$  es la única medida de profundidad desde un datum común de referencia, el nivel del mar. Por lo tanto,  $SSTVD$  es la profundidad más frecuentemente usada para el mapeo. El registro de las medidas de profundidad de un pozo vertical o direccional para el mapeo son usualmente corregidas para  $SSTVD$ . Para pozos verticales el  $SSTVD = KB - TVD$  (Rivadulla, 2004).

Cuando los geólogos correlacionan un registro con otro, intentan comparar el patrón de las curvas de un registro con el patrón de las curvas encontradas en el segundo registro. Una variedad de curvas puede representarse en un registro. Para el trabajo de correlación, es mejor correlacionar registros de pozos que tienen el mismo tipo de curvas; sin embargo, esto no siempre es posible (Rivadulla, 2004). Un geólogo puede ser requerido para correlacionar registros que tienen curvas diferentes. Y a veces, aun cuando los registros tengan las mismas curvas, el carácter o magnitud de las fluctuaciones de las curvas pueden ser diferentes de un registro al próximo. Por consiguiente, el trabajo de la correlación debe ser independiente de la magnitud de las fluctuaciones y la variedad de curvas en los registros de pozos individuales (Rivadulla, 2004).

### **3.2.26.1 Pasos para correlacionar los registros**

Como punto de partida en cualquier proceso de correlación, es necesaria alinear la escala de profundidad de los registros. Si ninguna correlación es evidente, se desliza uno de los registros hasta encontrar un punto de buena correlación y se continua el mismo procedimiento sobre la longitud entera de cada registro, hasta que hayan sido identificadas todas las correlaciones. Este proceso puede complicarse por factores tales como el adelgazamiento estratigráfico, buzamiento de capas, fallamiento,

discordancias, cambio lateral de facies, mala calidad del registro, y la perforación de pozos direccionales (Ramírez, J., 2011).

A continuación, se enumeran algunas guías básicas, universalmente validas; las cuales son usadas en el proceso de correlación de perfiles:

1. Para la realización o “chequeo” inicial de la correlación, detecte las arenas de mayor espesor usando la curva de potencial espontáneo (SP) o curva de rayos gamma (GR).
2. Para trabajar la correlación en detalle, correlacione primero la sección lutítica.
3. Inicialmente, use la curva de potencial espontáneo SP o la gamma ray (GR), las cuales usualmente proveen la más confiable correlación en lutitas ya que son curvas que definen básicamente litología.
3. Use lápices de colores para identificar puntos específicos de correlación.
4. Siempre comience a correlacionar por el tope de registro, no en medio.
5. No forcé la correlación.
6. En áreas de gran fallamiento, primero correlacione la parte de abajo del registro y luego la de arriba (Ramírez, J., 2011).

### **3.2.27 Registro tipo de correlación**

Un registro tipo de correlación, se define como un registro en el cual se exhibe una sección estratigráfica completa de un campo o área regional de estudio. El registro tipo debe mostrar la reflectancia con detalle y espesor de la sección estratigráfica más profunda penetrada. A causa de las fallas, disconformidades y variaciones en la estratigrafía que afecta la sección sedimentaria, un registro tipo de correlación, está a menudo compuesto de secciones de varios registros individuales y es llamado registro tipo compuesto (Rivadulla, 2004). El sistema de correlación se basa en algunos principios generales: a) identificación de horizontes o estratos (marcadores), preferiblemente lutitas de carácter regional, que sirven de guía para la correlación; b) definición de la dirección conveniente de la correlación, a través de una red envolvente de pozos; c) se conectan por medio de líneas las arenas que muestren electrofacies similares y aspectos característicos de los perfiles (Rivadulla, 2004; Op cit). La correlación se realiza con los registros eléctricos de cada uno de los pozos del yacimiento en estudio y debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés, así como determinar continuidad, por lo cual es necesario un buen registro tipo que permita partir de una correlación precisa (Rivadulla, 2004; Op cit).

#### **3.2.27.1 Tipos de correlaciones**

Territorialmente se dividen en: locales, cuando se correlacionan pozos entre límites de un campo; zonales, cuando se correlacionan pozos en los límites de un área petrolera; (varios campos); Estratigráficamente se dividen en generalizadas, cuando se correlacionan las unidades estratigráficas más grandes o solo los horizontes típicos; detalladas, cuando se diferencian cada uno de los niveles que conforman una unidad estratigráfica. También se pueden diferenciar de acuerdo a la información que se use

en Litoestratigráfica, Cronoestratigráfica, Bioestratigrafía (Figura 3.8) (Mierú, R. 1994).

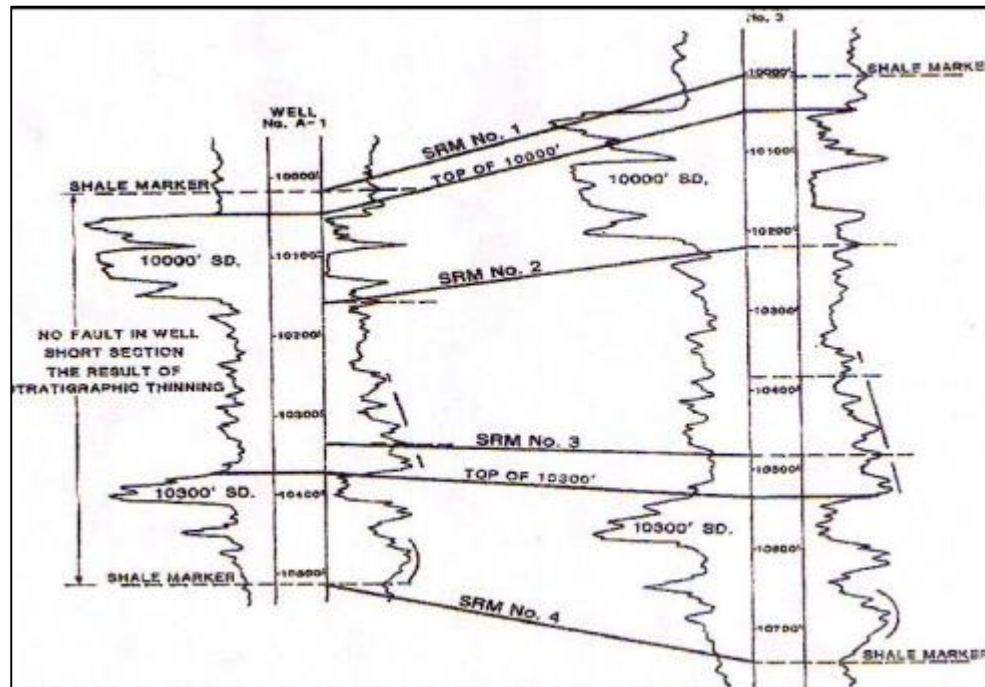


Figura 3.8 Correlación estratigráfica (Tearpock en Rivadulla, 2004).

### 3.2.28 Secciones geológicas

Las secciones geológicas constituyen una herramienta muy importante en la exploración geológica, son útiles en todas las fases de geología del subsuelo, ya que son una representación gráfica del subsuelo, por lo cual, son una forma de presentar información geológica útil, de carácter estratigráfico o estructural, de acuerdo al tipo de información que se requiera. Las secciones son usadas para resolver problemas estructurales y estratigráficos, debido a que permiten determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Al ser usada en asociación con mapas, ellas proveen una visualización que sirve de ayuda en la descripción geológica en tres dimensiones (Tearpock en Rivadulla, 2004).

Al realizar una sección, principalmente se debe determinar el objetivo específico para el cual se requiere la preparación de la misma; si es para ayudar en la interpretación estructural, resolviendo problemas relacionados con fallas, profundidad de las formaciones o correlación, entonces la sección requerida o solicitada es una sección estructural. Si la intención de la sección es la de resolver problemas relacionados con la correlación individual de arenas, barreras de permeabilidad, discordancias, entonces es necesario una sección estratigráfica (Rivadulla, 2004).

### **3.2.29 Secciones estratigráficas**

Muestran en el plano vertical las características litológicas de facies y espesores de la arena. El objetivo principal de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de la depositación o en un tiempo corto posterior a ella, pudiéndose así obtener información acerca de las discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, límites estratigráficos y variaciones de facies. Se construyen en forma manual orientadas en dirección de la sedimentación, para visualizar la continuidad lateral de la arena dentro del yacimiento (PDVSA-CIED, 1997).

### **3.2.30 Secciones estructurales**

Las secciones estructurales ilustran características estructurales tales como profundidad, fallas y pliegues. Usualmente son preparadas para estudiar problemas estructurales relacionados con las formaciones del subsuelo, geometría de fallas, correlaciones generales (Tearpock en Rivadulla, 2004).

Las respuestas a tales problemas están acompañadas por la incapacidad que se tiene de visualizar las estructuras del subsuelo en un plano vertical. Los registros

eléctricos de pozos pueden ser usados en la construcción de secciones estructurales (Tearpock en Rivadulla, 2004).

Para la construcción de secciones estructurales: a) se escoge el nivel del mar por lo general como plano de referencia estructural; b) se elige cada punto de control a lo largo de la línea de corte perpendicular al rumbo general del estrato, c) se colocan los perfiles de los pozos a su distancia correspondiente en la línea de corte, a escala horizontal, alineando el nivel del mar sobre una línea horizontal; d) la litología de los estratos solos se representa cuando se desea destacarla; e) se trazan líneas de correlación uniendo capas guías o marcadores, que delinean la configuración de las capas con relación al nivel del mar, si este es el datum (Mierú, R. 1994).

### **3.2.31 Mapas geológicos**

Los mapas son un instrumento que presenta la información de manera precisa y confiable ya que son los productos finales de la interpretación geológica. El objetivo de la elaboración de mapas del subsuelo en la geología del petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos, los mapas deben ser continuamente modificados y actualizados (Mierú, R. 1994).

Un mapa es una proyección de líneas y superficies sobre un plano horizontal; la representación de las diferentes características geológicas se hace mediante los denominados mapas geológicos, los cuales se definen de una manera muy general como aquellos que muestran la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo (Rivadulla, 2004). Los mapas más utilizados en geología de yacimientos petrolíferos es el mapa estructural, el mapa isópaco, mapa de facies, el mapa de superficie de fallas, los mapas de isopropiedades, los mapas de geoquímica y geofísicos entre otros que contemplan con su información el modelo geológico establecido (Tearpock en Rivadulla, 2004).

### **3.2.32 Mapas de superficies de fallas**

La preparación de mapas de superficies de fallas exactas requiere de una visión tridimensional y de una comprensión buena del estilo estructural del área que está siendo cartografiada. La cartografía de las superficies de todas las fallas importantes es una parte integral de cualquier interpretación del subsuelo, particularmente en áreas que involucran fallas múltiples que pueden producir relaciones estructurales sumamente complicadas. Este mapa es la base fundamental para el trazado de las fallas en cualquier nivel o unidad estratigráfica. Es conocido como plano de fallas porque en él están trazadas o dibujadas todas las fallas identificadas en el área. Estas líneas paralelas indican implícitamente el buzamiento y rumbo de cada falla (Rivadulla, 2004).

También en el plano de fallas, debajo de la profundidad a que se encuentra en cada pozo, se coloca su desplazamiento o salto aproximado determinado generalmente por correlación. Las trazas de una falla en un plano horizontal resultan de la intersección del plano de la fractura o deslizamiento y el plano horizontal (Rivadulla, 2004).

### **3.2.33 Mapas estructurales**

Los mapas Estructurales del Subsuelo por lo general son construidos para horizontes estratigráficos específicos, con el fin de mostrar en una forma plana las formas geométricas tridimensionales de estos horizontes. Dichos mapas son elaborados a partir de la correlación de datos obtenidos de registros de pozos e interpretaciones de secciones sísmicas. Por lo tanto, uno de los parámetros primarios a considerar en el desarrollo de una interpretación estructural razonable es la correcta elaboración de las correlaciones (Rivadulla, 2004). Para su construcción se requiere de: a) construir mapas de planos de fallas para todas las fallas importantes en el entrapamiento de



hidrocarburos en el área; b) integrar la información dada en esos mapas de plano de fallas, con los mapas elaborados para los horizontes o estratos de interés (Rivadulla, 2004). Los contornos estructurales, son líneas o curvas imaginarias, referidas al nivel del mar, que conectan puntos de igual posición estructural en el subsuelo, por lo cual muestra la configuración de un horizonte o estrato en particular, su trazado e interpretación permite deducir la orientación geográfica del estrato (rumbo), la inclinación o magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo, la morfología de las estructuras (pliegues, anticlinales, homoclinales entre otros) y el desplazamiento de las fallas (Mierú, R: 1994).

### **3.2.34 Mapas de electrofacies**

El aspecto estratigráfico puede ser expresado en términos de litología (litofacies); los mapas de electrofacies son un ejemplo de ellos. Son mapas que representan las condiciones paleográficas reinantes durante el tiempo de depositación de las arenas, haciendo uso de las electrofacies (Rivadulla, 2004). El mapa de electrofacies tiene como finalidad mostrar la naturaleza y la dirección de las gradaciones que puede sufrir un horizonte en particular, podemos visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, lo que permite compararlas con otros atributos de las arenas, para así complementar la evaluación de las condiciones de estas con respecto a la posición estructural, geometría, extensión y características de producción (Rivadulla, 2004).

Las electrofacies son las respuestas del perfil de pozo ante una determinada litología saturada de fluidos, que permite establecer una columna litológica vertical, para identificar secuencias sedimentarias y correlacionar secciones de un pozo a otro. Los perfiles más utilizados con esta finalidad son potencial espontáneo y rayos gamma (Rivadulla, 2004).

### **3.2.35 Mapas isópacos**

Los mapas isópaco representan, por medio de contornos, los espesores de una determinada unidad estratigráfica. Para ello requiere de dos horizontes claves, uno es la parte superior (tope) y otro en la parte inferior (base) de la unidad a representar (PDVSA-CIED, 1997).

### **3.2.36 Mapa isópaco-estructural**

Este mapa es la combinación del mapa isópaco y del mapa estructural. En él se muestra tanto la variación de espesores, relación espacial del nivel estratigráfico mapeado, así como la distribución de los fluidos dentro del yacimiento (CIED PDVSA, 1997).

### **3.2.37 Mapas de propiedades físicas de las rocas (isopropiedades)**

Estos mapas permiten tener una mejor visualización de la distribución de las características de la roca y del almacenamiento de los fluidos en todo el yacimiento. A continuación, se presentan los tipos de mapas de iso-propiedad (Rivadulla, 2004).

#### **3.2.37.1 Mapa de iso-porosidad**

La importancia de porosidad radica en que esta propiedad puede indicar el espacio disponible de la roca para almacenar fluidos. Esta propiedad dependerá de las condiciones de depositación de la roca y por lo tanto del medio estratigráfico establecido. Estos se realizan utilizando isolíneas que unen puntos de igual valor de porosidad en porcentaje o fracción (Rivadulla, 2004).

### **3.2.37.2 Mapa de iso-permeabilidad**

La permeabilidad es importante porque es la propiedad que tiene las rocas de permitir el paso del fluido a través de los poros interconectados, pues una arena sólo es permeable cuando sus poros están conectados entre sí, pero si esta conexión no existe, la arena puede ser porosa pero no permeable. Se construyen con isolíneas de permeabilidad, en milidarcy (Rivadulla, 2004).

### **3.2.37.3 Mapa de iso-arcillosidad**

Este mapa presenta una tendencia similar a las anteriores, observándose en este caso menores volúmenes de arcillas hacia el eje del canal, zona en la cual se acumulan los sedimentos de mayor granulometría y una disminución gradual hacia los bordes donde existe mayor presencia de finos. Se elabora con isolíneas que unen puntos de igual volumen de arcilla en porcentaje o fracción (Rivadulla, 2004).

### **3.2.37.4 Mapa de iso-saturación**

Este mapa nos indica la distribución del agua en el yacimiento y los valores de esta propiedad se obtiene de la evaluación petrofísica (Rivadulla, 2004).

### **3.2.38 Mapa de arena neta total**

Corresponde al espesor de arena en la formación a evaluar. Para obtener este valor se debe establecer un corte de arcillosidad y uno de porosidad para discriminar arenas de arcillas. Una vez establecido este valor de corte (cutoff) se toma como arena neta todo estrato que posea un Vsh menor al establecido y una porosidad mínima (Rivadulla, 2004).

### **3.2.39 Mapa de arena neta petrolífera**

La arena neta petrolífera es el número de pies de la columna de arena del pozo que puede ser considerada como productora de hidrocarburo. El conteo de arena neta petrolífera es determinante en la caracterización de los yacimientos en estudio. Generalmente este conteo se realiza estableciendo las características mínimas necesarias que debe poseer una arena para ser considerada como productora de crudo. Los parámetros que se establecen son: Vsh máximo, porosidad mínima, saturación de agua máxima en el intervalo (Rivadulla, 2004).

### **3.2.40 Análisis petrofísico**

El análisis petrofísico permite relacionar las propiedades (físicas y texturales) y características fundamentales de la roca, básicas para la evaluación de una arena de interés; muchas de éstas propiedades se pueden medir directamente en el laboratorio mediante el análisis de núcleos, muestras de pared, etc., y/o también, los perfiles de pozos permiten efectuar medidas de una manera práctica y con buena efectividad (PDVSA-CIED, 1998).

Parámetros que intervienen en la evaluación petrofísica Al realizar un análisis petrofísico se debe considerar una serie de parámetros, los cuales de acuerdo al uso para realizar los cálculos se pueden clasificar de la siguiente manera (PDVSA.-CIED, 1998).

Parámetros fijos Son aquellos parámetros invariables del cálculo petrofísico, referente a la arena de agua (arena que se observa con poco o nada de arcillosidad y baja resistividad) y capa de lutitas adyacente al intervalo de arena a evaluar:

Estos parámetros permanecen constantes y se emplean para corregir los valores petrofísicos de la arena de estudio. Estos parámetros son:

1. De la arena limpia de agua: se determina la porosidad y resistividad de la arena de agua.
2. De la capa de lutita adyacente a los intervalos de las arenas a estudiar se determina la porosidad y resistividad de la lutita (Rsh).

#### **3.2.40.1 Parámetros variables**

Son aquellos parámetros que determinan las variaciones en las características de las propiedades petrofísicas de las arenas de estudio. Estos parámetros son fundamentales en el análisis petrofísico y se determinan en la arena de interés, estos parámetros son:

1. Porosidad ( $\phi$ ) de las arenas de estudio.
2. Volumen de arcillas (Vsh).
3. Resistividad verdadera (Rt).

##### **3.2.40.1.1 Propiedades físicas de la roca**

El conocimiento de las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia en la evaluación de formaciones, entre las más importantes para los cálculos petrofísicos tenemos las siguientes: (PDVSA-CIED. 1998).

1. Resistividad de la formación.

2. Resistividad del agua de formación.
3. Temperatura de la formación.
4. Porosidad.
5. Factor de resistividad de la formación.
6. Factor de cementación.
7. Exponente de saturación.
8. Saturación de agua e hidrocarburos.
9. Permeabilidad.

#### 3.2.40.1.2 Entrampamiento de Hidrocarburos

El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, el petróleo o el gas están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca yacimiento. La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del petróleo o del gas natural. Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas) o estratigráfico (lentes, acñamientos de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos). Toda trampa presenta como característica principal una roca de yacimiento, limitada en su tope y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar. Aunque generalmente se encuentra asociado al petróleo, existen yacimientos donde el principal

producto es el gas y a los cuales se les denomina yacimientos gasíferos. Los criterios geológicos de clasificación se basan en las formas físicas de la parte sólida del yacimiento, tipificándolos como trampas dentro de las cuales destacan:

### 3.2.41 Trampas estructurales

Son consecuencia directa de las deformaciones producidas por las fuerzas subterráneas luego de la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre este tipo se encuentran los pliegues y las fallas; en cuanto a los pliegues, sólo los de tipo anticlinal son capaces de entrapar hidrocarburos durante su migración ascendente debido a su forma convexa. Las fallas son igualmente efectivas para el entrapamiento porque en virtud del desplazamiento de las capas ofrecen una barrera abrupta a la migración de los hidrocarburos (Figura 3.9) (CGV, PDVSA-Intevep, 1997)

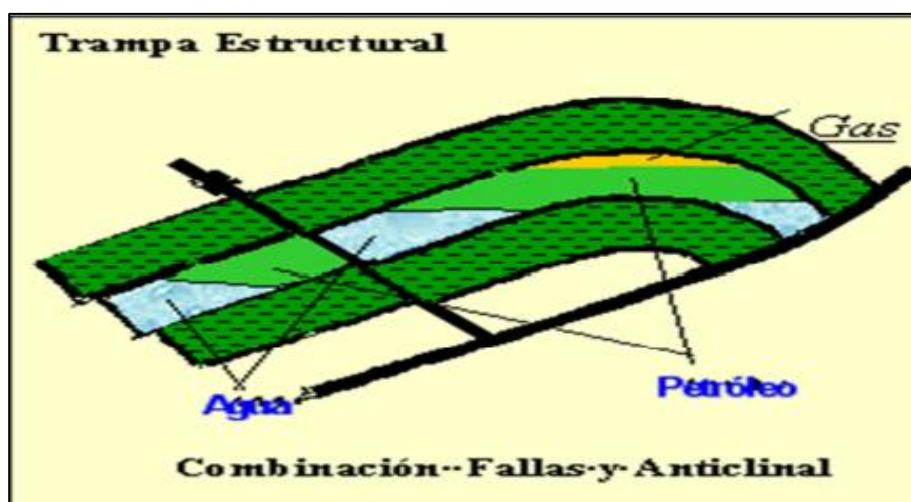


Figura 3.9 Trampa estructural por Falla (PDVSA-Intevep, 1997)

### 3.2.42 Trampas estratigráficas

Son aquellas en las que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una

formación, su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca. Este tipo de trampas se subdividen en locales y regionales, al primer grupo pertenecen las arenas que rellenan los canales fluviales, las arenas de médanos, las barreras de arena que se sedimentan a lo largo de una costa o los arrecifes calcáreos compuestos de algas y corales; mientras que el segundo grupo se forma como consecuencia de la sedimentación repetida o cíclica del primer grupo sobre extensas regiones de la cuenca (Figura 3.10) (CGV, PDVSA-Intevep, 1997).

Estas trampas resultan de la presencia local de un cierto volumen de roca almacén aisladas por formaciones impermeables, tanto vertical como lateralmente, debido a cambios de facies o truncamientos y otros cambios estratigráficos (CGV, PDVSA-Intevep, 1997). Las trampas estratigráficas se deben a anomalías tales como:

1. Variaciones de Facies con paso lateral gradual o abrupto de un horizonte poroso y permeable a un conjunto compacto e impermeable (aparición local de un cuerpo arenoso en una masa arcillosa; caliza arrecifal porosa que pasa lateralmente a facies más finas).
2. Variación de los caracteres petrográficos de una formación que conserva aún una litología similar arena que se va haciendo arcillosa o se cementa).
3. Acuñaamiento de un horizonte almacén en una formación impermeable transgresiva o discordante.
4. Aparición local de una zona porosa en un conjunto compacto o impermeable, por efecto de una modificación química (dolomitización por ejemplo) o de una alteración (karstificación).





Figura 3.10 Trampa estratigráfica. por Cuña (PDVSA-Intevep, 1997).

### 3.2.43 Trampas combinadas

Son aquellas que asocian las fallas o estructuras generadas por la dinámica de la tectónica en la zona, con límites estratigráficos o factores que obedecen un entrapamiento estratigráfico, al generarse una trampa ligada y dependiente por elementos estructurales o estratigráfico, es clasificada como trampas combinadas. (CGV, PDVSA-Intevep, 1997).

### 3.2.44 Petrel

Es un *software* basado en Windows para visualización, mapeo, modelaje y simulación de reservorios en 3D. La interface de usuario está basada en los estándares de Microsoft Windows en botones, ventanas de diálogos y sistemas de ayuda. (Schlumberger, 2007).

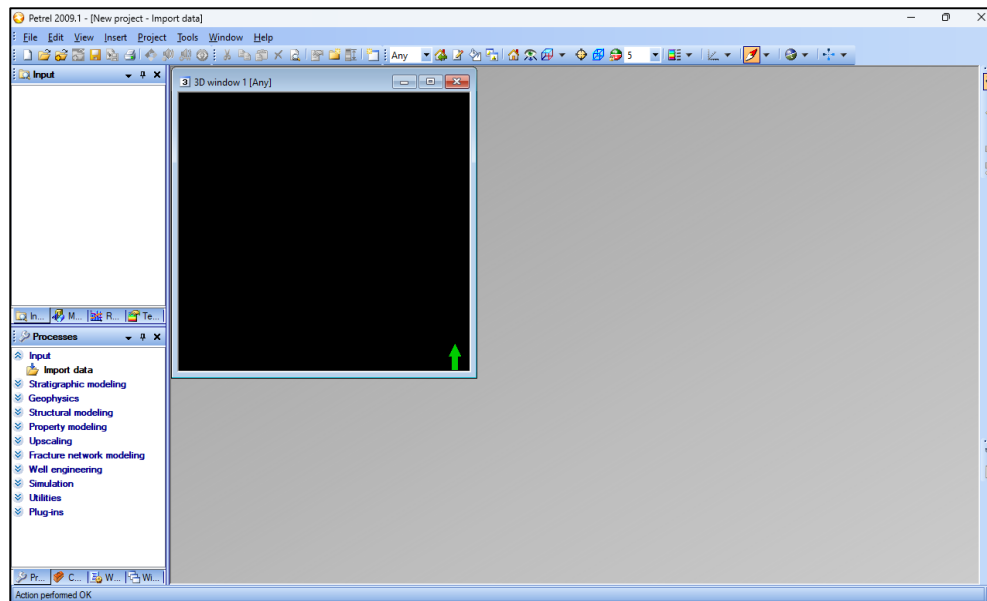


Figura 3.11 Ventana principal Software Schlumberger Petrel 2009.

### 3.2.45 Golden Surfer

Es un *software* muy interactivo netamente de geología que se utiliza para la interpretación de mapas geológicos, estos mapas pueden mapas estructurales, de fallas, isópacos, isopropiedades entre otros.

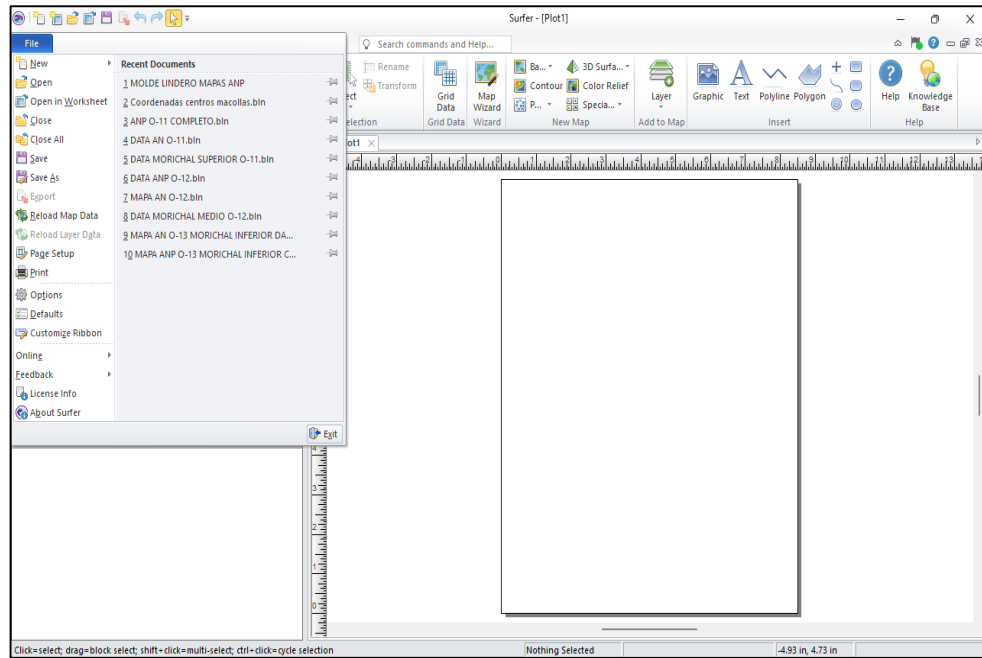


Figura 3.12 Ventana principal Software Golden Surfer 2023.

### 3.2.46 Definición de términos básicos

#### 3.2.46.1 Área

División geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y producción (PDVSA, 2009).

#### 3.2.46.2 Buzamiento

Es el ángulo de inclinación que presentan las capas geológicas con respecto a un plano horizontal, y debe ir acompañado por el sentido hacia donde baja el plano. Representa el sentido u orientación de la inclinación de los estratos en un relieve de plegamiento formado en rocas sedimentarias, que son las que se disponen en forma de capas o estratos (PDVSA, 2009).

### **3.2.46.3 Electroformas**

Es el conjunto de las respuestas de los perfiles que caracteriza a un estrato y permite distinguirlo de otro (Serra, 1970). Todas las respuestas de los perfiles (eléctricos, nucleares, acústicos, de buzamiento, etc.) que indican los aspectos cuantitativos (valores de perfil) y los cualitativos (características de las curvas) representan, por lo tanto, las componentes de las electroformas (Serra, 1970).

### **3.2.46.4 Facies Sedimentarias**

Es un conjunto de rocas sedimentarias que se caracterizan por su textura, litología (como la forma, el tamaño, la disposición de sus granos y su composición de minerales), estructuras sedimentarias y fósiles. La definición de facies se emplea tanto en sentido descriptivo, relacionado con las características físicas, químicas y biológicas, así como interpretativo, asociado a la descripción propia de los ambientes deposicionales (PDVSA, 2009).

### **3.2.46.5 Falla**

Superficie o zona de roca a lo largo de la cual un cuerpo rocoso ha sufrido un desplazamiento, con respecto a otro (PDVSA, 2009).

### **3.2.46.6 Falla normal o directa**

Generalmente la superficie de falla se encuentra inclinada con respecto a la superficie (busante). La falla es directa cuando el bloque superior se mueve hacia abajo (generalmente asociadas a extensión) (Gonzalez, L. 2007).

### 3.2.46.7 Fallas inversas

Son fallas buzantes donde el bloque superior se mueve hacia arriba (Gonzalez, L. 2007).

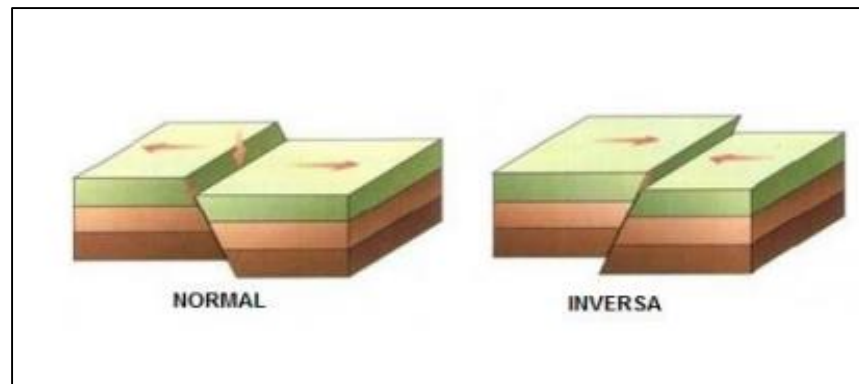


Figura 3.13 Fallas normal (A) e inversa (B). (Gonzalez, L. 2007).

### 3.2.46.8 Fluido

Es una sustancia o medio continuo que debido a su poca cohesión intermolecular carece de forma propia y adopta la forma del recipiente que lo contiene. Los fluidos presentes en los yacimientos están generalmente constituidos por agua, petróleo y Gas (PDVSA, 2009).

### 3.2.46.9 Formación geológica

Unidad formal fundamental de la clasificación litoestratigráfica; es un conjunto de estratos de rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas (PDVSA, 2009).

### 3.2.46.10 Gravedad API

Unidad de medida de la calidad y tipo de crudo creada por la American Petroleum Institute (API), que denota la gravedad específica del crudo con respecto a la del agua. Un crudo de 10° API tiene la misma densidad y peso específico que la del agua (Gravedad API= 141,5/Gravedad específica del petróleo= 131,1) (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.11 Matriz**

La roca o el material agregado de partículas que la conforman (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.12 Núcleo**

Es una muestra de roca del subsuelo, de proporciones considerables, obtenida a profundidades predeterminadas durante la perforación de los pozos, mediante métodos especiales, preservando la integridad de la estructura geológica y sus características fisicoquímicas. Los análisis que se realizan a este tipo de muestras permiten obtener datos importantes para el desarrollo de programas de exploración, explotación, completación y operaciones de formaciones geológicas productoras de hidrocarburos (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.13 Petróleo**

Mezcla de hidrocarburos de distinta naturaleza (PDVSA, 2009).

Permeabilidad: Es la capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.14 Permeabilidad absoluta**

Se define como permeabilidad absoluta de un medio poroso a la facilidad para permitir el influjo de fluidos a través del sistema poroso interconectado y/o de fracturas, si el medio esta 100% saturado con el fluido que fluye.

#### **3.2.46.15 Porosidad**

Es una propiedad de la roca y es definida como el porcentaje del volumen poroso de la roca referente al volumen total de la misma. Esta es expresada en porcentaje y de acuerdo a que tanto por ciento tengamos de porosidad podremos saber que tanto fluido puede almacenar dicha roca (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.16 Pozo direccional**

Para este tipo de pozos las coordenadas del objetivo en el subsuelo son diferentes a las del pozo en superficie (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.17 Pozo horizontal**

Este tipo de pozos se perfora con una dirección paralela a la arena productora y puede llegar a la horizontalidad (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.18 Pozo multilateral**

Este tipo de pozos cuenta con varios brazos u hoyos ramificados a partir del hoyo principal u original que producen del mismo o de diferentes yacimientos (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.19 Pozo vertical**

Para este tipo de pozos las coordenadas del objetivo en el subsuelo son iguales a las del pozo en superficie (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.20 Trampa geológica**

Es una estructura geológica en el subsuelo que permite la acumulación de Hidrocarburos en un medio poroso y permeable (almacén), confinado por barreras de permeabilidad al flujo de fluidos (sello) y se clasifican en Trampas Estructurales, Estratigráficas y Mixtas o Combinadas (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.21 Viscosidad**

Propiedad de un fluido, la cual representa o mide su resistencia al flujo. Es la medida de la resistencia que ofrece un fluido a moverse. La medida común métrica de la viscosidad absoluta es el Poise, que es definido como la fuerza necesaria para mover un centímetro cuadrado de área sobre una superficie paralela a la velocidad de 1 cm. por segundo, con las superficies separadas por una película lubricante de 1 cm de espesor (PDVSA, 2009).

#### **3.2.46.22 Yacimiento**

Es una formación rocosa en el subsuelo, porosa y permeable, que contiene una acumulación natural de hidrocarburos movibles, en estado líquido o gaseoso, o ambos,



de volumen limitado, confinado por una roca impermeable, y se caracteriza por presentar un único sistema de presiones (PDVSA ,2009).

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA DE TRABAJO**

La fase de metodología está conformada por los métodos a emplear durante la ejecución de la investigación para alcanzar los objetivos propuestos. Es menester, describir en primera instancia el tipo y diseño de la investigación al igual que, las técnicas que se usarán para recolectar las muestras.

#### **4.1 Tipo de investigación**

Existen muchos modelos y diversas clasificaciones, no obstante, Arias (2012), clasifica los tipos de investigación de acuerdo con su nivel, su diseño y su propósito. Sin embargo, el citado autor, señala que “independientemente de su clasificación, todos son tipos de investigación y al no ser excluyentes, un estudio puede ubicarse en más de una clase”.

En este orden de ideas, Arias (2012), define la investigación descriptiva como la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. También, define la investigación exploratoria como aquella que se efectúa sobre un tema u objeto desconocido o poco estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto, es decir, un nivel superficial de conocimientos”.

A su vez, Hurtado (2000), cita diversos tipos de investigación en su obra metodología de la Investigación Holística, en la cual figura la investigación de tipo exploratoria, la cual consiste básicamente en aproximarse a un evento poco conocido, y le permite al investigador familiarizarse con él, abriendo camino hacia otro tipo de

investigación más compleja. De igual manera, define la investigación de tipo descriptiva, la cual consiste en identificar las características del evento en estudio”.

Por consiguiente, la presente investigación se define de acuerdo con su nivel, de tipo exploratoria y según el propósito de tipo descriptiva. En el caso de exploratoria, se debe a que los autores se aproximarán al evento poco conocido, que posee escasa base bibliográfica, que impide desarrollar en una investigación de mayor envergadura y sus resultados serán una aproximación a la realidad, en apoyo con una actualización geológica, petrofísica y estructural del área de estudio, coherentes con la investigación descriptiva, que permita establecer el porqué del comportamiento de las estructuras y unidades geológicas sometidas a estudio. Se valida la presencia de dos tipos de investigación, porque ellos no corresponden a eventos excluyentes.

#### **4.2 Diseño de la investigación**

Arias (2012), en su obra “El Proyecto de Investigación”, define la investigación de campo como “aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información, pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental.”

Además, el autor hace hincapié en que “también se emplean datos secundarios, sobre todo los provenientes de fuentes bibliográficas, a partir de los cuales se elabora el marco teórico”

Arias (2012), también cita que la investigación documental “es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes

documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.”

En este orden de ideas, se establece que el diseño de la investigación será de campo y documental; ya que se realizará un estudio directo en campo, además de recurrir a fuentes documentales para obtener basamento teórico, antecedentes de investigación, conceptos y definiciones para la comprensión y desarrollo de este trabajo de investigación.

### **4.3 Procedimiento metodológico**

Para el desarrollo de los objetivos planteados en este trabajo, se realizó una metodología estructurada, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permita obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible del desenlace del trabajo. La metodología empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el Flujograma de la figura 4.1.

#### **4.3.1 Recopilación y validación de la información**

En esta fase se estableció la recolección y revisión de la información relacionada directa o indirectamente con el tema a desarrollar; libros, tesis anteriores, trabajos técnicos, manuales o estudios previos que pudieron servir como apoyo durante la realización de este trabajo.

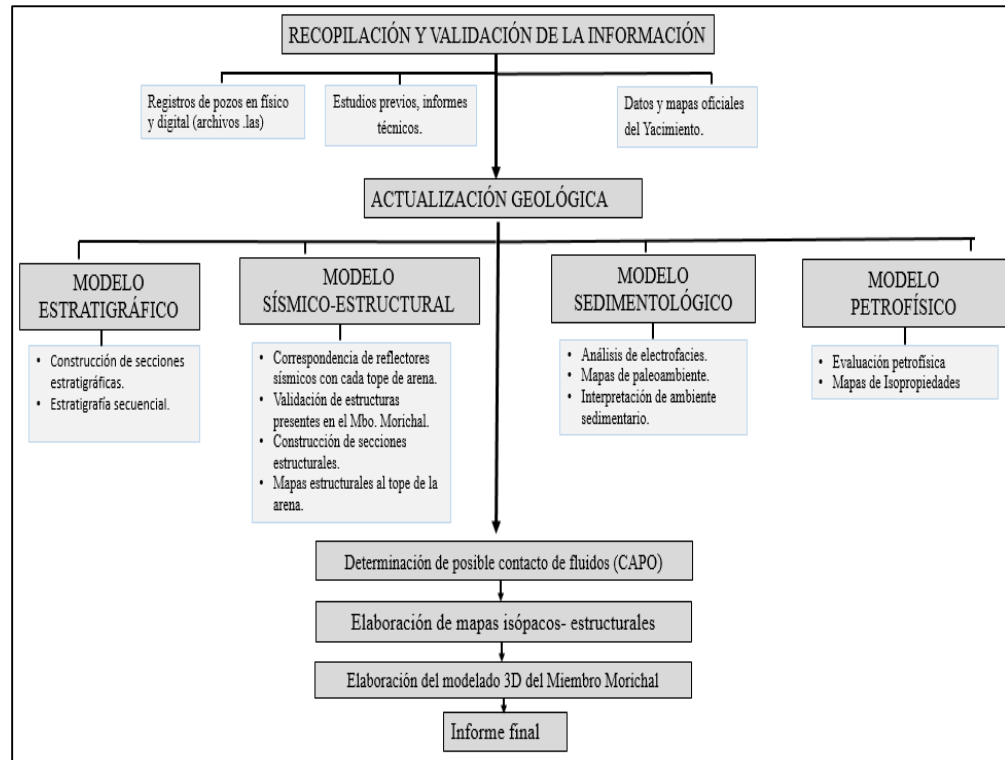


Figura 4.1 Flujograma de trabajo.

#### 4.3.2 Registros de pozos en físico y digital

Se recopiló toda la información por cada pozo que penetró los horizontes geológicos en estudio, en este caso (Arenas O-11, O-12 y O-13), los perfiles eléctricos (RD, RM, ILD, ILM, CILD, SP), Microlog (microinversa R1"x1", micronormal R2"), radiactivos (GR, NPHI, RHOB, DRHO), todos a escala 1:500 para correlacionar, hacer secciones estructurales y estratigráficas, y 1:200 para la evaluación petrofísica. De los cabezales de los registros se obtuvieron datos como la elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie y de fondo; profundidad final del pozo y los topes oficiales de las arenas en estudio, con el fin de elaborar y validar la base de datos que facilitará el trabajo.

### **4.3.3 Revisión bibliográfica**

Para dar inicio al desarrollo de cualquier proyecto, es necesario recopilar toda la información bibliográfica vinculada al tema de interés, en este sentido, durante esta etapa del proyecto se consultaron tesis de grado, informes técnicos y trabajos previos referentes al tema de tesis, esto con la finalidad de conocer las características del yacimiento, campo y formación. Esta información se obtuvo mediante la base de datos del Departamento de Desarrollo de Yacimientos y por la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos.

### **4.3.4 Datos y mapas oficiales del yacimiento**

En búsqueda de las características geológicas del yacimiento, se consultaron en la información técnica suministrada por el equipo de Desarrollo de Yacimientos, los mapas oficiales del mismo, mapa base, isópaco-estructural, mapas de paleoambiente, entre otros. Una vez obtenido el mapa oficial del yacimiento a estudiar, se hizo la revisión de todos los pozos que se encontraban dentro del mismo, contando un total de 517 pozos dentro del Bloque MPE-3.

### **4.3.5 Validación de los espesores promedios de las unidades O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal a partir de la calibración de los topes formacionales en función del avance operacional del Bloque MPE-3**

El objetivo del modelo estratigráfico es principalmente demostrar la arquitectura de las unidades de flujo presentes en el área determinada y su incidencia en relación al modelo sedimentológico.

#### **4.3.5.1 Selección del registro tipo**

Existen diversas formas de seleccionar el registro tipo e incluso pueden existir más de un registro tipo para un campo, en este trabajo de grado se verifico que el pozo tipo de correlación es el del pozo CN-52, cumpliendo este con las siguientes características: Que no esté fallado en la zona de interés, que las arenas objetivas estén bien desarrolladas, que se encuentre en una zona de suave buzamiento y que el registro se encuentre en TVD (profundidad vertical verdadera).

#### **4.3.5.2 Construcción de secciones estratigráficas**

En esta etapa primeramente se elaboró un sistema de mallado triangular de correlación, el cual permite asegurar la continuidad y cierre de la correlación hasta cubrir el área de estudio donde se siguen los principios generales que se muestran a continuación:

Se selecciona un registro base del área, en este caso el pozo CN-52, por poseer la columna estratigráfica completa del área de estudio que es el Miembro Morichal perteneciente a la Fm Oficina.

Se debe utilizar un marcador lutítico, de mayor conductividad relativa a su concentración salina. En este caso se definió el marcador estratigráfico que en la FPO por excelencia son las lutitas debido a su gran extensión regional, el cual construirá el Dátum para las correlaciones litoestratigráficas, para este caso, se utilizó como marcador lutítico tope del Miembro Yabo; suprayacente al Mb Morichal, a partir de estos fueron colgados cada uno de los registros de pozos en la misma secuencia de su ubicación en el mapa, permitiendo de esta manera horizontalidad entre los estratos para posteriormente identificar el horizonte geológico de interés, apreciando la geometría de los estratos que constituye las arenas O-11, O-12 y O-13.

Se realiza haciendo el uso de las correlaciones litoestratigráficas de los pozos en el orden de las líneas de sección en el mallado de correlación. En consecuencia, estas secciones nos servirán para determinar las geometrías de los cuerpos de arenas y espacio de su sedimentación.

Las correlaciones litoestratigráficas se hicieron en digital utilizando la herramienta PETREL 2009 mediante el método del mallado por triangulación (Figura 4.2).



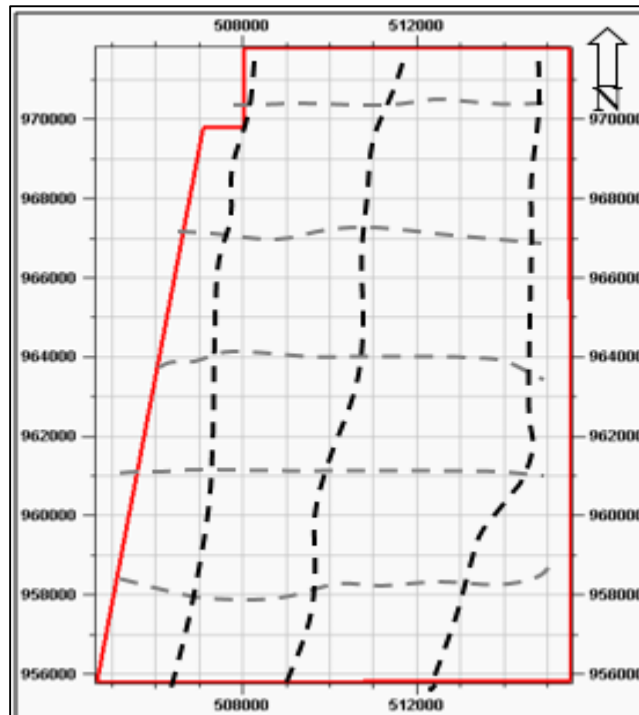


Figura 4.2. Mallado de correlación.

#### 4.3.5.3 Estratigrafía secuencial

Para la realización de esta validación se utilizaron tres registros tipos de pozos verticales por zonas en el área de estudio, donde se seleccionó en la zona norte el pozo CES-2-O, para la zona central el pozo CN-50 y para la zona sur el pozo CNX-2.

Por lo que fue necesario ubicar y validar los topes estratigráficos para cada intervalo de interés en estudio, verificar que los cuerpos sedimentarios estén bien desarrollados y se procedió a la identificación de patrones de apilamiento, superficies claves y el comportamiento relativo del nivel del mar.

Generando esto, una mayor confiabilidad al momento de estudiar el modelo sedimentológico.

#### **4.3.6 Revisión de la correspondencia de los reflectores sísmicos para la identificación del comportamiento en las unidades O-11, O-12 y O-13**

Una ondícula es un pulso unidimensional, considerada como respuesta básica de un reflector (Sheriff, R. 2002). Esta se origina como un paquete de energía desde la fuente, teniendo un origen específico en tiempo, y retorna a los receptores como una serie de eventos distribuidos en tiempo y energía. Las ondículas solo decaen debido a un proceso de pérdida de energía como calor durante el proceso de propagación.

##### **4.3.6.2 Calibración sísmica – pozo**

Consiste en ajustar cualitativamente la información sísmica de pozo (sismogramas sintéticos) con la sísmica de superficie, con la finalidad de identificar y establecer marcadores sísmicos, elegir los reflectores a seguir en la interpretación, y realizar pequeños ajustes a la curva tiempo-profundidad asociada al pozo en estudio (Regueiro, J. 2007).

Se realizó una identificación de topes de los horizontes de interés (Arenas O-11, O-12 y O-13) mediante secciones sísmicas para la calibración sísmica-pozo, en pro de seguir el avance operacional de los topes de cada arena en el Miembro Morichal y de los reflectores continuos que se utilizan para correlacionar también

Además de esto, se verifica la continuidad y extensión lateral de las arenas de interés mediante correlaciones de pozos en secciones sísmicas, donde se conoce si su continuidad lateral ha sido afectada por una falla, si el reflector pierde continuidad en relación al salto de falla y conocer su valor, etc.

#### 4.3.7 Caracterización de las fallas y/o eventos estructurales primarios y secundarios presentes en el Bloque MPE-3 a partir de la interpretación sísmica y elaboración de secciones estructurales

La identificación de eventos estructurales que afecten las arenas de interés dentro del área de estudio, fue una interpretación realizada anteriormente por parte del equipo de Estudios Integrados de Yacimientos de la empresa Petrolera Sinovensa, S.A desde el momento que se oficializo el Proyecto Original Magna Reserva (2009), reflejando así 48 fallas normales tanto regionales como extensivas a lo largo del Bloque MPE-3 incluyendo la zona que fue otorgada posteriormente adicional al Bloque (zona sureste) (Figura 4.3).

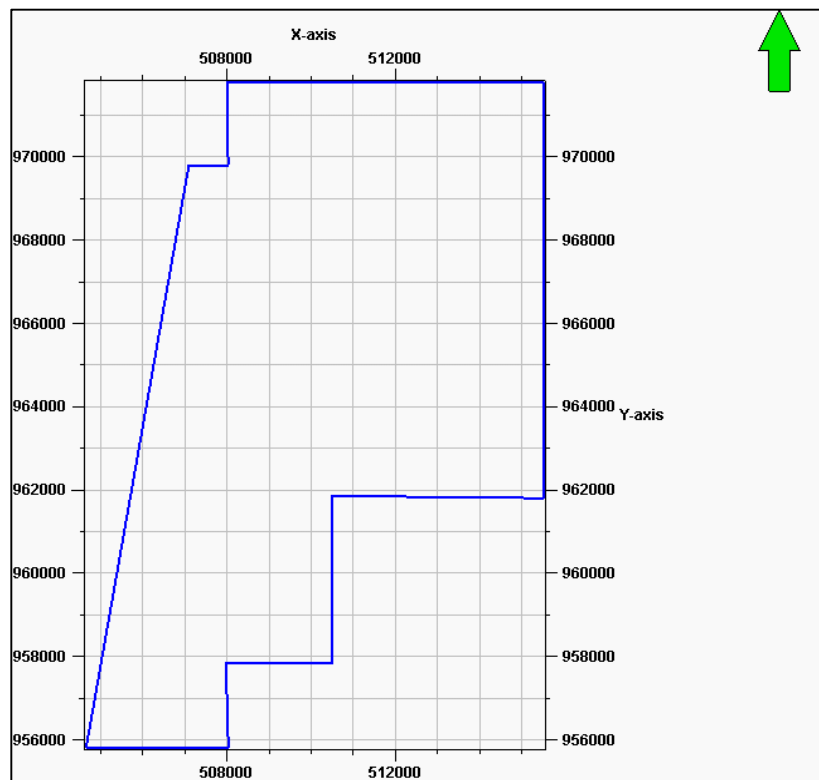


Figura 4.3 Mapa base del Bloque MPE-3 anterior. (PEAP, 2012).

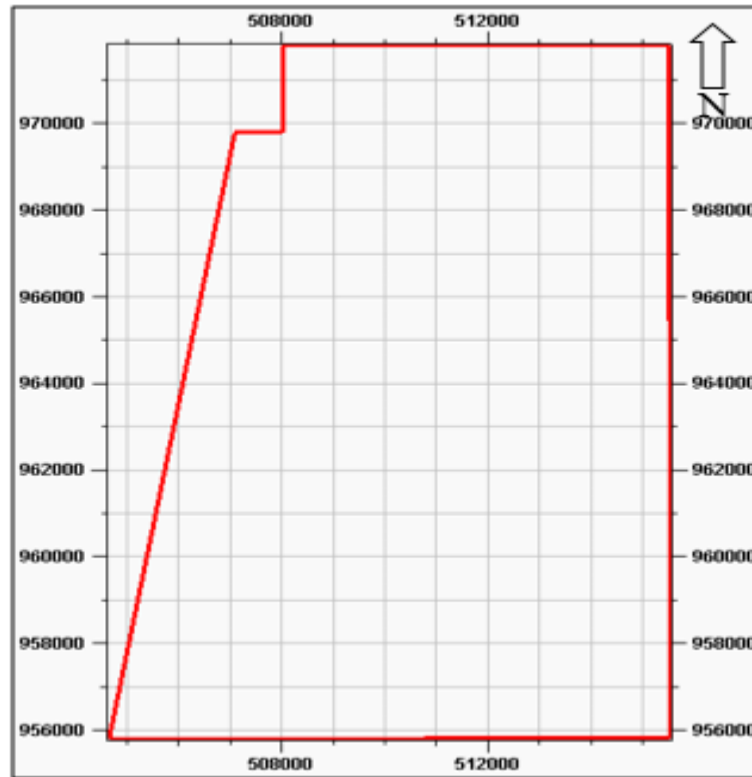


Figura 4.4 Mapa base de zona adicional Bloque MPE-3.  
(PEAP, 2012)

Por lo que en este trabajo se requiere validar la presencia de estas fallas, si presentan algún cambio de buzamiento, si las fallas poseen extensión, si existen algunas otras fallas que no hayan sido caracterizadas, etc.

El cotejo de fallas fue realizado mediante cortes sísmicos longitudinales en todo el bloque que posea información sísmica 3D ya procesada (139 Km<sup>2</sup>), esto debido a que la zona adicional al Sureste del bloque no posee información sísmica (25 Km<sup>2</sup>).

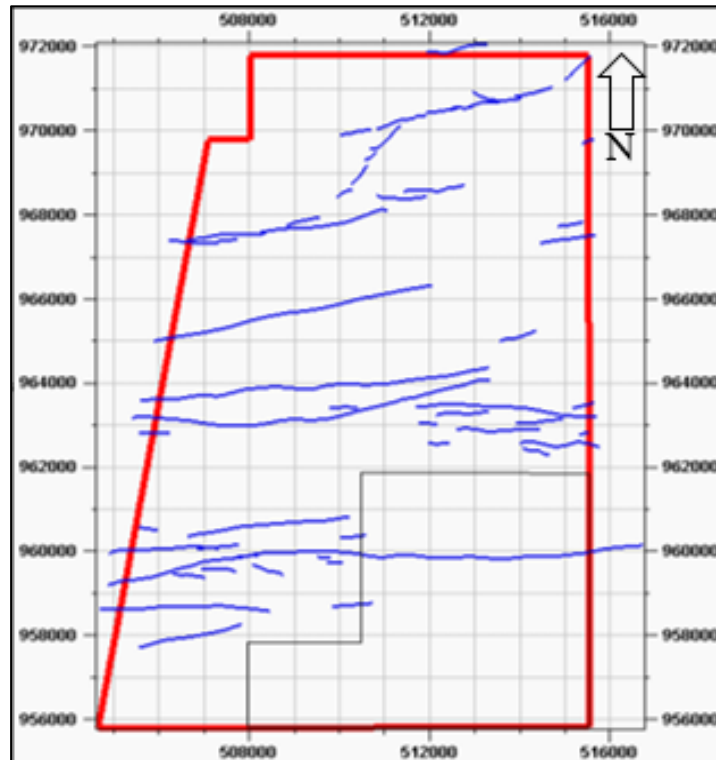


Figura 4.5 Mapa base de fallas Bloque MPE-3 (PEAP, 2012).

Como se muestra en la figura 4.5, se evidencian las fallas que ya habían sido caracterizadas en el Bloque MPE-3 en estudios previos, sin embargo, con ayuda de la información sísmica disponible en la zona anteriormente explicada se procedió a realizar cortes perpendiculares a las fallas ya determinadas para verificar su salto, su continuidad y si existe alguna otra falla que no haya sido caracterizada.

También se utilizó esta información suministrada por el software Petrel en la ventana de “Intersection window” (Figura 4.6) del modelado sísmico para ubicar las coordenadas del labio deprimido y labio levantado (X,Y,Z) que fueron tabuladas para la ubicación en los mapas estructurales que se actualizarán.

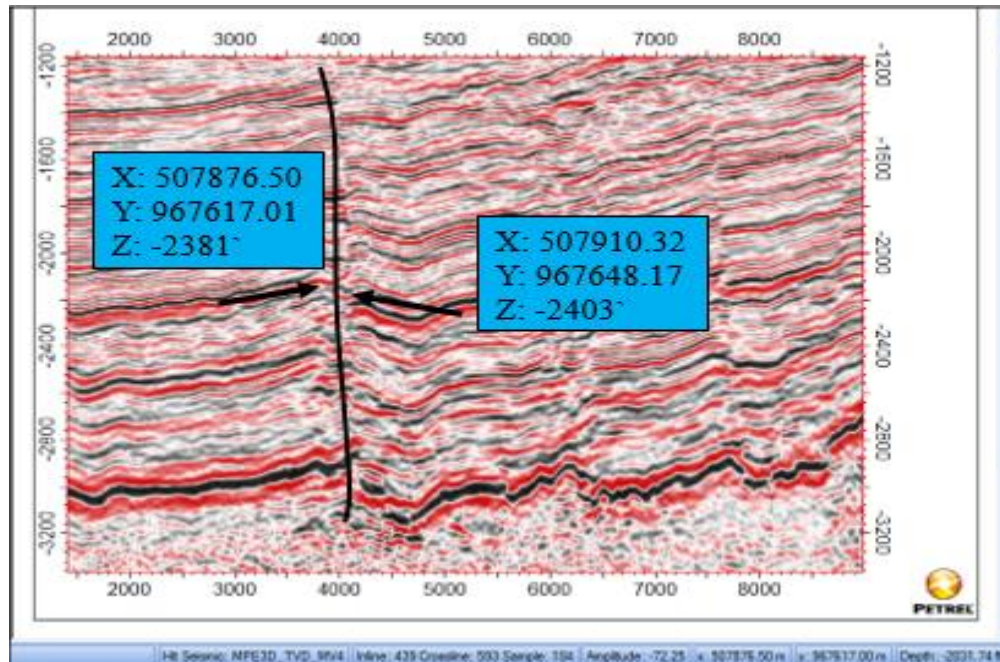


Figura 4.6 Sección sísmica ubicando dos puntos de una falla normal para conocer sus coordenadas.

El objetivo de este modelo es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio. La construcción del modelo estructural está basada en la sísmica 3D y en los registros de pozos perforados, teniendo como objetivo mostrar las diferentes profundidades de la estructura, a través de mapas estructurales referidos a topes de las arenas.

El mapa estructural, es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés, y nos muestra la relación espacial del nivel estratigráfico, mapeado, con la distribución de los fluidos dentro del yacimiento. Los contornos estructurales nos informan sobre la dirección del estrato mapeado (rumbo), la inclinación y magnitud del estrato en relación al plano horizontal

(buzamiento), la morfología de la estructura (pliegues, anticlinales, homoclinales, etc.), el desplazamiento de las fallas, etc.

#### **4.3.7.1 Construcción de secciones estructurales**

Las secciones estructurales simulan un corte verdadero o retrato de la roca del subsuelo. El datum aquí es un valor numérico de profundidad, desde el cual se agregan los perfiles de los pozos que se estudian. Las líneas que unen unidades litológicamente iguales, representan el buzamiento aparente de las capas, las fallas tienen sus dimensiones reales, los desplazamientos de bloques y las deformaciones de las capas también se muestran tal como son. Como “datum” de referencia clásico, se toma el nivel medio del mar (nmm), al cual le asignamos profundidad cero (0) y a este nivel debemos referir nuestras mediciones. Debemos considerar que los valores de profundidad medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de mesa rotaria. De allí que para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la elevación del suelo y la mesa rotaria.

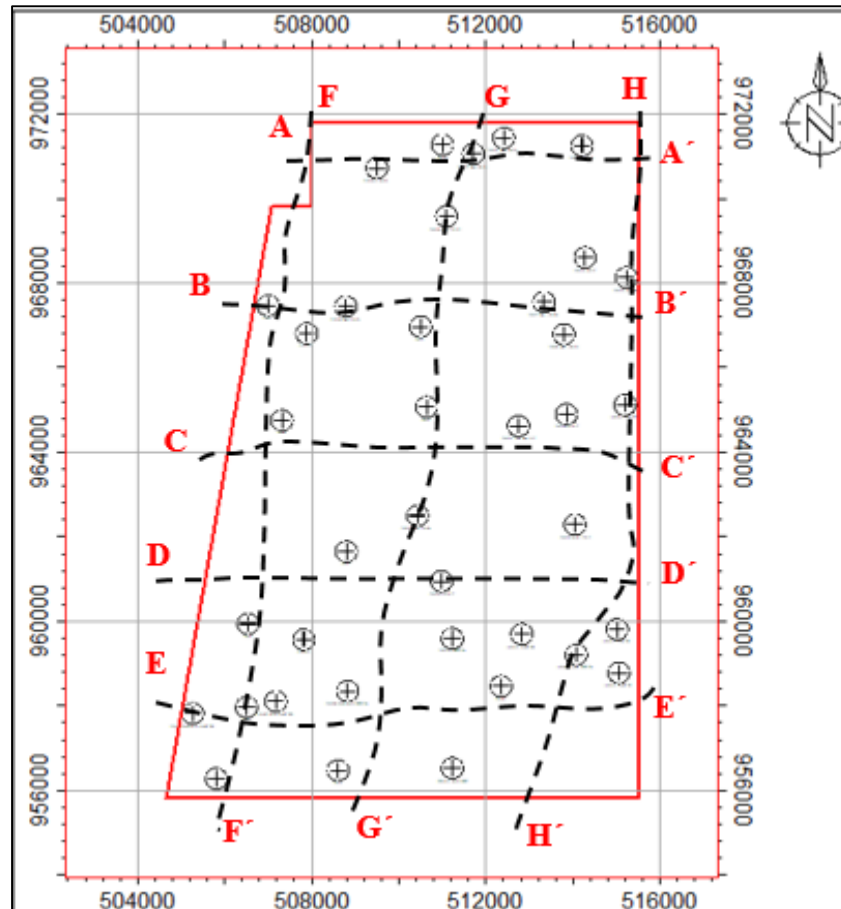


Figura 4.7 Mallado de secciones estructurales.

Se elaboraron un total de ocho (8) secciones estructurales a lo largo del yacimiento, con el fin de conocer los rasgos estructurales más importantes del mismo. Tres (03) de estas secciones fueron realizadas perpendiculares a las fallas en dirección NW-SE, y cinco (5) paralelas al sistema de fallas, W-E (Figura 4.7).



#### 4.3.7.2 Construcción de los mapas estructurales al tope de la arena

Para construir el mapa estructural, inicialmente se definió el marco estructural del área validado por estudios anteriores tanto a escala regional como local (fallas, pliegues, etc), esto con el objeto de tener una visión más clara de las estructuras que podemos encontrar en los yacimientos bajo estudio y así ajustar la evaluación a modelos establecidos para el área. El mapa estructural hecho al Miembro Morichal, validados por Geofísicos, este llevó a cabo a la interpretación y construcción de los contornos estructurales.

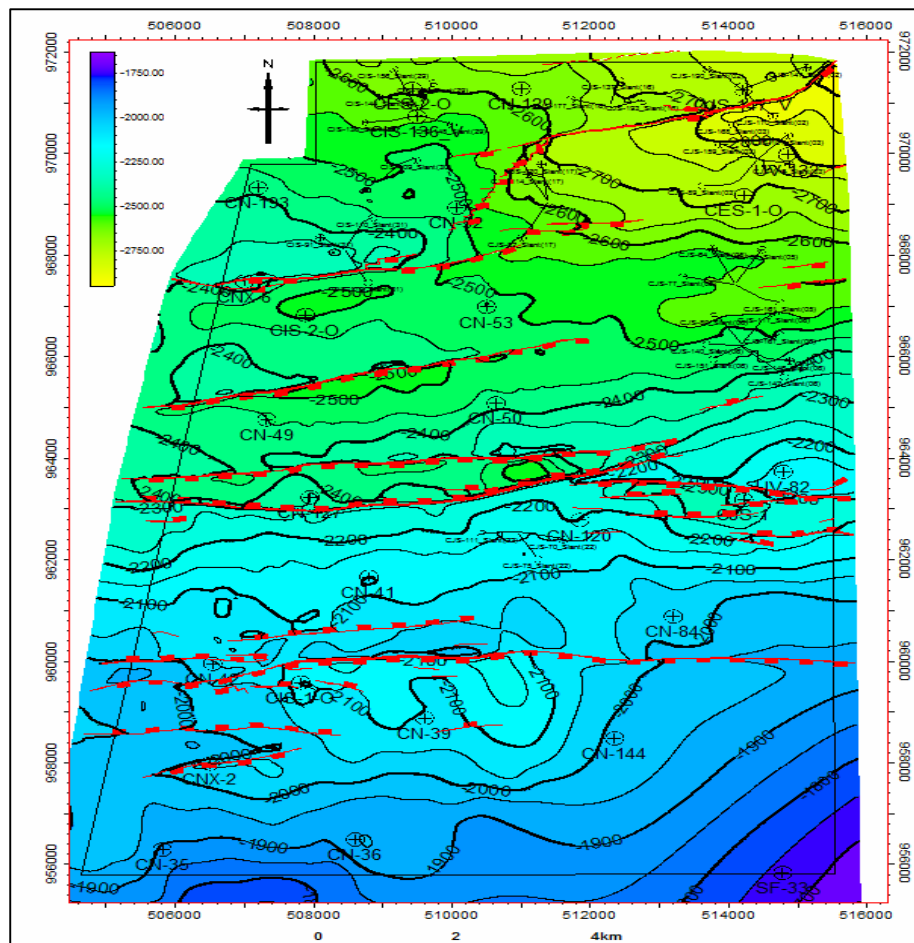


Figura 4.8 Mapa estructural al tope del miembro Morichal (Modelo estático, EEIYY, 2016).

Se elaboraron 3 mapas estructurales en cada tope de los intervalos (O-11, O-12 y O-13) del Bloque MPE-3, para eso inicialmente se tomó el mapa base con los pozos exploratorios y Slant en los cuales se colocaron a una profundidad en TVDSS en cada nivel a mapear y posteriormente se comenzó a trazar las líneas estructurales, orientando así a el modelo estructural al oficial del Miembro Morichal. Luego con el plano de falla actualizado y los topes determinados por medio la correlación en los niveles objetivo, se procedió a elaborar los contornos estructurales. Cabe destacar que cada contorno estructural finaliza en la traza de la falla, respetando el salto de la mismo determinado por medio de las secciones estructurales. La herramienta computarizada utilizada para llevar a cabo esta metodología fue Golden Surfer, donde se importó la información de los topes en TVDSS y el plano de falla actualizado.

#### **4.3.8 Determinación del ambiente de sedimentación de las unidades O-11, O-12 y O-13 a partir de la interpretación de patrones de electrofacies.**

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. La interpretación del ambiente sedimentario se realiza a partir del estudio de los resultados del análisis de facies y unidades sedimentarias, de su evolución vertical (secuencias sedimentarias) y de la información bioestratigráfica disponible.

Esta información es posteriormente comparada con los modelos conceptuales obtenidos en ambientes recientes, lo que permite establecer las analogías y por tanto, descifrar el ambiente sedimentario responsable del origen de la secuencia bajo estudio. Se requiere así mismo, definir la extensión areal de las unidades sedimentarias y de las unidades de flujo, en base a criterios sedimentológicos, bioestratigraficos y petrofísicos.

El desarrollo de este modelo se llevó a cabo a través de tres fases: Definición y análisis de las electrofacies de cada pozo, la elaboración del mapa electrofacies y la posterior interpretación de los paleoambientes.

#### **4.3.8.1 Análisis de electrofacies**

Se realizó una revisión a las diferentes respuestas eléctricas que mostró las arenas O-11, O-12 y O-13 en los distintos pozos que se encuentran en la zona de estudio, para de esta manera tomar las mejores respuestas y colocarlas en un mapa de distribución de electrofacies, de forma tal que permitiera mediante la interpretación de las mismas diferenciar cada una de las unidades sedimentarias presentes en el mapa, para luego definir el ambiente sedimentario en el cual se depositaron dichas arenas.

Esta revisión se les realizó a 96 pozos que penetraron las arenas en estudio a través de los registros de Potencial Espontaneo (SP), Gamma Ray (GR) y Resistividad. En el presente estudio, la interpretación de las electroformas de dichos registros fue decisiva para la definición de los ambientes de sedimentación, dada la escasez de información de los núcleos cortados en el área. Se diferenciaron varias de respuestas, unas tipos cilíndricas y otras granodecrecientes (fining up), las cuales se clasificaron como canal, además de estas se identificaron respuestas tipo embudo granocrecientes hacia el tope (coarsening up), estas se clasificaron como abanico de rotura. Agrupar todas estas respuestas similares fue de gran importancia a la hora de delimitar las diferentes facies sedimentarias plasmadas en el mapa de electrofacies. Cabe destacar que para el análisis de las electroformas se utilizaron como guía los modelos de respuestas eléctricas asociados al ambiente de sedimentación (Figura 4.9).

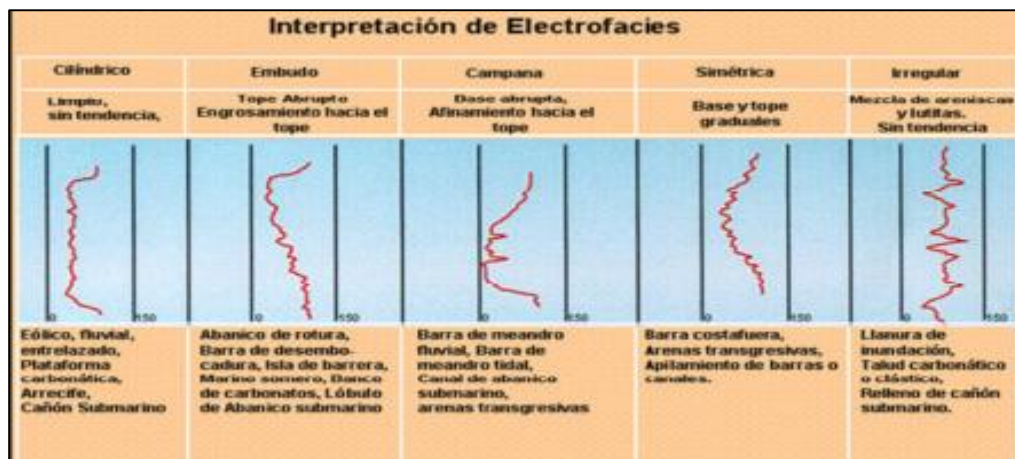


Figura 4.9 Modelo de electrofacies utilizada como guía para la interpretación sedimentológica. (Moreno, J. 2012).

#### 4.3.8.2 Mapas de electrofacies

A partir de un mapa de distribución de electrofacies se puede visualizar la tendencia u orientación de los sub-ambientes sedimentarios de las facies correspondiente a la arena de estudio, el sitio donde se depositan los sedimentos es el objetivo principal en la elaboración de un mapa de paleoambiente, la cual se logra con la interpretación de cada electroforma plasmada en el mapa base del área, contorneando los cuerpos sedimentarios identificados y así obtener conjuntamente con la información obtenida de los núcleos, la descripción del ambiente sedimentario.

La elaboración del mapa fué realizada de la siguiente manera: Utilizando las curvas de SP, Rayos Gamma y Resistividad de las arenas a evaluar. Los registros eléctricos se trabajaron desde la Plataforma de Golden Surfer en la aplicación MapView donde automáticamente se coloca cada curva en su respectivo pozo en un mapa base del Bloque MPE-3, para de esta manera poder interpretar el ambiente, así como también la dirección de la sedimentación de cada intervalo.

#### **4.3.8.3 Interpretación de los paleoambientes**

Esta es la última fase en la elaboración de cualquier modelo sedimentológico. Luego de analizar cada electroforma plasmada en el mapa base de la zona en estudio, agrupar las respuestas eléctricas similares y delimitar las unidades sedimentarias identificadas, se procede a interpretar el ambiente que dio lugar a la sedimentación de la arena en estudio; esta interpretación abarca la comparación de las respuestas eléctricas con muestras de núcleos, que permitan identificar las facies sedimentarias que integran el ambiente depositacional.

#### **4.3.9 Estimación de las propiedades físicas de la roca: porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad (K), volumen de arcilla (Vsh) y saturación de agua (Sw), mediante la evaluación petrofísica.**

La petrofísica es definida como el estudio de las propiedades y características fundamentales de la roca, básicos para la evaluación de una formación de interés, a través de ella se puede determinar la capacidad de almacenamiento y el volumen poroso de hidrocarburos en el yacimiento lo que sirve como base para resaltar las variaciones en la calidad del reservorio.

El estudio se inicia con el análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos o para calibrar algunos perfiles. Se pasa luego a una fase de edición y normalización. Este procedimiento está basado en aplicaciones estadísticas y permite utilizar e incorporar datos viejos a la caracterización de yacimientos.

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos

parámetros, basados en el origen y ambiente sedimentario común. Luego se realiza mediante modelos matemáticos, la determinación de los parámetros petrofísicos con el fin de obtener relaciones para porosidad, volumen de arcilla, permeabilidad, saturación de hidrocarburos, etc., tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico. En aspectos generales, esta evaluación se realizó con la finalidad de poder establecer, cuáles arenas son más prospectivas que otras, de manera que se conviertan en el objetivo primario en el momento de la explotación.

#### **4.3.9.1. Evaluación petrofísica**

La evaluación petrofísica es de gran importancia para el análisis de los diferentes yacimientos, ya que a través de ella se podrá definir las propiedades petrofísicas del cuerpo arenoso que forma cada uno de estos. Para validar el modelo petrofísico, se dividió la metodología en dos etapas fundamentales, la primera consistió en definir los parámetros petrofísicos básicos y la segunda consistió en estimar las propiedades petrofísicas elementales, puesto que estas serán la base para cuantificar propiedades petrofísicas promedios, espesores de arena neta y arena neta petrolífera.

#### **4.3.9.2. Definición de parámetros petrofísicos básicos**

Estos parámetros petrofísicos deben ser obtenidos preferiblemente a partir de análisis especiales de núcleos (SCAL), en este trabajo de grado por no poseerlo se recurrió al uso de registros o de correlaciones ajustadas al área de estudio. En muchos casos se acostumbra, cuando de evaluaciones preliminares se trata, usar valores fijos para estos parámetros a partir de modelos universalmente establecidos (Tabla 4.1)

Tabla 4.1 Valores universales de a, m y n en areniscas (Acosta, E-Rosales, E 2006).

Condición	Modelo	a (Adimen)	m (Adimen)	n (Adimen)
Formaciones muy consolidadas	Archie	1	2	2
Formaciones No/ Semiconsolidadas	Humble	0.6	2.15	2
Formaciones No/ Semiconsolidadas	Humble modif	0.81	2	2

Exponente de cementación (m) y Coeficiente de Cementación (a): En este trabajo de grado, estos parámetros petrofísicos serán estimados a partir de otro modelo, por estar validados y definidos para la Formación Oficina. Los autores establecen que los parámetros a y m son una función directa de la arcillosidad de la roca. En la tabla 4.2 se muestran los valores de a y m para la Fm. Oficina (Acosta, L y Rosales, D 2006).

Tabla 4.2 Valores de a y m para la Fm. Oficina y Merecure (Acosta, L y Rosales, D 2006)

Arcillosidad (%)	a (Adimen)	m (Adimen)
$\leq 5$	1	2
(5-15)	1.45	154
$> 15$	1.63	1.33

Exponente de saturación (n): El factor fundamental en el control de la magnitud del parámetro n es la humectabilidad de la roca. La experiencia en el área ha demostrado que las rocas yacimientos son preferencialmente humectadas por agua. Por ello, se considerará como magnitud fija de n el valor 2.

Densidad de la matriz de roca ( $\rho_{ma}$ ): En el caso de desconocer el verdadero valor de la densidad de matriz de la roca de las formaciones en estudio, se usa universalmente

2,65 gr/cm<sup>3</sup> para cuarzo; 2,71 gr/cm<sup>3</sup> para calcita y 2,87 gr/cm<sup>3</sup> para matriz dolomita (Bigelow, A 1995).

Resistividad del agua de formación (R<sub>w</sub>): Existen diversas metodologías que permiten obtener valores aproximados del R<sub>w</sub>, como se sabe el valor más certero del R<sub>w</sub> aquel que se obtiene de ensayos realizados a las muestras provenientes de la formación, para el desarrollo de esta tesis no se dispone de ensayos de muestras de agua de formación, lo cual nos permitió aplicar la técnica del cálculo del R<sub>w</sub> mediante el método del Sp (potencial espontaneo), para la aplicación de este método se tomaron en cuenta aquellos pozos que están dentro del área de estudio y se realizó para cada una de las arenas de agua. Para realizar dicho cálculo se procedió de la siguiente manera:

En el registro Sp se observaron las siguientes condiciones:

1. Buena resolución de la curva Sp, con esto se busca escoger una buena arena bien desarrollada y limpia.
2. La arena debe estar 100% saturada de agua (baja resistividad en la curva de investigación profunda) (Figura 4.6).



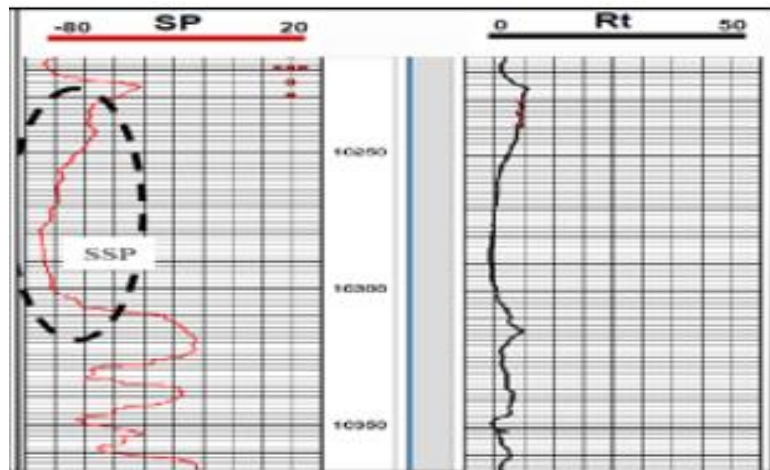


Figura 4.10 Curvas de potencial espontáneo y resistividad.  
(CIED-PDVSA, 1996).

3. En el cabezal del registro se tomó la resistividad del filtrado del lodo (RMF) y la temperatura máxima de fondo (Botton Hole Temperature BHT).
4. Se determinó la temperatura de la formación para la zona escogida, a través de la siguiente (Ecuación 4.1).

$$T_f = T_s + \frac{P_f * (T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.1)$$

Dónde:

Tf: Temperatura de la formación a la profundidad de interés (°F).

Ts: Temperatura media de la superficie (°F).

Tm: Temperatura máxima de fondo (°F).

Pm: Profundidad máxima (Pies).

Pf: Profundidad del intervalo de interés (Pies).

4. Se determinó la amplitud del Sp de acuerdo a la escala reflejada en el cabezal de los registros en milivoltios (mV), esta lectura se le hizo a una arena que estaba moderadamente invadida y saturada con 100% de agua de formación (baja resistividad del perfil).
5. Posteriormente, se corrige el valor de resistividad del filtrado del lodo (Rmf) tomado del encabezado del registro a la temperatura, despejando  $R_2 = R_{mf}$  de la siguiente (ecuación 4.2).

$$Rw_2 = Rw_1 * \left( \frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \quad (4.2)$$

Dónde:

Rw2= Resistividad del agua a la temperatura del yacimiento (ohm-m).

Rw1= Resistividad del agua a condiciones de superficie (ohm-m).

T1= Temperatura de superficie (75°F).

Debido a que la resistividad que aparece en el cabezal de los perfiles no es la de la resistividad equivalente, sino la resistividad real del filtrado, para convertir Rmf a

una resistividad del filtrado del lodo equivalente ( $R_{mfe}$ ) se debe seguir las siguientes reglas:

Nota: Sí el lodo es con predominio NaCl, y el  $R_{mf}$  es mayor a 0.1 ohm-m a 75°F, Entonces al  $R_{mfe}$  se tiene que corregir a través de las (ecuaciones 4.3 y 4.4):

$$R_{mfe}_{(corregido)} = R_{mfe} * 0.85 \quad (4.3)$$

$$R_{weq} = R_{mfe} * \left[ 10^{\frac{SSP}{60+0.133*Tf}} \right] \quad (4.4)$$

Dónde:

$R_{weq}$  = Resistividad del agua equivalente a la temperatura de formación (ohm-m).

$R_{mfe}$  = Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura de formación (ohm-m).  $SSP$ =

Diferencia en mV. Entre la línea de arenas y la de lutitas.

$Tf$  = Temperatura de formación (°F).

Luego aplicamos la (ecuación 4.5), para obtener el  $R_w$  de la arena de agua.

$$R_w = \frac{R_{weq} + 0.131 * 10^{\left[ \frac{1}{\log \frac{Tf}{19.9}} \right] - 2}}{-0.5 * R_{weq} + 10^{\frac{0.0426}{\log \frac{Tf}{50.8}}}} \quad (4.5)$$

### 4.3.9.3 Estimación de las propiedades elementales

#### 4.3.9.3.1. Calculo del volumen de arcilla (Vsh)

La selección de un modelo para determinar el volumen de arcilla es de gran importancia, ya que es una variable que afecta significativamente el cálculo de las saturaciones de los fluidos. Debe recordarse que uno de los efectos de la arcilla es disminuir la resistividad. Si se asumiera la presencia únicamente de arenas limpias en la formación, ésta disminución de resistividad se asociaría a una alta saturación de agua lo cual obviamente es incorrecto, además el volumen de arcilla es uno de los parámetros de corte que se utilizan para medir cuando un intervalo puede entrar en la denominación de arena, y por lo tanto ser evaluado. Para evaluar apropiadamente las formaciones arcillosas, es indispensable conocer el volumen de la arcilla (Vsh) que está en el seno de las arenas. En la práctica, el valor de Vsh, se determina a partir de las lecturas de los perfiles, bien sea individualmente, usando la curva de Rayos Gamma, la de SP y la de Resistividad o combinando dos curvas, Densidad - Neutrón, Densidad – Sónico y Sónico – Neutrón, pero para este trabajo de grado se usó el Método de la curva de SP y GR, Esta se describe por la (Ecuación 4.6).

$$Vsh = 1 - \frac{SP}{SSP} \quad (4.6)$$

Dónde:

Vsh– SP= Volumen de arcillosidad por SP en mV.

SP= Lectura del SP en la arena de interés en mV.

SSP= Lectura del SP en la arena más limpia del intervalo geológico en Mv

El índice de arcillosidad se determinó por el método lineal ecuación 4.5, empleando registros rayos gamma, luego los valores obtenidos se corrigieron por la ecuación de Larinov par rocas Terciarias ecuación 4.6.

Cálculo del Volumen de arcilla por el método de la curva Gamma Ray

$$Ivsh = \frac{(GR_{leido} - GR_{arena})}{(GR_{arcilla} - GR_{arena})} \quad (4.7)$$

Dónde:

Ivsh= Índice de arcillosidad por Gamma Ray.

GRleido = Gamma Ray leído en la zona a evaluar.

GRarena = Gamma Ray en la arena más limpia del intervalo geológico.

GRarcillas = Gamma Ray en la arcilla del intervalo geológico.

Corrección de los valores de arcillosidad

Algunos autores estiman que existe una relación directa entre Ivsh y el Vsh, sin embargo, alguno petrofísicos mantienen la teoría que esto se cumple solo cuando el mineral accesorio es netamente material radioactivo, si en la formación existen otros materiales ajenos a esta propiedad a parte del cuarzo claro, es necesario aplicar las correcciones que presentamos a continuación:

- Modelo de Arcillosidad de Larionov-Rocas Terciarias (Bigelow, A 1995)

$$Vsh_{IGR} = \frac{2^{3.7IGR} - 1}{2^{3.7} - 1} \quad (4.7)$$

- Modelo de Arcillosidad de Stieber 1 (Bigelow, A 1995)

$$Vsh_{S1} = \frac{IshGR}{2 - IshGR} \quad (4.8)$$

- Modelo de Arcillosidad de Stieber 2 (Bigelow, A 1995)

$$Vsh_{S2} = \frac{IshGR}{3 - 2 IshGR} \quad (4.9)$$

- Modelo de Arcillosidad de Stieber 3 (Bigelow, A 1995)

$$Vsh_{S3} = \frac{IshGR}{4 - 3IshGR} \quad (4.10)$$

- Modelo de Arcillosidad de Clavier (Bigelow, A1995)

$$Vsh_C = 1.7 - \sqrt{3.38 - (IshGR + 0.7)^2} \quad (4.11)$$

- Modelo Arcillosidad de Clavier Acosta-Rosales (Acosta, E y Rosales, E 2006)

$$\begin{aligned}
 Vsh_{CAR} & \\
 &= 0.8813 \left[ 1.7 \right. \\
 &\quad \left. - \sqrt{3.38 - (IshGR + 0.7)^2} \right]^{0.9047}
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

#### 4.3.9.3.2 Determinación de porosidad

En la actualidad existen diversos modelos para estimar los valores de la porosidad efectiva, en este trabajo de investigación cabe destacar que no se dispone de núcleo en los intervalos de interés, ya se ha comprobado que los valores más reales son los estimados por análisis de núcleo, por tal motivo en esta investigación para la estimación de la porosidad efectiva se basó en una metodología que se definió en base a los datos disponibles para la obtención de estos resultados, esta consistió en aplicar el modelo de Densidad-Neutrón para el cálculo de la porosidad efectiva esto para el conjunto de pozos con registros de Densidad y Neutrón, cabe recalcar que estos perfiles, proporcionan valores bastante aceptables y de utilidad en la evaluación de formaciones, haciéndose necesarios. Los valores utilizados para la densidad de la matriz y la densidad del fluido son 2.65 y 1gr/cc. Tomando en cuenta que la desventaja en el cálculo de la porosidad por la ecuaciones anteriores, es decir, el aumento de dicho valor por la presencia de laminaciones de arcilla en los cuerpos de arena que no son tomados en cuenta, esto se debe a que las arcillas tienden a disminuir la densidad total de la formación (medida del registro de densidad) y aumento en la concentración de hidrógeno (medido en el registro de neutrón). Por lo tanto fue necesaria la corrección de las ecuaciones anteriores por la presencia de arcilla mediante las siguientes ecuaciones 4.8 y 4.9 y finalmente se estimó la porosidad efectiva mediante la Ecuación 4.10.

- Determinación de porosidad efectiva a partir del modelo Densidad-Neutrón

Primero se seleccionaron los pozos que contengan ambos registros, con sus lecturas ya calibradas, cabe destacar que las lecturas del registro de Densidad se tomaron según la escala del Neutrón (45 a -15), esto con el objeto de tener las lecturas de densidad en términos de porosidad; en cambio que las lecturas neutrónicas están expresadas en términos de porosidad directamente.

- Corrección por arcillosidad de la Porosidad obtenida del registro densidad

$$\Phi_D = \Phi_A - (\Phi_L * Vsh) \quad (4.13)$$

Dónde:

$\Phi_D$  = Porosidad efectiva de la arena en función de la densidad, (%).

$\Phi_A$  = Lectura del registro de densidad en la arena, (%).

$Vsh$  = Volumen de arcilla del modelo definido, (%).

$\Phi_L$  = Lectura del registro de densidad en las lutitas, (%).

$$\Phi_N = \Phi_A - (\Phi_L * Vsh) \quad (4.14)$$

Dónde:

$\Phi_N$  = Porosidad efectiva de la arena en función del neutrón, (%).



$\Phi_A$  = Lectura del registro neutrón en la arena, (%).

Vsh= Volumen de arcilla del modelo definido, (%).

$\Phi_L$  = Lectura del registro neutrón en las lutitas, (%).

Luego de calcular las porosidades efectivas según cada tipo de registro se aplicó la media aritmética para obtener un valor promedio entre ambas porosidades.

$$\phi_{ep} = \left( \frac{\phi_D^2 - \phi_N^2}{2} \right)^{1/2} \quad (4.15)$$

Dónde:

$\phi_{EF}$  = Porosidad efectiva promedio, (%).

$\phi_D$  = Porosidad efectiva de la arena en función de la densidad, (%).

$\phi_N$  = Porosidad efectiva de la arena en función del neutrón, (%).

Para expresar en términos de porosidad el valor del registro de densidad, fue necesario aplicar la (ecuación 4.17), esta permitió transformar los valores.

$$\phi_D = \frac{2.65 - \phi_A}{2.65 - 1} \quad (4.16)$$

Dónde:

$\Phi_D$  = Porosidad efectiva en función de la densidad, (fracción).

$\Phi_A$  = Densidad de la arena, (gr/cc).

2.65: Densidad de la matriz arenosa, (gr/cc).

#### 4.3.9.3.3 Modelo de saturación de agua

Existen varios modelos para determinar la saturación de agua en tal sentido, en esta investigación se recurrió a modelos de saturación de agua ya establecidos y/o validados, en el Área Mayor de Oficina, los llamados Modelos de Acosta-Rosales. Los modelos propuestos por Acosta-Rosales (2006) establecen una ecuación Simandoux Modificada para las facies más comunes presentes en el ambiente de sedimentación deltaica de la Fm Oficina.

El supuesto general es, que el yacimiento estuvo inicialmente repleto de agua y que a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Sin embargo, los hidrocarburos que migran nunca desplazan toda el agua intersticial. En efecto, hay una saturación de agua irreductible o  $S_{wirr}$ , representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre los granos y los intersticios más pequeños. Para determinar la  $S_w$  se utilizó una hoja de cálculo en la aplicación Excel, partiendo todos estos cálculos de la ecuación de Simandoux modificada, Ecuación 4.17.

Los modelos son los siguientes:

Modelo para Facies de Canal Distributivo:

$$S_w = \left[ \left( \frac{aRwTf(1-Vsh)}{\phi^m R_t} \right) + \left( \frac{aRwTfVsh \left(1 + \frac{Vsh}{2}\right)}{2\phi^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left( \frac{aRwTfVsh \left(1 - \frac{Vsh}{2}\right)}{2\phi^m R_{sh}} \right) \quad (4.17)$$

Modelo para Facies de Barras de Desembocadura:

$$S_w = \left[ \left( \frac{aRwTf(1-Vsh)}{\phi^m R_t} \right) + \left( \frac{aRwTfVsh \left(1 + \frac{Vsh}{2}\right)}{2\phi^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left( \frac{aRwTfVsh \left(1 - \frac{Vsh}{2}\right)}{2\phi^m R_{sh}} \right) \quad (4.18)$$

Modelo para Facies de Abanicos de Rotura:

$$S_w = \left[ \left( \frac{aRwTf(1-Vsh)}{\phi^m R_t} \right) + \left( \frac{aRwTfVsh \left(1 + \frac{Vsh}{2}\right)}{2\phi^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left( \frac{aRwTfVsh \left(1 - \frac{Vsh}{2}\right)}{2\phi^m R_{sh}} \right) \quad (4.19)$$

Dónde:

$S_w$ = Saturación de agua intersticial no asociada a las arcillas, Fracción.

$a$ = Coeficiente de tortuosidad, Adimensional.

$m$ = Exponente de cementación, Adimensional.

$RwTf$ = Resistividad del agua intersticial a la temperatura de formación, Ohmm.

Vsh= Arcillosidad de la Formación de interés, Fracción.

$\phi$  = Porosidad no asociada a las arcillas, Fracción.

Rt= Resistividad verdadera de la formación, Ohmm.

Rsh= Resistividad de las lutitas adyacentes, Ohmm.

#### 4.3.9.3.4 Modelos de permeabilidades absolutas (K)

La permeabilidad es una de las propiedades petrofísicas elementales muy importante, puesto que se traduce como la capacidad que tiene una roca de dejar fluir algún fluido a través de sus poros, para estimarla existen numerosos métodos, pero obtener un valor confiable de permeabilidad absoluta deriva de análisis de núcleo, o a través de pruebas de presión, puesto que en las arenas bajo estudio se carece de esos análisis, es necesario estimar un indicador de permeabilidad por lo que se aplicó un modelo determinístico, validado para la formación oficina, el modelo fue validado por Acosta-Rosales para formaciones detríticas, el más ajustado resultado ser el modelo de Smith (Ecuación 4.22). Para la determinación de la permeabilidad en el campo se empleó la ecuación de Timur modificada adaptada al Campo Dobokubi, la cual está en función de la porosidad y saturación de agua irreductible, Ecuación 4.20.

$$k = 100 * \phi_{ef} * \left( \frac{1 - S_{w_{irr}}}{S_{w_{irr}}} \right) \quad (4.20)$$

Dónde:

K= Permeabilidad absoluta (mD).

$\phi$  EF = Porosidad efectiva, fracción.

m= Exponente de cementación, adimensional.

Swirr= Saturación de agua irreducible, fracción.

La saturación irreducible de agua (Swirr) es cuando el petróleo migra y este deja una porción de agua en el yacimiento, esa va hacer la saturación de agua irreducible, existen varias metodologías, el valor más real proviene de un análisis de presión capilar, sin embargo en esta investigación aplicaremos el método. En este proyecto por tener pocos pozos se decidió obtener la Sw(irre) según sea los cálculos de Sw ya establecidos, siendo el menor valor la Sw(irre).

#### 4.3.9.3.5 Cuantificación de las propiedades de rocas promedios

Para poder cuantificarlas es necesario tener contabilizados los espesores de arena neta y arena neta hidrocarburíferas en los diferentes intervalos bajo estudio (R2L, R4L, U2M) y por medio de la aplicación de los siguientes modelos se obtienen las propiedades de rocas promedios.

- Arcillosidad Promedia Ponderada por ANH:

$$Vsh_{prom} = \frac{\sum(Vsh * ANH)}{\sum ANH} \quad (4.21)$$

- Porosidad no Asociada a las Arcillas Promedia Ponderada por ANH:

$$PHIE_{prom} = \frac{\sum(PHIE * ANH)}{\sum ANH} \quad (4.22)$$

- Saturación de Agua Promedia Ponderada por ANH:

$$Sw_{prom} = \frac{\sum(Sw * ANH)}{\sum ANH} \quad (4.23)$$

- Permeabilidad Absoluta Promedia Ponderada por ANH

$$k_{prom} = \frac{\sum(k * ANH)}{\sum ANH} \quad (4.24)$$

Dónde:

Vshprom= Arcillosidad promedia ponderada por ANH, Fracción.

PHIEprom= Porosidad no asociada a las arcillas promedia ponderada por ANH, Fracción.

Swprom= Saturación de agua promedia ponderada por ANH, Fracción.

Kprom= Permeabilidad absoluta promedia ponderada por ANH, mD.

ANHi= Espesor discreto de ANH analizado, Pies (Cada 0,5 Pies).

#### 4.3.9.4 Determinación de los parámetros de corte

Los parámetros de corte, son aquellos valores que van a determinar, los límites de calidad de arena y el posible contenido de hidrocarburo, gas, o bien la combinación de algunos de éstos, más no su porcentaje. Estos parámetros son establecidos de acuerdo a las características comunes presentes cerca del área de estudio, que promediadas nos dan a conocer cuando un valor es anormal y cuando no. Se efectuaron cuatro gráficas de acuerdo a las características presentes en el área de estudio, los cuales fueron:  $S_w$  vs  $R_t$ ;  $S_w$  vs  $V_{sh}$ ;  $V_{sh}$  vs  $\phi_e$ ;  $\phi_e$  vs  $K$ . De la gráfica de  $S_w$  vs  $R_t$  se obtiene: a) la saturación de agua irreductible ( $S_{wirr}$ ), que es la máxima saturación de agua a partir de la cual en el yacimiento comienza a ser móvil, es decir, donde es capaz de comenzar a producir agua conjuntamente con petróleo, se determinó ubicando en la gráfica los valores mínimos de  $S_w$  y trazando una vertical por donde la curva se hace asintótica e intercepta al eje de las abscisas; b) la resistividad de corte ( $R_{tc}$ ) que corresponde al valor de resistividad mínimo con el cual produce un pozo en el yacimiento, se obtiene donde la curva se hace asintótica y se proyecta una horizontal cortando al eje de las ordenadas; c) la saturación de agua de corte ( $S_{wc}$ ), que es el valor de saturación con el cual un pozo puede considerarse como potencial productor de agua, se determina entrando con el valor de  $R_{tc}$  y trazando una recta horizontal que corte con la curva que mejor se adapte al comportamiento de los puntos.

#### 4.3.9.5 Mapas de isopropiedades

Los mapas del yacimiento representan la integración de toda la información posible obtenida a través de los registros de pozos y núcleos, en él se representan las estructuras, valores de espesor, información de datos de producción, datos de

evaluación petrofísica, pozos completados, pruebas de producción y todos aquellos datos que de una u otra manera ayuden a visualizar las mejores áreas del yacimiento, y de esta forma facilitar la recomendación de trabajos de reacondicionamiento (Ra/Rc) a pozos, trabajos de completación, así como también la ubicación de localizaciones para la perforación de nuevos pozos de acuerdo a los planes de explotación.

Con los resultados de la evaluación petrofísica y la interpretación geológica de los yacimientos, desde el punto de vista estructural y de ambiente, se elaboraron los mapas de isopropiedades. En cada uno de estos mapas se podrá observar las variaciones areales que puedan presentar estos parámetros. Los mapas de isopropiedades permiten observar el comportamiento y la distribución dentro de los yacimientos de cada una de las propiedades petrofísicas y están íntimamente ligados a los patrones sedimentarios. Antes de digitalizar los mapas se plasmó en el mapa base los valores de cada parámetro, para realizar el contorno de las isolíneas, siguiendo la dirección preferencial de la interpretación paleoambiental, considerando los límites estratigráficos y estructurales establecidos para el yacimiento. Una vez dibujados los mapas, se digitalizaron en Golden Surfer 2023.

#### **4.3.10 Determinación el comportamiento estructural y de los fluidos de las unidades O-11, O-12 y O-13 mediante la identificación del tope del CAPO en los registros eléctricos de los pozos**

Con la finalidad de validar los resultados obtenidos por el modelo estático, se determinaron las profundidades de los contactos agua–petróleos originales (CAPO) por medio de la comparación y revisión de los contactos en los mapas de Isosaturación de agua, las resistividades de los intervalos en estudio y el desarrollo de las arenas en los registros eléctricos. Estos contactos se soportaron con los análisis de las pruebas de producción de los pozos completados, con el propósito de hacer comparaciones de las



características de las muestras de fluidos producidos (petróleo, agua) en las arenas y así establecer semejanzas o diferencias de gravedad API, entre los mismos.

Se puede observar en la figura 4.11, como se identifica un contacto Agua-Petróleo Original con ayuda de los registros eléctricos GR y Resistividad profunda.

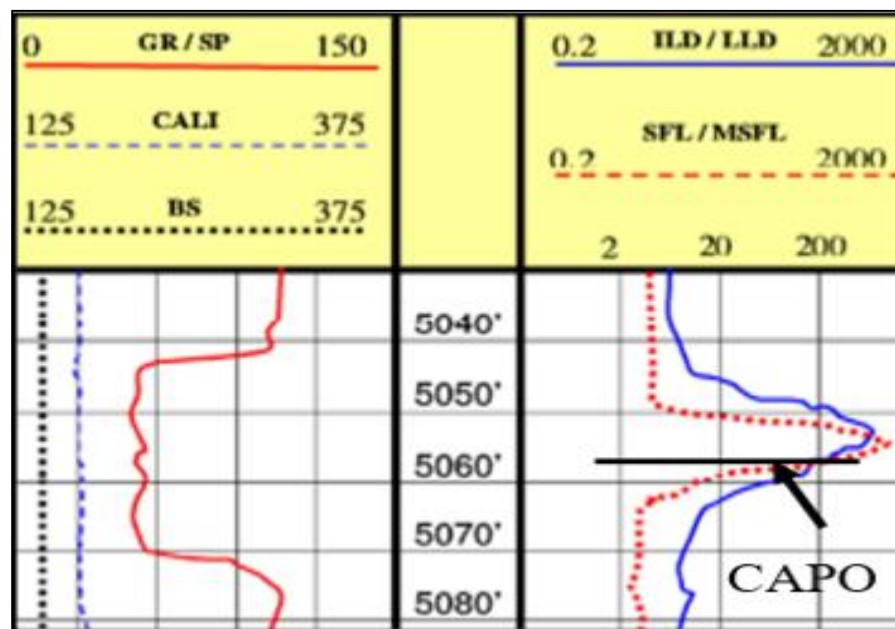


Figura 4.11. Identificación de CAPO en curvas en registro eléctrico (Schlumberger 1972).

Se ubicaron pozos en todo el Bloque MPE-3 que hayan penetrado toda la columna estratigráfica hasta su contacto litológico (basamento ígneo- metamórfico), bien sean pozos verticales y pozos desviados, en los cuales se presenten litología de arena en el perfil de Rayos Gamma y en el perfil de Resistividad profunda que refleje lectura de resistividades bajas (valores correspondientes a la resistividad de corte) que deducen presencia de agua y que pueda encontrarse infradyacente a la zona de petróleo. Además, se debe analizar los pozos tanto antiguos y nuevos para validar la información en estudio y así cotejar el posible contacto con pozos vecinos de la zona

de tal modo que se pueda deducir un comportamiento del agua que afecte las arenas objetivos del Miembro Morichal. Debido a esto, la principal problemática del comportamiento de producción de los pozos en el Bloque MPE-3 se debe a que presentan altos porcentajes de cortes de agua (mayores a 15% de AyS) en algunas zonas del Campo, por lo que se tomarán en cuenta datos de pruebas de producción pozos que presenten estos valores, ya que desde el punto de vista geológico se discretizará un posible origen del agua encontrada que afecta la optimización del pozo y disminuyendo así su producción de crudo.

Para ello, se realizarán secciones estructurales ubicando el tope del posible contacto de fluidos (CAPO) en los registros eléctricos de los pozos estudiados y así analizar el comportamiento del agua en el campo en las zonas que lo presenten.

Posteriormente, los topes del posible contacto de ubicaran en la actualización del mapa Isópaco-estructural para cada arena en estudio en base a la información encontrada de los pozos que presenten el posible contacto.

En ese mismo orden de ideas, este contacto no había sido determinado o caracterizado anteriormente en el Campo, debido a que no se evaluaron factores geológicos para la solvencia o causa de la alta producción de cortes de agua en pozos del área.

#### **4.3.10.1 Elaboración de mapas isópacos-estructurales**

El mapa isópaco-estructural, fue realizado utilizando el software de contorneo de Golden Surfer 2023 en el cual se digitalizó el mapa de arena neta petrolífera (ANP) conjuntamente con el mapa estructural de los intervalos de interés. Para la elaboración de las líneas isópacas se dispuso de información aportada por la evaluación petrofísica, con la cual se obtuvieron los verdaderos espesores de ANP de las arenas O-11, O-12 y

O-13. También se requirió de una evaluación en el ámbito de yacimientos para definir el tipo de fluido presentes en pozos, la profundidad a la cual serian cartografiadas los límites y el estado actual de los mismos. El mapa isópaco-estructural representa el producto final del modelo estático.

La arena neta petrolífera es el número de pies de la columna de arena del pozo que puede ser considerada productora en hidrocarburos, los espesores de arena neta petrolífera serán un determinante para la caracterización del yacimiento. Este mapa se elabora manualmente, inicialmente se dibujan contornos estructurales cada 100 pies respetando la geología del campo haciendo las curvas lo más horizontal posible debido a la presencia de un homoclinal de 2 a 3° de buzamiento, a partir de allí se elabora el mapa de arena neta petrolífera trazando curvas isópacos cada 25 pies, así como también estableciendo el límite de roca, finalmente se digitaliza el mapa mediante la herramienta Golden Surfer 2023, reflejando la simbología actualizada de los pozos a través de los contornos isópacos-estructurales.

#### **4.3.11. Elaboración de un modelo 3D de cada unidad (O-11, O-12 y O-13) perteneciente al Bloque MPE-3 usando las herramientas Surfer y Global Mapper**

Para la elaboración del modelado en 3D se utilizó la data de los topes de los pozos que se determinó en el modelo estratigráfico para cada intervalo O-11, O-12 y O-13, en conjunto con la data de las coordenadas de las fallas validadas del modelo estructural en el *software* Golden Surfer para que genere la superficie del área por cada arena. Posteriormente con el comando “*Profile*” y seleccionando una zona de la superficie creada, el software generara un perfil litológico del espesor total por cada intervalo.

#### **4.4 Población de la investigación**

Según Arnau (1980) en Hurtado (2000), en su obra Metodología de Investigación Holística, la población “se refiere a un conjunto de elementos, seres o eventos, concordantes entre sí en cuanto a una serie de características, de las cuales se desea obtener alguna información”.

La población de esta investigación corresponde al Bloque MPE-3, situado en el campo Morichal, en el municipio Libertador. El número de pozos a estudiar son 517.

#### **4.5 Muestra de la investigación**

Según Hurtado (2000), la muestra “es una porción de la población que se toma para realizar el estudio, la cual se considera representativa (de la población)”. También, indica que “para conformar una muestra es necesario seleccionar cuáles de las unidades de estudio serán observadas” definiendo así el muestreo.

Arias (2012), explica que el muestreo puede ser probabilísticos o al azar y no probabilísticos. En esta investigación, se empleó el muestreo no probabilístico, que, según el autor mencionado, se define como “un procedimiento de selección en el que se desconoce la probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra.” Para esta investigación, se usó el muestreo no probabilístico de tipo intencional u opinático, en la cual “los elementos son escogidos con base en criterios o juicios preestablecidos por el investigador”.

La muestra de esta investigación corresponderá, a 517 pozos distribuidos en 27 macollas y 490 pozos en los dos campos activos (Cerro Negro y Uverito), ubicados en el Bloque MPE-3, representando el cien por ciento (100 %) de la muestra

## **4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Una investigación no tiene sentido sin la aplicación de técnicas para la recolección de información, estas conducen a la verificación del problema planteado, mientras que los instrumentos empleados llevan a la obtención de los datos de la realidad.

### **4.6.1 Observación directa**

“La observación directa es el uso sistemático de nuestros sentidos en la búsqueda de los datos que se necesitan para resolver un problema de investigación. Dicho de otro modo, es percibir activamente la realidad exterior con el propósito de obtener los datos que, previamente, han sido definidos como de interés para la investigación” (Sabino, C. 1992).

La actualización del modelo geostático de las Arenas O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal del Bloque MPE-3 implica el uso de esta técnica, lo que permitió observar directamente a través de los registros eléctricos y/o especiales delimitando tope y base del horizonte en estudio, así como también los datos necesarios para la determinación de las propiedades petrofísicas, interpretación y descripción del ambiente sedimentario, entre otros. Y de esta forma obtener un modelo estático del Miembro Morichal.

### **4.6.2 Entrevista informal**

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

mecanismos lógicos y mentales del respondiente, de los temas que para él resultan de importancia” (Sabino, C. 1992).

La aplicación de la misma dentro de esta investigación implica la realización de preguntas de forma oral tanto a Geólogos como Ingenieros, que son parte del equipo de Desarrollo de Yacimientos que labora en la Gerencia, a fin de obtener datos necesarios para el estudio en cuestión.

#### **4.6.3 Revisión bibliográfica**

En todo trabajo de investigación es necesario recurrir a fuentes bibliográficas que aporten conocimientos y datos importantes acerca del tema en estudio. La técnica consiste en obtener información mediante la revisión de material bibliográfico como: textos, informes técnicos, manuales de la empresa, tesis de grado, entre otros (Hernández, J. 1979)

Los temas relacionados con el área a estudiar, específicamente como trabajos de grado, textos, y fuentes electrónicas fueron de gran aporte para los conocimientos y las bases metodológicas en el presente trabajo.

#### **4.6.4 Instrumentos de recolección de datos**

Las herramientas empleadas en el acopio de información para el desarrollo de este estudio, consta de la utilización de computadoras, pendrive, lápices de colores, resaltadores, goma de borrar, fotocopidora, impresora, resmas de papel tamaño carta, Internet, y el manejo de los programas como *MICROSOFT WORD*, *MICROSOFT EXCEL*, *MICROSOFT POWERPOINT* , *SOFTWARE SCHLUMBERGER PETREL 2009*, *SOFTWARE GOLDEN SURFER 2023..*

## **CAPÍTULO V**

### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS**

Obtenida toda la información requerida para el estudio preliminar de la actualización del modelo estático de las arenas O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal, de la Fm. Oficina, del Yacimiento OFIM CNX-3 del Bloque MPE-3, se procedió inmediatamente al análisis e interpretación de la data obtenida en las diferentes etapas del estudio.

#### **5.1 Validación de los espesores promedios de las unidades O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal a partir de la calibración de los topes formacionales en función del avance operacional del Bloque MPE-3**

El objetivo de este modelo fue mostrar la geometría del yacimiento presente, los marcadores de interés, la conectividad o no de las unidades hidráulicas y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico.

##### **5.1.1 Secciones estratigráficas**

Se realizaron 8 secciones estratigráficas en el área de estudio para observar de esta manera la continuidad lateral de las arenas, las distribuciones de las secciones se pueden observar en la figura 5.1 y los pozos que componen cada una de ellas en la (Tabla 5.1).

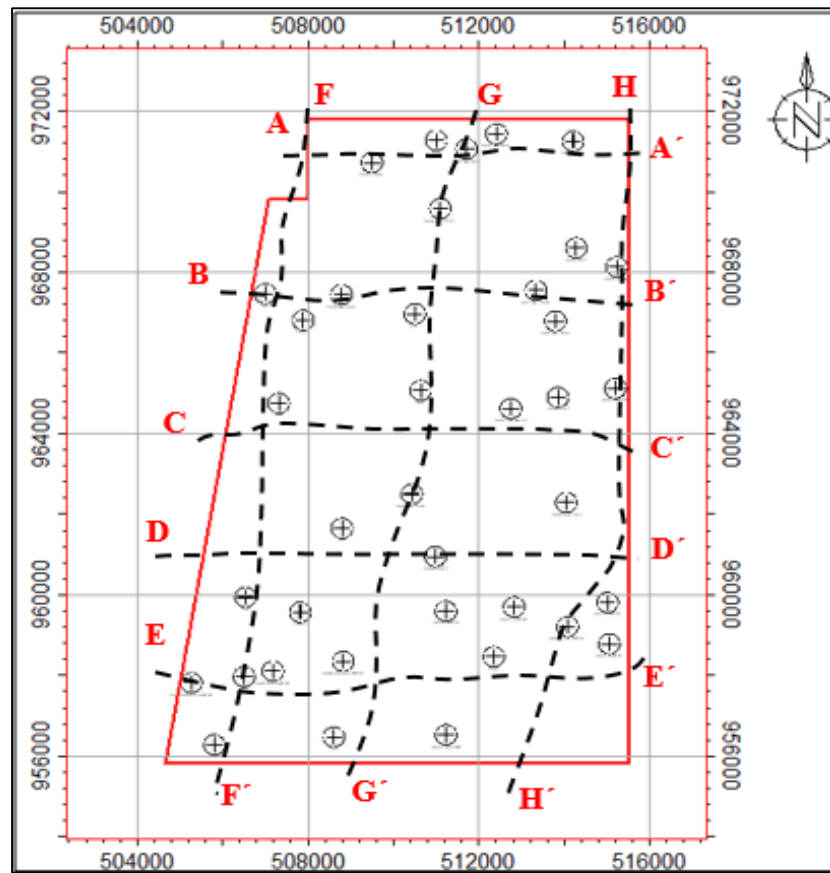


Figura 5.1 Distribución de las secciones estratigráficas.



Tabla 5.1 Listado de pozos utilizados

SECCIÓN	POZOS	RUMBO
A-A'	CIS-136, CN-129, CJS-177, CJS-137, CJS-147	W-E
B-B'	CNX-6, CIS-119, CN-53, CJS-77, CJS-212	W-E
C-C'	CN-49, CN-50, CJS-237, CJS-222, UJS-014	W-E
D-D'	CN-42, CIS-1-O, CJS-2-O, UJS-1-O SLT NW, UJS-1-O SLT NE	W-E
E-E'	CIS-159 SLT SW, CIS-167 SLT SE, CJS-264, CN-144, UJS-1-O SLT SE	W-E
F-F'	CIS-136, CIS-110, CIS-2-O, CN-41, CIS-1-O, CNX-2, CN-35	N-S
G-G'	CJS-177, CJS-114, CN-53, CJS-111, CJS-254, CJS-264, CN-36	NE-SW
H-H'	CJS-147, CJS-212, CJS-80, CJS-222, CJS-232, UJS-1-O, CPS-1-O	NE-SW

#### 5.1.1.1 Sección estratigráfica A-A'

La sección A-A' fue trazada en dirección Oeste-Este, abarca los pozos CIS-136, CN-129, CJS-177, CJS-137 y CJS-147. En todos los pozos de la sección a excepción del pozo CJS-147 en la zona este se observa una reducción de espesor total (60` aproximadamente) y un cambio de facies de canales entrelazados principales a canales entrelazados secundarios en el intervalo O-11, también se observa que en el intervalo O-12 en el pozo CJS-137 un cambio de facies a canales entrelazados secundarios, y para el intervalo O-13 se puede observar una buena continuidad lateral en toda la sección planteada (Apéndice A.1).

#### 5.1.1.2 Sección estratigráfica B-B'

La sección B-B' fue trazada en dirección Oeste-Este, abarca los pozos CNX-6, CIS-119, CN-53, CJS-77 y CJS.212. Se puede observar que a lo largo de toda la sección planteada se puede reflejar una buena continuidad para los intervalos en estudio, los

espesores totales se mantienen relativamente constantes a excepción del pozo CJS-77 en el intervalo O-13 que su espesor total reduce a 26` aproximadamente, en sentido general la facie que predominó fue la de canales entrelazados principales (Apéndice A.2).

#### **5.1.1.3 Sección estratigráfica C-C'**

La sección C-C' fue trazada en dirección Oeste-Este, abarca los pozos CN-49, CN-50, CJS-237, CJS-222 y UJS-014. Se puede observar para el intervalo O-11 en la sección planteada que se mantiene relativamente constante su espesor total (50` aproximadamente) y que su continuidad lateral no se ve afectada. Para el intervalo O-12 se puede observar en el pozo CJS-222 que presenta un cambio de facies de canales entrelazados principales a canales entrelazados secundarios afectando su espesor total de 89` a 65`. Por último, para el intervalo O-13 se puede observar que el pozo CN-49 al comienzo de la dirección de correlación planteada que el espesor total es menor en comparación al resto de la sección (26` aproximadamente) luego en el pozo CN-50 aumenta su espesor considerablemente a 76` aproximadamente, seguidamente en el pozo CJS-237 se evidencia un cambio de facies de canales entrelazados a facies de llanura de inundación, y luego en el pozo CJS-222 presenta un cambio de facies a canales entrelazados principales y por último, en el pozo UJS-014 se observa una reducción del espesor hasta acuñarse estratigráficamente, esto debido a que este intervalo en esta zona del campo presenta una limitante geológica por el afloramiento del basamento (Apéndice A.3).

#### **5.1.1.4 Sección estratigráfica D-D'**

La sección D-D' fue trazada en dirección Oeste-Este, abarca los pozos CN-42, CIS-1-O, CJS-2-O, UJS-1-O SLT NW y UJS-1-O SLT NE. En el intervalo O-11 se puede observar en el pozo CN-42 un apilamiento de canales entrelazados secundarios

y luego en el pozo CIS-1-O se observa un cambio de facies a barras fluviales, seguidamente en la dirección de correlación se observa un cambio de facies a canales entrelazados principales en los pozos CJS-2-O, UJS-1-O SLT NE y UJS-1-O SLT NE reflejando una buena continuidad lateral y que el espesor total mantiene su valor (90' aproximadamente). Para el intervalo O-12 se puede observar de manera general en la sección que presenta buena conexión hidráulica y una buena continuidad lateral para el desarrollo, sin embargo, para el intervalo O-13 se observa un acuñaamiento estratigráfico en los pozos CJS-2-O, UJS-1-O SLT NW y UJS-1-O SLT NE ocasionando la reducción de su espesor considerablemente hasta desaparecer por el contacto límite de roca con el afloramiento del basamento (Apéndice A.4).

#### **5.1.1.5 Sección estratigráfica E-E'**

La sección E-E' fue trazada en dirección Oeste-Este, abarca los pozos CIS-159 SLT SW, CIS-167 SLT SE, CJS-264, CN-144 y UJS-1-O SLT SE. Para el intervalo O-11 se puede observar en el pozo CIS-159 SLT SW un buen espesor total del estrato y en el pozo CIS-167 SLT SE presenta una reducción de espesor para tener un cambio de facies de canales entrelazados principales a canales entrelazados secundarios de 25' y 30' respectivamente, luego en la dirección planteada en la correlación en el pozo CJS-264 presenta un cambio de facies a barras fluviales por su respuesta de la electroforma, seguidamente en los pozos CN-144 y UJS-1-O SLT SE, se observa un cambio de facies a canales entrelazados principales hasta finalizar la dirección. Para el intervalo O-12 se puede observar una continuidad lateral deficiente en los pozos CIS-159 SLT SW, CIS-167 SLT SE y CJS-264 donde el espesor es variable entre 35' y 60', hasta que al dirigirse en la dirección Este el espesor se reduce hasta tener un espesor total de 16' aproximadamente debido a que en esta zona Sureste del campo este intervalo pierde espesor hasta acuñaarse por el levantamiento del basamento. Para el intervalo O-13 se puede observar que en el pozo CIS-159 SLT SW presenta un canal entrelazado de 65' de espesor total aproximadamente, luego en el pozo CIS-167 SLT

SE reduce su espesor hasta 18' y así continua hasta el pozo CJS-264, luego en dirección al Este, el intervalo se acuña por la influencia del levantamiento de basamento (Apéndice A.5).

#### **5.1.1.6 Sección estratigráfica F-F'**

La sección F-F' fue trazada en dirección Norte-Sur en el flanco Oeste del campo, abarca los pozos CIS-136, CIS-119, CIS-2-O, CN-41, CIS-1-O, CNX- y CN-35. Para el intervalo O-11 se puede observar un gran desarrollo de la arena regionalmente, manteniéndose la misma facie de canales entrelazados hasta el pozo CIS-1-O que hace un cambio a facies de barras fluviales. Para el intervalo O-12 se puede observar que la facie de canales entrelazados se mantiene en la dirección planteada en la correlación. Por último, para el intervalo O-13 se evidencia un comportamiento homólogo al del intervalo suprayacente a él (Apéndice A.6).

#### **5.1.1.7 Sección estratigráfica G-G'**

La sección G-G' fue trazada en dirección Norte-Sur en el centro del bloque, abarca los pozos CIS-177, CIS-114, CN-53, CJS-111, CJS-254, CJS-264 y CN-36. Se puede observar para el intervalo O-11 que la arena mantiene un espesor promedio de 80-110' aproximadamente a lo largo de todo el campo, debido a que esta zona representa el centro del canal principal y existe mayor desarrollo de los cuerpos sedimentarios. Para el intervalo O-12 de manera similar al intervalo suprayacente a él, se puede observar una buena extensión y distribución de los cuerpos de arena. Por último para el intervalo O-13 se puede observar que en los pozos CIS-177, CIS-114, CN-53 y CJS-111 se mantiene el espesor total de arena en 65' pero a partir del pozo CJS-254 se reduce considerablemente hasta acuñarse contra el levantamiento del basamento (Apéndice A.7).

### **5.1.1.8 Sección estratigráfica H-H'**

La sección H-H' fue trazada en dirección Norte-Sur en el flanco izquierdo, abarca los pozos CJS-147, CJS-212, CJS-80, CJS-222, CJS-232, UJS-1-O y CPS-1-O. . Se puede observar en los pozos CJs-147 y CJS-212 presenta un cambio de facies a barras fluviales y a partir del pozo CJS-80 se observa un buen desarrollo de esta arena manteniéndose un espesor total de 75' aproximadamente. Para el intervalo O-12 se puede observar un buen desarrollo en los pozos del sentido de la correlación hasta el pozo CJS-232 que se reduce su espesor total hasta acuñarse y para el intervalo O-13 se puede observar que presenta un comportamiento y desarrollo parecido al del intervalo O-12 sin embargo, hasta el pozo CJS-222 se mantiene hasta que se acuña estratigráficamente (Apéndice A.8).

### **5.1.2 Estratigrafía secuencial**

Para el estudio de estratigrafía secuencial se utilizaron tres pozos verticales CES-2-O, CN-50 y CNX-2, que tienen un buen desarrollo de la columna estratigráfica del Campo, correspondientes a cada zona del Bloque; Norte (CES-2-O), Central (CN-50) y Sur (CNX-2) para tener una mayor certeza al momento de caracterizar cada zona del área de estudio. Se identificarán los principales patrones de apilamiento, superficies claves y posición relativa del nivel del mar con el fin de reforzar el modelo estratigráfico del Miembro Morichal (figura 5.2)

Se validaron las superficies claves del Miembro Yabo como una Superficie de máxima inundación (MFS) menor, que se encuentra suprayacente al Miembro Morichal, además, de que se utiliza como marcador estratigráfico, para el Miembro Morichal; se validó el tope de Unidad O-11 como una Superficie de Inundación( FS) y el tope de Basamento como una superficie Limite de Secuencia (SB).

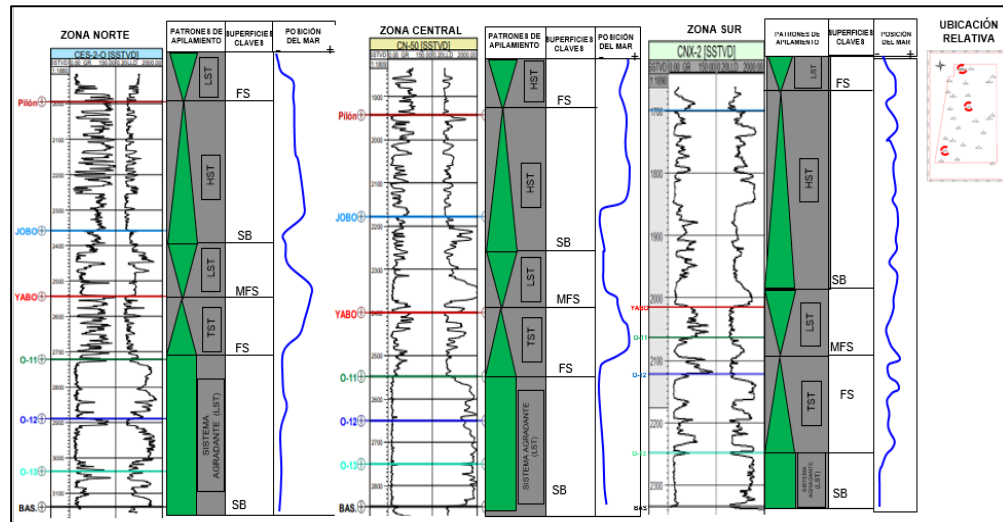


Figura 5.2 Pozos identificando las superficies claves.

## 5.2 Revisión de la correspondencia de los reflectores sísmicos para la identificación del comportamiento en las unidades O-11, O-12 y O-13

Se realizaron calibraciones de topes mediante la identificación de reflectores sísmicos en vista de correlaciones sísmicas de pozos para determinar una mejor continuidad lateral de los topes que conforman las arenas del Miembro Morichal.

En total se elaboraron dos (02) líneas sísmicas para la elaboración de correlaciones de pozos para la identificación y correspondencia de topes de arena con la información de registros de pozos.

### 5.2.1 Línea sísmica C-C'

En la sección sísmica C-C con dirección Norte-Sur, se puede visualizar la estructura dominante del campo que corresponde a un homoclinal de buzamiento Norte-Noroeste, cortado por fallas normales de rumbo Este-Oeste a Noreste, reflejando la presencia de estructuras falladas como “Graben” o fosa tectónica; esta estructura está

delimitada por dos (02) fallas normales con buzamiento Sur-Oeste y Sur-Este en la zona central del campo, también se puede observar otra estructura fallada conocida como “horst” o pilar tectónico limitado por dos fallas normales con buzamientos de Sur-oeste y Sur-este respectivamente ( Figura 5.2).

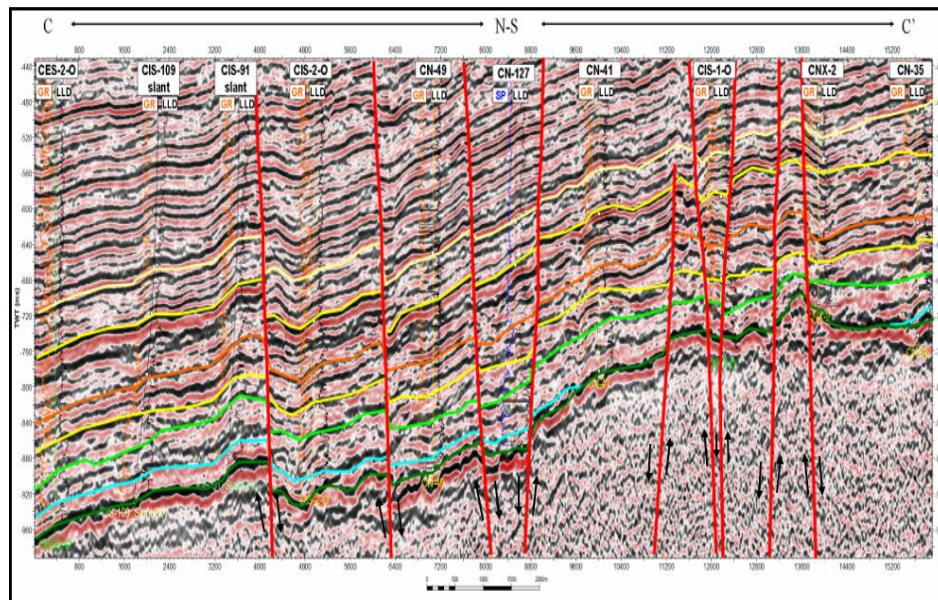


Figura 5.2 Sección sísmica C-C'.

### 5.2.2 Línea Sísmica D-D'

En la línea de sección sísmica D-D' también se puede observar el comportamiento estructural de la zona Este del campo, se puede interpretar que desde el norte del campo se observa una falla de tipo flor de una falla normal con buzamiento Sur-este y la continuidad del Miembro Morichal sigue manteniendo el comportamiento similar a la zona Oeste del campo, observándose una disminución de profundidad hacia la zona Sur; siendo esto característico del afloramiento del basamento por la estructura denominada “Alto de Uverito” presente en el Área de Carabobo, ocasionando así que los estratos de la zona norte tengan mayor profundidad en el Miembro Morichal,

además, se puede observar el acuñamiento estratigráfico del intervalo O-13 a la zona Sur influenciado por el afloramiento del basamento (Figura 5.3).

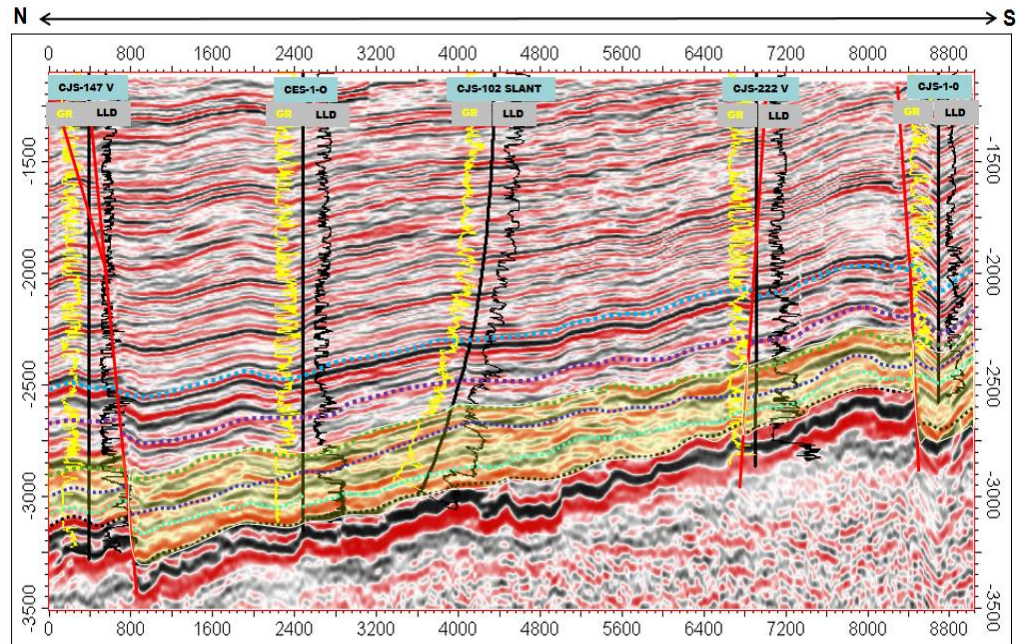


Figura 5.3 Línea sísmica D-D'.

### 5.3 Caracterización de las fallas y/o eventos estructurales primarios y secundarios presentes en el Bloque MPE-3

#### 5.3.1 Validación de estructuras presentes en el Bloque MPE-3

Mediante el uso de la información sísmica 3D del Bloque del área disponible, se realizaron cortes con vistas sísmicas para la identificación y validación de las estructuras presentes que afecten las arenas del Miembro Morichal.

Se realizaron un total de 644 cortes perpendiculares a las fallas ya caracterizadas y 6 cortes longitudinales para conocer la existencia de otras fallas presentes, Se



determinaron la continuidad longitudinal de algunas fallas que ya estaban, donde posteriormente se realizó la actualización de los elementos estructurales en la realización de los mapas estructurales referidos a los topes de las arenas de interés del Miembro Morichal (Figura 5.4).

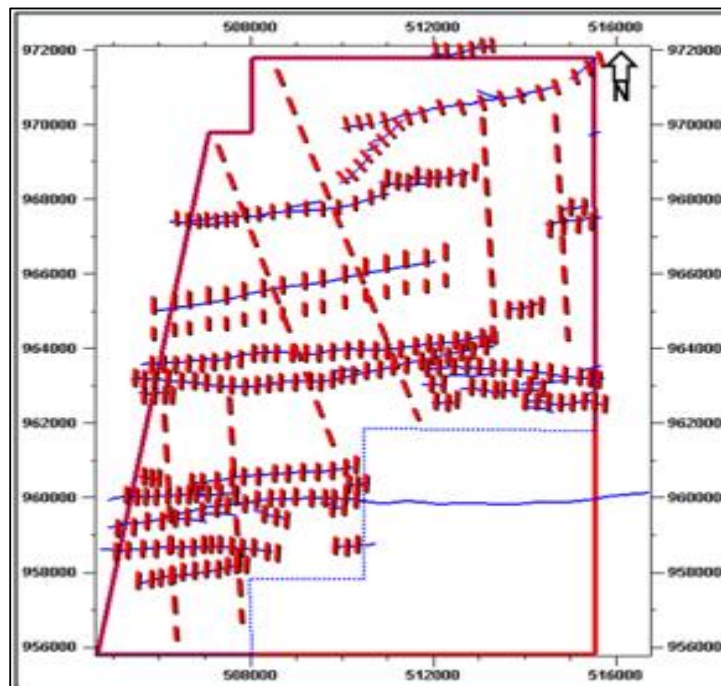


Figura 5.4 Mapa con la distribución de cortes sísmicos.

Resaltando que las líneas rojas punteadas son los cortes realizados perpendiculares a las fallas, las líneas continuas azules representan las fallas y el área delimitada por una línea punteada azul representa la zona que no cuenta con información sísmica.

A continuación, se presenta una tabla que tiene la información de todas las fallas encontradas y validadas con sus saltos y rumbos.

Tabla 5.2 Fallas validadas con su saltos y rumbos

Número falla	Salto vertical (ft)	Rumbo	Buzamiento
F1	80	NE-E	Sur
F2	120	NE-E	Sur
F3	80	NE-E	Este
F4	100	E-W	Sur
F5	60	E-W	Sur
F6	120	NE-E	Sur
F7	10	E-W	Norte
F8	140	E-W	Sur
F9	90	E-W	Sur
F10	200	E-W	Norte
F11	110	E-W	Sur
F12	30	E-W	Norte
F13	40	E-W	Norte
F14	30	E-W	Norte
F15	40	E-W	Norte
F16	20	E-W	Norte
F17	50	E-W	Norte
F18	20	E-W	Sur
F19	180	NE-SW	Sur
F20	20	SW-NE	Sur
F21	30	E-W	Norte

La disposición de los estratos en los Campos Cerro Negro, Uverito y San Félix en el Bloque operacional presentan un comportamiento ascendente-descendente en dirección Sur-Norte, es por ello que se observa una profundización de los topes de las unidades correspondientes al Miembro Jobo, Miembro Yabo y Miembro Morichal de la Formación Oficina respectivamente.

El salto vertical promedio de las fallas en el área de Petrolera , S.A, es entre 40-160 pies, donde se observaron fallas normales, falla tipo flor, así como estructuras de fallamiento como Horst (pilar tectónico) y Graben (fosa tectónica) (Apéndice B.5).

### **5.3.2 Secciones estructurales**

La interpretación estructural del Yacimiento OFIM CNX-3 se realizó en base a un levantamiento sísmico 3D generado para el área del Campo Cerro Negro en el año 2001. Los resultados de un estudio sísmico, tienen un impacto importante en la construcción del modelo estructural de una determinada zona de interés y en las estrategias de perforación y explotación de áreas prospectivas. En ésta fase del trabajo, se enuncian las características estructurales más resaltantes localizadas en el área del Bloque MPE-3.

#### **5.3.2.1 Sección estructural A-A´**

Fue trazada en dirección Oeste- Este en el norte del campo a través de los pozos CIS-136, CN-129, CJS-177, CJS-137 y CJS-147. En esta sección se validaron las fallas normales menores vistas en sísmica a través de registros de pozos, y a su vez se planteó para observar la estructura general del yacimiento. En esta sección se observó una falla entre los pozos CJS-137 y CJS-147 de buzamiento Noreste de 34´ de desplazamiento vertical, además que los topes se hacen más profundos (+/- 15´) en dirección al Este del campo (Apéndice B.1).

#### **5.3.2.2 Sección estructural B-B´**

Fue trazada en dirección Oeste- Este en el norte del campo a través de los pozos CNX-6, CIS-119, CN-53, CJS-77 y CJS-212. En esta sección no se observaron

estructuras en el sentido plateado para la sección, sin embargo, se puede acotar que los topes aumentan su profundidad en sentido al Este del campo (+/- 15`) (Apéndice B.2).

#### **5.3.2.3 Sección estructural C-C´**

Fue trazada en dirección Oeste- Este en el norte del campo a través de los pozos CN-49, CN-50, CJS-237, CJS-222 y UJS-014. En esta sección se observó un aumento en la profundidad de los topes al inicio de la correlación en la zona Oeste y a medida que avanza el sentido de la sección disminuye la profundidad de los topes al Este del campo (Apéndice B.3).

#### **5.3.2.4 Sección estructural D-D´**

Fue trazada en dirección Oeste- Este en el norte del campo a través de los pozos CN-42, CIS-1-O, CJS-2-O, UJS-1-O SLT NW y UJS-1-O SLT NE. Se puede observar que en los pozos CJS-2-O y UJS-1-O SLT NW se observa un comportamiento de aumento de profundidad a diferencia de los extremos de la sección como los pozos CN-42 y UJS-1-O SLT NE que sus topes se encuentra más someros, esto debido a que esta zona de los pozos CJS-2-O y UJS-1-O SLT NW representa un bajo estructural en la zona Sur del campo (Apéndice B.4).

#### **5.3.2.5 Sección estructural E-E´**

Fue trazada en dirección suroeste-noreste a través de los pozos CIS-159 SLT SW, CIS-167 SLT SE, CJS-264, CN-144 y UJS-1-O SLT SE. En esta sección se puede observar la reducción de espesor por parte del intervalo O-13 en dirección Este por la elevación del basamento, además que los pozos CN-144 y UJS-1-O SLT SE se encuentran más someros que los pozos en dirección Oeste (Apéndice B.5).

### **5.3.2.6 Sección estructural F-F'**

Fue trazada en dirección Norte-Sur del campo a través de los pozos CIS-136, CIS-110, CIS-2-O, CN-41, CIS-1-O, CNX-2 y CN-35. En esta sección se validaron las fallas normales menores vistas en sismica a través de registros de pozos, se observó una falla normal de dirección de buzamiento SE entre los pozos CIS-110 y CIS-2-O de 37° de salto vertical, luego en dirección al Sur del campo se observó un graben delimitado por dos fallas de buzamientos SW y SE respectivamente, entre los pozos CN-41 y CIS-1-O y entre este pozo y el CNX-2 se validó una falla normal de dirección de buzamiento Suroeste, de 29° de salto vertical, por último entre los pozos CNX-2 y CN-35 se observó un horst delimitado por dos fallas normales de dirección de buzamiento de Suroeste y Sureste (Apéndice B.6).

### **5.3.2.7 Sección estructural G-G'**

Fue trazada en dirección Norte-Sur del campo a través de los pozos CJS-177, CJS-114, CN-53, CJS-111, CJS-254, CJS-264 y CN-36. En esta sección se validó la presencia de una falla normal entre los pozos CJS-177 y CJS-114 de buzamiento Suroeste de 55° de salto vertical, seguidamente entre los pozos CJS-114 y CN-53 se validó una falla normal de buzamiento Suroeste de 38° de salto vertical, a medida que avanza la correlación se observan los pozos CJS-111 y CJS-254 el graben de la zona central delimitado por dos fallas normales de buzamientos SW y SE y entre este último pozo y el CN-36 se validó la presencia de la falla normal de buzamiento Suroeste de 44° de desplazamiento vertical (Apéndice B.7).

### **5.3.2.8 Sección estructural H-H'**

Fue trazada en dirección Norte-Sur del campo a través de los pozos CJS-147, CJS-212, CJS-80, CJS-222, CJS-232, UJS-1-O y CPS-1-O. En esta sección se

validaron las fallas normales menores vistas en los pozos CJS-222 y el pozo CJS-232 dos fallas seguidas de buzamiento Suroeste de 49` y 34` respectivamente, además se observa que el tope del intervalo O-13 pierde su profundidad hasta acuñarse en esta zona del campo debido a la elevación del basamento, por último, se puede observar una falla normal entre los pozos UJS-1-O y CPS-1-O de buzamiento Suroeste de 46` de salto vertical (Apéndice B.8).

### **5.3.3 Mapas estructurales al tope de la arena**

De acuerdo a los resultados, el modelo estructural en el tope de O-11, O-12 y O-13 está representado por un homoclinal regional de dirección Suroeste Noreste y con buzamiento variable entre 2 y 5° al NW, cortado por fallas normales de saltos verticales entre 30` hasta 180` de rumbo Este-Oeste a Noreste (Apéndice C).

### **5.4 Determinación del ambiente de sedimentación de las unidades O-11, O-12 y O-13 a partir de la interpretación de patrones de electrofacies**

La evaluación sedimentológica realizada al Mb Morichal de los intervalos en estudio O-11, O-12 y O-13 tiene como objetivo lograr una mejor definición en términos de facies, geometría y extensión con la finalidad de complementar el modelo geológico planteado. La interpretación se realizó analizando las respuestas eléctricas de los registros de pozos en términos de facies ambientales.

#### **5.4.1 Análisis de electrofacies**

Al analizar las respuestas electrográficas se pudo visualizar la respuesta con la curva de GR, se observa que corresponde a una secuencia con engrosamiento hacia el

tope de tipo granocreciente correspondiente a barras fluviales, y de forma cilíndrica correspondiente a canales.

#### **5.4.2 Mapas de paleoambiente**

Por el análisis del mapa de electrofacies, después de fijar cada electroforma en el pozo correspondiente se procedió a determinar las zonas de canales entrelazados principales (con espesores mayores a 30´) y canales entrelazados secundarios (espesores totales menores a 30´) siguiendo su continuidad en las electroformas, luego se visualizaron las barras fluviales dentro del flujo de los canales distributarios, siempre tomando en cuenta la presencia de la llanura de inundación identificándolo fácilmente con ayuda del mapa isópaco de arena neta, siendo este importante para la identificación de límites del yacimiento y así, identificar la zona de mayor contenido de arcillas.

El tren de deposición de los sedimentos va desde el suroeste tomando una dirección al noreste.

#### **5.4.3 Interpretación de ambiente sedimentario**

Después de la elaboración de los mapas de facies para las arenas O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal, se determinaron las direcciones de sedimentación para cada intervalo, para las arenas del Miembro Morichal presentaron la misma dirección de sedimentación, la cual es Suroeste-Noreste.

Para la reconstrucción ambiental del intervalo O-11, se determinó un ambiente fluvial de canales entrelazados con influencia deltaica, donde no se evidencia algún límite de yacimiento en la extensión del Bloque MPE-3. Para el intervalo O-12 se interpretó el ambiente de igual modo como un ambiente fluvial de canales entrelazados con influencia deltaica, además, se visualizó el contacto de roca hacia la zona Sureste

del Bloque, asimismo como el horizonte O-13 el límite de roca tiene mayor extensión desde la zona central hacia la zona Sureste, cabe resaltar que para este horizonte sedimentario se validó como un ambiente fluvial de canales entrelazados con influencia deltaica. En los intervalos O-12 y O-13 el límite de roca se debe al afloramiento de la estructura del área de Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco denominado “Alto de Uverito” ocasionando el acuñamiento estratigráfico en dirección Sureste de los intervalos O-12 y O-13 (Apéndice D).

### **5.5 Estimación de las propiedades físicas de la roca: porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad (K), volumen de arcilla (Vsh) y saturación de agua (Sw), mediante la evaluación petrofísica**

#### **5.5.1 Evaluación petrofísica**

La evaluación petrofísica se desarrolló fundamentalmente para evaluar las propiedades que posee la de roca del Miembro Morichal. Esta evaluación se realizó solo a los pozos dentro del área preferiblemente pozos verticales que contengan información necesaria para el estudio.

El primer dato obtenido del intervalo O-11 para el desarrollo de esta evaluación fue el volumen de arcilla (Vsh) calculado por el método de la curva Gamma Ray modelo lineal el cual dio un valor promedio de 11.7%, la resistividad del agua de formación (Rw) calculada por el método SP y la cual arrojó un valor promedio de 0,23 ohm-m, La saturación de agua (Sw) fue calculada por el método de Simandoux modificado adaptada para el campo la cual arrojó un valor promedio de 10.1%, la porosidad por el registro de densidad neutrón la cual arrojó un valor promedio de 27.6% y la permeabilidad fue calculada por el método de Timur modificado arrojó un valor promedio de 4139 mD.



Para el intervalo O-12, el volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) calculado por el método de la curva Gamma Ray modelo lineal el cual dio un valor promedio de 12.9%, La saturación de agua ( $S_w$ ) fue calculada por el método de Simandoux modificado adaptada para el campo la cual arrojó un valor promedio de 11.3%, la porosidad por el registro de densidad neutrón la cual arrojó un valor promedio de 28.2% y la permeabilidad fue calculada por el método de Timur modificado arrojó un valor promedio de 4246 mD. EL intervalo O-13, el volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) calculado por el método de la curva Gamma Ray modelo lineal el cual dio un valor promedio de 16.5%, La saturación de agua ( $S_w$ ) fue calculada por el método de Simandoux modificado adaptada para el campo la cual arrojó un valor promedio de 18.1%, la porosidad por el registro de densidad neutrón la cual arrojó un valor promedio de 29.4% y la permeabilidad fue calculada por el método de Timur modificado arrojó un valor promedio de 3459 mD.

### 5.5.2 Parámetros de corte (*cutt off*)

Estos son los que van a determinar los límites de calidad de arena y el posible contenido de hidrocarburos o agua. Estos son conseguidos a través de valores de saturación de agua, porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla.

Los parámetros de corte o *cutoff* son indicativos de valores a partir de los cuales se muestran propiedades petrofísicas para establecer si la roca es poco prospectiva o dejan de ser rentables. Estos parámetros se calculan a través de unas graficas las cuales son: a) resistividad de la formación en función de la saturación del agua, b) resistividad de la formación en función del volumen de arcilla, d) porosidad efectiva en función del volumen de arcilla, e) permeabilidad en función de la porosidad efectiva, arrojando los siguientes resultados:

Saturación de agua > 31%

Volumen de arcilla < 35%

Porosidad > 21%  
Permeabilidad > 2000mD  
Resistividad < 20 ohm.m

Analizando estos valores en la evaluación petrofísica; se establece las siguientes condiciones:

Si el  $S_w$  es mayor de 31% se considera que la arena está saturada de agua.

Si el  $V_{sh}$  es mayor de 35% se considera que la arena es muy arcillosa.

Si la  $\Phi$  es menor de 21% se considera que la arena tiene baja porosidad.

Si la  $K$  es menor de 2000 mD se considera que la arena tiene baja permeabilidad.

Luego de la evaluación petrofísica se puede inferir que los valores promedios ponderados del Miembro Morichal son: saturación de agua de 13%, volumen de arcilla de 13.7%, porosidad efectiva de 30.4% y permeabilidad de 3948.48 mD.

### **5.5.3 Mapas de isopropiedades**

#### **5.5.3.1 Mapas de isoarcillosidad**

El principal objetivo de este mapa es observar la distribución de las arcillas en el yacimiento, observándose en el área de estudio para el intervalo O-11, al tope del

Miembro Morichal, un descenso hacia el centro del canal, y hacia el borde del mismo un aumento mínimo, obteniendo un resultado de volumen de arcilla (Vsh) del 11.7%. (Ver Anexo 23). Para el intervalo O-12 se puede observar el incremento del contenido de arcilla en la zona Sureste del campo, esto debido a que se puede observar la disminución de los espesores de arena influenciado por el acuñaamiento estratigráfico del intervalo por estar en contacto con el límite de roca. Por último, para el intervalo O-13 se puede evidenciar que el mayor contenido arcilloso se evidencia en la zona Noreste del campo y en la zona de transición por el límite de roca en dirección Sureste por el acuñaamiento de la arena (Apéndice E).

#### **5.5.3.2 Mapas de Isoporosidad efectiva**

Para el intervalo O-11 se puede observar una porosidad efectiva relativamente constante, esto debido a que las facies en esta arena son en su mayoría canales entrelazados de mayor energía, sin presencia de alto contenido de arcilla. Para el intervalo O-12 se evidencia una disminución de la porosidad efectiva en la zona Sureste debido al aumento de la arcillosidad y reducción de energía. Para el intervalo O-13 se puede evidenciar una disminución considerable de la porosidad en en la mayoría del campo, debido a que en este intervalo por encontrarse supradistante al contacto de basamento existe mayor presencia de arcilla (Apéndice E).

#### **5.5.3.3 Mapas de Isosaturación de agua**

Para el intervalo O-11 se puede observar una escala que comprende valores que van de 0% a 20%, con una degradación de tonalidades azules, donde los tonos oscuros representan las mayores saturaciones de agua y los más claros las menores saturaciones, al igual que en los que se encuentran cercanos al posible contacto agua-petróleo, observándose un aumento de valores hacia la zona Sureste y hacia la zona Noroeste. Para el intervalo O-12 se puede evidenciar valores de saturación

relativamente constantes entre (8-10%) a excepción de la zona Sureste observándose un incremento de la saturación (21%) y por último, para el intervalo O-13 se observa un incremento de los valores de saturaciones en el centro del campo en dirección Suroeste-Noreste (Apéndice E).

#### **5.5.3.4 Mapas de isopermealibidad absoluta**

La distribución de permeabilidades en el yacimiento muestra gran similitud con la  $\phi_e$ , lo cual es lógico dado que ambos parámetros están íntimamente relacionados. Así tenemos, que hacia donde se encuentran las mayores porosidades también se van a encontrar las mayores permeabilidades, dado que ésta va a depender exclusivamente de la  $\phi_e$  de la roca, que se incrementa hacia aquellas zonas del yacimiento donde la energía de flujo es mayor. Para el intervalo O-11 se pueden evidenciar un comportamiento relativamente constante de los valores de permeabilidad de 3700-4500 mD . Para el intervalo O-12 se puede evidenciar una disminución de la permeabilidad en la zona Sureste debido a la concentración baja de la porosidad efectiva. Por último, para el intervalo O-13 se puede observar un comportamiento constante de la permeabilidad en la mayor parte del campo, respetando el sentido de la porosidad de Suroeste-Noreste (Apéndice E).

#### **5.5.3.5 Mapas isópacos de espesor hidrocarbúfero**

Este mapa refleja la relación de los valores de Porosidad efectiva (PHIE), espesor de arena neta petrolífera (h) y el porcentaje de la saturación de hidrocarburo, por lo que se puede observar para el intervalo O-11 los valores más elevados se encuentran en la zona central del campo, proporcionando la mayor concentración de energía y espesores prospectivos del desarrollo de esta arena , para el intervalo O-12 se puede observar que para la zona Oeste mayores valores debido a que el desarrollo de esta arena se puede evidenciar en la mayor parte del campo, solo que en esta zona oeste el incremento de

los espesores hacen que esta zona sea más prospectiva. Por último, para el intervalo O-13 se pueden observar valores variables reflejando los mejores valores en la zona central con tendencia Noroeste siendo esta zona la más prospectiva de este intervalo en el Miembro Morichal (Apéndice F).

#### **5.5.3.6 Mapas de Isocapacidad de almacenamiento**

En este mapa se puede observar la capacidad de almacenaje en relación del espesor petrolífero de arena con la porosidad efectiva, con el fin de representar mejor las zonas con mejores capacidades de almacenamiento de hidrocarburos. Para el intervalo O-11 se puede observar que el comportamiento de almacenamiento se encuentra en dirección Sureste-Noroeste, cumpliendo con la distribución de las arenas de este horizonte sedimentario. Para el intervalo O-12 se pudo determinar que para la tendencia Suroeste-Noreste presentó mejor capacidad de almacenaje. sin embargo para el intervalo O-13 se pudo interpretar que en la mayor parte del campo del desarrollo de esta arena presenta buena capacidad de almacenaje (Apéndice G).

#### **5.5.3.7 Mapas de Isocapacidad de flujo**

En este mapa se puede observar la capacidad de flujo en relación del espesor petrolífero de arena con la permeabilidad absoluta, con el fin de representar mejor gráficamente las zonas con mejores capacidades de flujo de hidrocarburos. Para el intervalo O-11 se puede evidenciar un comportamiento constante en dirección Suroeste-Noreste, disminuyendo los valores hacia los bordes del canal en el campo. Para el intervalo O-12 se puede observar una disminución de la capacidad de flujo en el flanco Este del campo influenciando por la disminución de la permeabilidad y espesores por la presencia del límite de roca. Para el intervalo O-13 se pudo interpretar que el comportamiento de la capacidad de flujo cumple con la tendencia de Suroeste-Noreste con los espesores petrolíferos y valores de permeabilidades absolutas,

presentando así una buena capacidad de flujo en este horizonte sedimentario (Apéndice H).

#### **5.5.3.8 Mapas Isópacos de Arena neta**

En este mapa refleja gráficamente la distribución del espesor de arena en el yacimiento, por lo que se puede deducir que en las zonas de mayor espesor tendrá mayor presencia de arena y en las zonas de menor espesor corresponderán a zonas con presencia de arcillas o que la arena sufre un acuñaamiento estratigráfico hasta su disminución total del espesor. Para el intervalo O-11 se puede interpretar que los mejores espesores se encuentran en el centro del campo con tendencia hacia el Noroeste, también se puede observar que los espesores disminuyen hacia los bordes del canal. Para el intervalo O-12 se puede analizar que el espesor del campo se mantiene relativamente constantes en dirección Suroeste-Noreste, a excepción del flanco Este del campo que los espesores reducen debido al acuñaamiento estratigráfico de la arena en esta zona del Bloque. Para el intervalo O-13 se puede interpretar que la dirección de sedimentación presenta el comportamiento similar al intervalo O-12, donde también se reflejan la disminución de espesor hacia la zona Sureste por la presencia del límite de roca (Apéndice I).

#### **5.5.3.9 Mapas Isópacos de Arena neta petrolífera**

Este mapa refleja la cantidad de arena permeable saturada de hidrocarburo, cumpliendo con los cálculos del modelo petrofísico de GR y RD para la determinación de la prospectividad de la arena si es prospectiva o menos prospectiva. Para el intervalo O-11 se puede observar mantiene un comportamiento constante de los espesores en dirección Suroeste-Noreste respetando la dirección de la sedimentación hacia el Noreste donde se profundiza la cuenca en el campo. Para el intervalo O-12 se puede interpretar una disminución de los espesores prospectivos hacia la zona Sureste del

campo reflejando así el contacto de transición entre el intervalo O-13, por lo que para este último intervalo se puede evidenciar mejores espesores en la zona central del campo y disminuyendo a los extremos del canal, manteniendo la tendencia Suroeste-Noreste de la dirección de sedimentación (Apéndice J).

## **5.6 Determinación del comportamiento estructural y de los fluidos de las unidades O-11, O-12 y O-13 mediante la identificación del tope del CAPO en registros eléctricos de pozos.**

### **5.6.1 Determinación de un posible contacto de fluidos (CAPO)**

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 determinó un posible Contacto Agua- Petróleo Original (CAPO) para pozos encontrados en la zona norte, zona central y zona sur del bloque, respaldando la información con la interpretación petrofísica y de pruebas de producción en pozos horizontales vecinos.

### **5.6.2 Revisión de pozos**

En esta fase se evaluaron todos los pozos verticales y desviados (*Slants*) del campo con la finalidad de observar en su comportamiento de las curvas de registros eléctricos (GR y RD) un patrón característico de zona permeable con agua para su posterior evaluación petrofísica y así tener un soporte confiable de las zonas afectadas por estos fluidos indeseados que disminuyen la producción de crudo en los pozos (Figura5.5).

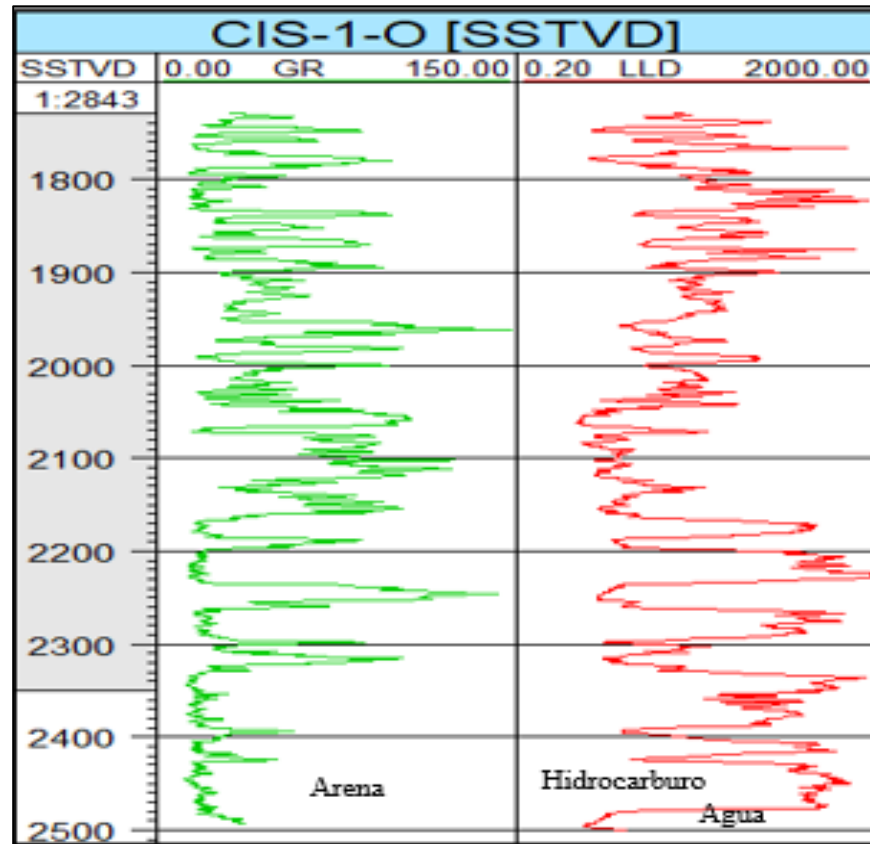


Figura 5.5 Registro de pozo reflejando contacto Agua- Petróleo.

A continuación, se registran los pozos que fueron analizados e interpretados con un posible contacto de agua- petróleo original con los intervalos afectados y profundidades del tope del mismo (Tabla 5.3).



Tabla 5.3 Listado de pozos que observaron un CAPO en el Bloque MPE-3.

DETERMINACIÓN POSIBLE CONTACTO DE FLUIDOS (CAPO) BLOQUE MPE-3 PSSA							
MACOLLA	ZONA/ALA	POZO	ARENA OBJETIVO AFECTADA	TOPE CONTACTO (TVDss)	TOPE CONTACTO(MD)	POZOS AFECTADOS POR ALTO CORTE DE Ays	OBSERVACIÓN
8	ZONA ESTE BLOQUE	CJS-204 V	O-12	'-2508'	2811'	CJS-234 O-11, UJS-3 O-12, UJS-11O-12 ST	
	ESTE	CJS-204 SLT	O-12	'-2473'	5142'	CJS-229 O-12 1/2''	
9	ZONA ESTE BLOQUE	CJS-232 V	O-12	'-2335'	2655'		
	OESTE	CJS-232 SLT SW	O-12	'-2377'	5368'	UJS-1 O-11	
	OESTE	CJS-232 SLT NW	O-12	'-2458'	5209'	UJS-1 O-11	
	ESTE	CJS-252 SLT NE	O-12	'-2596'	5215'		
7	ZONA ESTE BLOQUE	CJS-222 V	O-12	'-2672'	2961'		
	ESTE	UJS-014 SLT ST2	O-12	'-2511'	5506'	UJS-025 O-12 ST2, UJS-014 O-11 1/2'	
	OESTE	CJS-251 SLT	O-12	'2864'	6019'		
26	ESTE	CPS-1-O SLT SE	O-12	'-2018'	4605'		
11	OESTE	UJS-1-O SLT NW	O-12	'-2368'	5669'		PERFORACIONES FUTURAS, ZONA SISMICA
24	OESTE	CJS-2-O SLT SW	O-12	'-2407'	5916'		
	ESTE	CJS-2-O SLT SE	O-12	'-2327'	5227'		
23	ESTE	CJS-270 SLT E	O-12	'-2407'	5434'	CJS-270 O-12 1/2'', CJS-299 O-12 1/2'', CJS-301	
EXPLORATORIOS ANTIGUOS	ZONA SUR-OESTE BLOQUE	CIS-1-O	O-13	'-2477'	2777'	CIS-59 O-13(M-37)	
	ZONA CENTRAL	CN-50	O-13	'-2847'	3101'		
	ZONA CENTRO-ESTE	CN-49	O-13	'-2875'	3128'		
	ZONA CENTRAL-NORTE	CN-129	O-13	'-3077'	3330'	CIS-134 O-12(M-29), CIS-142 O-12 (M-29), CIS-158 O-13(M-29), CIS-186 O-12(M-16), CIS-185 O-13(M-16), CIS-138 O-13(M-29)	
	ZONA NORTE-OESTE	CN-193	O-13	'-2916'	3162'	CIS-153 O-12(M-29), CIS-138 O-13(M-29)	
	ZONA SUR-OESTE BLOQUE	CN-42	O-13	'-2413'	2710'	CIS-78 O-12(M-38), CIS-36 O-13(M-38)	
16	ALA OESTE	CIS-177 SLT	O-13	'-3088'	4088'	CN-129	

### 5.6.3 Análisis petrofísico a pozos afectados

En el desarrollo de esta actividad se escogieron 21 pozos los cuales observaron un posible contacto de fluidos en la columna estratigráfica por el comportamiento de las curvas representativo a agua. Por lo que de los 21 pozos que reflejaron ese contacto, solo de 4 pozos se contaba con un informe petrofísico por parte de la empresa de servicios que perforo el pozo y tomó sus registros, teniendo como resultados:

#### 5.6.3.1 Pozo CJS-232

En el hoyo vertical CJS-232 se perfilaron una gran cantidad de registros especiales, que nos ayudaría con la confiabilidad de la determinación de la zona de transición entre la columna de hidrocarburos y el agua, donde se determinó un contacto Agua- Petróleo a una profundidad de -2332.20' TVDss y en la evaluación petrofísica del intervalo O-12 se obtuvieron como saturación de agua 59% en la zona basal de la

arena, sobrepasando los valores de parámetros críticos para la Saturación de agua (Figura 5.6) en el intervalo 2660' en MD en registro.

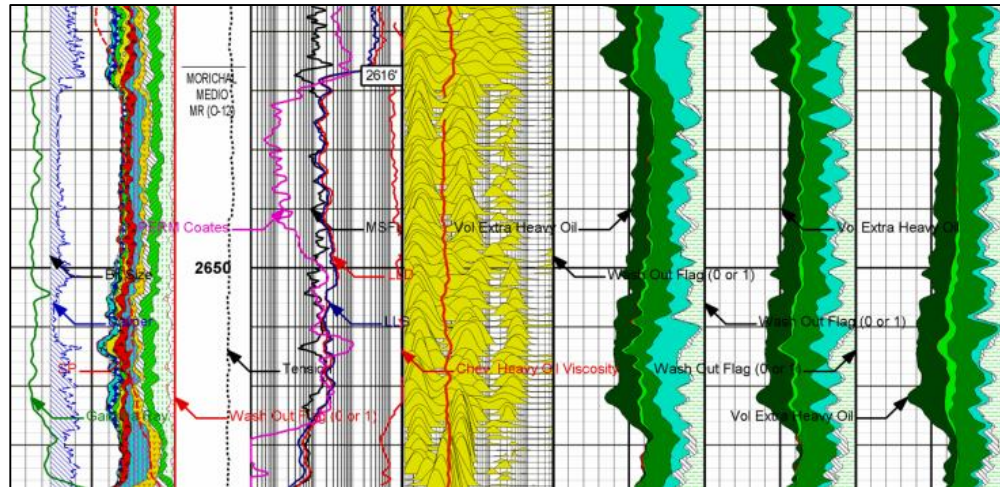


Figura 5.6 Análisis petrofísico del pozo CJS-232, intervalo 2620'-2681' Halliburton (2015).

También del ala Oeste de la macolla se utilizaron dos pozos desviados tipo “*Slant*” para observar en sus registros eléctricos algún comportamiento de agua en las curvas, y se corroboró la presencia del contacto a una profundidad similar a la del pozo CJS-232 (Figura 5.7).

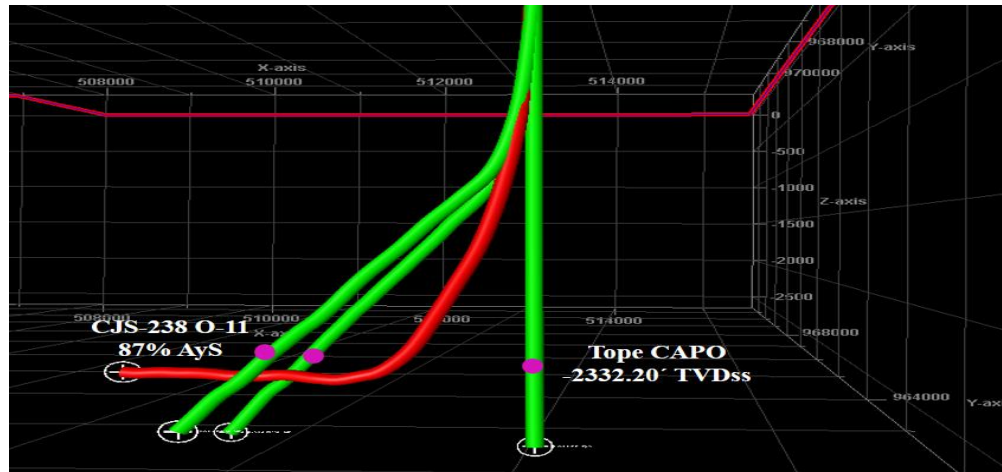


Figura 5.7 Vista 3D de pozo CJS-232 y pozos desviados CJS-232 SLTNW CJS-232 SLT SW.

### 5.6.3.2 Pozo CJS-270

Para este pozo también se contó con la evaluación petrofísica del intervalo donde se identificó un contacto Agua- Petróleo Original a la profundidad de  $-2307.12'$  TVDss y en la interpretación petrofísica del intervalo O-12 del Miembro Morichal se obtuvieron como resultados el valor de saturación de agua total de 67% y en los pozos vecinos productores en sus constantes pruebas de producción han arrojado valores entre 65-80% de Agua y Sedimentos, ocasionando así que el pozo cerrara producción por su alta producción de agua (Figura 5.8).

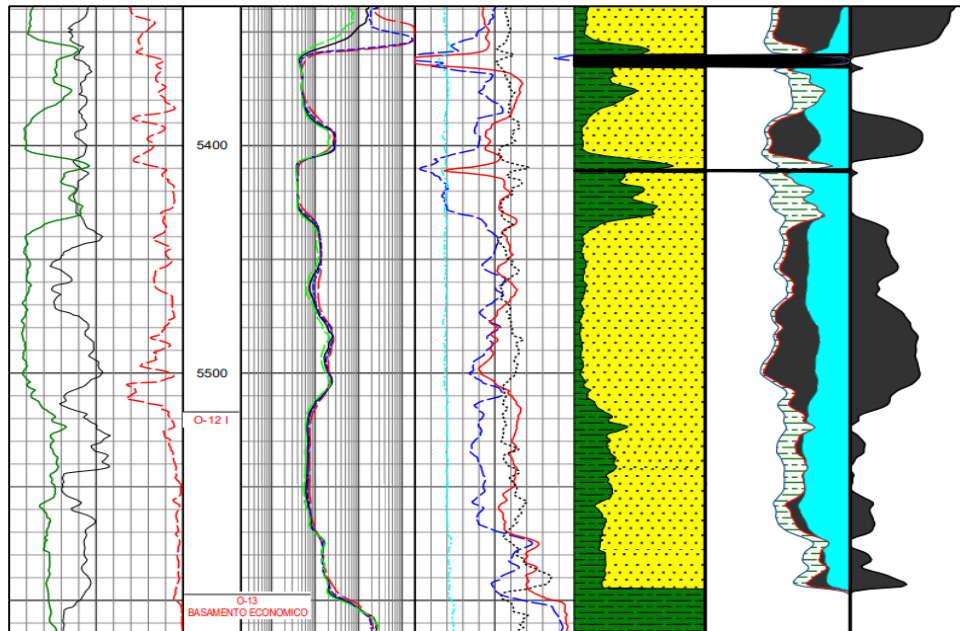


Figura 5.8 Evaluación petrofísica al intervalo 5300'-5600' MD (Schlumberger, 2016).

Se puede observar que al ala Este de la macolla 23, se observaron los pozos productores CJS-277, CJS-273 y CJS-275 que han presentado valores entre 65-80% AyS en su fase horizontal de producción (Figura 5.9).

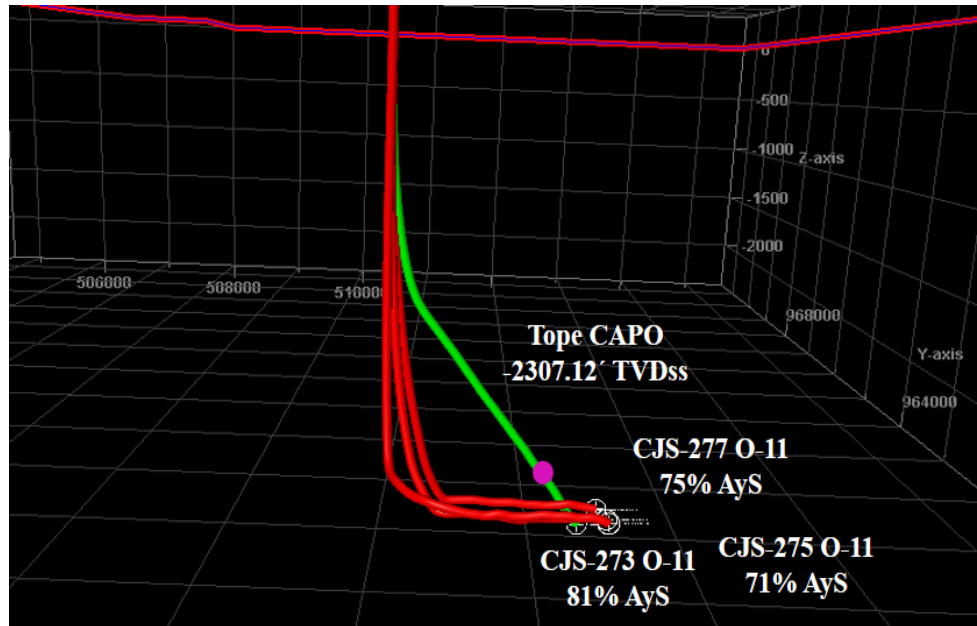


Figura 5.9 Vista 3D de Macolla 23 con pozos CJS-277, CJS-273 y CJS-275 por debajo de la zona de agua.

### 5.6.3.3 Pozo CJS-204

Para este pozo también se contó con la evaluación petrofísica del intervalo donde se identificó un contacto Agua- Petróleo Original a la profundidad de  $-2508.74'$  TVDss y en la interpretación petrofísica del intervalo O-12 del Miembro Morichal se obtuvieron como resultados el valor de saturación de agua total de 67% y en los pozos vecinos productores en sus constantes pruebas de producción han arrojado valores entre 56-70% de Agua y Sedimentos, ocasionando así que el pozo este en revisión por su alta producción de agua (Figura 5.10).

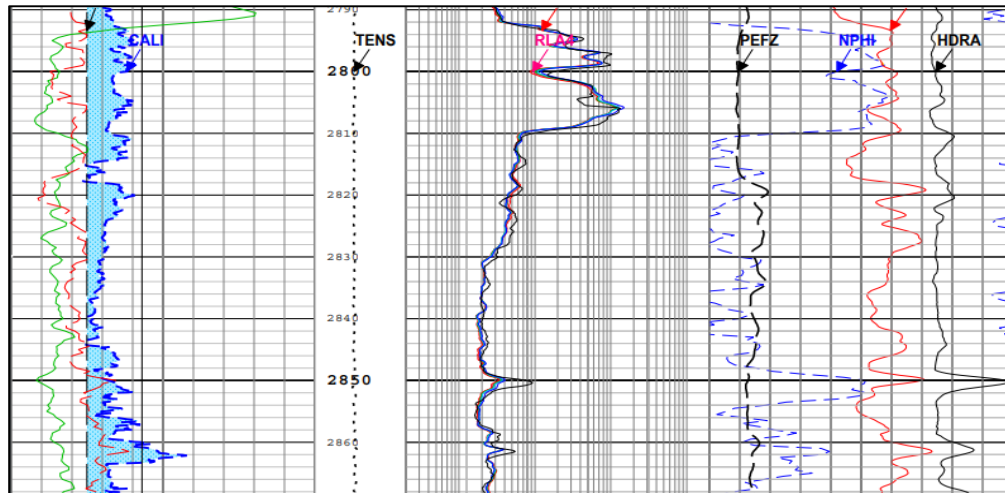


Figura 5.10 Evaluación petrofísica del pozo CJS-204, intervalo 2800'-2870' MD (Schlumberger, 2016).

En los pozos del ala este y oeste de la Macolla 8 donde pertenece el pozo vertical CJS-204, han presentado en sus pruebas de producción altos cortes de agua en sus análisis de laboratorio, los pozos horizontales navegados debajo del tope del contacto en el intervalo O-12 han presentado estos problemas operacionales (Figura 5.11).

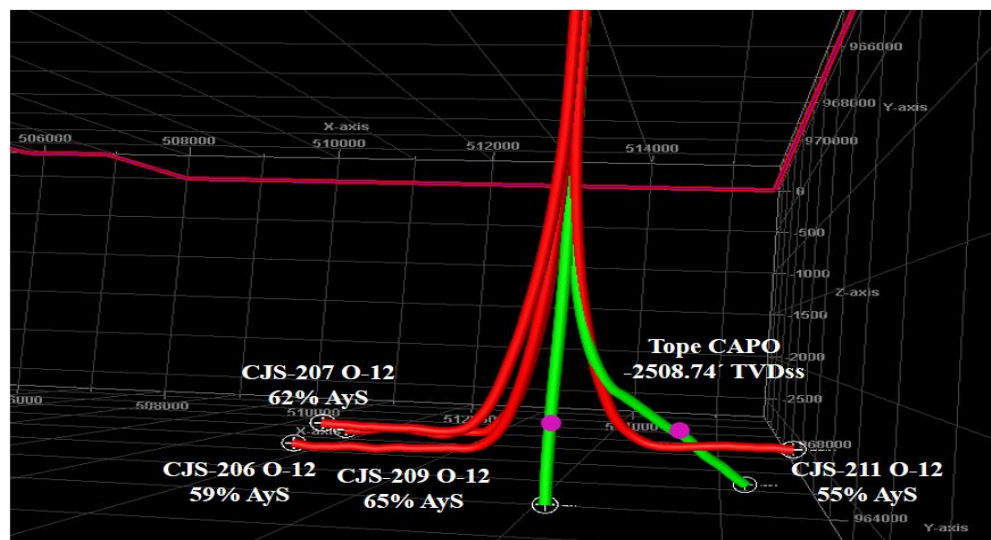


Figura 5.11 Vista 3D de pozo CJS-204 ubicando el tope del contacto en Macolla 8.

### 5.6.3.4 Pozo CJS-222

Para este pozo también se contó con la evaluación petrofísica del intervalo donde se identificó un contacto Agua- Petróleo Original a la profundidad de  $-2672.10'$  TVD<sub>ss</sub> y en la interpretación petrofísica del intervalo O-12 del Miembro Morichal se obtuvieron como resultados el valor de saturación de agua total de 71% y en los pozos vecinos productores en sus constantes pruebas de producción han arrojado valores entre 45-60% de Agua y Sedimentos, ocasionando así que el pozo este en revisión por su alta producción de agua (Figura 5.12).

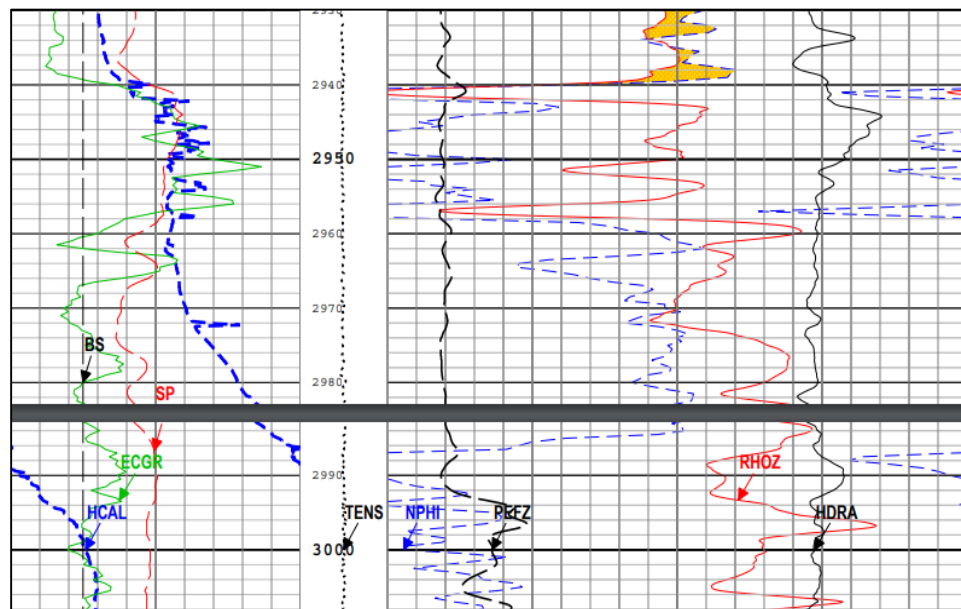


Figura 5.12 Evaluación petrofísica del pozo CJS-222 en el intervalo 2930'-3100' MD (Schlumberger, 2016).

También se observaron los resultados de las pruebas de producción de pozos productores vecinos al Pozo CJS-222, que en segundas oportunidades arrojaron valores altos de corte de agua al ala este de la Macolla 7 y geonavegados por debajo del tope del contacto (Figura 5.13).



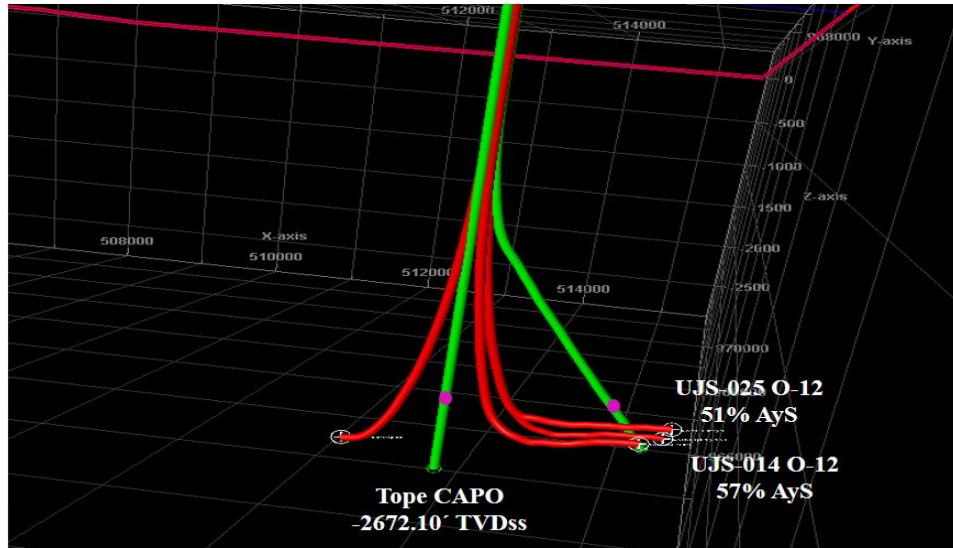


Figura 5.13 Vista 3D Macolla 7 observando tope del contacto y pozos productores afectados.

#### 5.6.3.5 Pozos CN-193, CN-129 y CJS-177

Para el pozo CN-193 se determinó un contacto a la profundidad de  $-2917.12'$  TVDss, para el pozo CN-129  $-3078.48'$  TVDss y para el pozo CJS-177 a una profundidad de  $-3081.82'$  TVDss, estos pozos se encuentran en las macollas 29 y 16 respectivamente, por lo que se revisaron los resultados de las pruebas de producción de los pozos productores navegados en los intervalos O-12 y O-13 (Figura 5.14).

Cabe resaltar que para esta zona del campo es donde se tiene la mayor cantidad de pozos identificando el tope del contacto en el intervalo O-13 a una profundidad promedio de  $-3070'$  TVDss, esta información se utilizará para la identificación del contacto en el mapa Isópaco- estructural para los intervalos O-12 y O-13, dichas arenas observaron una zona de transición entre la columna de hidrocarburos y el fluido no deseado para la producción, el cual es el agua.



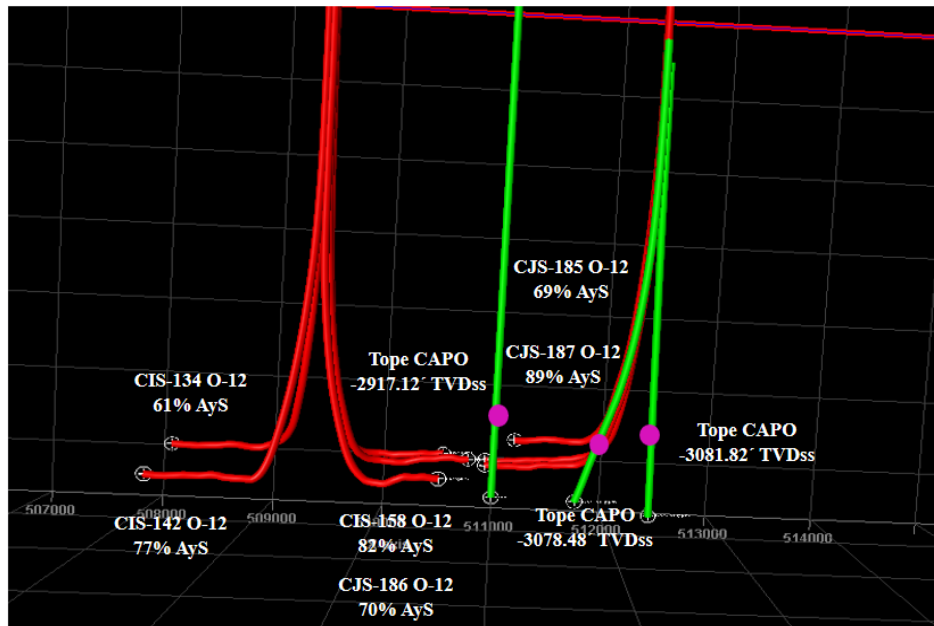


Figura 5.14 Vista 3D de Macollas 29 y 16 con tope del contacto y pozos afectados.

#### 5.6.4 Secciones estructurales

Se realizaron 5 secciones estructurales con los pozos donde se identificó el tope del contacto Agua- Petróleo Original, las cuales se utilizaron para conocer el comportamiento del agua en las zonas con la información disponible de los pozos perforados. El rumbo de las secciones se determinó mediante la orientación de los pozos cercanos que presentaron el contacto en el intervalo que lo refleje (Tabla 5.4).

Tabla 5.4 Pozos utilizados para las secciones.

SECCIÓN	POZOS	RUMBO
1-1´	CN-193, CN-129 Y CJS-177	SW-NE
2-2´	CN-49, CN-50, CJS-251, CJS-222 Y UJS-014	W-E
3-3´	CJS-232, CJS-204 Y CJS-204 SLT	SW-NE
4-4´	CJS-270 SLT E, CJS-232 SLT SW Y CJS-252 SLT NE	SW-NE
5-5´	CN-42, CIS-1-O, CJS-2-O SLT SW, CJS-2-O SLT SE Y UJS-1-O SLT NW	W-E

#### 5.6.4.1 Sección estructural 1-1´

En la sección estructural, se puede observar en el pozo CN-193 se ubicó el tope del CAPO a una profundidad -2916´ *TVD<sub>ss</sub>* siendo este pozo el que se encuentra más somero en cuanto al intervalo O-13 y en dirección Noreste con el pozo CN-129 se ubicó el tope en la profundidad -3077´ *TVD<sub>ss</sub>*, teniendo un aumento de la profundidad del tope, esto debido a que este pozo se sitúa en la parte donde se profundiza la cuenca y en ese mismo sentido de correlación está el pozo CJS-177 que se ubicó el tope del contacto en -3088´ *TVD<sub>ss</sub>*. Se puede interpretar que el comportamiento del agua en esta zona Norte del campo, en base a esta correlación por el aumento de profundidad desde el pozo CN-193 a el pozo CJS-177 aproximadamente de 170´. Previamente se analizaron los pozos en esta zona (Macollas 29 y 16) que los pozos horizontales navegados en este intervalo y supradyacente están presentando altos cortes de agua (mayores a 15% *AyS*) en sus análisis de pruebas de producción (Figura 5.15).



#### 5.6.4.2 Sección estructural 2-2'

En la sección estructural, se puede observar en el pozo CN-49 se ubicó el tope del CAPO a una profundidad -2878' *TVD<sub>SS</sub>*, seguidamente en el pozo CN-50 se ubicó el tope a la profundidad -2847' *TVD<sub>SS</sub>*, teniendo una diferencia de 31' del tope más somero del contacto en este pozo, luego en el pozo CJS-251 se ubicó el tope del CAPO a la profundidad de -2864' *TVD<sub>SS</sub>* interpretando un aumento de la profundidad en relación al intervalo O-13, a medida que avanza la correlación en sentido Este se encuentra al pozo CJS-222 que se identificó el tope a una profundidad -2672' *TVD<sub>SS</sub>*, y por último el pozo UJS-014 se identificó el tope en la profundidad de -2511' *TVD<sub>SS</sub>*, sin embargo, no presento el tope del contacto de fluidos en el intervalo O-13 debido a que este pozo no perfiló este intervalo debido a que en esta zona del campo la arena sufre un acuñaamiento estratigráfico por la influencia del afloramiento del basamento. No obstante, se analizaron los pozos en esta zona (Macollas 34, 22 y 7) que los pozos horizontales navegados en este intervalo y suprayacente están presentando altos cortes de agua (mayores a 15% AyS) en sus análisis de pruebas de producción (Figura 5.16).

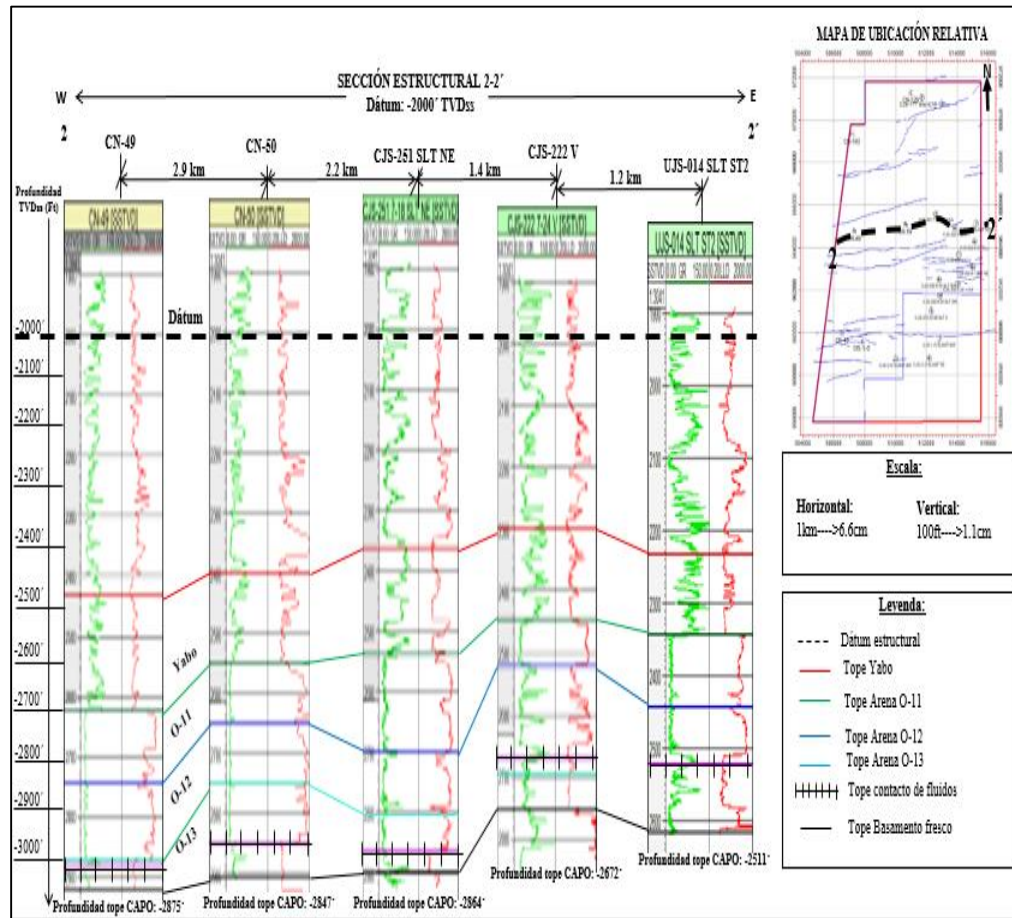


Figura 5.16 Sección estructural 2-2'.

#### **5.6.4.3 Sección estructural 33'**

Se identificó el tope del CAPO en el pozo CJS-232 SLT NW a la profundidad de -2458' *TVDss*, a medida que avanza la correlación en dirección Noreste, el intervalo O-12 es cortado por dos fallas normales de dirección de buzamiento SE de saltos 42' y 34' por lo que el pozo CJS-204 se ubicó el tope a la profundidad de -2508' *TVDss*, donde se evidencia un aumento de la profundidad (50' aproximadamente) del tope del contacto en el intervalo O-12, por último el pozo CJS-204 SLT se identificó el tope del contacto a una profundidad de -2473' *TVDss*, generando una disminución del tope del contacto en la arena afectada, por lo que se puede deducir que el pozo CJS-204 se encuentra en la zona central del comportamiento del agua en esta sección, resaltando que las fallas normales ayudan con el desplazamiento del fluido hacia la zona más profunda y propician el entrapamiento de hidrocarburos y a su vez, de agua (Figura 5.17).



#### 5.6.4.4 Sección estructural 4-4'

En el pozo CJS-270 SLT E se puede observar el tope del contacto a una profundidad de -2307' *TVD<sub>ss</sub>* en la zona basal del intervalo O-12, seguidamente el pozo CJS-232 SLT SW también se observó el tope a una profundidad de -2377' *TVD<sub>ss</sub>*, en dirección Noreste que avanza la correlación se identificó en el pozo CJS-232 el tope a una profundidad de -2335' *TVD<sub>ss</sub>*, luego el intervalo O-12 es cortado una falla normal de dirección de buzamiento SE con un salto de falla de 27' hasta que en el pozo CJS-252 SLT NE se ubica el tope del CAPO a -2596' *TVD<sub>ss</sub>* (Figura 5.18)



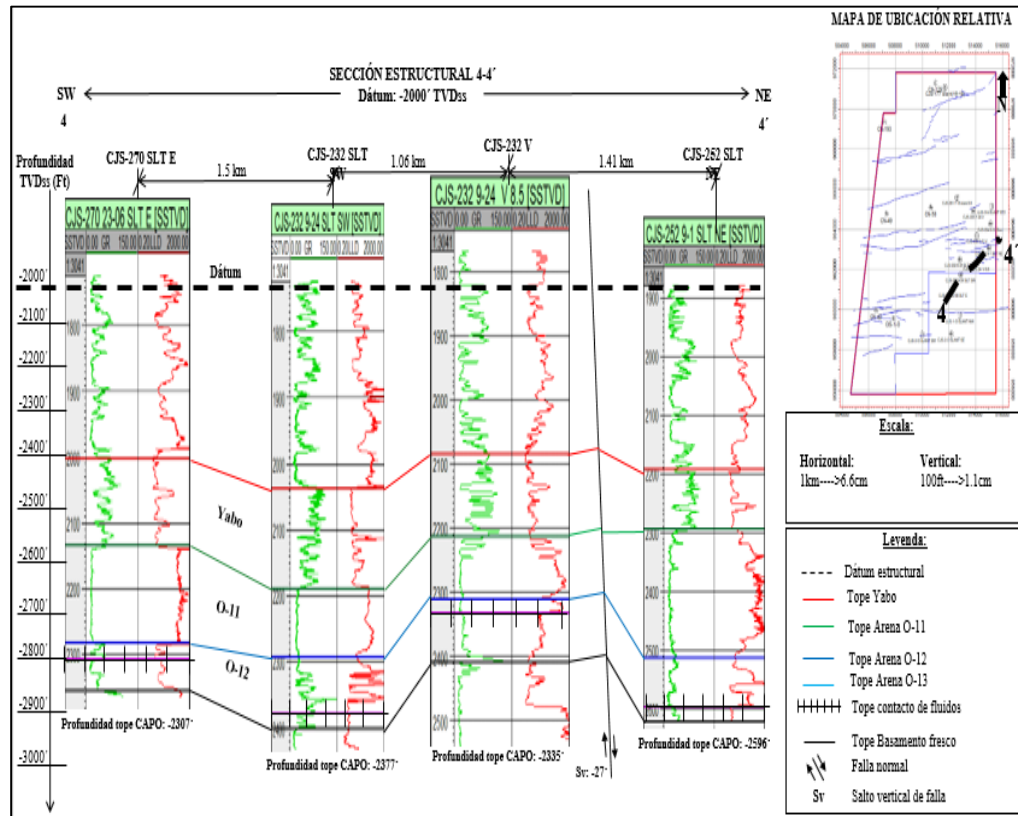


Figura 5.18 Sección estructural 4-4'.

#### 5.6.4.5 Sección estructural 5-5'

Primeramente, el pozo CN-42 se identificó el tope a una profundidad de -2413' *TVDss* en el intervalo O-13 donde es cortado por una falla normal de dirección de buzamiento SE, de 31' de salto vertical, luego en ese sentido de correlación se encuentra al pozo CIS-1-O que ubico el tope del CAPO a una profundidad de -2477' *TVDss*, evidenciando un aumento de la profundidad de 50' aproximadamente en el mismo intervalo estratigráfico, a medida que avanza el sentido al Este el intervalo O-13 presenta una disminución del espesor total hasta acuñarse, influenciado por el afloramiento del basamento en la zona Sureste del campo, luego, está el pozo CJS-2-O SLT SW a una profundidad de -2407' se identificó el tope en el intervalo O-12, que finalmente presenta una disminución de la profundidad del tope en el pozo CJS-2-O SLT SE que se observó el tope a -2327' *TVDss*, por último, el pozo UJS-1-O SLT NW se identificó el tope del CAPO a la profundidad de -2368' *TVDss*, la disminución del tope del contacto de fluidos es debido a que en esta zona del campo es la más alta en la estructura por el levantamiento del basamento influenciado por el "Alto de Uverito" (Figura 5.19).



### 5.6.5 Correlación de salinidad

Para poder conocer las variaciones de salinidades presentes en la formación, es importante resaltar que uno de sus métodos es por toma de muestras en la perforación de pozos, estimación mediante el análisis de esas muestras o por una evaluación cualitativa usando el registro SP en los pozos que lo tengan, por lo que, para este caso por no contar con campañas de toma de muestras en pozos y reactivos para los análisis de laboratorio, se procedió a evaluarlo mediante el método del registro SP. En su metodología, la principal finalidad de este procedimiento es conocer los cambios de salinidades presente en la formación y fijar un marcador en la zona de transición, entre concentraciones de agua saladas y concentraciones de agua fresca o dulce, correspondiente a la formación. Resaltando que, el registro SP brinda información adicional al registro Gamma Ray (GR); siendo este último actualmente el más utilizado al momento de discretizaciones litológicas.

En el análisis de las lecturas de las curvas del registro SP, indica que cuando existe una deflexión hacia la parte izquierda de la pista del registro indica zona permeable y además de eso, nos indican otros parámetros de gran importancia tanto geológicamente como petrofísicamente, como lo son, que el fluido de formación es más salino que el fluido del filtrado del lodo ( $R_w$ = Solución Salina,  $R_{mf}$ = Solución de Agua Fresca), por otro lado cuando la deflexión de la curva es hacia la derecha, indica que el fluido de la formación presenta un agua más dulce o fresca, mientras que el fluido del filtrado del lodo presenta concentraciones más salinas ( $R_w$ = Solución de agua fresca,  $R_{mf}$ = Solución salina).

Teniendo en cuenta esta metodología, se ubicaron los pozos que presentaron el tope del contacto de agua- petróleo original (CAPO) que tienen en su set de registros el SP, donde se dividieron en 02 correlaciones (Zona Norte y Zona Sur), con la finalidad de ubicar y analizar un marcador de cambio de salinidad que presenten estas

zonas que previamente, se han podido estimar la presencia del contacto de fluido y proporcionen más información en base a la presencia del mismo. A continuación, se muestran las correlaciones de salinidad:

#### **5.6.5.1 Correlación 1-1'**

En la correlación de los pozos CN-193, CN-129, CN-49, CN-50 y CJS-222 en la zona Norte se estableció un marcador de cambio de salinidad en la zona basal del Miembro Morichal, infrayacente a la unidad O-13, se observó el tope del CAPO, que se ve afectada la curva del registro SP, mostrando una deflexión hacia la derecha lo que indica que el fluido de la formación presenta concentraciones de agua fresca o dulce y que el fluido del filtrado del lodo posee concentraciones más salinas ( Figura 5.20).



### **5.6.5.2 Correlación 2-2'**

En la correlación de los pozos CJS-232 V, CJS-204 V, CN-42 y CIS-1-O Ven la zona Sur se estableció un marcador de cambio de salinidad en la zona basal del miembro Morichal, infrayacente a la unidad O-13 en los pozos CN-42 y CIS-1-O V, se observó el tope del CAPO, que se ve afectada la curva del registro SP, mostrando una deflexión hacia la derecha lo que indica que el fluido de la formación presenta concentraciones de agua fresca o dulce y que el fluido del filtrado del lodo posee concentraciones más salinas. Para los pozos CJS-232 V y CJS-204 V, la unidad O-13 no se evidencia ya que reduce considerablemente su espesor hasta acuñarse, por lo que el intervalo afectada es la unidad O-12, presentado el cambio de salinidad en la zona del CAPO (Figura 5.21).

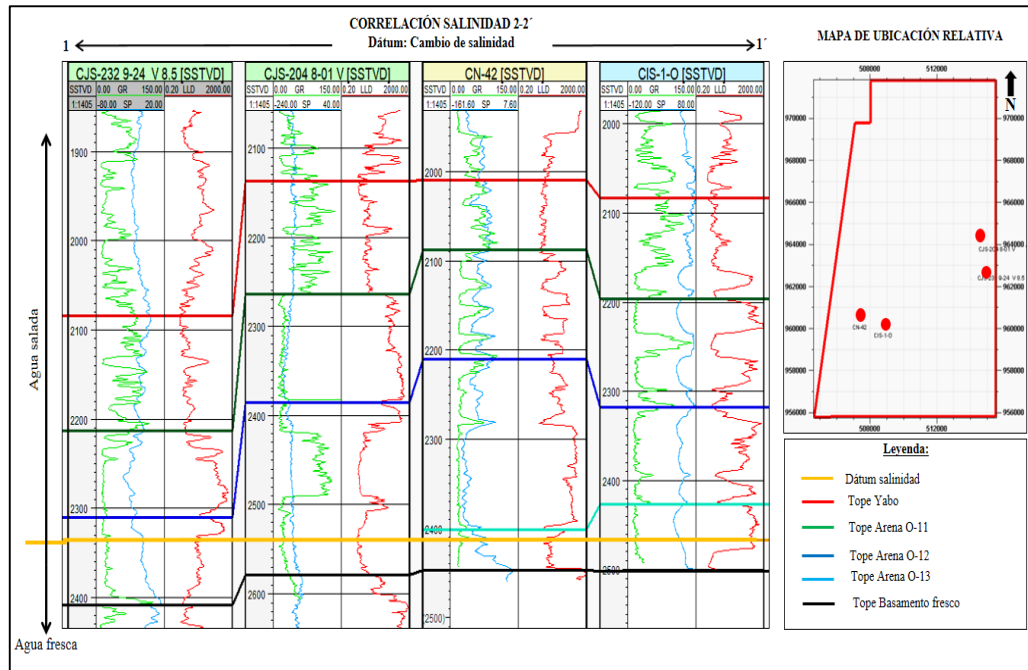


Figura 5.21 Correlación 2-2'.



### 5.6.6 Mapas isópacos- estructurales

Para la realización de estos mapas, se utilizó la herramienta Golden Surfer, *software* de contorneo de mapas. Primero se realizó el mapa estructural para cada intervalo del Miembro Morichal (unidades O-11, O-12 y O-13), con líneas de contorneo de 100 pies cada una, posteriormente se montó encima del mapa estructural el mapa Isópaco de Arena Neta Petrolífera (ANP), con líneas isopacas de 25 pies cada una (Apéndice K). **el entrapamiento se considera de tipo mixto para todas las unidades en estudio.**

## 5.7 Elaboración de un modelo 3D de cada unidad (O-11, O-12 y O-13) perteneciente al Bloque MPE-3 usando las herramientas Surfer y Global Mapper

### 5.7.1 Modelado 3D del Miembro Morichal

Para la elaboración del modelado de cada superficie (unidades O-11, O-12 y O-13), se utilizó el comando “3D Surface” en la ventana “Plot”; para el modelado de cada horizonte se procedió a tabular las coordenadas X, Y del intervalo para el Miembro Morichal de cada pozo, con el tope estructural (coordenada Z), data obtenida de los registros de pozos del software Petrel Schlumberger. Posteriormente de haber creado la superficie de cada horizonte, el programa *Surfer* necesita la data de las fallas, previamente tabuladas en el modelo sísmico, para finalmente el programa a través del comando “Kringing” y en el formato “Breaklines” cargar el archivo de las fallas tabuladas en la herramienta de Microsoft Excel.

Para la superficie O-11 se puede visualizar continuidad del intervalo en toda la zona de estudio, para tener una representación gráfica más práctica de la zona Norte, que presenta mayores profundidades a diferencia de la zona Sur, que existe una disminución de la profundidad en el estrato.

Para la superficie de O-12 se evidencia continuidad en gran parte del bloque a excepción de la zona Sureste que empieza a aflorar el tope de basamento, observándose el acuñamiento y límite de roca de este intervalo.

Para el intervalo O-13 se puede observar que una gran parte del campo no presenta esta unidad, debido a que los espesores desde la zona central a la zona Sureste se reducen hasta acuñarse contra el afloramiento de basamento influenciado por la estructura denominada “Alto de Uverito”.

### **5.7.3 Perfiles litológicos**

Se realizaron 03 cortes longitudinales en dirección N-S cubriendo toda la extensión de la zona de estudio, donde se reflejó el espesor total de los intervalos O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal, si es cortado por una falla y también se observan las estructuras falladas presentes en el campo, los cortes se presentan a continuación:

#### **5.7.3.1 Corte longitudinal A-A´**

Se puede observar la disminución del espesor de los intervalos hacia la zona Sur a lo largo del campo, interceptado por fallas normales con direcciones de buzamiento SE y SW, identificando la presencia de la estructura denominada “Horst” o pilar tectónico delimitado por dos fallas normales, en este primer corte se observa la presencia del espesor total de las unidades del Miembro Morichal, debido a que el corte este hecho en el Ala Oeste del campo (Figura 5.22).

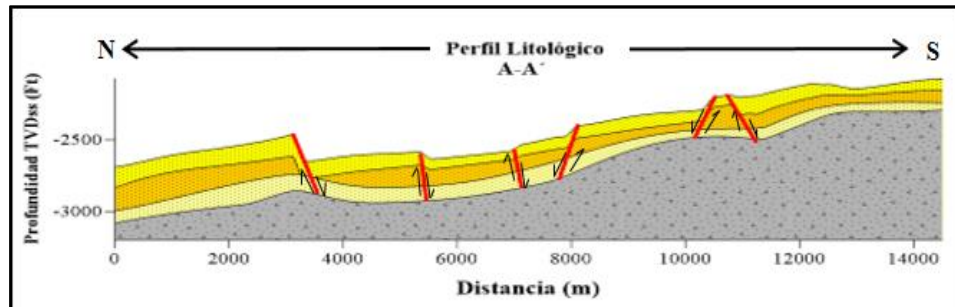


Figura 5.22 Corte longitudinal A-A'.

### 5.7.3.2 Corte longitudinal I-I'

Se puede observar la disminución del espesor considerablemente hasta acuñaarse en la zona Sur para el intervalo O-13, reflejando el afloramiento del tope de basamento y la estructura denominada “Alto de Uverito”, también se puede observar la estructura fallada denominada “Graben” o fosa tectónica, y la presencia de fallas normales con direcciones de buzamiento SE y SW (Figura 5.23).

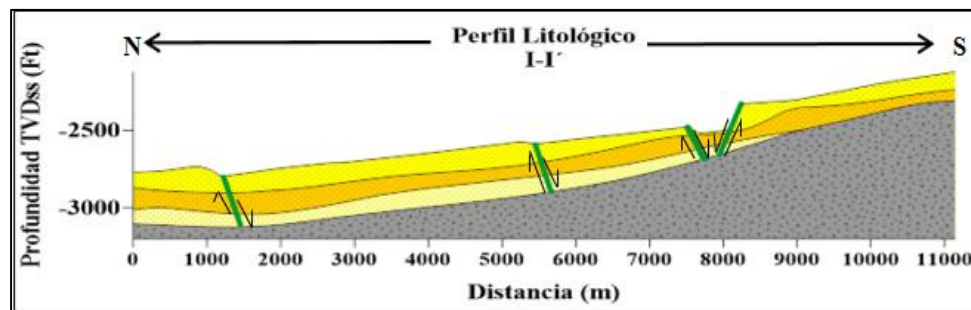


Figura 5.23 Corte longitudinal I-I'.

### 5.7.3.3 Corte longitudinal B-B'

En este corte se puede apreciar la disminución del espesor del intervalo O-13 hasta acuñaarse en la zona Sur del campo, sin embargo, se puede interpretar que en el Ala Este del campo los espesores del intervalo O-12 también disminuyen su espesor en

la zona Sureste, por lo que también se puede observar la presencia de fallas normales (Figura 5.24).

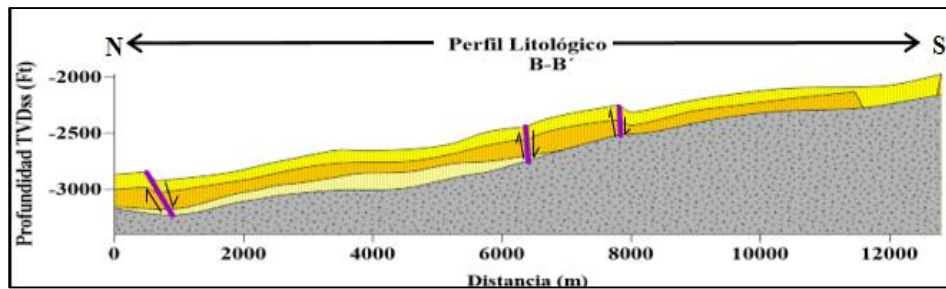


Figura 5.24 Corte longitudinal B-B´.

Se realizaron 03 cortes transversales en dirección W-E cubriendo toda la extensión de la zona de estudio, donde se reflejó el espesor total de los intervalos O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal, si es cortado por una falla y también se observan las estructuras falladas presentes en el campo, o si presentan continuidad lateral. Los cortes se presentan a continuación:

### 5.7.3.2 Corte transversal C-C´

Se puede observar la continuidad lateral de los intervalos O-11, O-12 y O-13 profundizándose en dirección Este, por lo que en general se puede deducir que la zona Norte del campo existe una buena continuidad lateral (Figura 5.25).

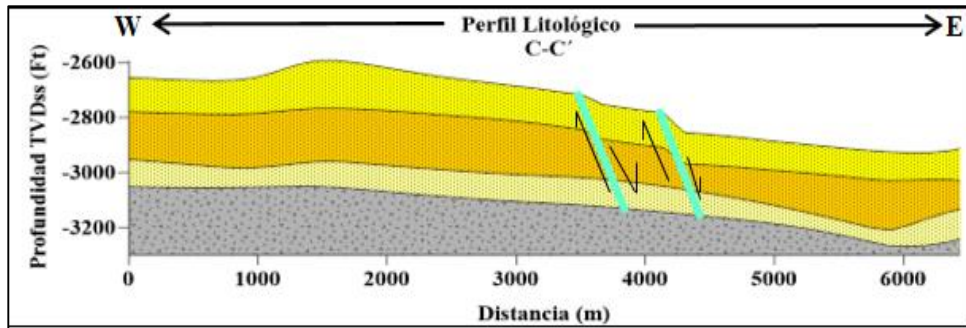


Figura 5.25 Corte transversal C-C'.

#### 5.7.3.2.1 Corte transversal D-D'

Se puede observar la continuidad lateral en los intervalos O-11, O-12 y O-13, debido a que no es cortado por alguna falla cercana o alguna disminución o aumento de la profundidad considerable, por lo que la zona central del campo presenta espesores totales considerablemente constantes o uniformes (Figura 5.26).

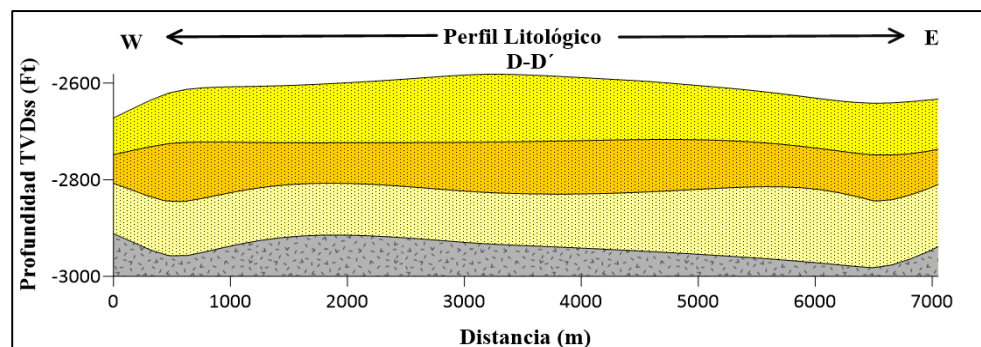


Figura 5.26 Corte transversal D-D'.

#### 5.7.3.2.2 Corte transversal F-F'

En esta sección litológica se puede observar un aumento de los intervalos O-11, O-12 y O-13 en la zona Oeste, ya que, al avanzar en dirección Este, el intervalo O-13

reduce su espesor hasta acuñarse contra el afloramiento del basamento y la estructura denominada “Alto de Uverito” (Figura 5.27).

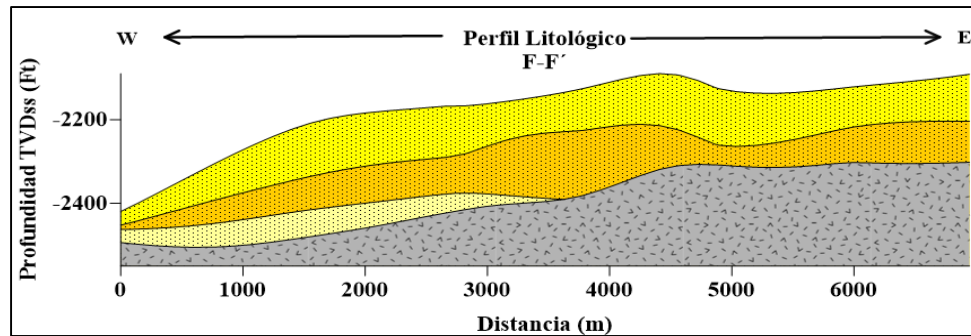


Figura 5.27 Corte transversal F-F'.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. En las secciones estratigráficas se logró observar las variaciones verticales y cambios laterales de facies de canales entrelazados a barras fluviales con gran desarrollo de espesores en los centros de canal para las unidades del Miembro Morichal, limitando las unidades O-12 y O-13 en dirección Sureste del campo por su reducción de espesor hasta acuñarse.

2. Se validaron las superficies claves del Miembro Morichal, como Superficie de máxima inundación (MFS) al Miembro Yabo que se encuentra suprayacente al Miembro Morichal, se validó el tope de Unidad O-11 como una Superficie de Inundación (SB) y el tope de Basamento como una superficie Limite de Secuencia.

3. Para los pozos CES-2-O, CN-50 y CNX-2, los registros tipo por zona del Bloque MPE-3 del Miembro Morichal siendo en su mayoría una tendencia de patrón de apilamiento agrandante, con un sistema encadenado de bajo nivel (LST).

4. Se verificaron los topes de las unidades O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal en todos los pozos verticales y Slants mediante las líneas sísmicas C-C' y D-D'. obteniéndose una buena correspondencia de los topes obtenidos con los perfiles de pozo.

5. Se validaron las fallas presentes en el campo haciendo uso del cubo sísmico, se hicieron 644 cortes perpendiculares a las fallas de rumbo Este-Oeste a Noreste y se tabularon para el modelado estructural en 3D.

6. Las secciones estructurales validan la estructura del campo como por un homoclinal regional de dirección Suroeste Noreste y con buzamiento variable entre 2 y 5° al NO seccionado por fallas normales de rumbo Este-Oeste a Noreste.

7. Se actualizaron los mapas de electrofacies y se interpretó que el ambiente sedimentario de las unidades O-11, O-12 y O-13 del Miembro Morichal corresponden a un ambiente fluvial de canales entrelazados con influencia deltaica, característico del Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

8. Para el modelo petrofísico se determinaron los parámetros en promedio general de las unidades que conforman al Miembro Morichal, mediante la evaluación petrofísica de la unidad O-11 con valores tales como un Vsh: 11.7%, Porosidad efectiva: 27.6%, Sw: 10.1%, k: 4139.61 mD. Para la unidad O-12 valores tales como un 12.9%, porosidad efectiva: 28.2%, Sw: 11.3%, K: 4246,68 mD. Por último, para la unidad O-13 valores tales como Vsh: 16.5%, PHIE: 29.4%, Sw: 18.1%, k: 3459.04 mD. Se determinaron los parámetros de corte para el Miembro Morichal, los cuales son Swic= 31%, Vshc < 35%, Porosidad > 21%, Swirr= 8%, kc > 2000mD, Rtc < 20 ohm.m.

9. Se determinó un posible Contacto de Agua- Petróleo Original (CAPO) para las Unidades O-12 y O-13 del Mb. Morichal, estimándose a una profundidad promedio de la zona central @-2407' TVD<sub>ss</sub> y para la zona sur @-2018' TVD<sub>ss</sub> para la Unidad O-12. Con respecto a la Unidad O-13, se evidenció el contacto en la zona norte @-3080' TVD<sub>ss</sub>, para la zona central en dirección Oeste @-2860' TVD<sub>ss</sub> y para la zona Sur @-2450' TVD<sub>ss</sub>



## **Recomendaciones**

1. Es necesario que se profile el tope de Basamento para reducir la incertidumbre geológica al momento de realizar actualizaciones del modelo estático del Miembro Morichal, para las futuras perforaciones de pozos verticales y desviados,

2. Para reforzar la efectividad geológica al momento de seleccionar localizaciones futuras a perforar, se sugiere la corrida de la sísmica para la zona Sur-este del Bloque.

3. Efectuar atributos sísmicos (amplitud sísmica) para corroborar los posibles límites de rocas y continuidad lateral.

4. Tener mayor información petrofísica en el Miembro Morichal en pozos verticales e inclinados de bajo ángulo, debido a que se carece de información de registros especiales de pozo para algunas localizaciones.

5. Incluir en la programación de la perforación de pozos futuros, una campaña de captura de información de muestras de agua de formación para su posterior análisis físico-químicos para conocer el valor de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) más reciente, debido a que hace más de 7 años no se realizan.

6. Se sugiere la captura de información sedimentológica, mediante la toma de núcleo más reciente en zona Sureste del Bloque MPE-3 ya que representa gran incertidumbre desde el punto de vista geológico debido a la complejidad de la estructura presente “Alto de Uverito”.

7. Se sugiere tener mayor información de los pozos próximos a perforar que validen o descarten el posible contacto de Agua- Petróleo Original que se propuso para las Unidades O-12 y O-13 del Mb Morichal.

## REFERENCIAS

Arias, F. (2012) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. Sexta edición, Caracas, Venezuela, pp 24 – 83.

CORPOVEN S.A (1991) **CURSO DE PETROFÍSICA PARA GEÓLOGOS E ING. DE EXPLOTACIÓN**. Gerencia General de Geología, Petróleos de Venezuela, San Tomé, Venezuela, pp 10-28

Hurtado, J. (2000) **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN HOLÍSTICA**. Tercera edición. Caracas, Venezuela, pp 89 – 325.

González, Duvraschka (2005) **ANÁLISIS DE LA EXPRESION DE LOS CUERPOS DE ARENA Y COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DE POZOS EN LOS YACIMIENTOS MFB-3, MFB-213 ARENA R3 CAMPO BARE, FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO, EDO. ANZOATEGUI**. Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, pp. 53-69.

Petróleos de Venezuela S.A. - Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED). (1997) **REGISTROS DE POZOS**. Caracas, Venezuela, pp. 7-33-34-35.

Petróleos de Venezuela S.A. - Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED). (1998) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Tercera Edición, Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Caracas, Venezuela, pp. 4-26.

PDVSA PETROLERA SINOVENSA. (2009) **MODELO ESTÁTICO DEL MIEMBRO MORICHAL**. Estudios integrados de Yacimientos, Puerto la Cruz, pp. 169-170-172-173.

Peña, L. (2010) **PROPUESTA DE UN MODELO ESTRATIGRÁFICO A NIVEL DE LA ARENA O-12 DE LA FORMACIÓN OFICINA DE LOS YACIMIENTOS OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, ÁREA J-20 PERTENECIENTES AL CAMPO CERRO NEGRO – BLOQUE CARABOBO – FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO DEL DISTRITO MORICHAL, ESTADO MONAGAS, VENEZUELA**. Consultado el 10 de Mayo de 2023, desde el sitio web: [<http://ri2.bib.udo.edu.ve:8080/jspui/handle/123456789/1377>].

Requena, Frammy (2011). **“CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS R2L Y R4L DE LA FORMACIÓN Y LA ARENA U2M DE LA FORMACIÓN**

**MERECURE DEL CAMPO VARGAS, A PARTIR DE LOS POZOS EXPLORATORIOS VAR-1, VAR-2E, DE LA UNIDAD DE SANVI- GÜERE, GERENCIA DE PRODUCCIÓN GAS SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela, trabajo de grado publicado, pp 101-151.

Salamanca, F. (s.f). **TIPOS DE CRUDO**. Consultado el 10 de Mayo de 2023, desde el sitio web: [[https:// www.academia.edu/31312417/ Tipos\\_de\\_crudo](https://www.academia.edu/31312417/Tipos_de_crudo)].

Salloum, N. (2009) **GENERALIDADES SOBRE GEOLOGÍA DEL SUBSUELO**.

Schlumberger. (2002) **GLOSARIO DE TÉRMINOS**. Consultado el 10 de Mayo de 2023, desde el sitio web:[ [https://glossary.slb.com/es/terms/e/electrical\\_log](https://glossary.slb.com/es/terms/e/electrical_log)].

Tarback, E. y Lutgens, F. (2005) **CIENCIAS DE LA TIERRA, INTRODUCCIÓN A LA GEOLOGÍA FÍSICA**. Pearson Prentice hall, Madrid, España.

Tovar, Pedro (2016) **INTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA L3,4 PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO DOBOKUBI DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, DIVISIÓN AYACUCHO, DISTRITO SAN TOMÉ, EDO. ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela, trabajo de grado publicado, pp 8-55.

Yanez, J. (2010) **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA AM-F2, YACIMIENTO RG 44 DEL CAMPO SANTA ROSA, FORMACIÓN OFICINA, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Consultado el 10 de Mayo de 2023, desde el sitio web: [<http://ri2.bib.udo.edu.ve:8080/jspui/handle/123456789/1340>].

## **APÉNDICES**

**APÉNDICE A**  
**Secciones Estratigráficas**









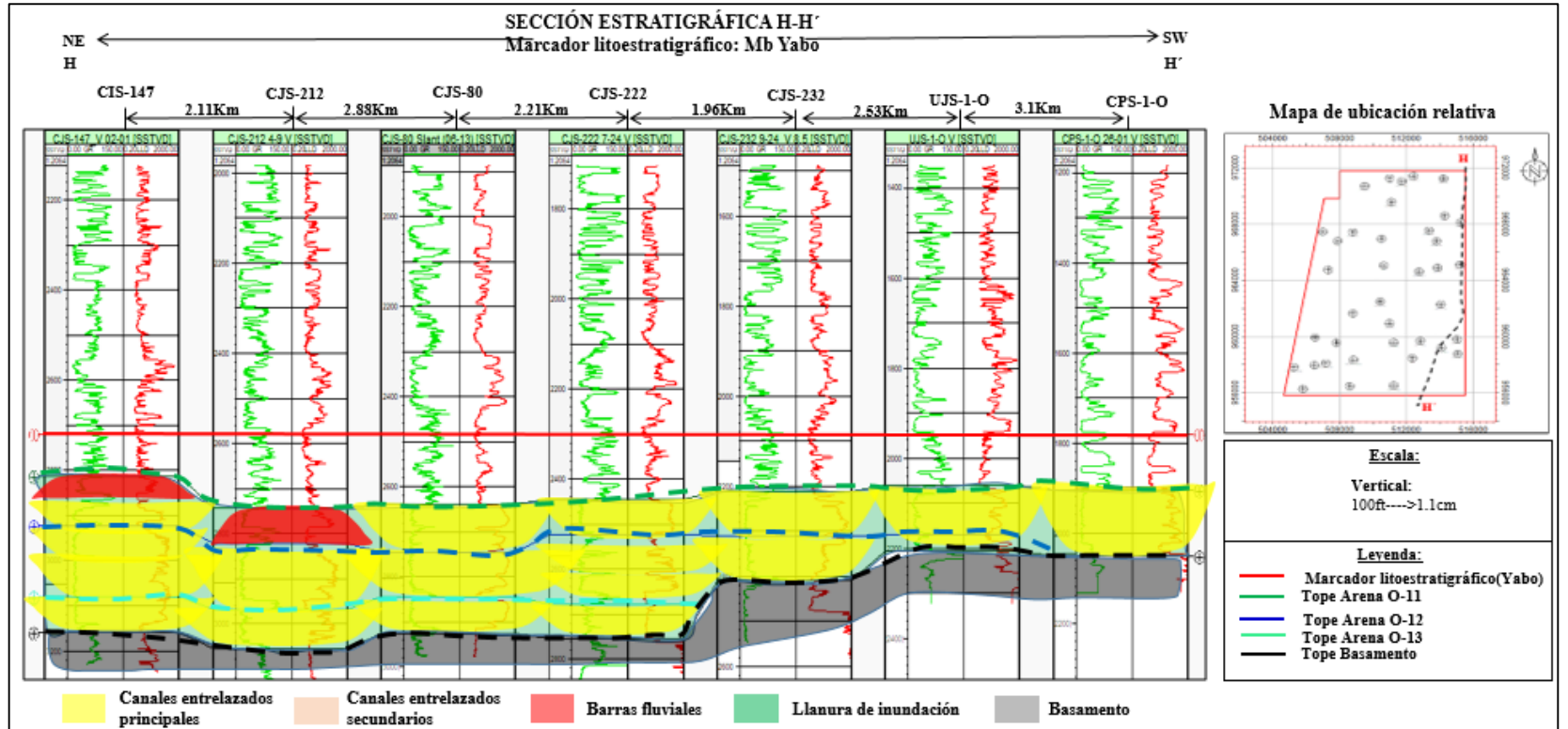












A.8 Sección estratigráfica H-H'.

**APÉNDICE B**  
**Secciones estructurales**

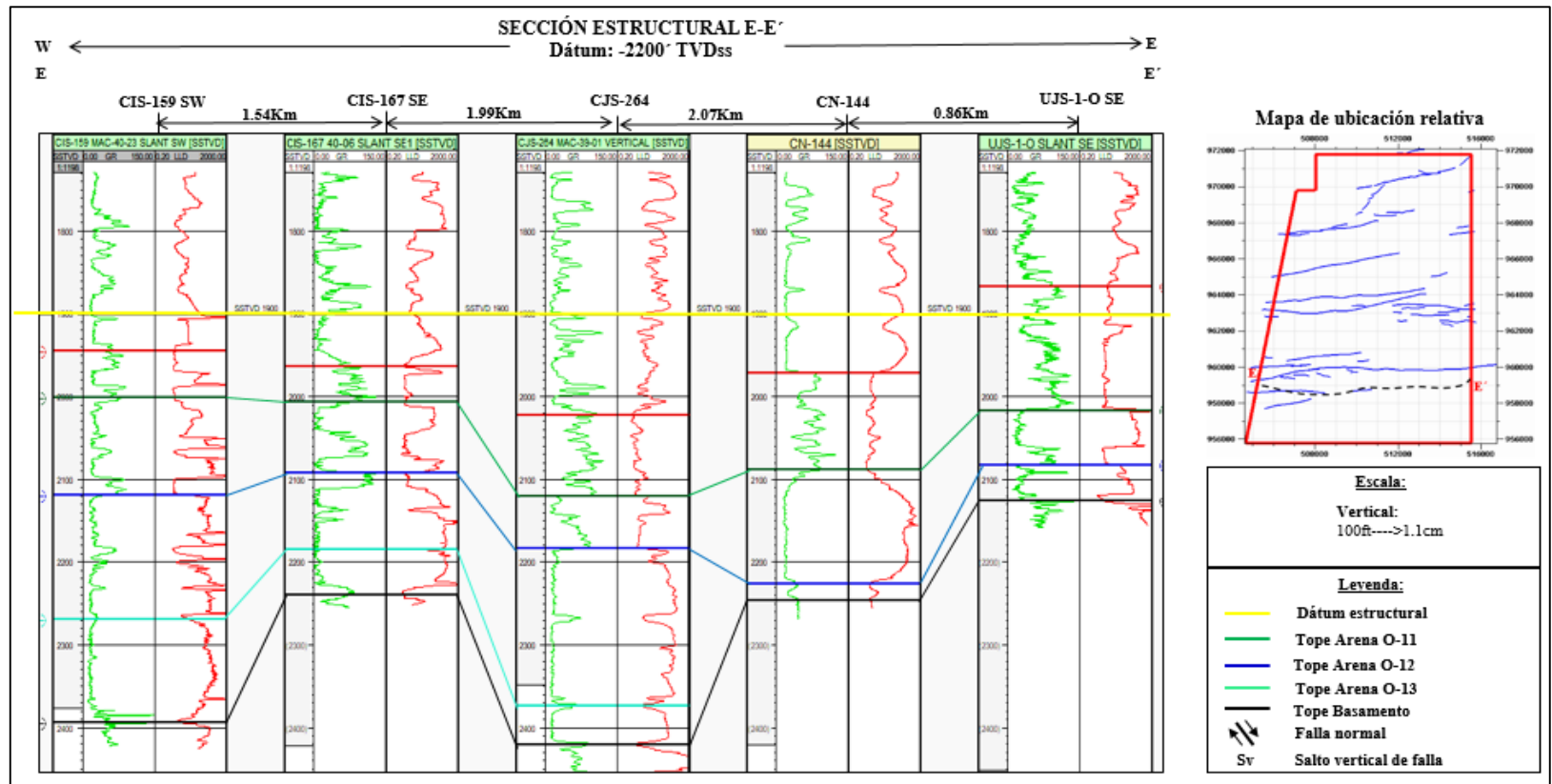




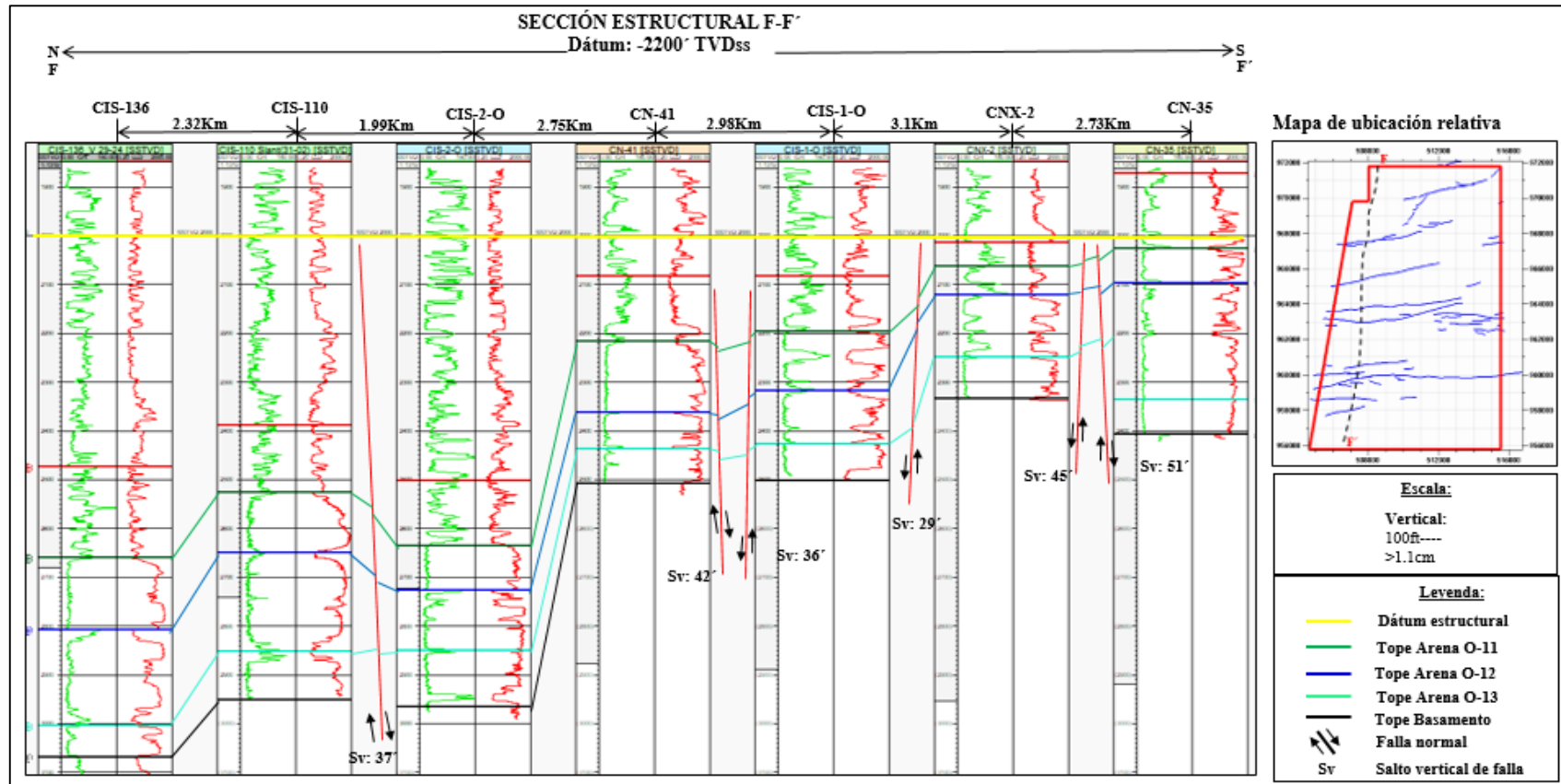








B.5 Sección estructural E-E'.



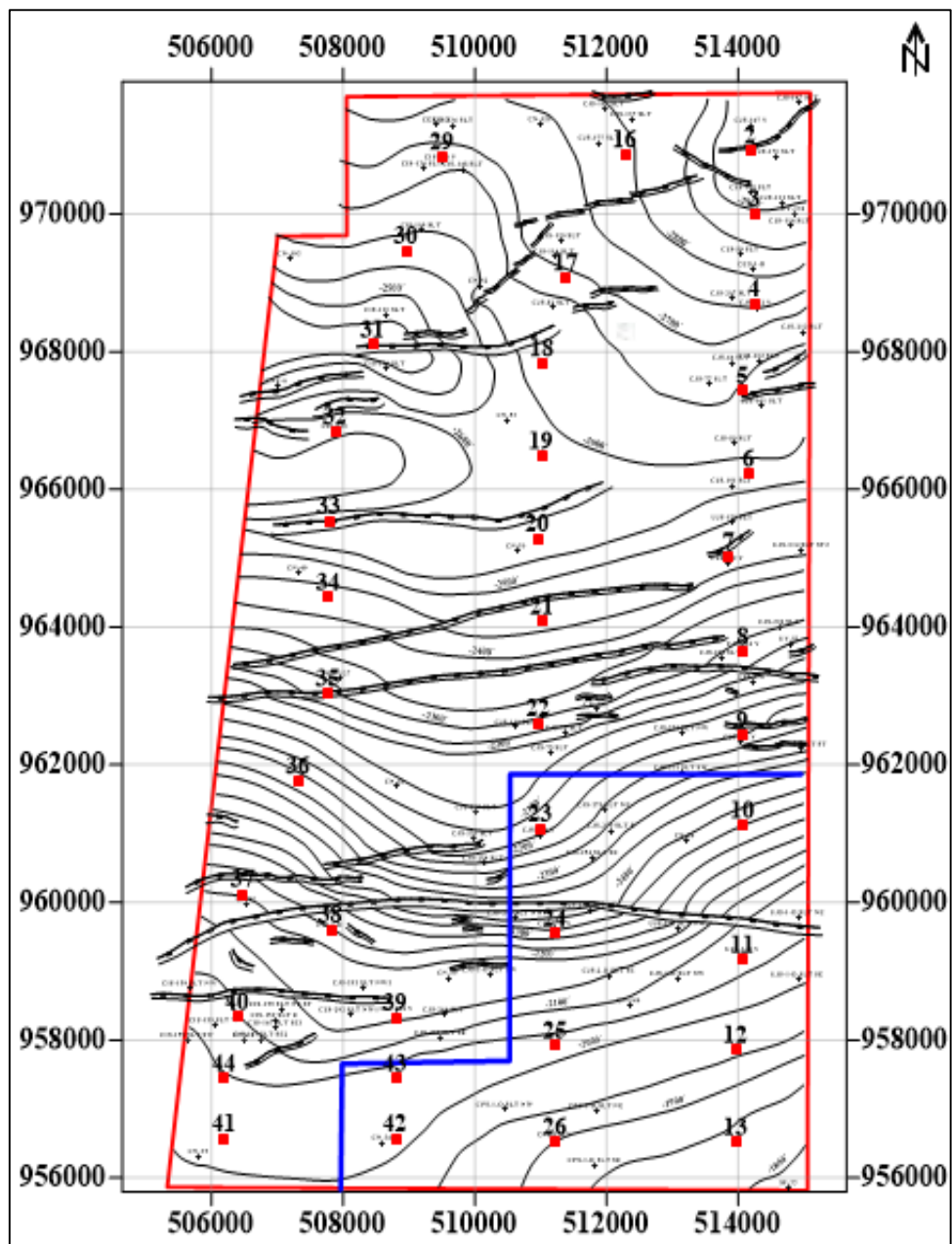
B.6 Sección estructural F-F'.



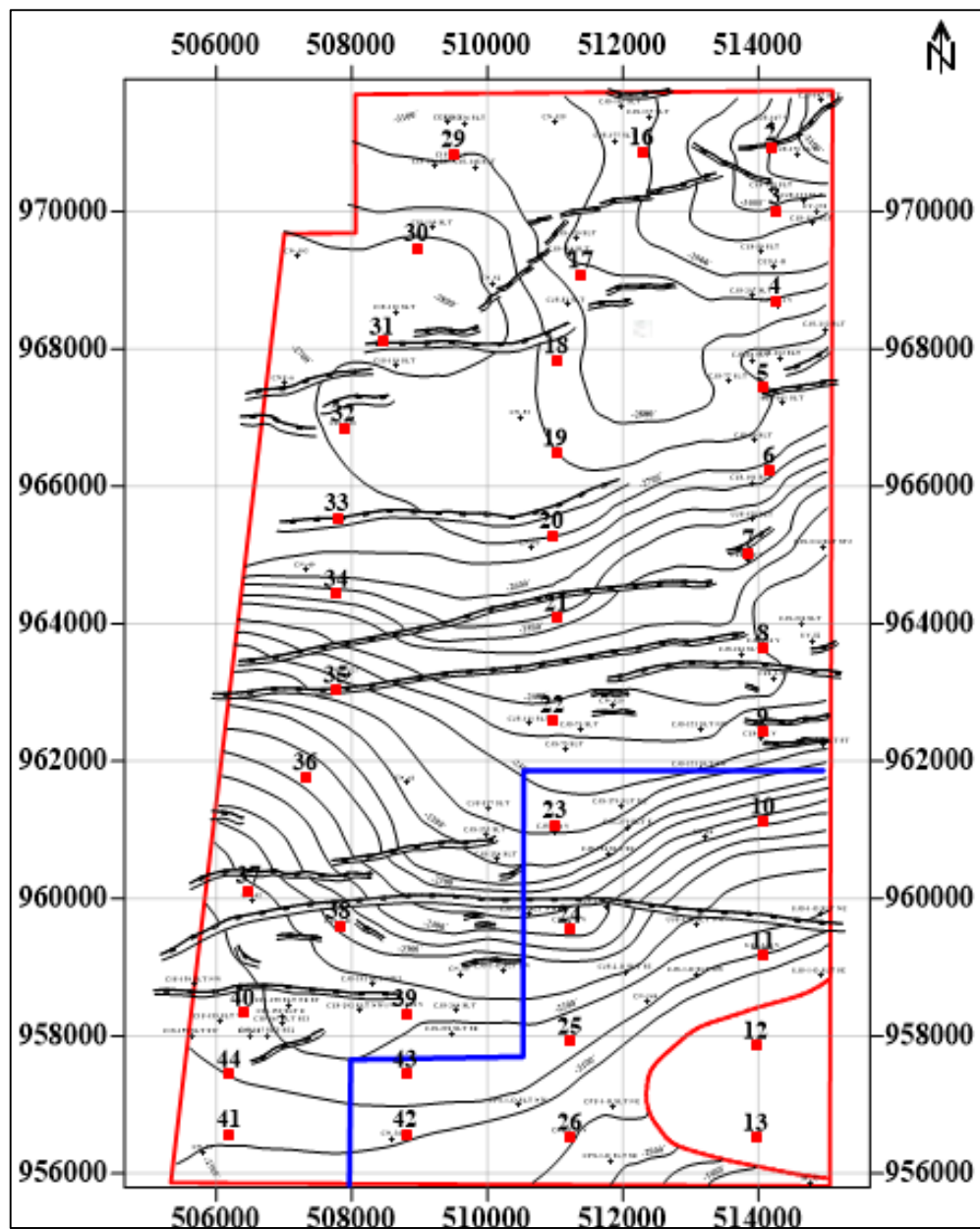


**APÉNDICE C**  
**Mapas estructurales**

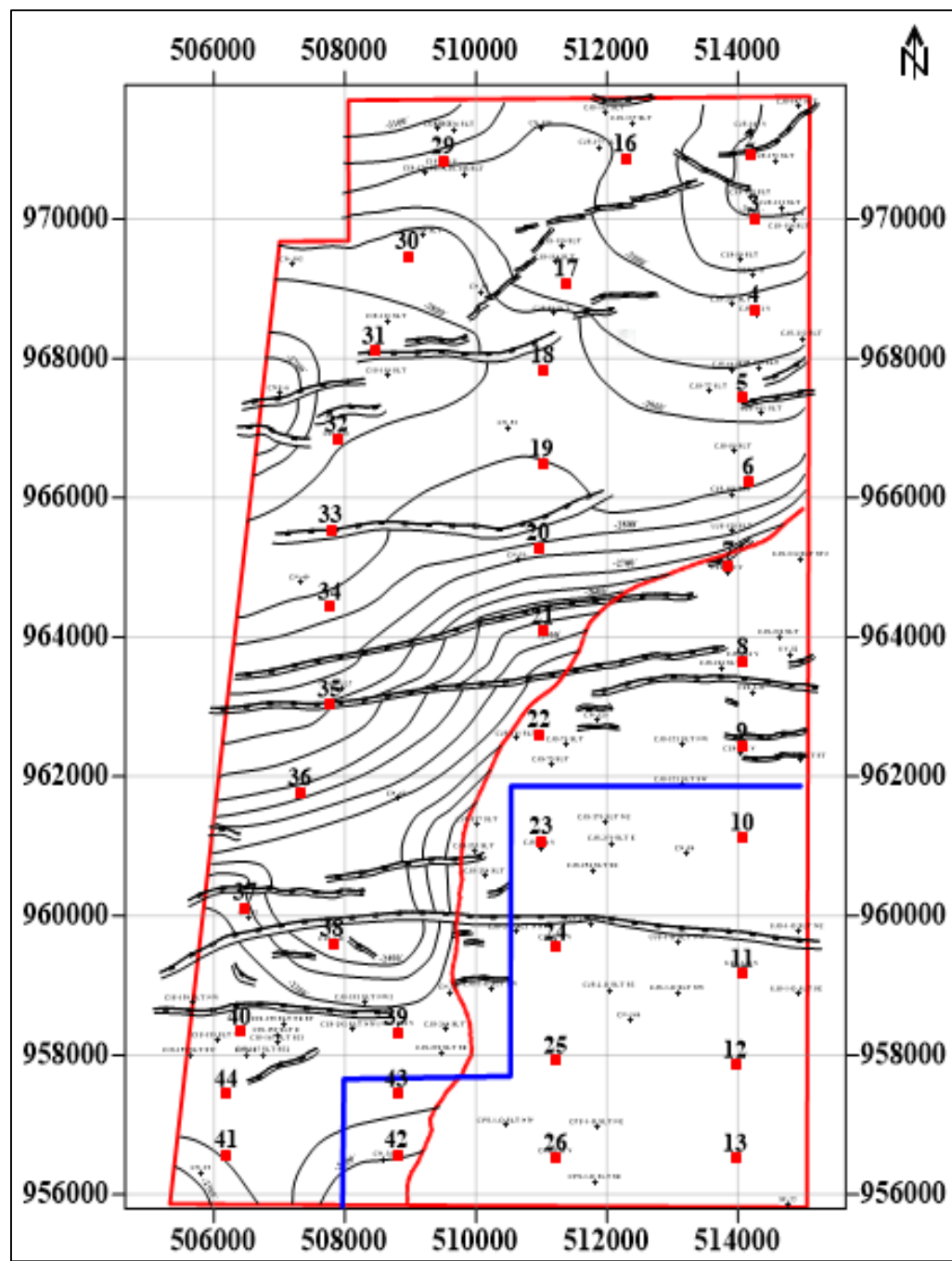




C.1 Mapa estructural al tope de O-11.

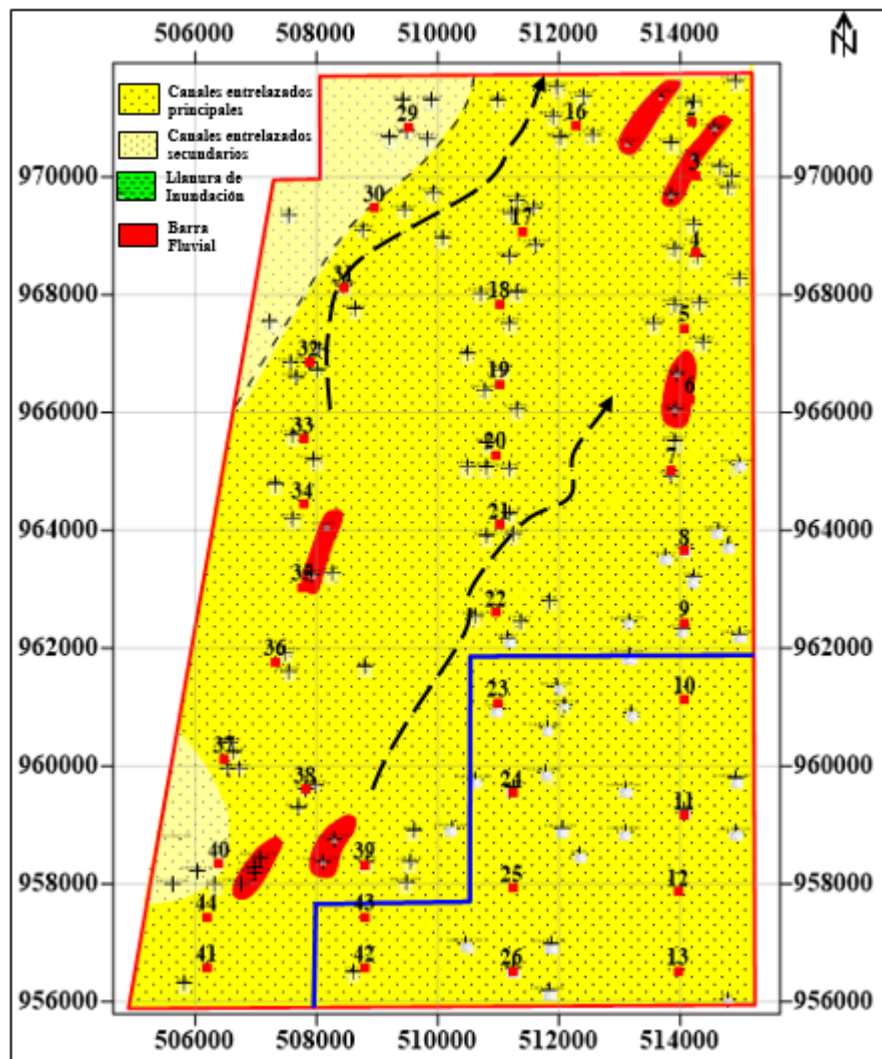


C.2 Mapa estructural al tope de O-12.

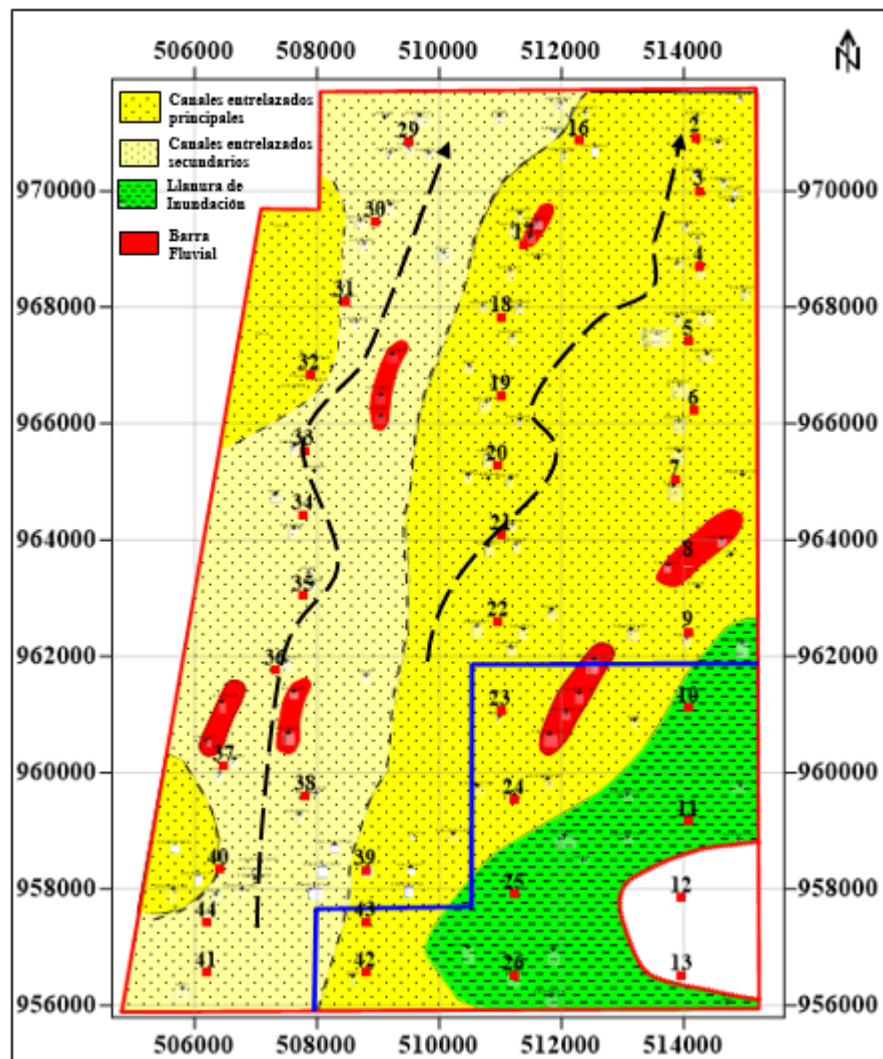


C.3 Mapa estructural al tope de O-13.

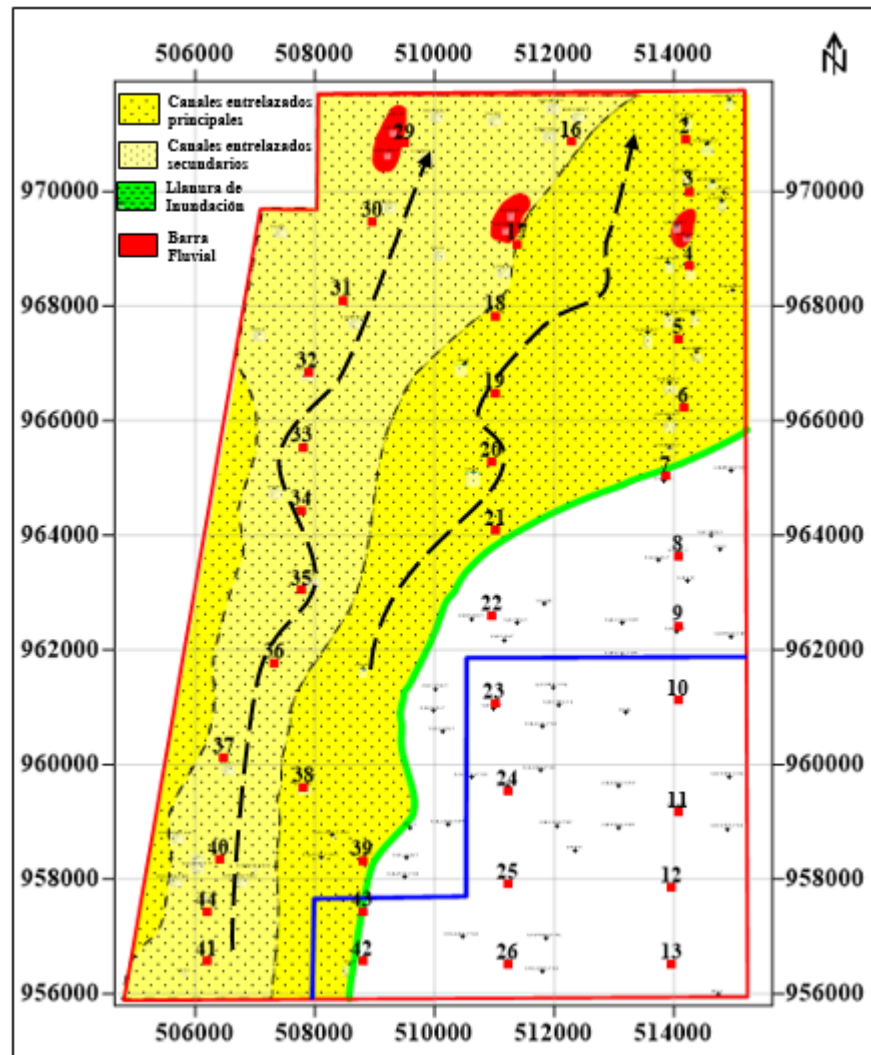
**APÉNDICE D**  
**Mapas de electrofacies**



D.1 Mapa de electrofacies de O-11.



D.2. Mapa de electrofacies de O-12.

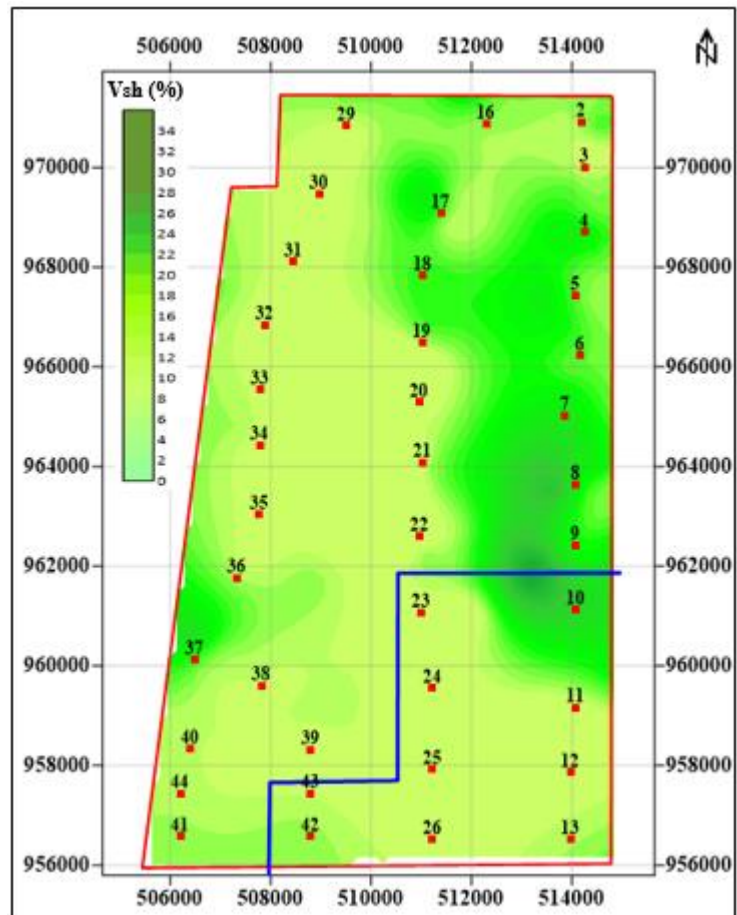


D.3 Mapa de electrofacies de O-13.

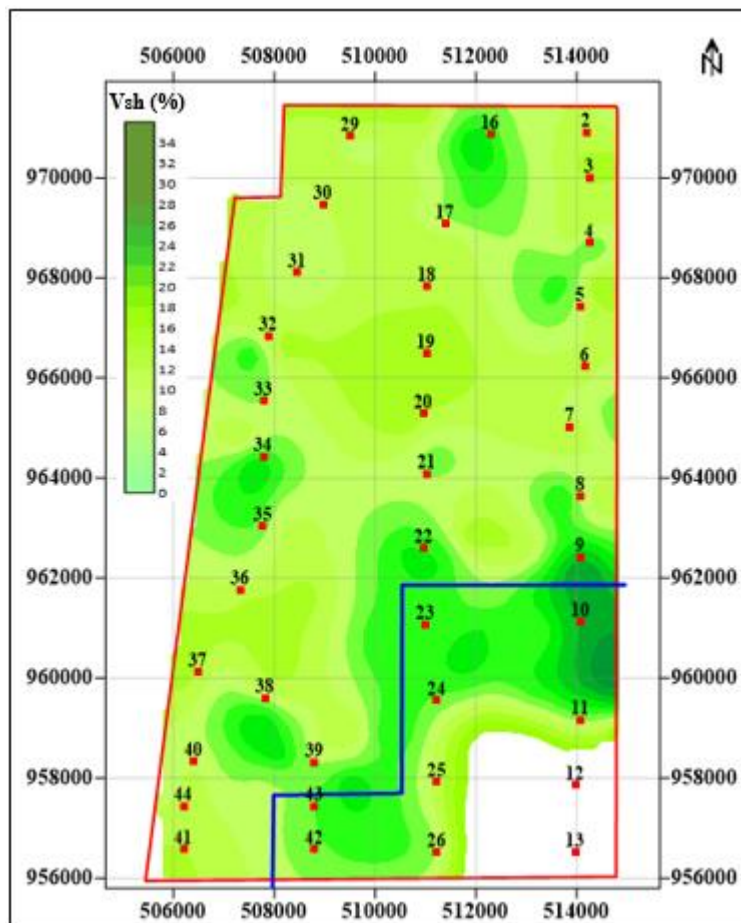
## **APÉNDICE E**

### **Mapas de isopropiedades**

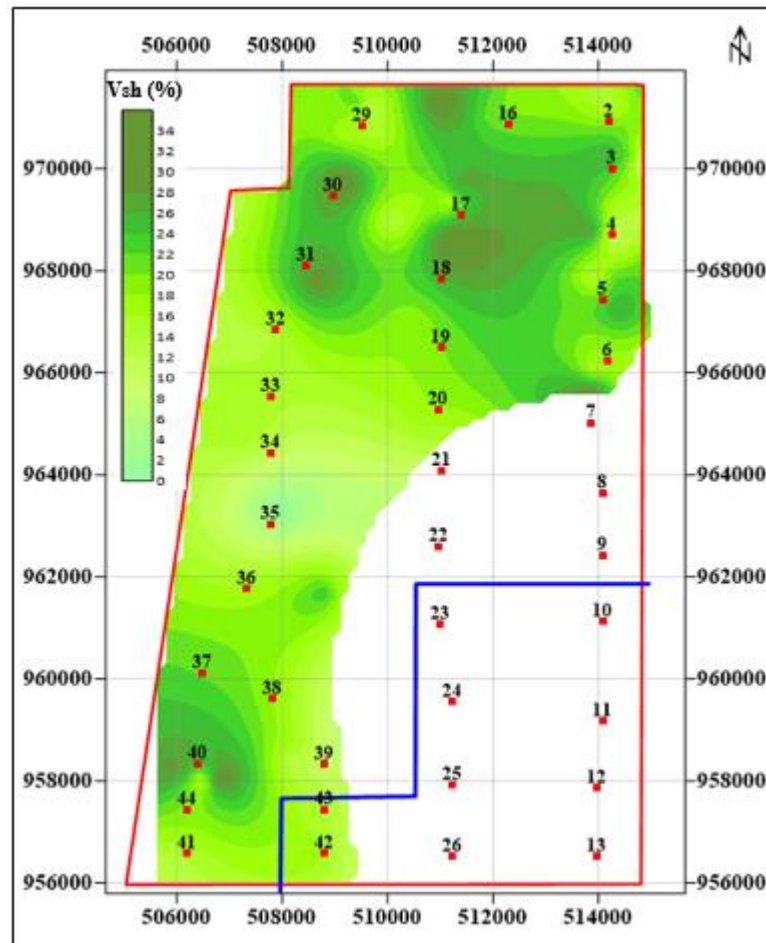




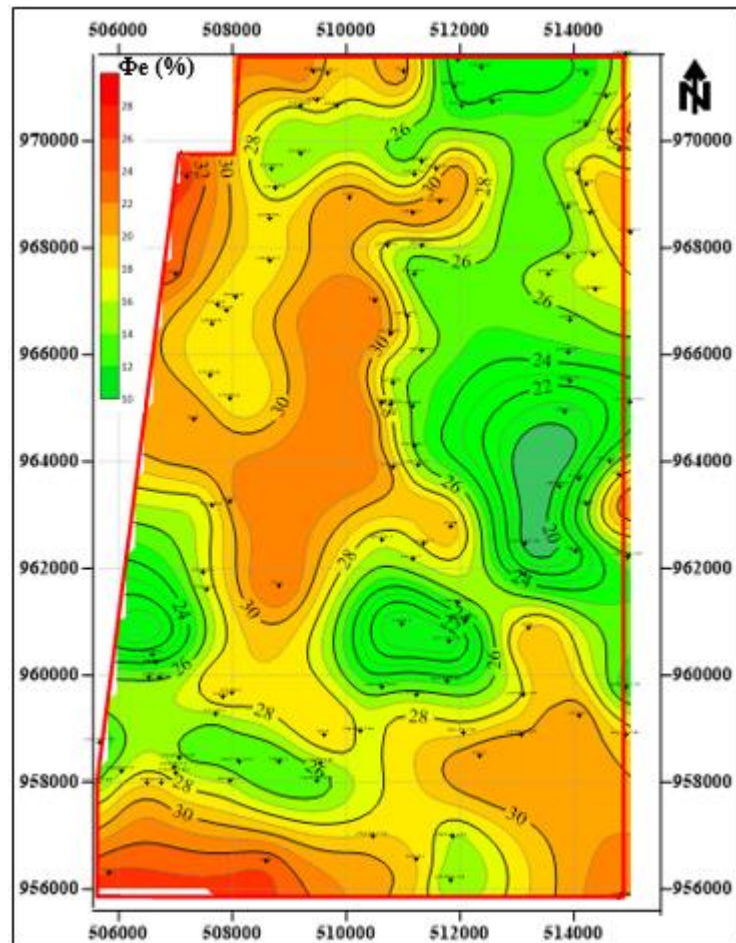
E.1 Mapa de isoarcillosidad O-11.



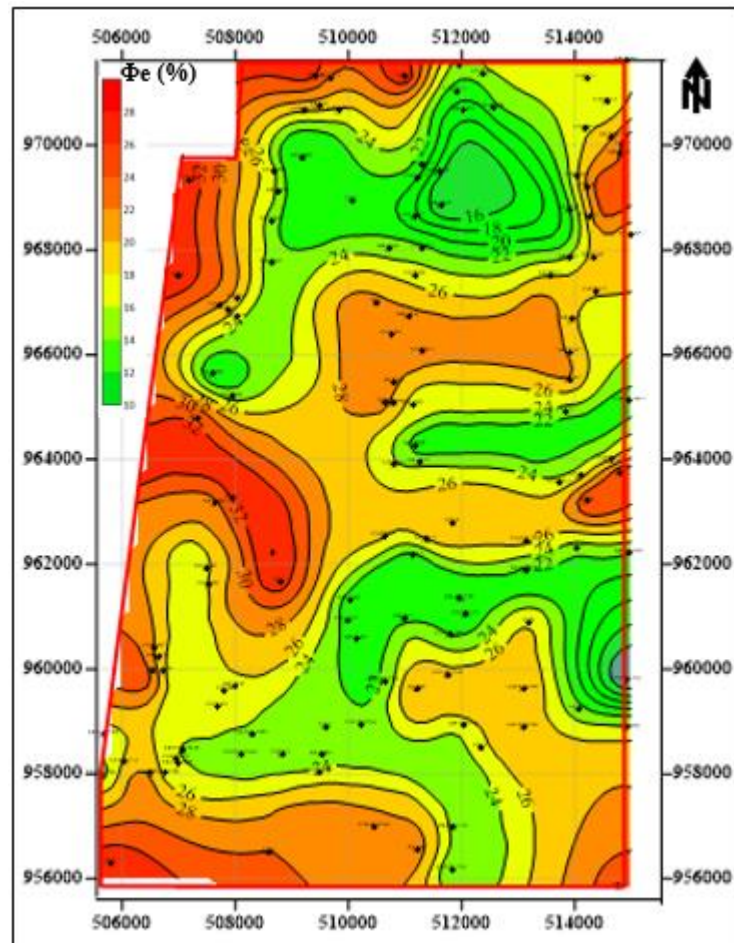
E.2 Mapa de isoarcillosidad O-12.



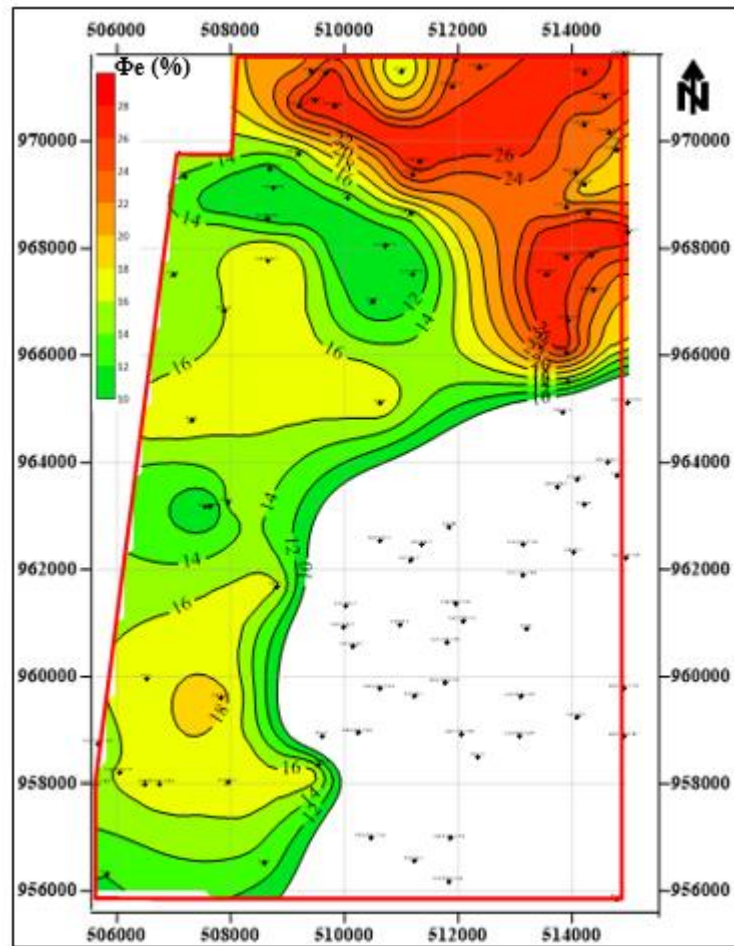
E.3 Mapa de isoarcillosidad de O-13.



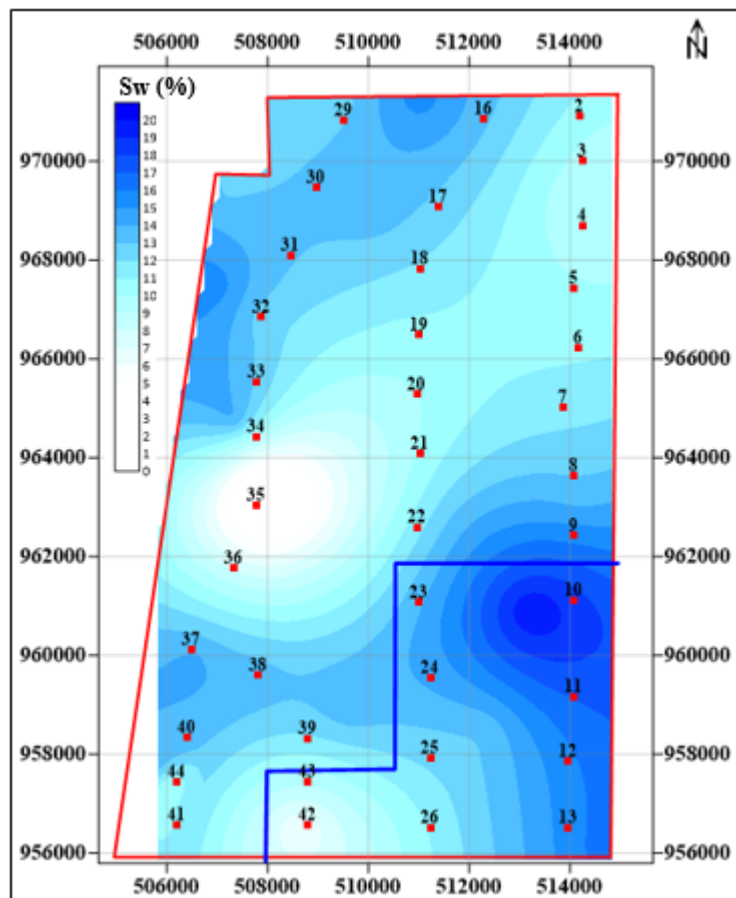
E.4 Mapa de isoporosidad de O-11.



E.5 Mapa isoporosidad de O-12.

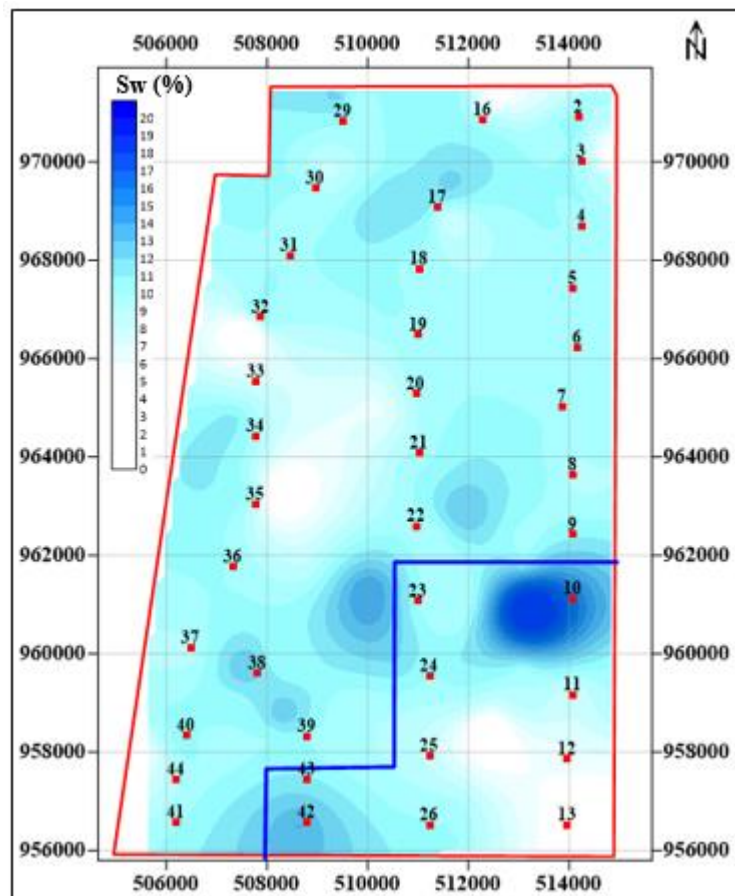


E.6 Mapa isoporosidad de O-13.



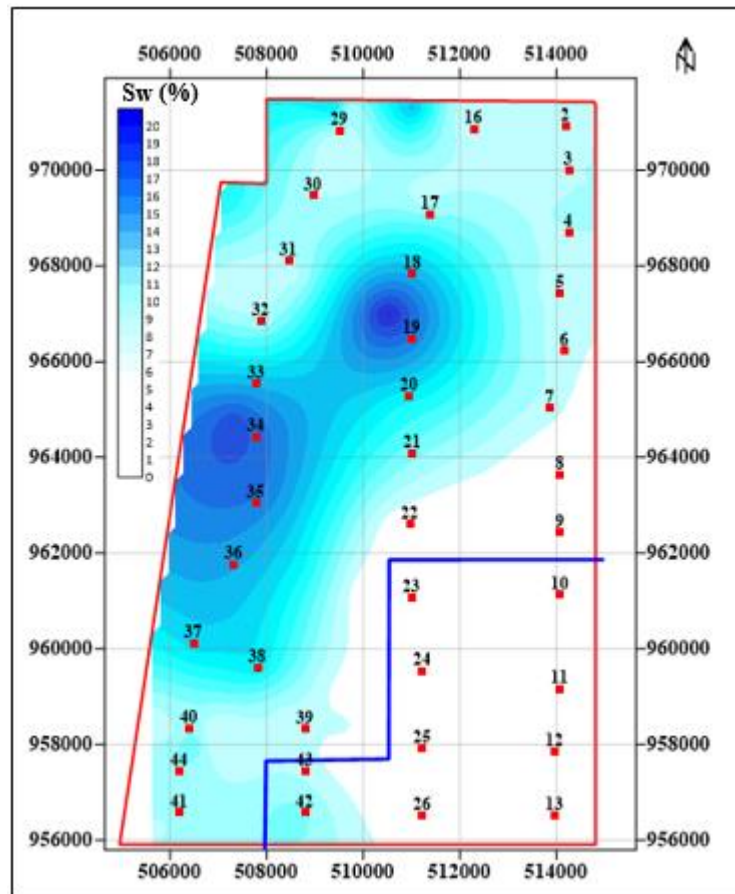
E.7 Mapa isosaturación de agua de O-11.



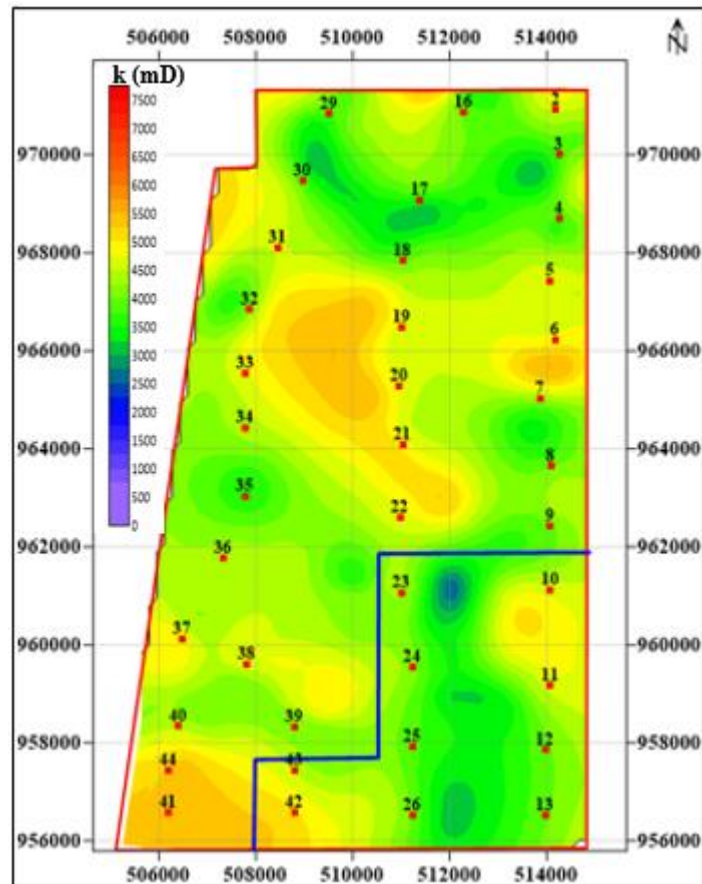


E.8 Mapa isosaturación de agua de O-12.

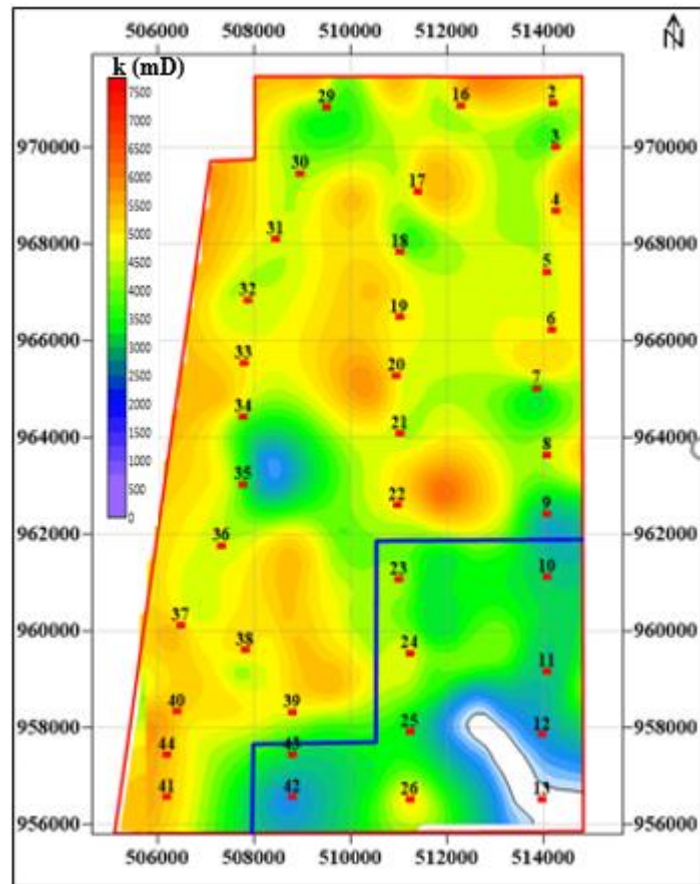




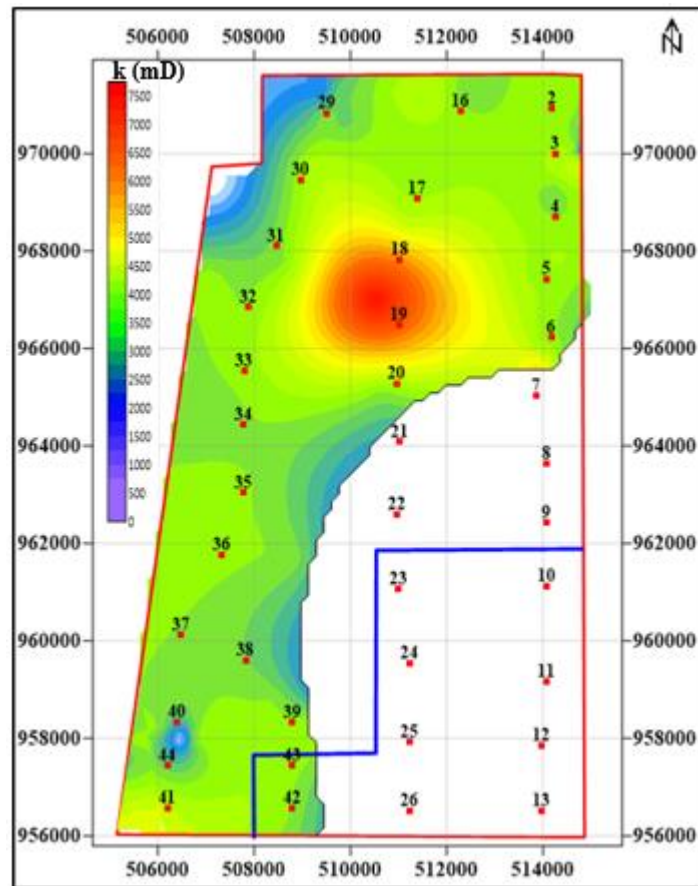
E.9 Mapa isosaturación de agua de O-13.



E.10 Mapa isopermeabilidad de O-11.



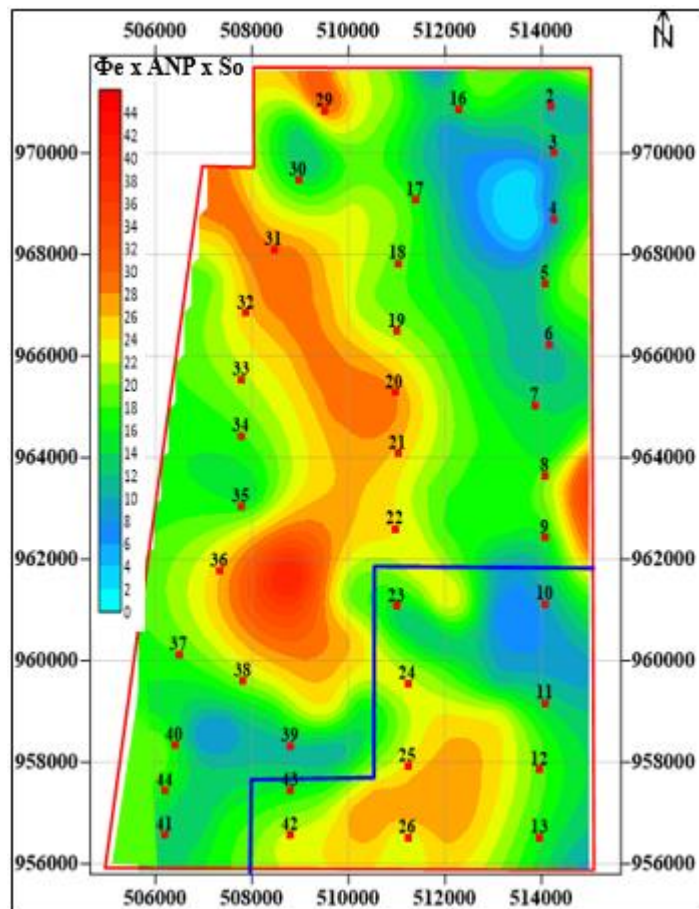
E.11 Mapa isopermeabilidad de O-12.



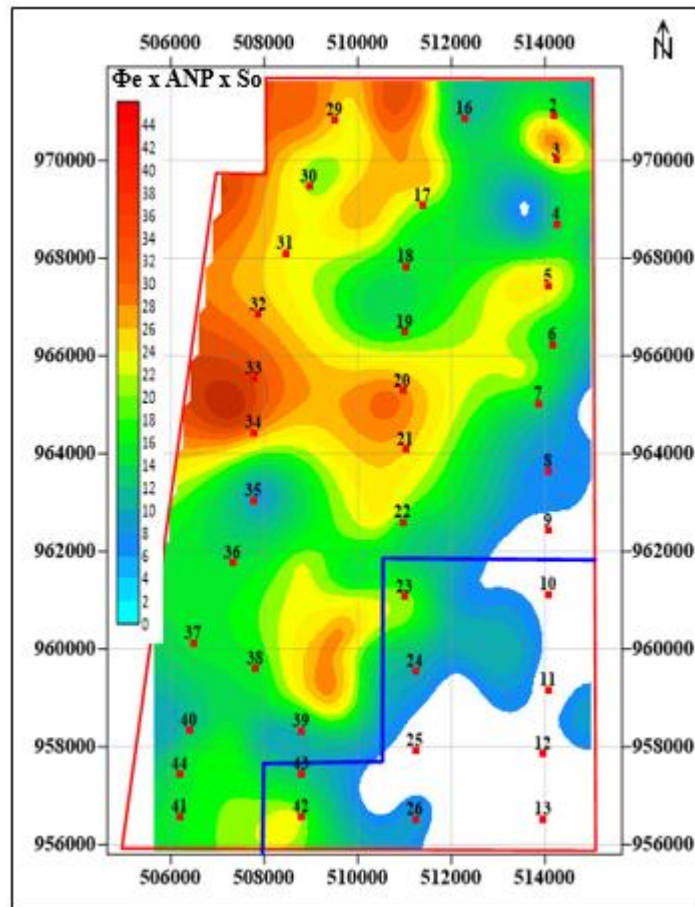
E.12 Mapa isopermeabilidad de O-13.

## **APÉNDICE F**

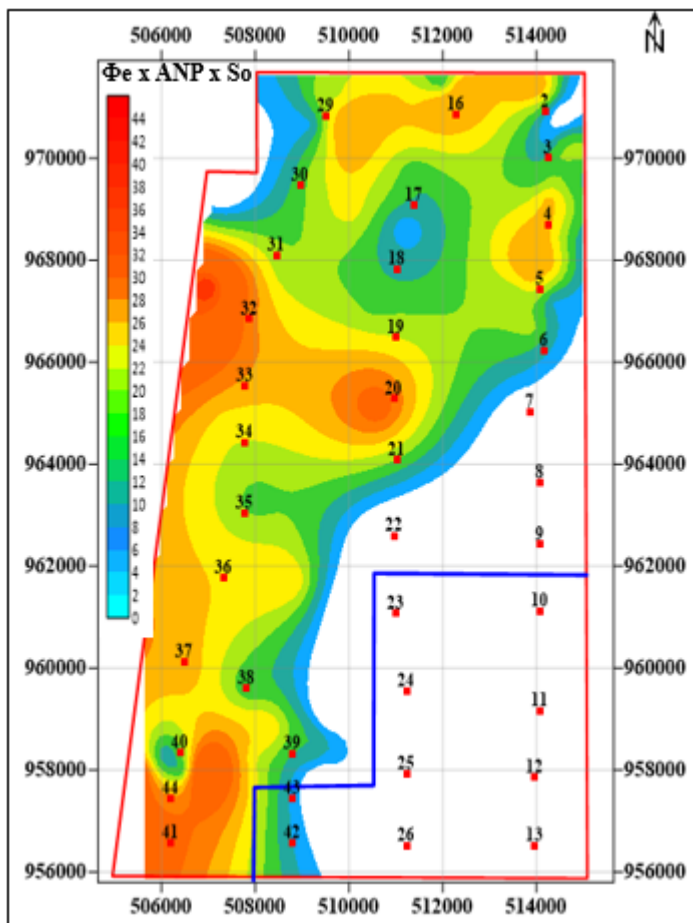
### **Mapas de espesor hidrocarbúferos**



F.1 Mapa de espesor hidrocarburifero de O-11.



F.2 Mapa espesor hidrocarburoso de O-12.

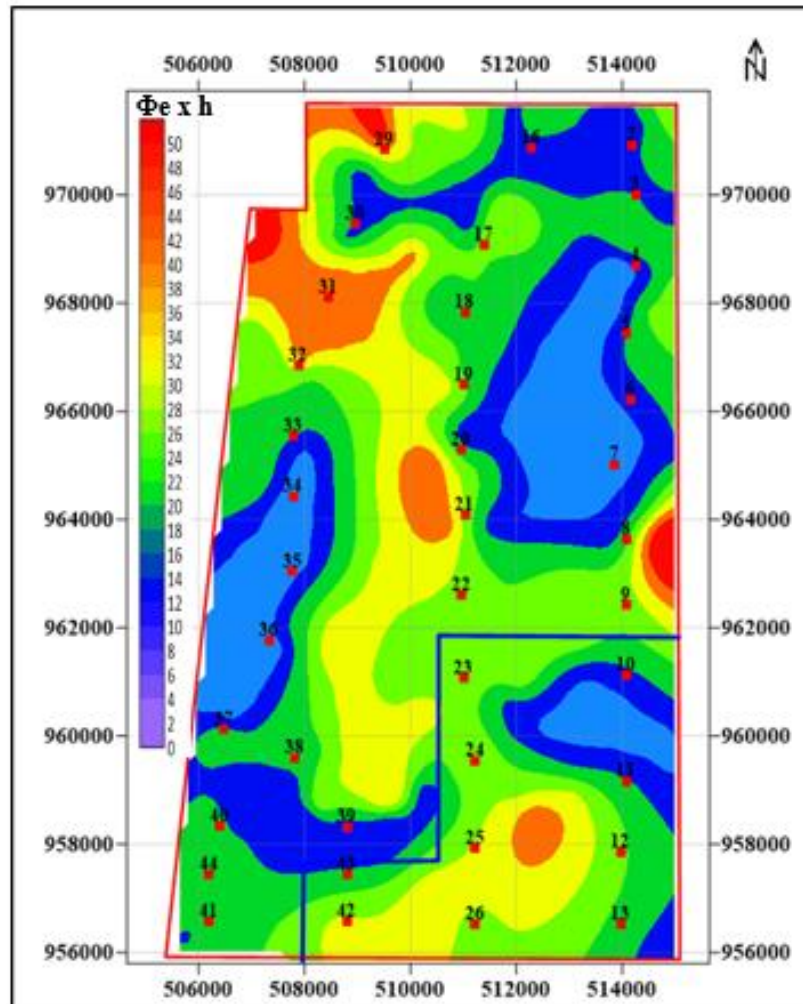


F.3 Mapa espesor hidrocarburoso de O-13.

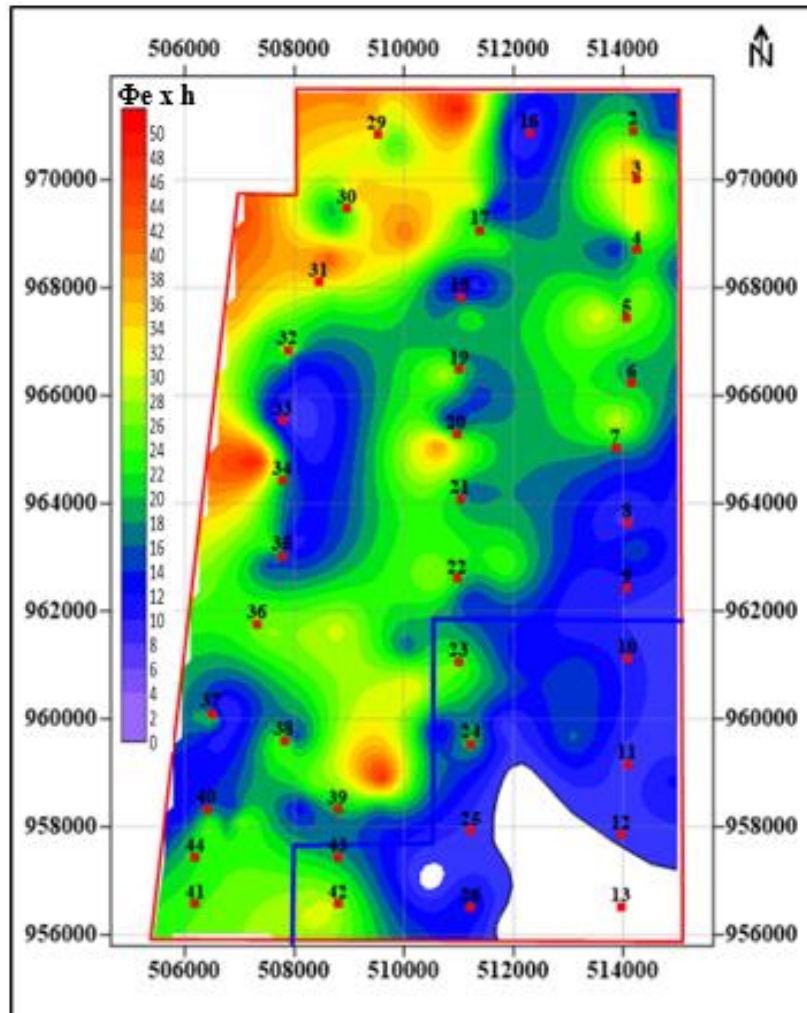


## **APÉNDICE G**

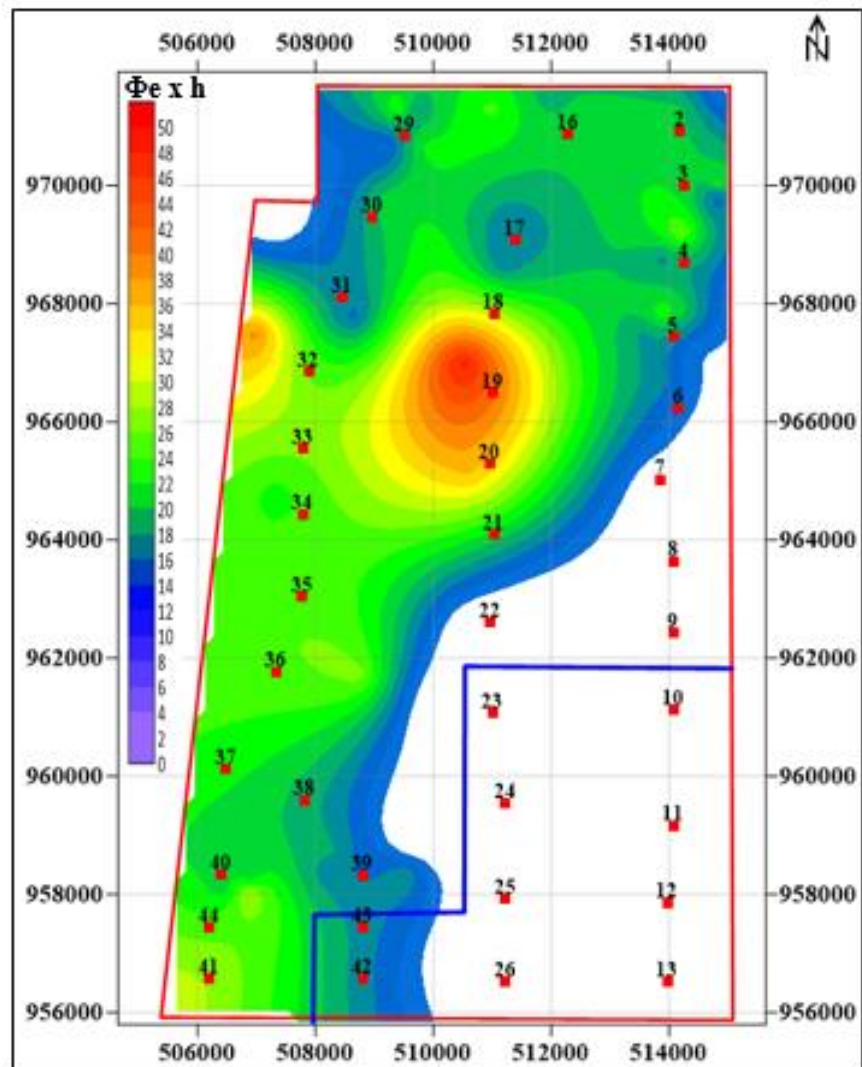
### **Mapas de isocapacidad de almacenamiento**



G.1 Mapa isocapacidad de almacenamiento de O-11.



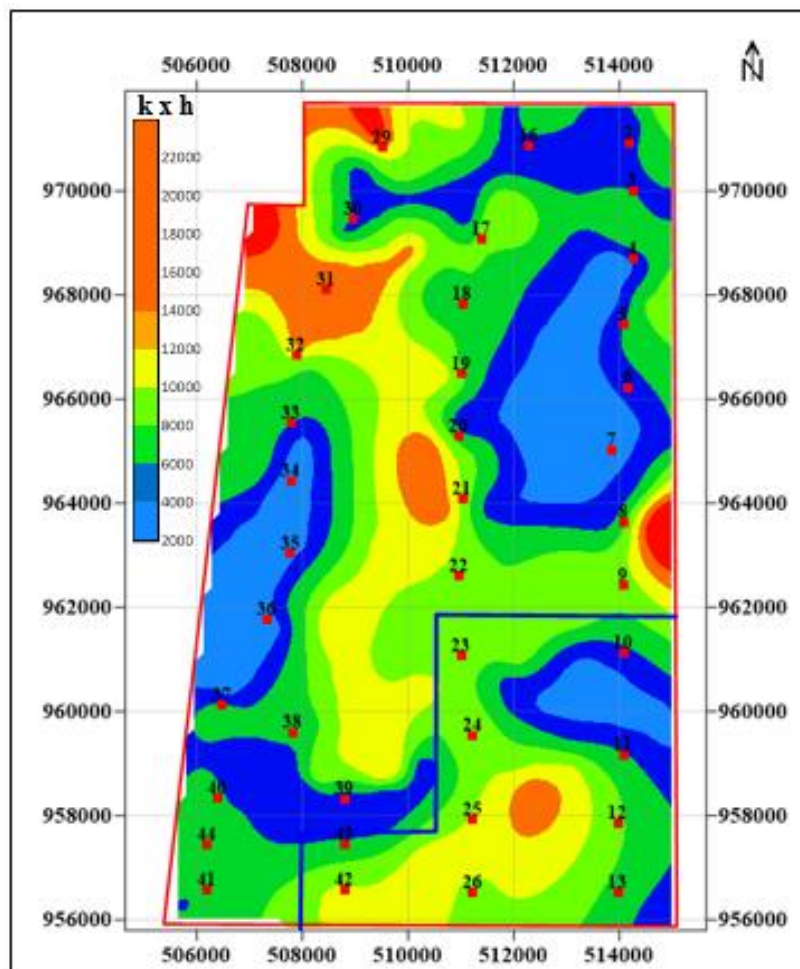
G.2 Mapa isocapacidad de almacenamiento de O-12.



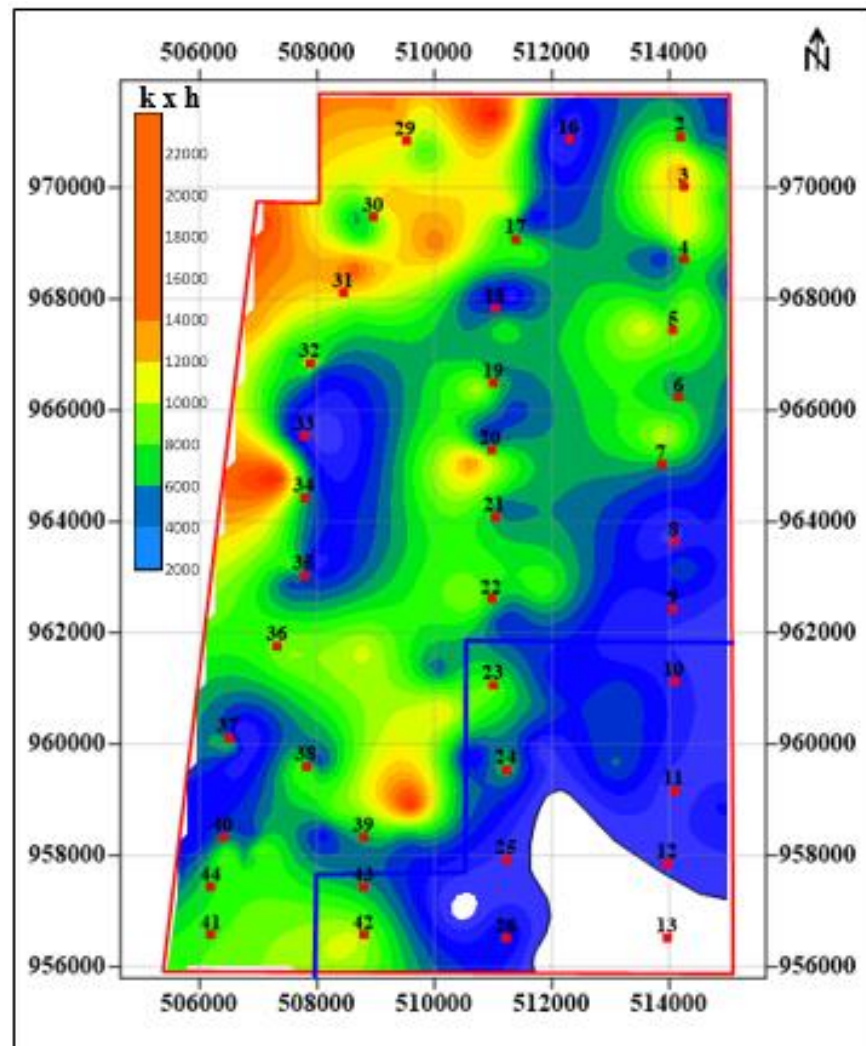
G.3 Mapa isocapacidad de almacenamiento de O-13.

## **APÉNDICE H**

### **Mapas isocapacidad de flujo**

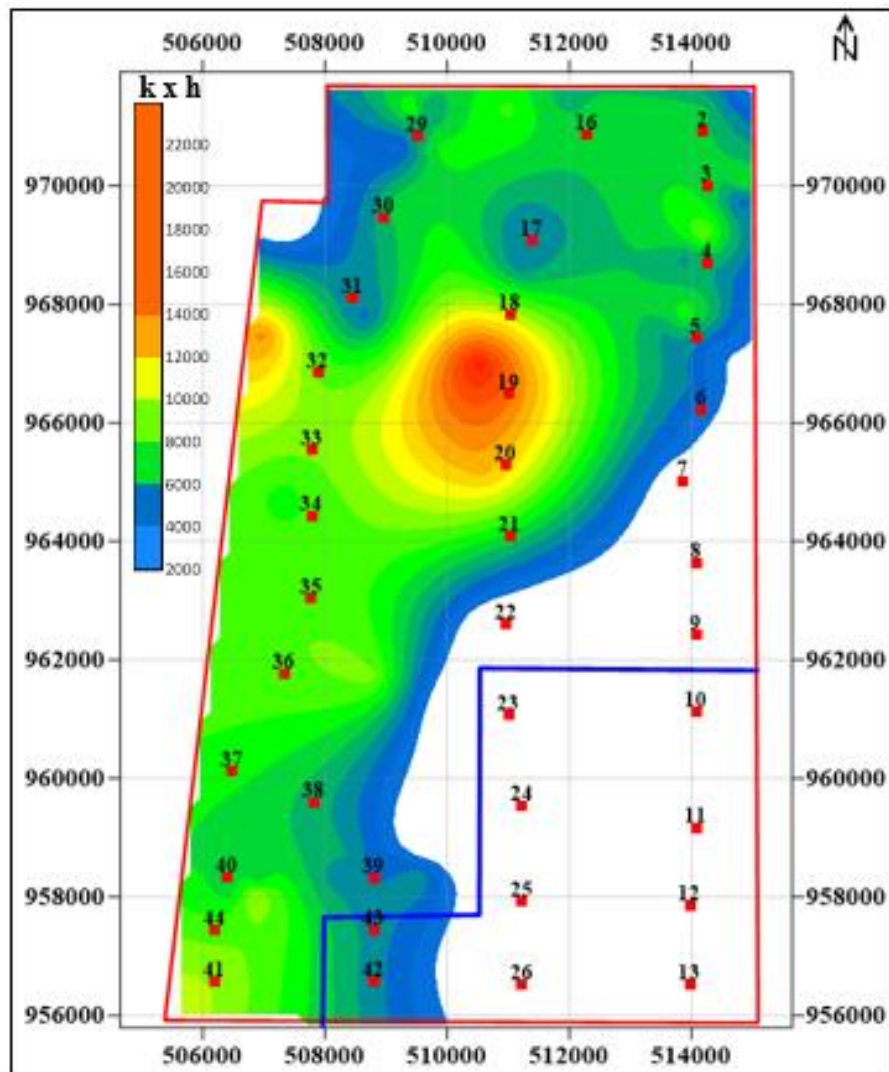


H.1 Mapa isocapacidad de flujo de O-11.



H.2 Mapa isocapacidad de flujo de O-12.



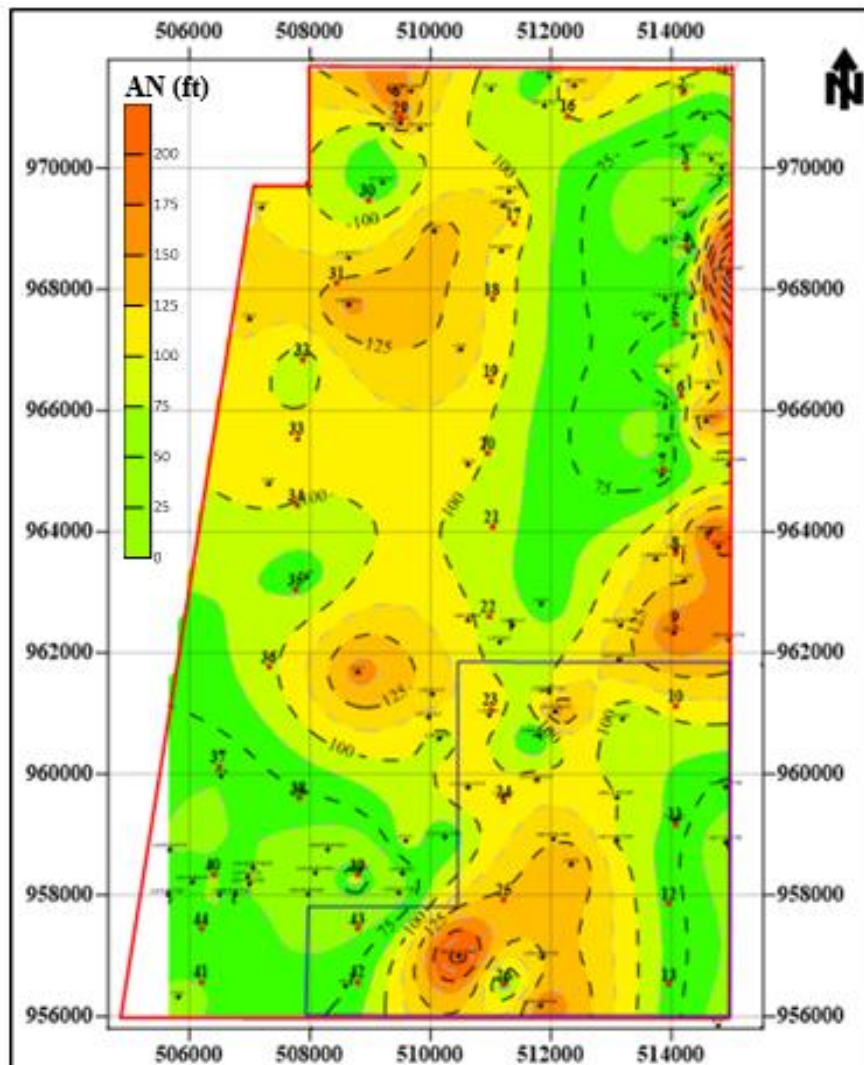


H.3 Mapa isocapacidad de flujo de O-13.

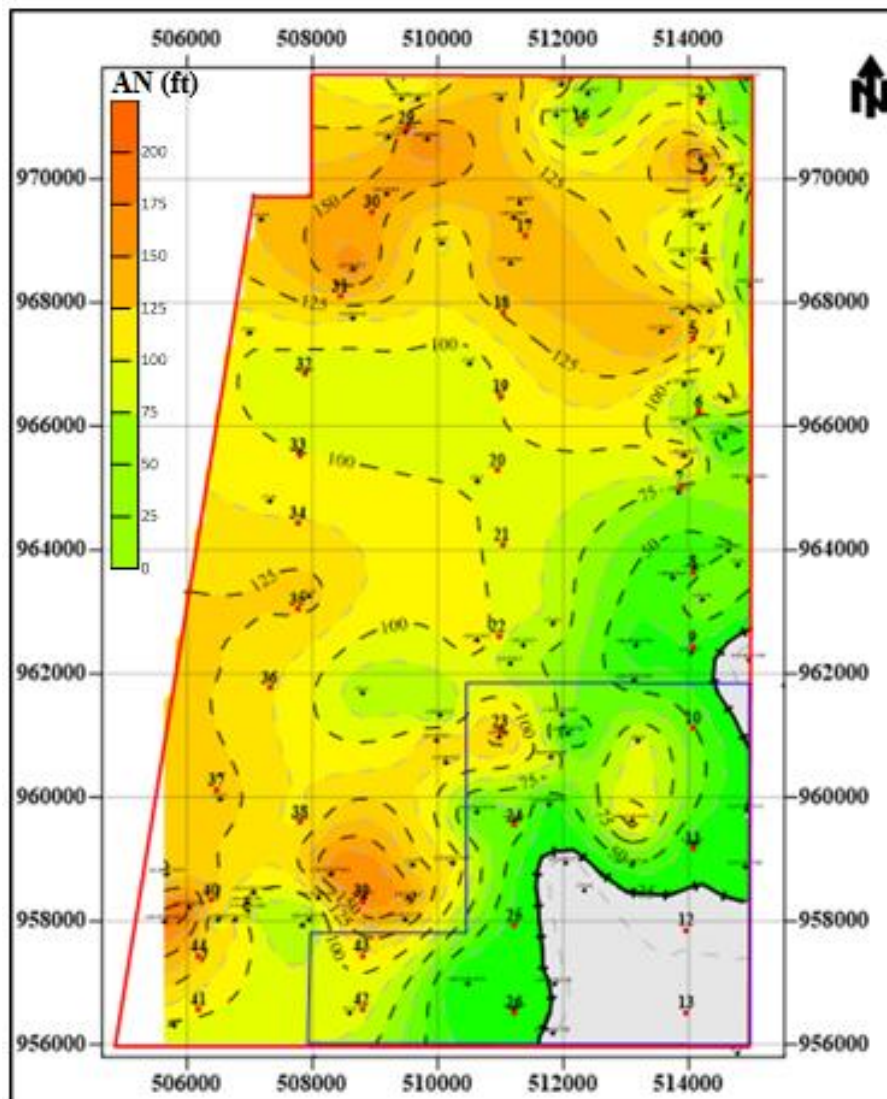


## **APÉNDICE I**

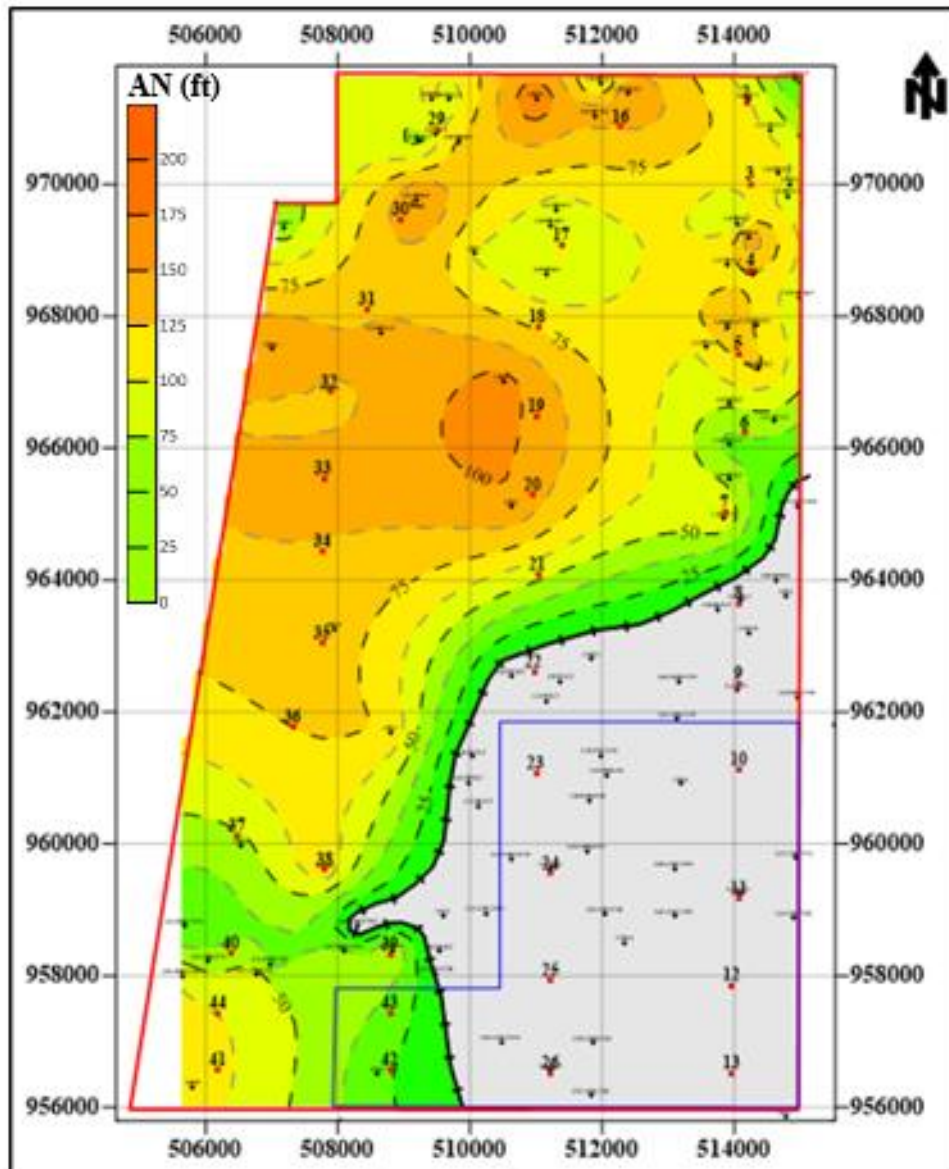
### **Mapas isópaco de arena neta total**



I.1 Mapa isópaco de arena neta total de O-11.



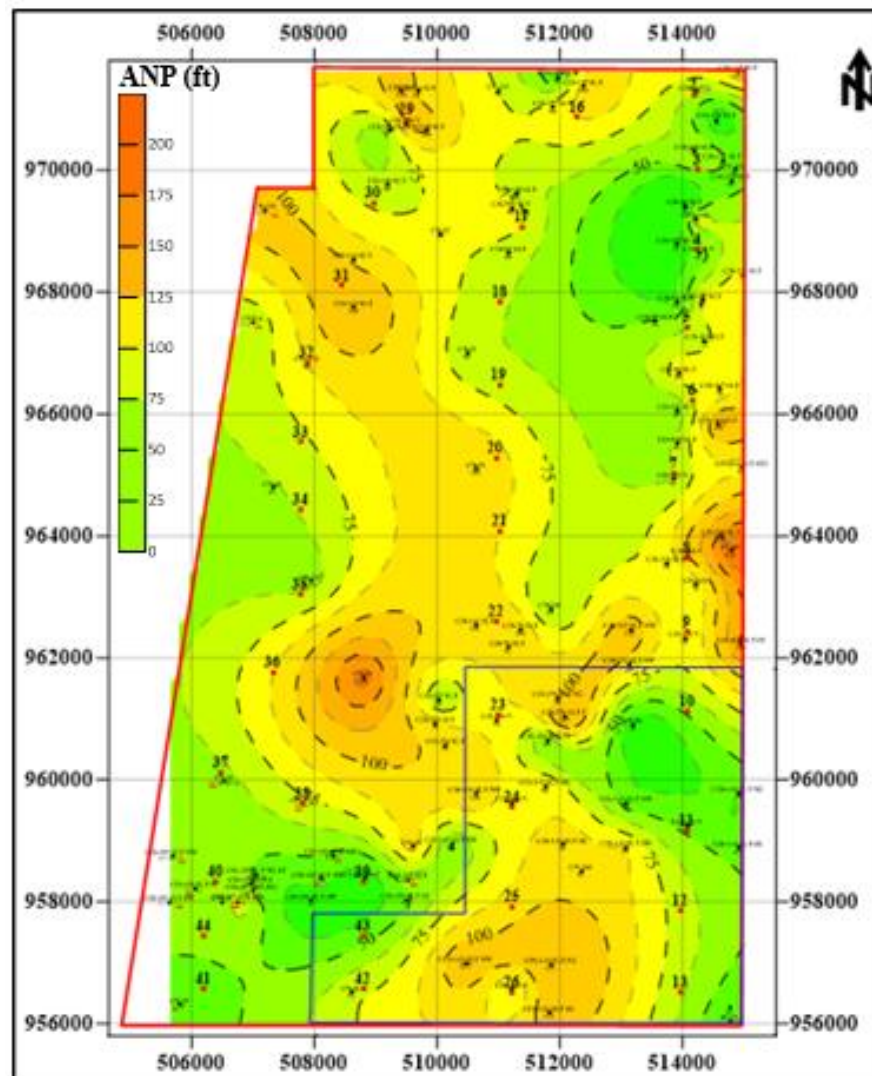
I.2 Mapa isópaco de arena neta total de O-12.



I.3 Mapa isópaco de arena neta total de O-13.

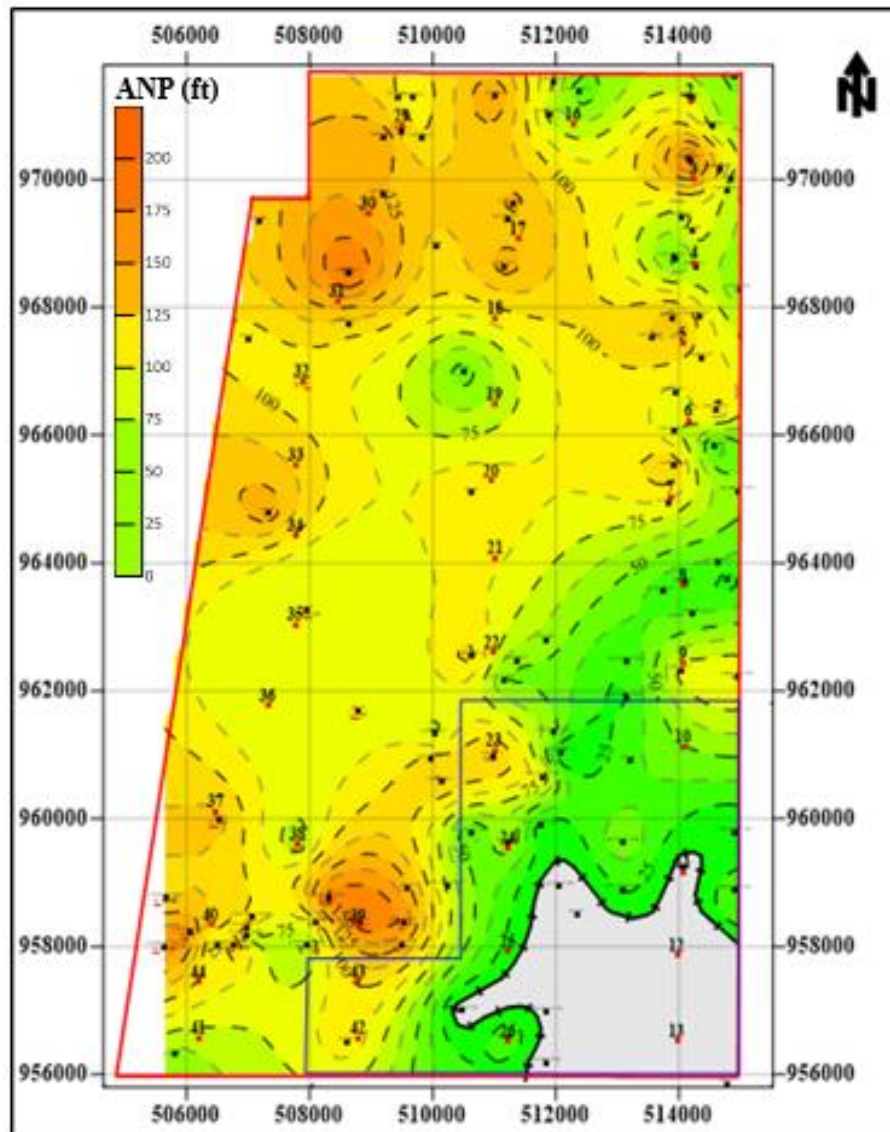
## **APÉNDICE J**

### **Mapas isópaco de arena neta petrolífera**

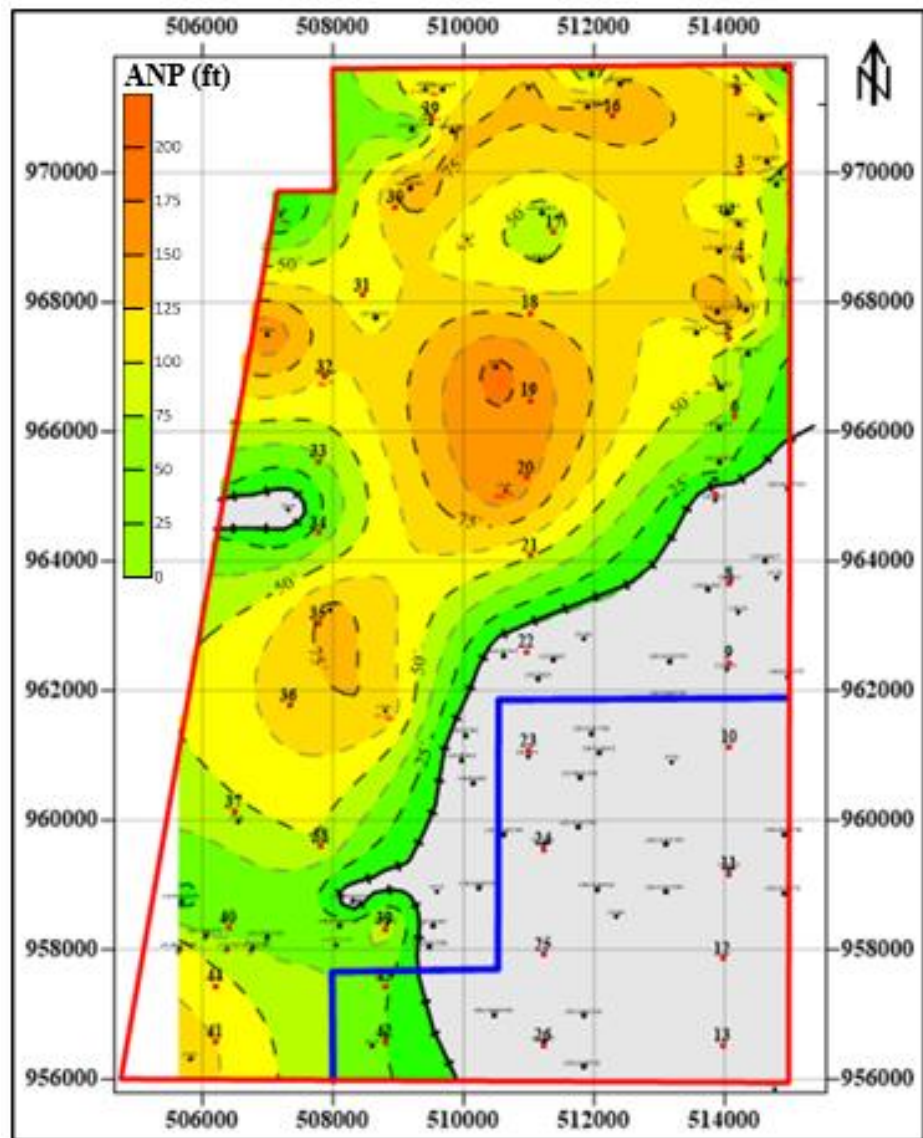


J.1 Mapa isópaco de arena neta petrolífera de O-11.





J.2 Mapa isópaco de arena neta petrolífera de O-12.

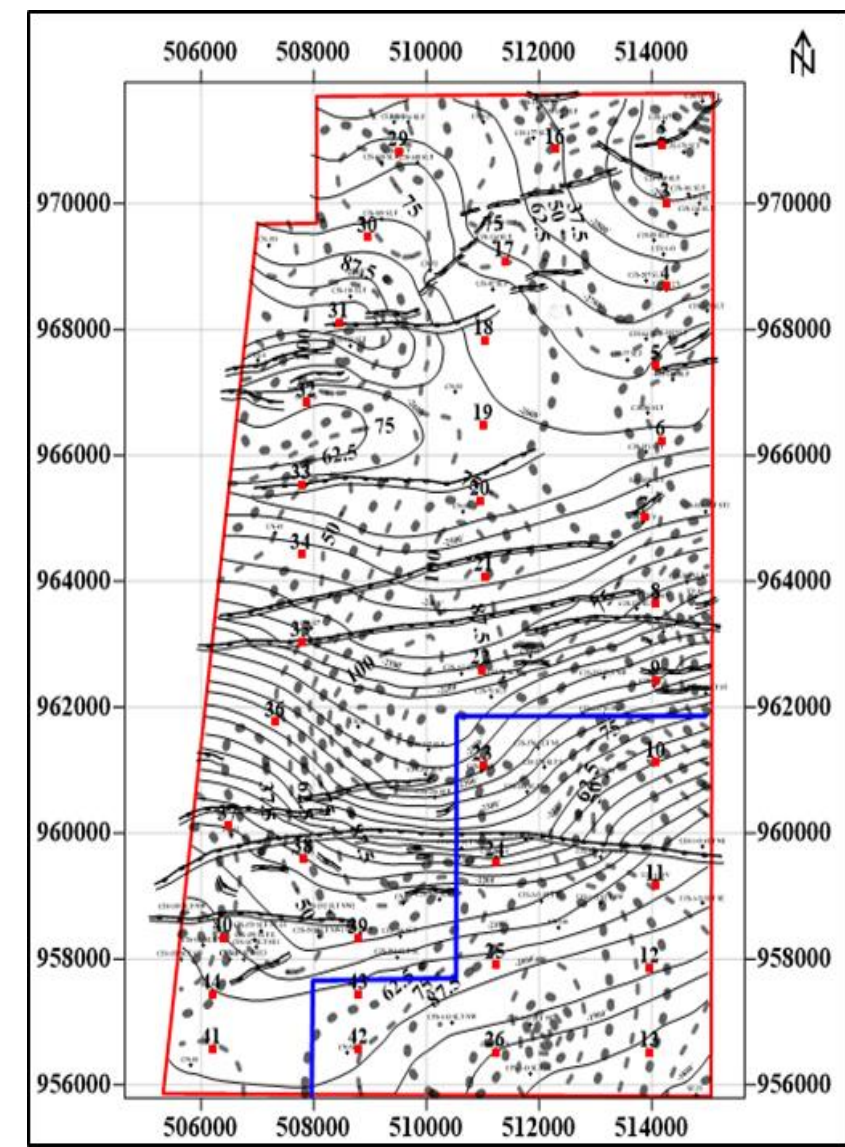


J.3. Mapa isópaco de arena neta petrolífera de O-13.

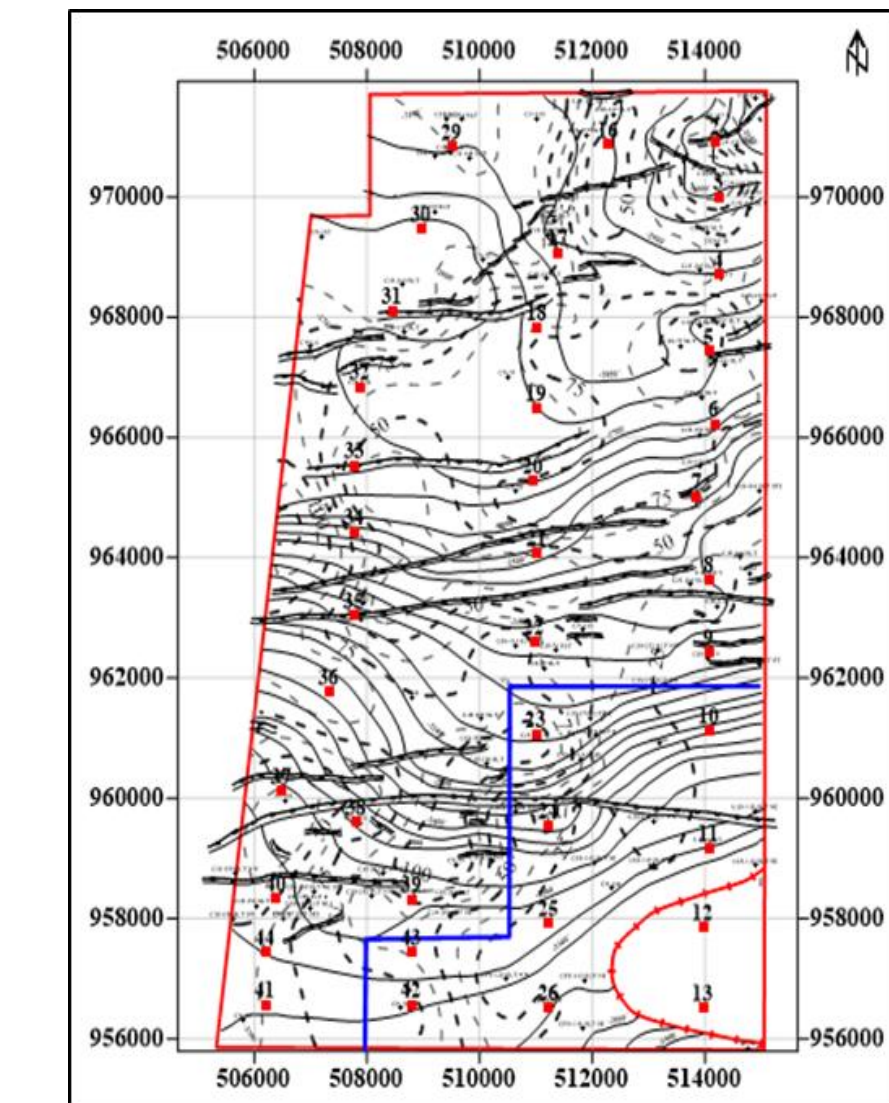


## **APÉNDICE K**

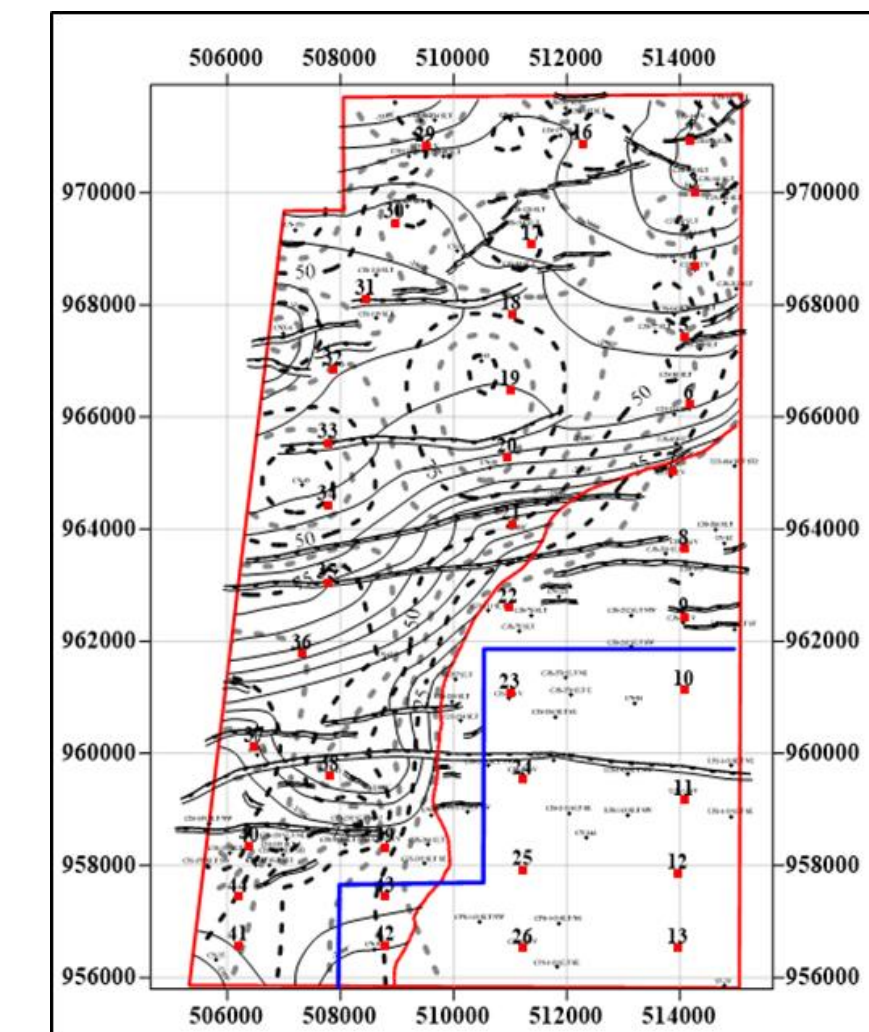
**Mapas isópaco estructural de arena neta petrolífera**



K.1 Mapa isópaco- estructural de arena neta petrolífera de O-11.



K.2 Mapa isópaco- estructural de arena neta petrolífera de O-12.



K.3 Mapa isópaco- estructural de arena neta petrolífera de O-13.

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

<b>Título</b>	<b>“ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOSTÁTICO DEL BLOQUE MPE-3 ASIGNADO A LA EMX PETROLERA SINOVENSA. S, A UBICADO EN EL CAMPO MORICHAL, DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, MUNICIPIO LIBERTADOR, ESTADO MONAGAS”</b>
<b>Subtítulo</b>	

## **Autor(es)**

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
<b>Marín José</b>	<b>CVLAC</b>	<b>26.913.309</b>
	<b>e-mail</b>	Jdavidmv1999@gmail.com
	<b>e-mail</b>	
<b>Ruiz Jorleni</b>	<b>CVLAC</b>	<b>26.870.086</b>
	<b>e-mail</b>	jorleniruizg@gmail.com
	<b>e-mail</b>	
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	

## **Palabras o frases claves:**

Mapas de isopropiedades
Petrofísica
Canales entrelazados
Contacto Agua- Petróleo Original
Estratigrafía
Sedimentología

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

## Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ciencias de la Tierra	Ingeniería Geológica

## Resumen (abstract):

---

El siguiente trabajo de investigación tuvo como objetivo general actualizar el modelo Geostático del Bloque MPE-3 asignado a la EMX Petrolera SINOVENSA, S.A ubicado en el Campo Morichal, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, Municipio Libertador, estado Monagas. Dicho trabajo se basó en una metodología a partir de la actualización de los modelos estratigráfico, sísmico- estructural, sedimentológico y petrofísico con la finalidad de actualizar todas las características presentes en el Bloque MPE-3 del yacimiento ya existente. Se elaboraron 8 secciones estratigráficas donde se validó la continuidad lateral y vertical de las arenas O-11, O-12 y O-13; también se realizaron 8 secciones estructurales donde se logró validar la existencia de 21 fallas de tipo normales, y la estructura del yacimiento corresponde a un homoclinal de rumbo Norte-Noreste y buzamiento de 2º a 3º al Norte; en cuanto al modelo sedimentológico se validó el ambiente de sedimentación para las arenas O-11, O-12 y O-13 para el Miembro Morichal que corresponde a un ambiente fluvial de canales entrelazados con influencia deltaica; con los datos de los topes en *TVDss* y los espesores de arena neta y arena neta petrolífera se elaboraron los mapas isópacos estructurales de las arenas garantizando así la estructura del yacimiento; Los resultados de la evaluación petrofísica fueron por promedios ponderados del Miembro Morichal de volumen de arcilla de 13.7%, porosidad de 29%, saturación de agua de 13.17% y permeabilidad de 3948 mD, lo que permitió determinar las propiedades físicas de la roca reservorio para luego generar los mapas de isopropiedades; finalmente se evaluaron 21 pozos que reflejaron un contacto Agua- Petróleo Original en las zonas que estaban presentando altos cortes de agua en los pozos de producción, y se determinó un contacto para el intervalo O-12 a la profundidad @ -2470' *TVDss* y para el intervalo O-13 a una profundidad de @ -3080' *TVDss*.

---

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

## Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
<b>Sandoval Berenice Del Carmen</b>	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	<b>8.884.428</b>
	<b>e-mail</b>	<b>sandovalbereni@gmail.com</b>
	<b>e-mail</b>	
<b>Monteverde Francisco</b>	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	<b>12.192.676</b>
	<b>e-mail</b>	<b>monteverdefr@gmail.com</b>
	<b>e-mail</b>	
<b>Jimenez Erasto</b>	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	<b>24.193.985</b>
	<b>e-mail</b>	<b>erastojimenez@yahoo.com</b>
	<b>e-mail</b>	
	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	

## Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
<b>2024</b>	<b>06</b>	<b>25</b>

Lenguaje: Spa

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

## Archivo(s):

Nombre de archivo
Tesis DEFINITIVA Marin y Ruiz.docx
Tesis DEFINITIVA Marin y Ruiz.pdf

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

## Alcance:

**Espacial:** PDVSA, Petrolera SINOVENSA, S. A (Opcional)

**Temporal:** 1 año (Opcional)

## Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero Geólogo

## Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Pregrado

## Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería Geológica

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

Universidad de Oriente



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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA

RECIBIDO POR *Mazalez*

FECHA *5/8/09* HORA *5:30*

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*Juan A. Bolaños Cuveto*  
**JUAN A. BOLAÑOS CUVELLO**  
Secretario

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

JABC/YGC/maruja

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

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

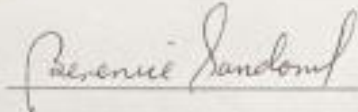
Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II semestre 2009, según comunicación CU-034-2009): "Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo,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



**AUTOR**  
Br. José Marín



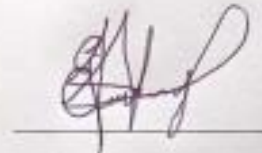
**AUTOR**  
Br. Jorleni Ruiz



**TUTOR**  
Prof: Berenice Sandoval



**JURADO**  
Prof: Francisco Monteverde



**JURADO**  
Prof: Erasto Jimenez

