

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



INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS DEL MIEMBRO MORICHAL INFERIOR DE LA FORMACIÓN OFICINA MEDIANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO TIPO HORIZONTALES EN LA MACOLLA 19 UBICADOS EN EL CAMPO CERRO NEGRO, BLOQUE CARABOBO, EMPRESA MIXTA (E.M) PETROMONAGAS, MUNICIPIO INDEPENDENCIA, ESTADO ANZOÁTEGUI.

TRABAJO FINAL DE GRADO PRESENTADO POR EL BACHILLER JEAN GÓMEZ PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO GEÓLOGO.

CIUDAD BOLÍVAR, DICIEMBRE 2023.



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
ACTA DE APROBACIÓN

Esta Tesis de Grado, titulada “**INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS DEL MIEMBRO MORICHAL INFERIOR DE LA FORMACIÓN OFICINA MEDIANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO TIPO HORIZONTALES EN LA MACOLLA 19 UBICADOS EN EL CAMPO CERRO NEGRO, BLOQUE CARABOBO, EMPRESA MIXTA (E.M) PETROMONAGAS, MUNICIPIO INDEPENDENCIA, ESTADO ANZOÁTEGUI**”, Presentada por el bachiller **GÓMEZ V., JEAN J.**, de Cédula de identidad No. **25.568.790** ha sido **APROBADO** como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO**, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Apellidos y nombres

Firma

Prof. Rosario Rivadulla (Asesor académico).

Prof. Berenice Sandoval (Jurado).

Prof. María García (Jurado).

Prof (a). Francisco R. Monteverde S.

Prof. Francisco R. Monteverde S.

Jefe de Dpto. De Ing Geológica.

Director de la Esc. de Ciencias de la Tierra.

Ciudad Bolívar, _____ del mes de _____ del año.

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios por amarnos y bendecirnos a todos, regalándonos una vida para tenerlo todo gracias a su generosidad.

En segundo lugar a mi padre José A. Gómez Martínez por ser tan excelente papá y estar todos los días de mi vida conmigo apoyándome, sacrificándose y demostrando el infinito amor que un padre puede darle a un hijo, a mi Tía Petra Quijada y a mi Abuela Nerys que aunque físicamente ya no están conmigo sé que lo siguen estando y dándome todo su amor de alguna manera como lo estuvieron siempre hasta a mediados de mi carrera, luego a mi Abuela Graciela que siempre ha estado y por las tantas cosas que ha hecho por mí junto con mis Tíos José Gregorio Gómez quien es mi segundo padre y mi Tía Roselyn Rodríguez que desde que soy niño ha sido una persona muy especial para mí. A mi prima Elicar Amaiz por ser gran fuente de inspiración para mí por sus ejemplos, consejos, virtudes, por escucharme, apoyarme y actuar como una hermana mayor.

AGRADECIMIENTOS

A Dios ante todo, por presentarse día a día en mí vida en cada ocasión, siendo el que dirige mi vida.

A mi Padre José Gómez por ser el principal pilar de mi vida, enseñándome lo que es el amor incondicional que un padre le puede dar a su hijo, a mi tía Petra Quijada y a mi abuela Nerys Quijada quienes ya no están presente

Al personal del departamento de geología de la empresa mixta Petromonagas, integrado por el Superintendente del departamento el Geol. Renny Itriago quien se desempeñó como mi tutor industrial, el Ing. Robín Castañeda, la Ing. Liveira Gil, Geol. Gustavo Ortuñez, Ing. Kevin Ascanio, Geol. Miguel León, Ing. Tomás Saldo y Geol. Humberto Vallejo, por permitirme desarrollar este trabajo de investigación en su sitio de ambiente laboral.

De igual manera agradezco al Ingeniero Geólogo Ronald Contreras, por todo el conocimiento geológico que compartió conmigo durante este periodo de tiempo.

A la profesora e Ingeniera geóloga Rosario Rivadulla, quien actuó como mi tutora académica.

A mi hermano de otra madre José Luis Veracierta, por estar conmigo en gran parte de mi vida estudiantil y a la vez ser la mejor amistad que alguien pueda llegar a tener.

También a la Familia Silva Carias, integrada por el Sr. Luis Silva, la Sra. Inés Carias, Luis René Silva y José Alejandro Silva, por compartir tantos momentos que tesoro mucho y por enseñarme tantas cosas que nunca hubiese conocido, siendo como la familia que tuve en Ciudad Bolívar y que amo tanto.

RESUMEN

El bloque Carabobo de la faja petrolífera del Orinoco abarca desde el sureste del estado Anzoátegui, parte meridional del estado Monagas y un sector del occidente del estado Delta Amacuro que se posiciona en el área limítrofe de los estados Anzoátegui y Monagas, dentro de este bloque se encuentra el Campo Cerro Negro donde labora el Centro Operativo Petromonagas (COPEM) a 120 km al sur de Maturín y 70 km al noroeste de Puerto Ordaz, con una superficie de explotación de 184,66 km². Esta empresa tiene como ocupación la producción de hidrocarburos desde su nacimiento el 28 de octubre del año 1997 (Operadora Cerro Negro), en el año 1999 realiza su primera producción de hidrocarburos y desde entonces no ha parado de avanzar. Para generar información y/o tener idea de con que se van a topa las perforaciones se realizó un estudio geológico que inició con la elaboración de bases de datos mediante la recopilación de diversas informaciones, las correlaciones de los topes de los miembros de la Formación Oficina usando registros eléctricos de los pozos verticales, pozos tipo *slant* y pozos tipo horizontales, se elaboraron las secciones geológicas que permitieron visualizar la continuidad de las arenas netas petrolíferas y partes del modelo estructural que se inició con la elaboración de un mapa estructural y secciones estructurales que muestran el comportamiento de la estructura por su buzamiento y las fallas geológicas, interpretación de las secciones sísmicas. Posteriormente se cuantificaron los espesores de las arenas netas petrolíferas (ANP) para la realización del mapa isópaco y deducir cual es el mejor sitio para realizar futuras perforaciones y se finalizó con la construcción de un mapa de paleoambiente generado a partir de las electroformas presentes en las profundidades TVDSS (*true vertical Depth subsea*) correspondientes al Miembro Morichal Inferior (MMI) y al Miembro Morichal Inferior 1 (MM_1). Los resultados revelaron que el área se encuentra influenciada por el alto estructural del basamento, su sentido de sedimentación es hacia el Noroeste, los espesores de canales rellenos con arena neta petrolífera varían de 9 pies a 100 pies, donde los mayores espesores se encuentran en el área Suroeste, mediante la base de datos obtenida de los registros eléctricos que muestran los espesores de arena neta petrolífera, fueron dibujados los mapas isópaco-estructurales que coinciden con las secciones geológicas que indican que los mayores espesores se dan en la zona Suroeste y los menores en el Noreste para Morichal Inferior, mientras que para Morichal Inferior 1 se observó solo en el Norte. Las litofacies alegaron un ambiente de depositación deltaica con influencia fluvial de canales rellenos con arena neta petrolífera cubiertos por llanuras de inundación y en menor escala, alternancias de lutitas y arena en el Morichal Inferior 1.

CONTENIDO

ACTA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	v
CONTENIDO.....	vi
LISTAS DE FIGURAS	x
APÉNDICES	xii
ANEXOS	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	2
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	2
1.1 Planteamiento del problema	2
1.2 Objetivos de la investigación	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Justificación de la investigación	5
1.4 Alcances de la investigación.....	6
1.5 Limitaciones de la investigación	6
CAPÍTULO II	7
GENERALIDADES	7
2.1 Ubicación relativa del área de estudio.....	7
2.2 Ubicación geográfica del área de estudio.....	8
2.3 Geología regional	9
2.3.1 Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela	10
2.3.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	10
2.3.3 Área mayor de Oficina	12
2.3.4 Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)	14
2.3.5 Estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	15

2.4 Geología local.....	17
2.4.1 Área de Carabobo	17
2.4.2 Estratigrafía del área de Carabobo	17
2.4.3 Estructura del área de Carabobo	18
2.5 Campo Cerro Negro	20
2.5.1 Ubicación geográfica del Campo Cerro Negro.....	20
2.5.2 Geología del campo Cerro Negro.....	20
2.5.3 Ambiente depositacional	21
2.5.4 Estratigrafía del campo Cerro Negro	22
2.6 Formación Oficina	23
2.6.1 Miembro Morichal	24
2.7 Reseña de la Empresa Mixta PETROMONAGAS S.A.....	24
2.7.1 Descripción de la empresa	24
2.7.2 Filosofía histórica de la empresa.....	25
2.7.3 Misión.....	26
2.7.4 Visión.....	26
2.7.5 Objetivos de la empresa	26
2.7.6 Aspectos legales.....	27
CAPÍTULO III	28
MARCO TEÓRICO	28
3.1 Antecedentes de la investigación	28
3.2 Fundamentos teóricos	29
3.2.1 Faja Petrolífera de Venezuela	29
3.2.2 Área mayor de Oficina	30
3.2.3 Estratigrafía establecida para el sector Macolla 19	31
3.2.4 Ambiente de sedimentación de las arenas del Miembro Morichal Inferior.....	32
3.3 Definición de términos básicos.....	33
3.3.1 Yacimiento petrolífero	33
3.3.2 Configuración en los yacimientos	33
3.3.3 MD (Measured Depth)	34
3.3.4 TVD (True Vertical Depth).....	34

3.3.5 MWD (Measurement While Drilling)	34
3.3.6 LWD (Logging While Drilling)	35
3.3.7 Pozo petrolero	35
3.3.8 Perforación direccional de pozo	35
3.3.9 Pozo totalmente recto (Straight well o vertical).....	36
3.3.10 Pozos horizontales	36
3.3.11 Interpretación de yacimiento	36
3.3.12 Modelo estructural	37
3.3.13 Modelo estratigráfico	37
3.3.14 Registros de pozos	38
3.3.15 Registros “rayos gamma” (GR).....	38
3.3.16 Registro de resistividad.....	39
3.3.17 Correlación.....	39
3.3.18 Secciones estructurales.....	40
3.3.19 Secciones estratigráficas.....	40
3.3.20 Macolla de pozos	40
3.3.21 Mapa estructural.....	41
3.3.22 Mapa isópaco.....	41
3.3.23 Mapa de paleoambiente.....	41
3.3.24 Petrel.....	42
CAPÍTULO IV.....	43
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	43
4.1 Tipo de investigación	43
4.2 Diseño de la investigación.....	44
4.2.1 Investigación documental.....	44
4.2.2 Investigación de Campo	44
4.3 Población de la investigación.....	45
4.4 Muestra de la investigación	45
4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	46
4.5.1 Técnicas de recolección de los datos	46
4.5.2 Instrumentos de recolección de datos	47

4.6 Flujograma de la investigación.....	47
4.7 Procedimiento para el logro de los objetivos	48
CAPÍTULO V.....	49
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	49
5.1 Creación de bases de datos	49
5.2 Correlación litoestratigráfica	50
5.3 Elaboración de secciones geológicas	51
5.3.1 Secciones estratigráficas	54
5.3.2 Secciones estructurales.....	59
5.3.3 Secciones sísmicas	66
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
CONCLUSIONES.....	73
RECOMENDACIONES.....	75
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	76

LISTAS DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del área de la Empresa Mixta Petromonagas (E.M Petromonagas, 2010).....	8
Figura 2.2 Ubicación del área asignada a Petromonagas (E.M Petromonagas, 2010).....	8
Figura 2.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA, 2001).....	12
Figura 2.4 Corte este-oeste en el Área Mayor de Oficina, mostrando el desarrollo decanales en la Formación Oficina (González de Juana, C. y otros, 1980).....	13
Figura 2.5 Ubicación geográfica de la FPO(PDVSA-CVP, 2009).	14
Figura 2.6 Corte estructural del área Carabobo (PDVSA, 1983).....	19
Figura 2.7 Sección estructural del área Carabobo (PDVSA, 1983).....	19
Figura 2.8 Ambiente de depositación del área de Petromonagas (E. M Petromonagas2010).....	22
Figura 2.9 Columna estratigráfica del Campo Cerro Negro (E.M Petromonagas, 2010).....	23
Figura 4.1 Flujograma de investigación.....	48
Figura 5. 1 Base de datos	50
Figura 5.2 Registro tipo.	53
Figura 5.3 Mallado de secciones estratigráficas	54
Figura 5.4 Sección estratigráfica A1-A1'	55
Figura 5.5 Sección estratigráfica B1-B1'	56
Figura 5.6 Sección estratigráfica C1-C1'	57
Figura 5.7 Sección estratigráfica E1-E1'	58
Figura 5.8 Sección estratigráfica G1-G1'.....	59
Figura 5.9 Mallado de secciones estructurales.....	59
Figura 5.10 Sección estructural A1-A1'.....	60
Figura 5.11 Sección estructural B1-B1'.....	61
Figura 5.12 Sección estructural C1-C1'.....	62
Figura 5.13 Sección estructural D1-D1'.....	63
Figura 5.14 Sección estructural E1-E1'.....	64
Figura 5.15 Sección estructural F1-F1'.....	65
Figura 5.16 Sección estructural G1-G1'.....	66
Figura 5.17 Sección sísmica X-X'.....	67
Figura 5.18 Sección sísmica Y-Y'.....	68
Figura 5.19 Sección sísmica Z-Z'.....	69
Figura 5.20 Mapa isopaco-estructural de Morichal Inferior	69
Figura 5.21 Mapa isopaco-estructural de Morichal Inferior 1.	71
Figura 5. 22 Mapa de Paleoambiente del Miembro Morichal Inferior	72

Figura 5.23 Mapa de Paleoambiente del Miembro Morichal Inferior 73

APÉNDICES

Apéndice A.....	80
A.1 Base de datos de las fallas geológicas presentes en el área.....	83
A.2 Mapa base de las fallas geológicas (Petrel 2015)	84
Apéndice B.....	84
B1 Base de datos de las perforaciones en la macolla 19.....	86
B.2 Parámetros del yacimiento.....	86

ANEXOS

1. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A1-A1'
2. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B1-B1'
3. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C1-C1'
4. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA E1-E1'
5. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA G1-G1'
6. SECCIÓN ESTRUCTURAL A1-A1'
7. SECCIÓN ESTRUCTURAL B1-B1'
8. SECCIÓN ESTRUCTURAL C1-C1'
9. SECCIÓN ESTRUCTURAL D1-D1'
10. SECCIÓN ESTRUCTURAL E1-E1'
11. SECCIÓN ESTRUCTURAL F1-F1'
12. SECCIÓN ESTRUCTURAL G1-G1'
13. SECCIÓN SÍSMICA X-X'
14. SECCIÓN SÍSMICA Y-Y'
15. SECCIÓN SÍSMICA Z-Z'
16. MAPA ISOPACO-ESTRUCTURAL UNIDAD MI
17. MAPA ISOPACO-ESTRUCTURAL UNIDAD UMI-1
18. MAPA DE FACIES UNIDAD MI
19. MAPA DE FACIES

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) fue descubierta en el año 1.936, se encuentra posicionada entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, con una extensión de área; Este a Oeste 650 km y Norte a Sur 70 km abarcando una superficie total de 55.314 km². Al Suroeste limita con Calabozo (Guárico) hasta la desembocadura del río Orinoco en el mar atlántico.

La FPO es una de las acumulaciones de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo, está conformada por cuatro bloques cuantificados que suman un total de Petróleo Original en Sitio (POES) de 1.360 millones de barriles en reservas petroleras donde: Carabobo posee reservas estimadas en 227.000 millones de barriles, Boyacá con 489.000 millones de barriles, Junín con 557.000 millones de barriles y Ayacucho con 87.000 millones de barriles.

En la actualidad, la Empresa Mixta PETROMONAGAS opera en la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente en el Campo Cerro Negro del Bloque Carabobo, la cual posee un área de explotación de 184,66 Km², donde se tienen 18 macollas operativas, con un total de 470 pozos perforados.

En el Campo Cerro Negro el objetivo prospectivo son las arenas del Miembro Morichal de la Formación Oficina, donde Petromonagas realiza perforaciones de pozos de tipo horizontal. Actualmente se está perforando los pozos de la macolla 19, los cuales son el objeto de estudio para la realización de esta investigación, por la falta de información geológica necesaria para tal exploración. A partir de esta

situación surge el interés de realizar la evaluación geológica de estas arenas, con la finalidad de que esta información pueda ser útil para las diferentes perforaciones que se realizarán posteriormente.

Este trabajo consta de 6 partes: el capítulo I con el planteamiento del problema, el capítulo II generalidades del área de estudio, el capítulo III marco teórico, capítulo IV que trata de la metodología utilizada en el proyecto, el capítulo V con los análisis de los resultados, las conclusiones y las recomendaciones.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Planteamiento del problema

Desde el descubrimiento del petróleo en Venezuela en la década de 1910, ha sido un tema de gran ascenso e importancia, no solo por la utilidad del petróleo, también porque somos el país con las reservas de petróleo más generosas, siendo notablemente la principal actividad que genera ingresos, es decir, la economía nacional depende en casi su totalidad del dinamismo petrolero.

La industria de los hidrocarburos es fundamental para generar empleos y el desarrollo económico del país, permitiendo la construcción de hospitales, carreteras, escuelas, puertos, aeropuertos y muchas más infraestructuras que benefician enormemente a la nación. En vista que los hidrocarburos son recursos de gran interés, se sabe que es necesario una serie de procedimientos para llegar a la producción, y también se

requiere de interpretaciones ingenieriles con la intención de optimizar dicha producción, tomando en cuenta que para extraer el petróleo se requiere de una inversión inicial de dinero muy alta siendo una gran responsabilidad, por ende que antes de iniciar con los proyectos, se realizan varios estudios, entre ellos un estudio geológico, ya que no todas las partes profundas de la tierra contienen petróleo o son rentables para extraer; llegando inclusive a tener lugares cercanos pero con distintas configuraciones que varían en cuanto a la dificultad de producción de hidrocarburo. Partiendo de todo lo anterior se afirma que el punto principal del presente trabajo degradado es favorecer el aumento de la producción petrolera mediante el análisis de las arenas del Miembro Morichal Inferior de la Formación Oficina, con el interés de proponer nuevas localizaciones para perforar, todo esto se conseguirá mediante las aplicaciones que brindan la geología estructural, la estratigrafía, la ingeniería, la sísmica y cualquier ciencia afín.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Interpretar geológicamente las arenas del Miembro Morichal Inferior de la Formación Oficina, objeto de la perforación de los pozos horizontales en la macolla 19, ubicados en el Campo Cerro Negro, Bloque Carabobo, Faja petrolífera del Orinoco. EMPRESA MIXTA (E.M) Petromonagas, municipio Independencia, estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Establecer los valores reales de *MD* y *TVD* correlacionando las profundidades en *TVDSS* mediante el seguimiento de los parámetros geológicos con

herramientas *LWD* y *MWD* de los topes estimados de los Miembros Pílon, Jobo, Yabo y Morichal de la Formación Oficina con los topes reales de la secuencia estratigráfica atravesada durante la perforación de los pozos de desarrollo en el Campo Cerro Negro. Municipio Independencia, Sur del Estado Anzoátegui.

2. Elaborar secciones estratigráficas del área de estudio para verificar la continuidad vertical y lateral de las arenas del Miembro Morichal Inferior.

3. Definir el modelo estructural para las arenas del Miembro Morichal Inferior de la Formación Oficina de la macolla 19 del Campo Cerro Negro, a partir de secciones estructurales, secciones sísmicas y mapas estructurales.

4. Cuantificar los espesores de las arenas netas petrolíferas correspondientes al Miembro Morichal Inferior de la Formación Oficina en la macolla 19 mediante la comparación previa de datos estratigráficos de las arenas de Morichal Inferior comparados con las perforaciones de pozos productores realizados.

5. Definir el ambiente de sedimentación de las arenas del Miembro Morichal Inferior, a través de la realización de un mapa de paleoambiente.

6. Proponer nuevas localizaciones y pozos candidatos adicionales para así aumentar los volúmenes de arena neta petrolífera de la macolla 19 del Campo Cerro Negro de la Empresa Mixta Petromonagas.

1.3 Justificación de la investigación

Las principales actividades comerciales de Venezuela son las labores petroleras, esto se debe a las grandes reservas de hidrocarburos que posee dicha nación; siendo el país con mayor cantidad de petróleo, pero, solo el 30% de los hidrocarburos son livianos y medianos de alta comercialización, el porcentaje restante son pesados y extrapesados de difícil extracción y cuyas reservas se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Rafael Chávez Frías, siendo una acumulación equipada con un POES de 1.360 millones de barriles en reservas, de las cuales Carabobo posee reservas estimadas en 227.000 millones de barriles. Partiendo de que se desea aprovechar lo máximo posible la mayor extracción de hidrocarburos de la forma más rentable, segura y eficaz, es indispensable contar con la mayor suma de información relevante posible sobre la litología (en este caso son las arenas del Miembro Morichal Inferior de la Formación Oficina) para una mejor interpretación de los parámetros de las arenas, es por eso que se plantea realizar este presente trabajo, para brindarle a la Empresa Mixta Petromonagas mayor información sobre los lugares que presenten mejores características para ser perforados, ya que no todos los puntos de una misma zona son igual de factibles para realizar una perforación, es decir, unos lugares pueden producir mayor cantidad de hidrocarburos que otros puesto que pueden contener mucho más petróleo o unas mejores condiciones de yacimiento donde sea más fácil su extracción, dándole importancia a la búsqueda de información para la toma de decisiones al momento de decidir donde perforar.

1.4 Alcances de la investigación

Luego de recopilar información para los análisis geológicos en beneficio de las operaciones petroleras, se logró una organización, actualización, modificación y obtención de información posterior sobre las áreas pertenecientes y cercanas de la macolla 19, la cual es una macolla nueva perteneciente a la empresa mixta Petromonagas; se determinaron las profundidades de los miembros de la Formación Oficina, se realizó la correlación de las profundidades de los topes en TVDSS estimados con los reales que fueron encontrados encampo a medida que se iba perforando; y mediante las secciones estratigráficas del área de interés de estudio se verificaron las continuidades laterales y verticales de las arenas y por último en cuanto a los registros eléctricos se pudieron cuantificar los espesores de las arenas petrolíferas correspondientes al Miembro Morichal de la Formación oficina.

La aplicación de la geología permitió elaborar los mapas estructurales y de paleoambiente, para determinar la configuración del yacimiento y los parámetros geológicos, para obtener el modelo estructural mediante la elaboración de secciones estructurales, secciones sísmicas y mapas estructurales que fueron ajustados a las arenas objetivos correspondiente a los pozos perforados en el subsector macolla 19 del Campo Cerro Negro de la empresa mixta Petromonagas, usando la información generada por las herramientas de LWD y MWD, en el seguimiento de los parámetros geológicos durante las perforaciones intermedias y de desarrollo de los pozos.

1.5 Limitaciones de la investigación

1) El tiempo correspondiente al trabajo de investigación es de 6 meses restringidos.

2) La macolla 19 esta apenas en sus inicios, por ende, carece de informaciones.

3) Toda estimación siempre será una hipótesis hasta el momento posterior a la realización del trabajo de interés que permita demostrar que tan exacta a la realidad estuvo dicha estimación.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación relativa del área de estudio

El Centro Operativo PETROMONAGAS, se encuentra ubicado en el Campo Cerro Negro del Bloque Carabobo, en el área limítrofe de los estados Anzoátegui y Monagas a 120 Km. al Sur de Maturín y 70 Km. al Noreste de Puerto Ordaz, comprendiendo un área de explotación de 184,86 Km² y opera en el Campo Cerro Negro (E.M Petromonagas, 2010).

En las figuras 2.1 y 2.2 se muestra la ubicación del área de PETROMONAGAS dentro del bloque Carabobo.

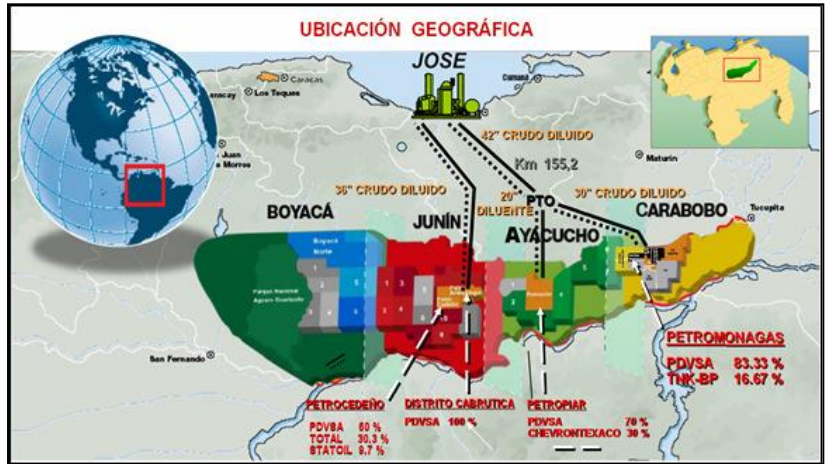


Figura 2.1 Ubicación del área de la Empresa Mixta Petromonagas (E.M Petromonagas, 2010).

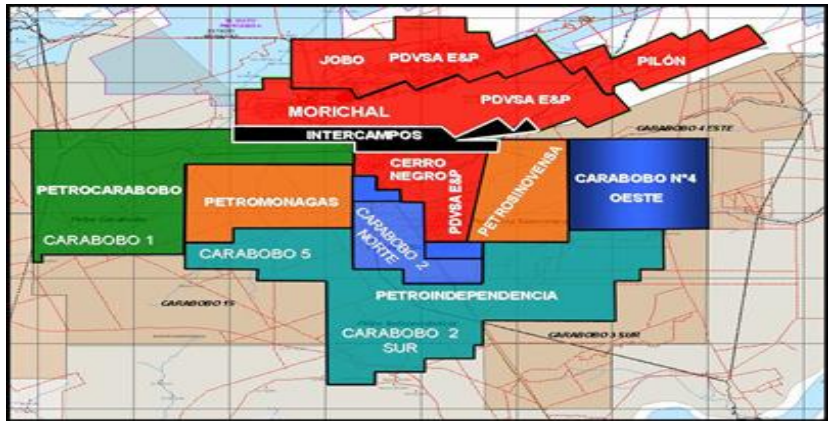


Figura 2.2 Ubicación del área asignada a Petromonagas (E.M Petromonagas, 2010).

2.2 Ubicación geográfica del área de estudio

El área asignada de Cerro Negro es una franja que se extiende desde el Sur - Este del Estado Anzoátegui, ocupa toda la parte meridional del Estado Monagas y un sector del Occidente del Territorio Federal Delta Amacuro. Mide alrededor de 160

km de largo, por unos 45 Km (promedio) de ancho, cubriendo un área aproximada a los 7.100 Km².

2.3 Geología regional

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra en el extremo meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela. Las zonas de reconocido potencial petrolífero pertenecen al Cretáceo y al Terciario Superior, y los sedimentos perforados indican ambientes de muy poca profundidad, desarrollados sobre penillanuras erosionales ocasionadas durante dos períodos de hiatus, en la región situada cerca del borde septentrional del cratón guayanés. En esta zona las columnas sedimentarias poseen profundidades de soterramiento que fueron insuficientes desde el momento mismo de su sedimentación (González de Juana, C. y otros, 1980).

La Formación Oficina fue depositada durante el Mioceno Temprano - Medio en un ambiente deltaica con influencia fluvial y que se ha interpretado acuñándose hacia el sur contra el Basamento Precámbrico del Cratón de Guayana. Constituye la formación productora del área, tanto en Cerro Negro como en los campos tradicionales del Sur de Monagas: Morichal, Jobo, Temblador, Pilón, Uracoa, etc. (González de Juana, C. y otros, 1980).

Esta cuenca está ubicada en la zona centro-oeste de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural, tiene un área total aproximada de 165.000 km². Por su contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del sur, solo sobrepasada por la cuenca del lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o faja petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del sur (González de Juana, C. y otros, 1980).

La extensión y características tectónicas actuales de la cuenca petrolífera de Venezuela oriental son el resultado de su evolución final durante el ciclo terciario superior (González de Juana, C. y otros, 1980).

2.3.1 Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela

La principal roca yacimiento dentro del área de estudio la constituye la Formación Oficina, del Mioceno Temprano, descrita como depósitos deltaica con influencia fluvial; en donde la antigua empresa Operadora Cerro Negro, desarrolló una columna estratigráfica a partir de un registro tipo y utilizando herramientas de estratigrafía secuencial. Con el propósito de facilitar análisis litológicos informales de las facies depositacionales, se dividió la Formación. Oficina, en tres unidades productoras, las cuales corresponden a los Miembros: Morichal Inferior, Morichal Medio y Morichal Superior (González de Juana, C. y otros, 1980).

La secuencia sedimentaria correspondiente al Miembro Morichal, fue depositada directamente sobre el basamento ígneo – metamórfico presente en el área. El Miembro Morichal presenta un espesor promedio aproximado de 394 pies y está caracterizado por un intervalo masivo de canales de arena petrolífera poco consolidadas, alternadas con sedimentos de granos más finos tales como arcillas, limonitas y lutitas, propios de ambientes de llanura de máxima inundación o ambientes pantanosos (González de Juana, C. y otros, 1980).

2.3.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela

El proceso evolutivo 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 lapsos principales de orogénesis y después de largos lapsos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente pleniplanadas. (González de Juana, C. y otros, 1980).

La figura 2.3 muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se encuentran organizados cada período, separado por edades. Las características más sobresalientes en el fallamiento de la cuenca de Venezuela oriental son dos líneas de corrimiento subparalelas, de las cuales, la situada al noreste constituye al corrimiento frontal de Guárico y la situada al este de la depresión de Barcelona, el sistema de corrimientos frontales de Anzoátegui y Monagas. (González de Juana, C. y otros, 1980).

El sistema de Anzoátegui y Monagas se extiende hacia el sur de la serranía del interior oriental, por debajo de planicies con anchuras variables entre 15 y 40 Km y una longitud aproximada de 150 Km, en las cuales se han desarrollado campos petrolíferos. (González de Juana, C. y otros, 1980).

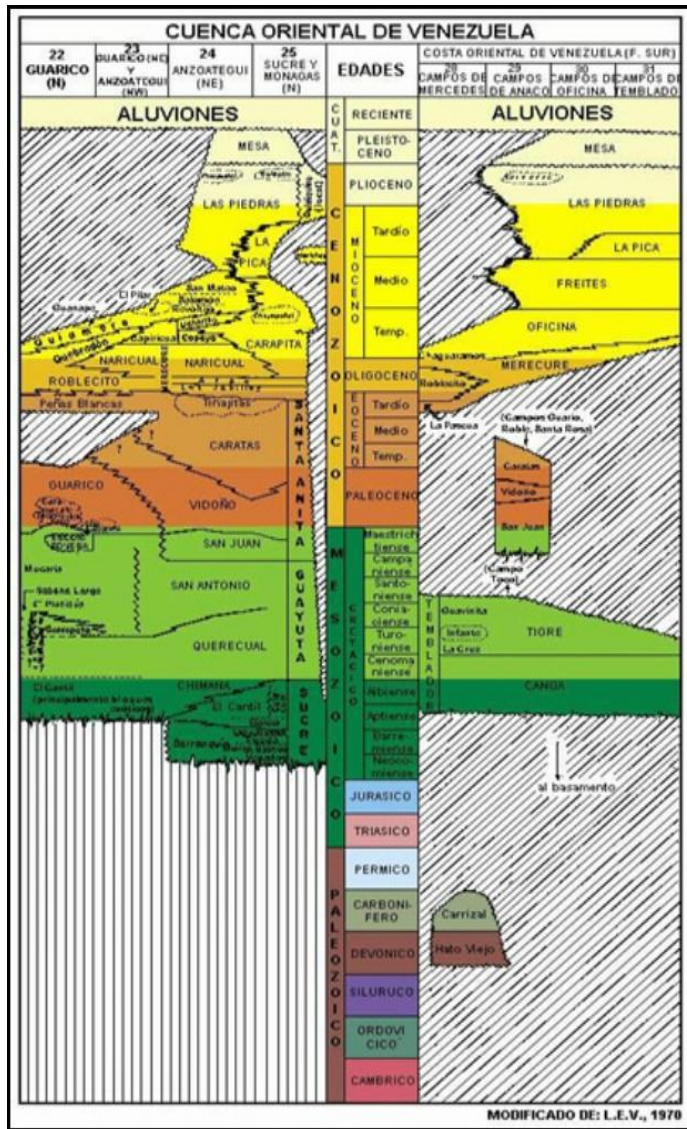


Figura 2.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA, 2001).

2.3.3 Área mayor de Oficina

El área mayor de oficina está limitada arbitrariamente al este por una línea de rumbo Noroeste entre el extremo occidental del campo Oritupano y el campo Onado

al norte, y al sur por una línea este-oeste situada al sur de los campos melones, miga y Yopales; que marca el límite convencional entre los crudos pesados del sur del área de Oficina y los crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco. (González de Juana, C. y otros, 1980).

El área de oficina tiene casi 100 arenas diferentes con espesores variables entre 0.60 m y 55 m. algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por muchos kilómetros cuadrados; otras son áreas de canal, situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables. (González de Juana, C. y otros, 1980).

Donde el desarrollo de los canales en dirección este-oeste se muestra en la figura 2.4

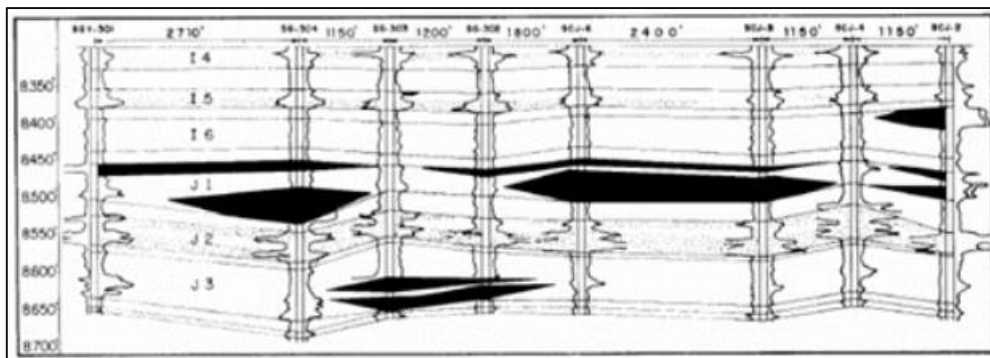


Figura 2.4 Corte este-oeste en el Área Mayor de Oficina, mostrando el desarrollo decanal en la Formación Oficina (González de Juana, C. y otros, 1980).

2.3.4 Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)

La Faja Petrolífera del Orinoco representa el borde meridional extremo de la cuenca oriental de Venezuela. Limitándonos a las columnas sedimentarias de reconocida potencialidad petrolífera, de edad cretácico y terciario superior, los sedimentos perforados indican ambientes de muy poca profundidad, desarrollados sobre dos penillanuras erosionables (González de Juana, C. y otros, 1980).

El área extensiva de la Faja Petrolífera del Orinoco y sus diferentes bloques son mostrados en la figura 2.5 dentro de esta gran extensión de terreno que excede los 40 mil kilómetros cuadrados, se han calculado enormes volúmenes de petróleo in situ que constituyen una reserva energética digna de ser tomada en consideración (González de Juana, C. y otros, 1980).

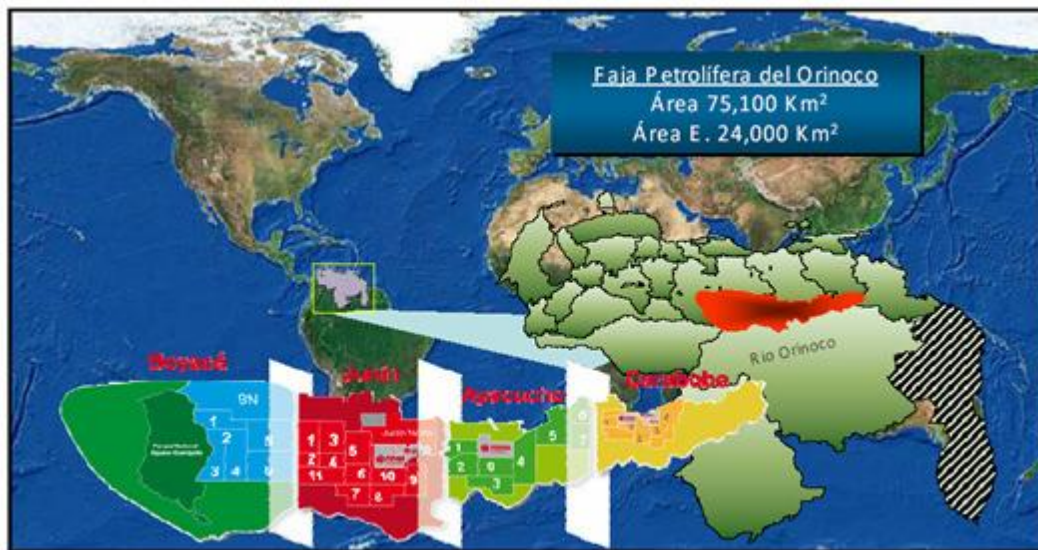


Figura 2.5 Ubicación geográfica de la FPO (PDVSA-CVP, 2009).

2.3.5 Estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco

Se caracteriza estructuralmente como una tectónica de bloques con fallas normales tensionales, sin evidencia de plegamientos mayores. El salto vertical de las fallas regularmente no excede los 200 pies. Los rasgos regionales predominantes permiten identificar dos provincias tectónicas, separadas por el sistema de fallas de Hato Viejo (Ramírez, J., 2011).

La estructura al Sur de Monagas y de la Faja Petrolífera del Orinoco se describe como un homoclinal de suave buzamiento hacia el Norte (3° a 4°) cortado por fallas normales de rumbo predominante noreste y un sistema más joven de direcciones Noroeste (Ramírez, J., 2011).

Los cuatro sectores o áreas resultantes de la división de la Faja Petrolífera del Orinoco son:

1. El área de Boyacá está ubicada en el Centro-Sur del estado Guárico. Pertenece a la zona más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 km^2 , las acumulaciones principales de hidrocarburos se encuentran en las formaciones Roblecitos, La Pascua y Chaguaramas Basal (González de Juana, C. y otros, 1980).

2. El área de Junín se encuentra ubicada al Sur-Este del estado Guárico y al Sur-Oeste del estado Anzoátegui con un área de 14.580 Km^2 . Esta acumulación se encuentra en las arenas básicas no consolidadas de la Formación Oficina. Existen cuatro sectores que definen la calidad de los sedimentos en Junín: a) un área prioritaria (área de San Diego), cuyas arenas son altamente petrolíferas y pertenecen a la sección basal de la Formación Oficina; b) un conjunto de lentes que constituyen en gran parte las acumulaciones de segundo orden; c) el sector occidental denominado

sector de Guárico, que contiene petróleo extrapesado en arenas arcillosas, intercaladas con niveles acuíferos y, finalmente, el Cretáceo que aporta mínimo volumen en el cómputo de reservas (González de Juana, C. y otros, 1980).

3. El área Ayacucho tiene una extensión de 8.763 Km² formando parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del Estado Anzoátegui. Ocupa parte del Este central del río Orinoco, limita por el Norte con los campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos; al Sur con el río Orinoco, por el Este con el Área de Carabobo y al Oeste con el Área de Junín.

4. El área de Carabobo, ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur- Este del estado Anzoátegui y con un área de 7100 Km². Se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pilón. Al igual que el resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del Miembro Morichal. Los crudos de Carabobo tienen 9° API, son de base nafténica y poseen un alto contenido de azufre y metales (González de Juana, C. y otros, 1980).

2.4 Geología local

2.4.1 Área de Carabobo

El área de Carabobo, es la más oriental de las cuatro que componen la Faja Petrolífera del Orinoco, se extiende desde el sureste del estado Anzoátegui y ocupa toda la parte sur del estado Monagas y un sector de occidente del estado Delta Amacuro. Tiene una superficie total de 2.311 Km² y un área que cubre una extensión de 7100 Km², fue explorada tomando en consideración la información existente, tanto de sísmica como estratigrafía, con la que se contaba en el Ministerio de Minas y CVP entre los años 1970-1976 (González de Juana, C. y otros, 1980).

2.4.2 Estratigrafía del área de Carabobo

El área de Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, forma parte del flanco Surde la Cuenca Oriental de Venezuela. Ésta es, una cuenca asimétrica con su eje mayor en dirección este-oeste, cuyo origen puede remontarse a la era Paleozoica y que en los períodos subsiguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde Terciario hasta el presente (E.M Petromonagas, 2010).

La columna estratigráfica del área de estudio está conformada, desde lo más viejo a lo más joven, por un complejo ígneo-metamórfico de edad precámbrico que constituye el basamento fresco o cristalino, sobre este yace discordantemente sedimentos de edad pre-Mioceno conformada por arcillas blanquecinas de tipo Kaolinita, que constituye el basamento meteorizado. Luego, en contacto discordante se encuentran los sedimentos de época Mioceno inferior a medio, correspondiente a la Formación Oficina, miembros Morichal inferior, medio y superior, Yabo, Jobo y Pilón. Por último, se encuentran los sedimentos correspondientes a las formaciones

Freites, Las Piedras y Mesa de edad Plioceno-Pleistoceno. La columna estratigráfica en el área Carabobo profundiza hacia el Noreste del área alcanzando profundidades de hasta 3700 pies, mientras que hacia el Sur se tienen las profundidades más someras de la columna llegando a alcanzar los 1000 pies de profundidad (E.M Petromonagas, 2010).

2.4.3 Estructura del área de Carabobo

Dentro del área Carabobo el patrón estructural está definido por un homoclinal de rumbo aproximado noreste-suroeste donde el buzamiento es muy suave y oscila entre 2y 4 grados promedio. La misma está cortada por fallas normales principales de rumbo aproximado este-oeste. Estas fallas representan un importante factor de entrapamiento dentro del área de estudio, sumado al factor estratigráfico de entrapamiento asociado a cambios laterales de facies. Esto lleva a concluir que las trampas existentes son de tipo estructural-estratigráfico, donde el componente estratigráfico es el de mayor importancia, (Fiorillo G., 1983).

En las figuras 2.6 y 2.7 se observan cortes estructurales en el área Carabobo, donde se define que la estructura se levanta hacia el sur (E.M Petromonagas, 2010).

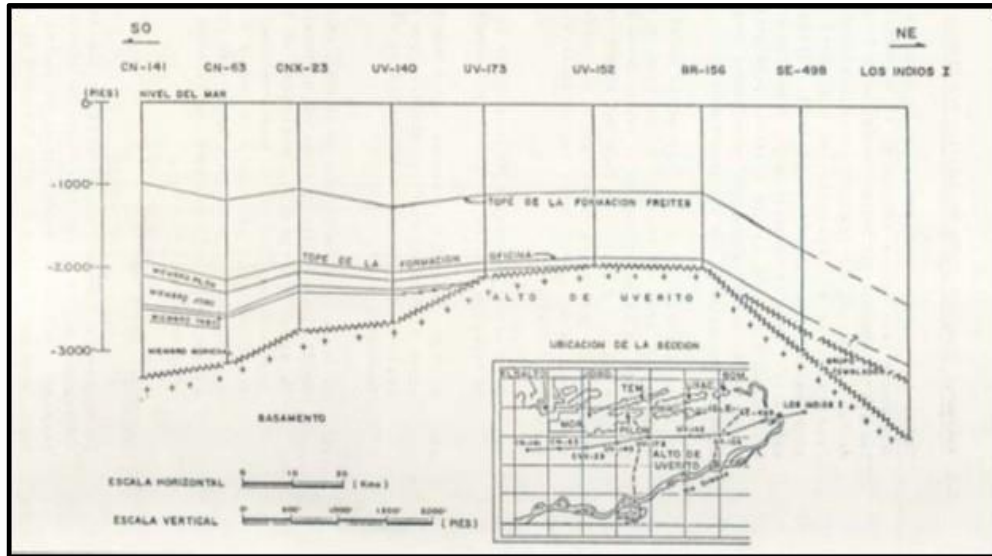


Figura 2.6 Corte estructural del área Carabobo (PDVSA, 1983).

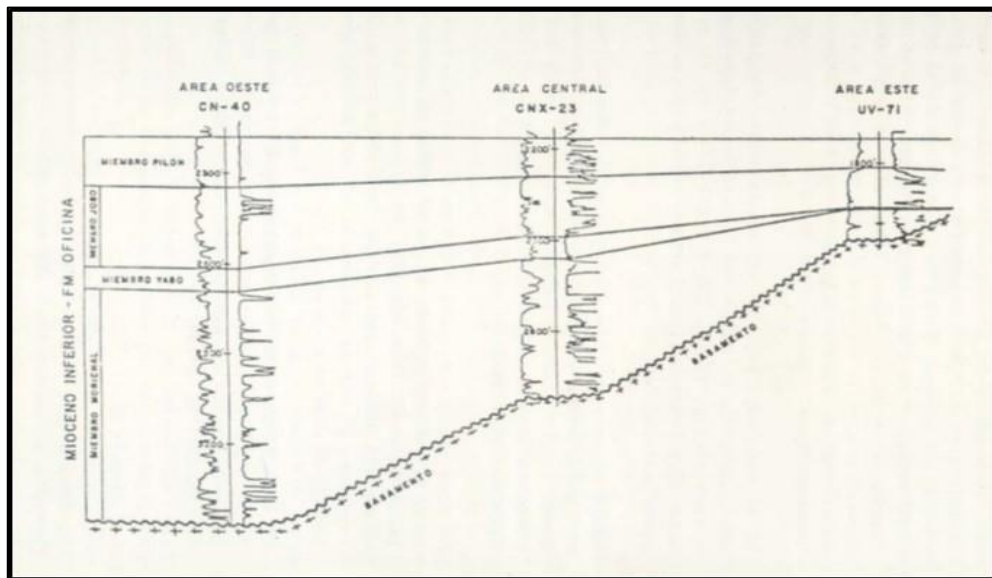


Figura 2.7 Sección estructural del área Carabobo (PDVSA, 1983).

2.5 Campo Cerro Negro

2.5.1 Ubicación geográfica del Campo Cerro Negro

El área asignada de Cerro Negro es una franja que se extiende desde el Sur – Este del Estado Anzoátegui, ocupa toda la parte meridional del Estado Monagas y un sector del Occidente del estado Delta Amacuro. Mide alrededor de 160 km de largo, por unos 45Km (promedio) de ancho, cubriendo un área aproximada a los 7.100 Km² (E.M Petromonagas, 2010).

En el área prioritaria de Cerro Negro, el Miembro Pilón tiene un espesor promedio de 50 pies de ANP; el Miembro Jobo de 70 pies y el Miembro Morichal de 215 pies de ANP. Esto da un promedio aproximado de 300 pies de ANP por pozo en la Formación Oficina (E.M Petromonagas, 2010).

2.5.2 Geología del campo Cerro Negro

La parte de Cerro Negro, mantiene el mismo patrón que el resto del Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, es decir, un homoclinal con rumbo aproximado Este - Oeste con suave buzamiento de 1 a 2 grados al norte, cortado por fallas normales isorumbadas que en su mayoría buzan al sur con desplazamientos aproximados a los 200 pies (E.M Petromonagas, 2010).

En el área prioritaria se distinguen 5 fallas normales principales con rumbo aproximado este – oeste y con buzamiento al sur; de todas estas fallas podríamos considerar por los momentos como barreras para la acumulación de hidrocarburos son las dos ubicadas al Norte del área. Una cerca de los pozos CN - 115, CN-52, Y UV-

55 y la otra cerca de los pozos CNX-30, CN-37, CNX-17, CNX-11, CNX-24 Y CNX-25. La importancia de estas fallas radica en que pudieran ser factor de entrapamiento y pueden llegar a separar yacimientos al norte y sur de las mismas. Con respecto a las otras fallas ubicadas en la parte central y sur, están en una zona completamente saturada de petróleo lo cual hace difícil predecir si constituyen sello o no (E.M Petromonagas, 2010).

En la parte oriental de Cerro Negro conocida como Uverito el espesor de la Formación Oficina disminuye drásticamente debido a un alto de basamento el cual se ha denominado “Alto de Uverito”. Esta zona que cubre aproximadamente 2000 Km², quedó evaluada como poco prospectiva desde el punto de vista petrolífero (E.M Petromonagas, 2010).

2.5.3 Ambiente depositacional

Estudios litológicos, sedimentológicos y paleontológicos sugieren para el Miembro Morichal de la Formación Oficina del Campo Cerro Negro, un ambiente de depositación deltaica con influencia fluvial, constituido por canales entrelazados, canales distributarios y ambiente marino somero (E.M Petromonagas, 2010).

El ambiente de depositación del área de la E.M Petromonagas (COPEM) es mostrado en la figura 2.8:

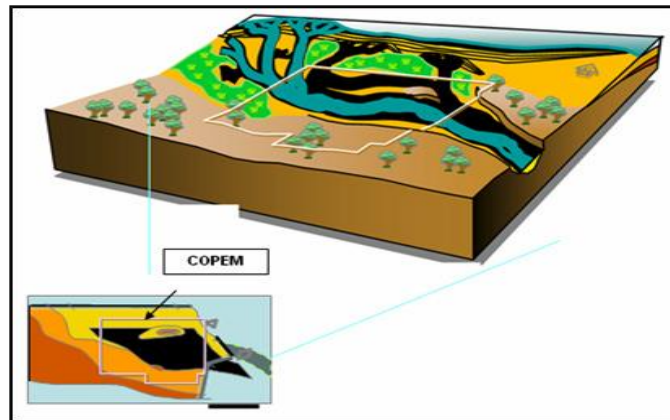


Figura 2.8 Ambiente de depositación del área de Petromonagas (E. M Petromonagas2010).

2.5.4 Estratigrafía del campo Cerro Negro

El área de Cerro Negro forma parte del flanco sur de la Cuenca Sedimentaria Oriental de Venezuela. Esta es una cuenca asimétrica con su eje mayor en dirección este– oeste, cuyo origen puede remontarse al período paleozoico y que en los períodos subsiguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el terciario hasta el presente (E.M Petromonagas, 2010).

La columna estratigráfica de Cerro Negro comienza (de más viejo a más joven) con un conjunto ígneo – metamórfico de edad Pre–Cámbrico que constituye el Basamento. Le sigue discordante el Grupo Temblador de edad Cretácica; luego en contacto discordante la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros; Morichal, Yabo, Jobo y Pilón; sigue la formación Freites de edad Mioceno superior y por último formación Las piedras, correspondiente al Plioceno– Pleistoceno. Estas dos formaciones, no se diferencian en el sector de la faja (E.M Petromonagas, 2010).

El campo Cerro Negro está representado en la figura 2.9 estratigráficamente.

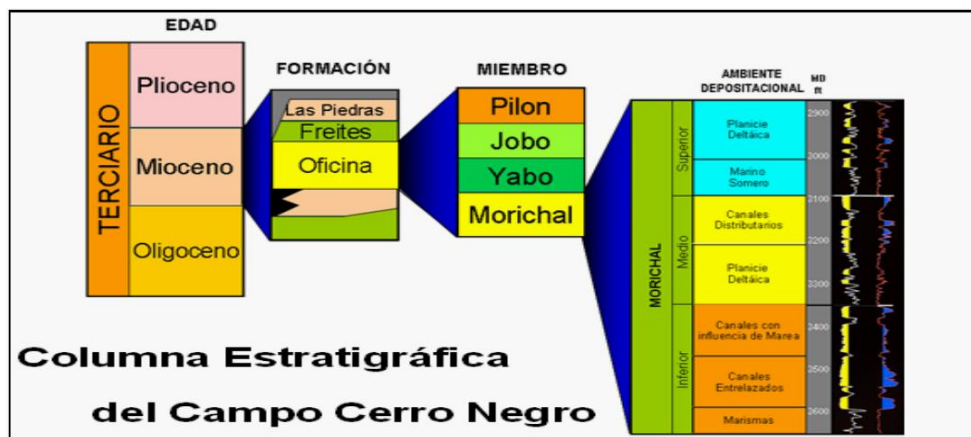


Figura 2.9 Columna estratigráfica del Campo Cerro Negro (E.M Petromonagas, 2010).

2.6 Formación Oficina

La Formación Oficina transgrede más extensamente hacia el sur que los intervalos de Temblador y Merecure, por lo cual se llega a perforar en posición discordante acuñada sobre el basamento ígneo-metamórfico. Es la formación más promisoría en la Faja Petrolífera del Orinoco y sus arenas lenticulares impregnadas de petróleo presentan espesores variables (González de Juana, C. y otros, 1980).

La secuencia total ha sido subdividida por Key (1977) en cuatro miembros denominados en orden estratigráfico. Morichal, Yabo, Jobo y Pílon.

2.6.1 Miembro Morichal

El Miembro Morichales un intervalo basal de 646 pies de espesor sobre temblador, compuesto por intercalaciones de lutitas y potentes arenas con espesores de orden de 80 pies-100 pies (24-30 m) a veces totalmente impregnadas por petróleo. Las arenas prácticamente no están consolidadas y su granulometría y escogimiento son variables.

Su ambiente sedimentario se considera como un valle aluvial con espolones aluviales y pantanos en su parte baja donde se depositaron lignitos de hasta 75 cm de espesor. Hacia la parte superior del Miembro Morichal se inicia la desaparición de las areniscas macizas y comienza el cambio a las alternancias de arenas y lutitas de menor espesor. (González de Juana, C. y otros, 1980).

2.7 Reseña de la Empresa Mixta PETROMONAGAS S.A

2.7.1 Descripción de la empresa

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es una empresa reconocida mundialmente por ser uno de los mayores exportadores de petróleo del mundo, perteneciente a la 23 República Bolivariana de Venezuela, creada el 30 agosto de 1975 por el Ejecutivo Nacional mediante el decreto Presidencial N° 1.123 y registrada por la Ley Orgánica que reserva al Estado la industria y comercio de los hidrocarburos. Bajo la supervisión y control del Ministerio de Energía y Petróleo, realiza actividades de explotación, extracción, producción, refinación, transporte y comercialización de crudos y sus derivados. De igual forma fomenta la búsqueda, la

extracción, procesamiento, transmisión y comercialización del gas natural para el sector industrial, doméstico y vehicular. Desarrolla actividades dentro y fuera del país en los negocios de petróleo, gas, y carbón. Por consiguiente es de gran importancia para la economía venezolana, de tal manera que cada día debe ser más competitiva y estar en capacidad de responder a las exigencias del mercado petrolero en calidad innovación y en productividad. La corporación PDVSA está conformada por PDVSA Petróleo y Gas PDVSA Química y sus filiales PDVSA-INTEVEP, PDVSA-CIED, PDVSA ALMAVEN y PDVSA-SOFIP, las cuales tienen como función principal: adiestramiento, capacitación, investigación y desarrollo de la actividad petrolera, apoyo al sector agroindustrial venezolano, y promoción de nuevas modalidades de inversión. Cada una de ellas está integrada por diversas empresas y unidades, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

2.7.2 Filosofía histórica de la empresa

El 28 de Noviembre de 1.997 se constituye la empresa operadora Cerro Negro; una Asociación Estratégica con participación de PDVSA (41-2\3%); Exxon Mobil (41-2\3%) y British Petroleum (16- 2\3%), siendo su primera producción de crudo a mediados de noviembre de 1999 y su primer cargamento de crudo diluido en diciembre de ese mismo año. El 26 de febrero de 2007, el ejecutivo nacional mediante el decreto 5200 ordenó transformar las Asociaciones estratégicas en Empresas Mixtas, siendo el 1 de enero de 2008, cuando se hizo efectiva la nacionalización y la migración de todos los Convenios Operativos y las Asociaciones Estratégicas en la Faja Petrolífera del Orinoco a Empresas Mixtas, donde nace Petromonagas.

2.7.3 Misión

Producir y mejorar hidrocarburos de manera eficiente, cumpliendo con los compromisos adquiridos, en armonía con el ambiente. Asegurando el Desarrollo Endógeno del entorno; alineados con el Plan de la Nación, transformando lo obtenido en ganancias para el pueblo con un adicional para nuestros socios que corresponden a entorno de su inversión, manteniendo las premisas establecidas por nuestro ente garante.

2.7.4 Visión

Optimizar los recursos asignados, e innovar el mínimo el costo de inversión para obtener el máximo de beneficios que serán retribuidos en Planes para la Nación: Mejorar la calidad de vida (Desarrollo Endógeno), alcanzar excelencia en gestión empresarial, generar ganancias para el pueblo; trabajo mancomunado de los socios logrando así, el manejo eficiente de los recursos.

2.7.5 Objetivos de la empresa

La empresa mixta Petromonagas Venezuela, tiene como objetivos principales:

1. Producir y comercializar el petróleo crudo y otros hidrocarburos líquidos en el mercado nacional e internacional.
2. Desarrollar y aplicar tecnologías avanzadas para la exploración, producción y refinación del petróleo crudo.

3. Promover la formación de alianzas estratégicas con otras empresas del sector energético a nivel nacional e internacional.

4. Fomentar la inversión en proyectos de exploración y producción de crudo en Venezuela.

5. Contribuir al desarrollo económico y social del país a través del pago de impuestos y regalías a las autoridades gubernamentales.

6. Mejorar continuamente la eficiencia operativa y reducir los costos para aumentar la rentabilidad de la empresa.

7. Fomentar el desarrollo de los recursos humanos y la capacitación del personal para mejorar la calidad del trabajo y la productividad.

2.7.6 Aspectos legales

Las empresas mixtas surgieron en aplicación de una Ley de Hidrocarburos adoptada por el gobierno en el año 2001, que ilegalizó los convenios operativos, los que según el gobierno permitían a esas empresas extraer 500.000 barriles diarios pagando 34% de impuesto a la renta y 1% de regalía, provocándole al país pérdidas anuales por 4.000 millones de dólares. Ahora, con las empresas mixtas, el gobierno venezolano tiene el control y están sujetas a las leyes venezolanas. Deben pagar un impuesto sobre la renta del 50% y 30% por regalías, como lo establece la Ley de Hidrocarburos.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Pérez, M. (2009), la formación Oficina está presente en el periodo Mioceno Temprano – Medio ubicado en todo el flanco Sur de los estados Anzoátegui y Monagas, se caracteriza por un espesor que aumenta desde su acuñamiento en el borde sur de la cuenca hacia su eje. La formación Oficina ha sido subdividida en 7 miembros individuales en base a sus cualidades litológicas, paleontológicas, y características obtenidas de registros eléctricos. Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos en la formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela las principales arenas que producen hidrocarburos se extienden desde la faja del Orinoco hasta los campo próximo al eje de la Cuenca.

Hedberg y otros (1947), describen la Formación Oficina como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 o 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones.

El término Miembro Morichal fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar el intervalo interior de la Formación Oficina en el campo

Jobo, sur de Monagas, y el cual había sido incorrectamente designado con el término informal de Grupo I, o como Arenas Oficina 200, en el campo Morichal, al oeste de Jobo.

Rabasco y Coronel, (1976), el Miembro Morichal está formado por arenas macizas de grano fino a grueso y escogimiento variable, que forman paquetes de 100 a 200 pies (30 a 60 m), separados por delgados intervalos lutíticos.

Audemar y otros (1985), describen la Formación Oficina de la faja petrolífera del Orinoco, dividiéndola en tres unidades: la Unidad I (Miembro Morichal del área de Cerro Negro; Formación Oficina Inferior en Zuata) caracterizada por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; la Unidad II (Miembro Yabo del área de Cerro Negro; Formación Oficina Media en Zuata) representa una secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de areniscas y limolitas; la Unidad III (miembros Jobo y Pilón del área de Cerro Negro; Formación Oficina Superior de Zuata) es una secuencia predominantemente arenosa.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Faja Petrolífera de Venezuela

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra en el extremo meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela. Las zonas de reconocido potencial petrolífero pertenecen al Cretáceo y al Terciario Superior, y los sedimentos perforados indican ambientes de muy poca profundidad, desarrollados sobre penillanuras erosionales ocasionadas durante dos períodos de hiatus, en la región situada cerca del borde septentrional del cratón guayanés. En esta zona las columnas sedimentarias poseen

profundidades de soterramiento que fueron insuficientes desde el momento mismo de su sedimentación (González de Juana C. y otros, 1980).

La Formación Oficina fue depositada durante el Mioceno Temprano - Medio en un ambiente fluvio deltaico y que se ha interpretado acuñándose hacia el sur contra el Basamento Precámbrico del Cratón de Guayana. Constituye la formación productora del área, tanto en Cerro Negro como en los campos tradicionales del Sur de Monagas: Morichal, Jobo, Temblador, Pílon, Uracoa, etc., (González de Juana C. y otros, 1980).

3.2.2 Área mayor de Oficina

El área mayor de oficina está limitada arbitrariamente al este por una línea de rumbo Noroeste entre el extremo occidental del campo Oritupano y el campo Onado al norte, y al sur por una línea este-oeste situada al sur de los campos Melones, Miga y Yopales; que marca el límite convencional entre los crudos pesados del sur del Área de Oficina y los crudos pesados y extrapesados de La Faja Petrolífera del Orinoco (González de Juana C. y otros, 1980).

El área de oficina tiene casi 100 arenas diferentes con espesores variables entre 0.60 m y 55 m. algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por muchos kilómetros cuadrados; otras son áreas de canal, situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables (González de Juana C., 1980).

3.2.3 Estratigrafía establecida para el sector Macolla 19

Analizando la columna estratigráfica del área de estudio está conformada, de base a tope, por un complejo ígneo-metamórfico de edad precámbrico que constituye el basamento fresco o cristalino, sobre este yace discordantemente sedimentos de edad Pre-mioceno conformada por arcillas blanquecinas de tipo Kaolinita, que constituye el basamento meteorizado. Luego, en contacto discordante se encuentra la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano a Medio. En la parte basal encontramos el Miembro Morichal con depósitos de arenas, con características predominantemente deltaicas representados de forma masiva por facies arenosas de canales apilados de gran espesor, típico para la unidad Morichal Inferior, verticalmente cambian a depósitos de tipo transicional en la que se acentúan las altas heterogeneidades asociados a los quiebres ambientales de Morichal Medio donde se tiene interpretado como un estuario con alta influencia de marea y hacia el tope de la secuencia se encuentra definido la unidad Morichal Superior donde se incrementa la acción marina, y cuyos depósitos están representados por bancos de arenas, asociados a barras distales con predominante influencia de las mareas, seguidamente se depositaron los miembros Yabo, Jobo y pilón. Por último, se encuentran los sedimentos correspondientes a la Formación Freites, las Piedras y Mesa de edad Plioceno-Pleistoceno. En detalle, la unidad Morichal Inferior (± 20 m.a) representa un intervalo predominantemente arenoso limitado en la base por un límite de secuencia o superficie erosiva identificada en los núcleos (Basamento meteorizado o cristalino), y al tope por lo general se encuentra una superficie de máxima inundación (MFS); de base a tope se interpretaron tres parasecuencias o ciclos (U_MI2, U_MII1 y U_MI). (Prognosis geológica yacimiento OFIMI CNX16, 2023).

Esta superficie máxima inundación corresponde a las llanuras de inundación deltaicas, que anuncian el cambio de ambiente correspondiente a la unidad Morichal Medio. (Prognosis geológica yacimiento OFIMI CNX16, 2023).

3.2.4 Ambiente de sedimentación de las arenas del Miembro Morichal Inferior

El modelo sedimentológico conceptual interpretado, fue gracias a la existencia de información bioestratigráfica con la que se pudieron definir los quiebres paleoambientales y como resultado de la combinación de ambientes que se tienen establecidos para toda la columna del campo, y se encuentra definido que la dirección principal de depositación es en sentido SE-NO. (Prognosis geológica yacimiento OFIMI CNX16, 2023).

De acuerdo al análisis de los mapas de electrofacies resultantes tenemos que la unidad Morichal Inferior está asociada a sistemas de tipo deltaicos con influencia fluvial y comprende el resultado de la interpretación de toda la unidad en la que se muestra como un gran cañón de arena producto de la migración lateral de los canales y a su paso dejan esos depósitos importantes de arenas en forma de faja, tiene cambios de espesores (variables entre unos 20 pies y 200 pies de espesor en las zonas de mayor depósito donde las arenas llegan incluso a amalgamarse y se comportan como una sola unidad de fluidos) acentuando a la vez los desarrollos más significativos hacia el centro de los seis (6) canales cuya dirección de depositación predominante se mantiene en sentido Sureste- Noroeste, sin embargo se interpretaron ciertas entradas desde el Sur que también contribuyen con la sedimentación de toda la unidad. En la base de Morichal Inferior se puede apreciar la cuña que se forma y socava el Basamento infrayacente y alcanza su mayor espesor hacia el Noroeste, y según datación bioestratigráfica fue depositada hace unos 20 a 23 millones de años, correspondiendo al levantamiento flexural hacia el norte y que como consecuencia hizo que cambiara el perfil de equilibrio de los ríos e iniciara la sedimentación del Miembro Morichal. (Prognosis geológica yacimiento OFIMI CNX16, 2023).

3.3 Definición de términos básicos

3.3.1 Yacimiento petrolífero

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los 5 ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: Fuente, camino migratorio, trampa, almacenaje/porosidad y transmisibilidad/permeabilidad (Escobar Macualo, Freddy Humberto, 2012).

3.3.2 Configuración en los yacimientos

Los fluidos de diferente densidad y viscosidad interconectados, como el agua y los hidrocarburos, adquieren un movimiento influenciado por la fuerza capilar que segrega el petróleo del agua y la fuerza de gravedad específica diferencial, que da al petróleo un movimiento ascendente. Están cubiertos por rocas de baja permeabilidad, presentándose algunos completamente encerrados por este tipo de rocas; pero en general, las acumulaciones están limitadas hacia abajo por agua libre (Escobar Macualo, Freddy Humberto, 2012).

3.3.3 MD (*Measured Depth*)

Es la profundidad medida en unidades de longitud desde la superficie hasta el fondo del pozo (Schlumberger, 2023).

3.3.4 TVD (*True Vertical Depth*)

Es la profundidad verdadera, es decir, se refiere a la medida de la profundidad vertical de un pozo de petróleo o gas desde la superficie hasta el fondo del pozo. Es importante tener en cuenta la TVD al perforar un pozo para determinar la ubicación exacta de las formaciones geológicas y para calcular la presión y la temperatura del pozo (Schlumberger, 2023).

3.3.5 MWD (*Measurement While Drilling*)

Es una técnica utilizada en la industria de la perforación de petróleo y gas para medir y transmitir datos en tiempo real sobre la dirección, la inclinación, la temperatura, la presión y otras variables del pozo durante el proceso de perforación, siendo estos datos esenciales para tomar decisiones informadas sobre la dirección y la profundidad de la perforación, así como para monitorear la integridad del pozo y evitar problemas como atascos o colapsos. Esta tecnología es utilizada en conjunto con otros sistemas de medición y control de fondo de pozo (BHA) para optimizar el proceso de perforación y maximizar la producción de petróleo y gas (Schlumberger, 2023).

3.3.6 LWD (*Logging While Drilling*)

Es el registro mientras se perfora, siendo una técnica utilizada en la industria de la perforación de petróleo y gas para medir y registrar datos geológicos y petrofísicos del pozo durante el proceso de perforación. Estos datos incluyen la resistividad, la porosidad, la densidad, la permeabilidad y otros parámetros que son esenciales para evaluar la calidad y la cantidad de los recursos petrolíferos y gasíferos presentes en el pozo. Esta tecnología utiliza herramientas de registro y sensores especiales que se integran en el fondo del pozo y transmiten los datos en tiempo real a la superficie, siendo útiles estos datos para los geólogos y los ingenieros de perforación para tomar decisiones informadas sobre la dirección y profundidad de la perforación así como para optimizar el diseño del pozo y maximizar la producción de petróleo y gas (Schlumberger, 2023).

3.3.7 Pozo petrolero

Es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie, siendo la única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la sísmica y la geología proponen que se podría localizar un depósito de hidrocarburos (Méndez Castro, Armando, 2013) (Schlumberger, 2023).

3.3.8 Perforación direccional de pozo

Consiste en desviar un sondeo a lo largo de una trayectoria establecida desde un punto de partida en la superficie hasta un objetivo en profundidad mediante un sistema de coordenadas previamente establecido, es un tipo de perforación económico en comparación con otros (Schlumberger, 2023).

3.3.9 Pozo totalmente recto (Straight well o vertical)

Es un tipo de pozo que se perfora de manera recta hacia abajo, sin desviaciones laterales significativas, estos tipos de pozos es utilizado para la exploración y producción de petróleo y gas (Hill, Daniel 2017).

3.3.10 Pozos horizontales

Inician con un trazado vertical recto, luego les sigue una sección de desvío, una sección tangente, una segunda sección de desvío (la mayoría de veces) y una sección horizontal, es decir, a 90 grados de separación del trazado vertical (Herrera. Herbert, Juan 2020).

3.3.11 Interpretación de yacimiento

El termino caracterización o interpretación de yacimientos ha surgido en las últimas décadas para referirse a la descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento. Sin embargo no todos los profesionales entienden la caracterización de yacimientos de la misma manera. Algunos la interpretan como el establecimiento del modelo geológico o el modelo estático y excluyen la caracterización de los fluidos, otros incluyen la parte de cotejo (PDVSA-CIED, 1997).

La caracterización de yacimientos es una descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento e incluye tanto el modelo estático de las rocas, como el

modelo de los fluidos que contiene. Por lo tanto, es la herramienta fundamental para generar el plan de explotación de un yacimiento (PDVSA-CIED, 1997).

3.3.12 Modelo estructural

El marco estructural se refiere a la orientación y geometría de los elementos estructurales y la delimitación de área del yacimiento. Mediante la elaboración de secciones y mapas estructurales, estos ayudan a definir las estructuras presentes en el área de estudio (fallas, pliegues, etc.) (Acosta, E., 2001).

Se basa en la sísmica y en los registros de pozos con el objeto de mostrar la profundidad de las estructuras a través de mapas estructurales de topes, marcadores y planos de fallas (PDVSA-CIED, 1997).

3.3.13 Modelo estratigráfico

Define arquitectura interna del yacimiento, marcadores de interés o unidades crono-estratigráfica: límites de secuencias, superficies de máxima inundación. Y define unidades de flujo y mapas de distribución de arenas. Se hace uso de secciones estratigráficas (Acosta, E., 2001).

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 prospecto 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, 1997).

3.3.14 Registros de pozos

Es una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas atravesadas, hechas por aparatos de medición (herramientas) en el hoyo del pozo (Hunt, T., 1998).

3.3.15 Registros “rayos gamma” (GR)

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas (Alcalá, E., 2012).

Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U). Se lee de izquierda a derecha (→). Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API. Sirve para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados (Alcalá, E., 2012).

3.3.16 Registro de resistividad

Mide la resistencia de una formación ante la circulación de una corriente. Se envían corrientes a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos entre otros, la medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya una circulación de corriente entre los electrodos y la formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo (barro, inyección) o agua, conductores de corriente. Las rocas compactas, no porosas y no permeables, suelen dar valores altos de resistividad. El agua, disminuye la resistividad, mientras que los hidrocarburos la aumentan. Los carbonatos, el carbón y la anhidrita, también dan valores altos (Alcalá, E., 2012).

3.3.17 Correlación

Puede ser definida como la determinación de unidades estratigráficas o estructurales equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica, con el propósito de preparar mapas del subsuelo y secciones. Las dos fuentes principales de data de correlación son las secciones sísmicas y los perfiles de pozos (Tearpock, y otros., 2002).

La correlación debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés. Uno de los principales objetivos de realizar una correlación es poder verificarlos topes y espesores verdaderos de las arenas. La correlación de los registros de pozos puede ser definida como la determinación e identificación de unidades estructurales o estratigráficas que son equivalentes en tiempo, edad y posición estratigráfica (Alfonsí, P., 1983).

3.3.18 Secciones estructurales

Una sección estructural busca mostrar la posición real que tiene las unidades estratigráficas y las estructuras que las afectan en el subsuelo. Con estas secciones también se estudia la trampa, además permiten trazar el contacto agua-petróleo, ayudan a ubicar futuros pozos de desarrollo con su prognosis (Mora, C., Manrique, J., J., 2003).

3.3.19 Secciones estratigráficas

Con este tipo de secciones se pretende mostrar la situación que existía al final de la depositación de determinada secuencia sedimentaria, con el propósito de visualizar su continuidad lateral. En esta sección se eliminan los efectos estructurales (pliegues y fallas), a cambio se muestra la litología y su variación lateral. Se interpreta el posible ambiente de depósito (Mora, C., Manrique, J., J., 2003)

3.3.20 Macolla de pozos

Es una plataforma desde la cual se pueden perforar varios pozos, permitiendo reducir el área requerida para las localizaciones, además, logra disminuir gastos en las facilidades de superficie, utilización del transporte de carga, personal, y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto; generalmente en las macollas, los pozos a nivel de superficie se encuentran cercanos con distancias permitidas (E.M Petromonagas, 2010).

3.3.21 Mapa estructural

Un tipo de mapa del subsuelo cuyas curvas de contorno representan la elevación de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas se muestran con claridad. Su apariencia es similar a la de un mapa topográfico, salvo que este último muestra las elevaciones de la superficie terrestre en tanto que un mapa estructural exhibe la elevación de una determinada capa de roca, generalmente por debajo de la superficie (Schlumberger, 2007).

3.3.22 Mapa isópaco

Un mapa isópaco es aquel que por medio de isolíneas muestra la distribución real del espesor de una unidad de roca. Los datos de espesor necesarios para construir un mapa isópaco se pueden obtener a partir de secciones estratigráficas, de las diferencias de espesor medidas en los pozos que cortan las unidades, con las diferencias de elevación del techo y la base de una unidad en un mapa geológico si el buzamiento de la unidad es cercano a la horizontal, o partir de la información sísmica, etc. (Mora, C., Manrique, J., 2003).

3.3.23 Mapa de paleoambiente

Un mapa de paleoambiente puede ser el resultado de combinar la información disponible de sedimentología, estratigrafía y bioestratigrafía generada en una cantidad de años disponibles y de interés por diversos autores. En otras palabras, un mapa que representa las condiciones ambientales en un área geográfica en el pasado geológico,

permitiendo identificar y mapear los diferentes tipos de ambientes sedimentarios y las condiciones ambientales que existieron en el pasado (Molinares, Carlos 2006).

3.3.24 Petrel

Petrel es una plataforma integrada de trabajo con un conjunto de herramientas que permiten a los profesionales de las geociencias, realizar interpretaciones sísmicas, evaluaciones petrofísicas y geológicas entre otras funciones importantes, con la finalidad de construir sólidos modelos geológicos de yacimientos entre las aplicaciones más importantes se señalan las siguientes: gestión de datos, interpretaciones sísmicas 2D y 3D, análisis y evaluaciones de registros de pozos e interpretaciones geológicas (Schlumberger, 2007).

Estas aplicaciones trabajan sincronizadas en un entorno integrado, lo que significa que se pueden ejecutar varias aplicaciones al mismo tiempo y compartir datos entre ellas. Una base de datos compartida elimina la redundancia de introducir los mismos datos en varias aplicaciones diferentes (Schlumberger, 2007).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 Tipo de investigación

Tamayo, M., (2000) considera que “el nivel de la investigación tiene que ver con la profundidad con que se bordea un tema, pudiendo ser de tipo descriptivo, exploratorio o explicativo”.

Aquella investigación que tiene como objetivo detallar y analizar las características o fenómenos de un grupo o población determinada es una investigación descriptiva, en este tipo de investigación se recopila información a través de observaciones, encuestas, entrevistas y otros métodos para luego analizar y presentar los datos de forma descriptiva, sin buscar explicaciones casuales, siendo esta investigación útil para tomar decisiones o diseñar estrategias específicas, (Arias, F., 2006).

Esta investigación es de tipo descriptiva porque su procedimiento coincide con lo descrito en el párrafo anterior, es decir, se recopiló información que fue interpretada de manera geológica con el propósito de llegar a un fin determinado que consiste en tomar decisiones para los sitios donde se realizaran perforaciones.

4.2 Diseño de la investigación

Según Arias, F., (2006), “El diseño de la investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado”. Por lo tanto esta investigación se califica como:

4.2.1 Investigación documental

“Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir de los obtenidos y registrados por otras investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas” (Arias, F., 2006).

4.2.2 Investigación de Campo

Arias, F., (2006) “Es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes”

Cuando entramos en un tema, al principio en algunos casos suele ser de desconocimiento, obligando a los investigadores a buscar, revisar y sintetizar la literatura existente sobre el tema, analizar distintos puntos de vista y teorías. Siendo este proyecto otro caso más, ya que, se tuvo que realizar una averiguación para el almacenamiento de información contextualizada para tener una visión familiarizada del tema en cuestión. Esta investigación es de tipo documental, ya que fue utilizado un enfoque sistemático y lógico para examinar y comprender los datos y la información recopilada, basándose en el análisis de resultados en búsqueda de

patrones, relaciones y tendencias con el objetivo de obtener conclusiones y explicaciones fundamentales. Fue de gran importancia para comprender en profundidad el tema y proporcionar una explicación detallada de los resultados obtenidos. También es de tipo experimental de campo debido a que se obtuvieron muestras directas del área de estudio con la finalidad de ser analizadas geológicamente para sugerir una posible solución a la falta de información sobre las áreas cercanas y pertenecientes a macolla 19 para seleccionar el mejor sitio para realizar pozos horizontales.

4.3 Población de la investigación

Arias, F., (2006), expresa que: “la población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio”.

El estudio de la población en el área de estudio está representada por los pozos cercanos y pertenecientes al área de macolla 19, la cual corresponde a una parte del campo Cerro Negro, donde la situación a investigar corresponde a las arenas del miembro Morichal Inferior de la Formación Oficina.

4.4 Muestra de la investigación

Según Arias, F., (2006), plantea que la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae a la población accesible”.

Las muestras fueron tomadas mediante registros eléctricos realizados en campo de pozos, pertenecientes a macolla 19 y macollas vecinas, ubicadas en el Campo

Cerro Negro, al Sur del Estado Anzoátegui, del área asignada a la Empresa Mixta Petromonagas.

4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

4.5.1 Técnicas de recolección de los datos

4.5.1.1 Observación directa

El estudio de la Formación Oficina implica el uso de esta técnica, lo que permitirá observar directamente las características de la misma y de esta manera recoger datos substanciales que puedan contribuir al desarrollo de la investigación. Así mismo, mediante la observación, se podrá percibir cómo se lleva a cabo el proceso que implica la investigación y desarrollo de actividades de PDVSAINTEVEP.

4.5.1.2 Entrevista informal

Mediante la comunicación directa con el personal que labora en la EM Petromonagas, se logró adquirir información pertinente al tema, como las actividades que se realizan en la cabina direccional para conseguir los registros con los que se elaboró el modelo que posteriormente serán analizadas por los geólogos con el objetivo de dar con buenos puntos para posicionar la navegación y lograr la mayor producción posible.

4.5.1.3 Revisión bibliográfica

Con el apoyo de estudios realizados con anterioridad se pudo almacenar información para entrar al tema de la Formación Oficina e irle dando forma para posteriormente desarrollarlo. Con la información recopilada no solo de libros, también, documentos, informes, el survey de cada pozo, entre otros., que permitió armar una base de datos objetiva para la creación del modelo.

4.5.2 Instrumentos de recolección de datos

1. Cuestionarios.
2. Registros eléctricos (SP, GR y resistividad).
3. Distintos tipos de mapas.
4. Herramienta Petrel (Schlumberger).
5. Microsoft Office.
6. Materiales de oficina y papelería.

4.6 Flujograma de la investigación

En la Figura 4.1 se presenta el Flujograma a seguir este proyecto de trabajo de grado.

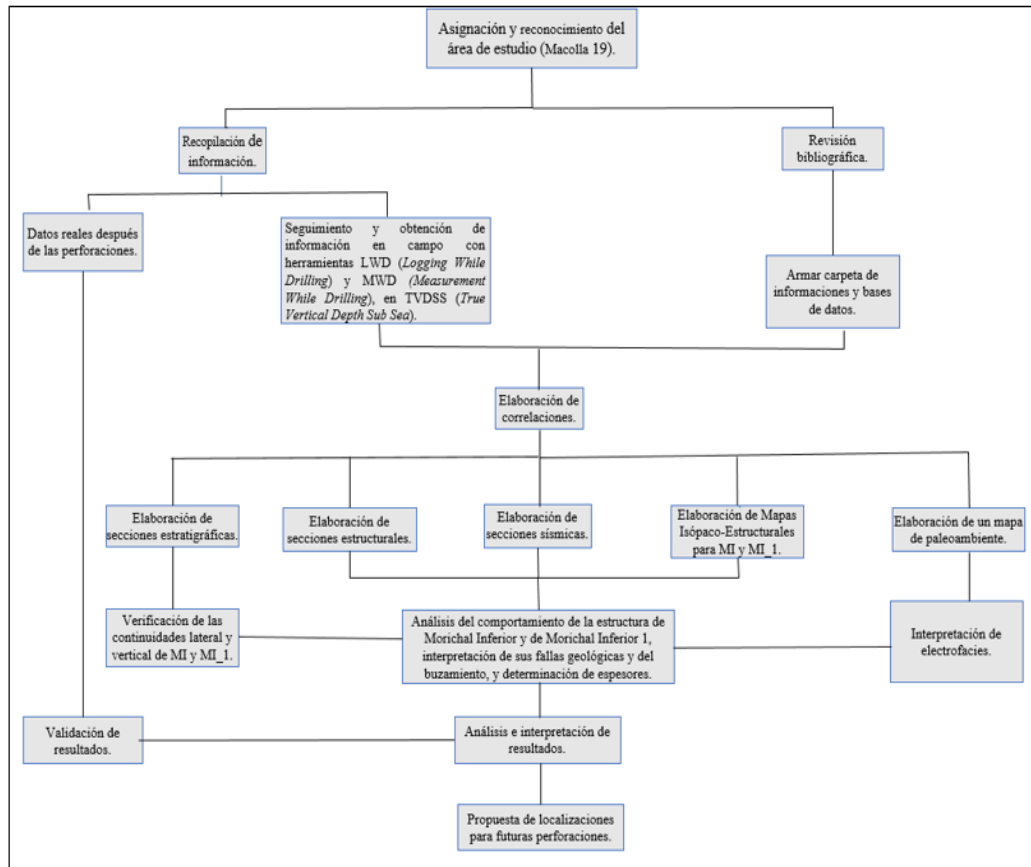


Figura 4.1 Flujograma de investigación.

4.7 Procedimiento para el logro de los objetivos

El logro de los objetivos se dividió en 4 fases, presentadas a continuación:

Primera fase: Se compone de la investigación documental, es decir, en la toma de información para entrar en contexto con lo que se está empezando a trabajar, desde trabajos realizados con mucha anterioridad hasta trabajos actuales que se van obteniendo mediante la perforación de pozos horizontales. Posteriormente esa información será analizada críticamente, interpretada y registrada. Finaliza con el

objeto de proveer un ordenamiento de información preciso para desarrollar el proyecto en concordancia con el plan.

Segunda fase: Es la parte de campo, que consiste en la observación, reconocimiento parcial del área, interacción con el personal, estudios presentes, desarrollo de ideas, toma de muestras y énfasis en el ambiente de sedimentación y la geología local.

Tercera fase: Basada en la parte de laboratorio, es decir, es en donde se organizan todos los datos recolectados en las estaciones de trabajo para ser expresados digitalmente mediante el programa Petrel (Schlumberger) con el fin de que sean entendidos con mayor facilidad.

Cuarta fase: Se ajusta al procesamiento de los resultados obtenidos de los análisis, hasta llegar a las conclusiones y a la recomendación final que es el posicionamiento de una perforación.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Creación de bases de datos

Las actividades requeridas para el primer objetivo específico consistieron en la recopilación de información, que generó una base de datos, la cual se obtuvo en campo por los direccionales con herramientas de *LWD* y *MWD* en valores de *MD* y *TVD*, de ahí se obtuvieron los registros eléctricos de gamma ray y resistividad.

MACOLLA	POZO	ARENA P.	LENTE (A) DE ARENA N.P	TOPE MI TVDSS (-)	BASE MI TVDSS (-)	ESPEJOR MI TVDSS	TVD	MD	E-O (X)	N-S(Y)	LENTE B	TOPE	BASE	ESPEJOR	
MACOLLA 19	P1902	MI	MI1902A	3017	3055		38	3351	4791	478747,76	962300,91				
		UMI1	MI_11902A	3150	3271		121	3484	4240	478749,16	962424,31				
	P1904	MI	MI1904A	3103	3146		43	3437	5188	478291,1	962148,56	MI1904B	3138	3451	313
	P1906	MI	MI1906A	3138	3147		9	3472	5205	478256,27	962011,47				
	P1908	MI	MI1908A	3020	3080		60	3354	3954	479236,27	961357,75	MI1908B	3046	3110	64
	P1910	MI	MI1910A	3074	3092		18	3408	4714	479396,27	961137,76				
	P1912	MI	MI1912A	3060	3073		13	3396	4526	478259,1	960993,12				
	P1914	MI	MI1914A	3040	3055		15	3374	4876	479237,13	960829,24				
	P1926	MI	MI1926A	3002	3013		11	3342	5275	478461,74	960557,29				
	P21ST1	MI	MI21ST1A	3092	3174		82	3426	5133	478739,01	961970,37	MI21ST1B	3131	3179	48
		MI_1	MI_121ST1A	3256	3283		27	3590	5178	478817,85	962303,44				
	P21ST2	MI	MI21ST2A	3183	3229		46	3510	4245	477465,01	962080,37				
		MI_1	MI121ST2A	3248	3255		7	3582	4228	477454,85	962087,97				
	P21ST3	MI	MI21ST3A	3096	3152		56	3430	4698	477347,68	960974,31				
	P21ST5	MI	MI21ST5A	3060	3108		48	3394	5569	478869,18	961018,43				
	VL12	MI	MIVL21A	3118	3207		89	3452	3452	476904,05	961816,9				
		MI_1	MIVL21	3228	3253		25	3562	3587	476904,05	961816,9				
	VN46	MI	MIN46A	3078	3164		86	3410	3410	477650,12	963251,82				
		MI_1	MIN46A	3240	3307		67	3574	3574	477650,12	963251,82				
	P1330	MI	MI1330A	3059	3070		11	3398	4784	479572,12	962080,35	MI1330B	3095	3103	8
	P1301	MI	MI1301A	3152	3189		37	3490	4096	478349,42	963448,94				
		MI_1	MI1301A	3246	3342		96	3580	6501	478271,38	963477,56				
	P1323	MI	MI1323A	3077	3120		43	3416	6019	477706,65	962648,29				
	P1302ST6	MI	MI1302ST6A	3131	3157		26	3471	4243	479475,18	963287,55				
	P0304ST1	MI	MI0304ST1A	2841	2921		80	3157	5060	481866,84	959969,32				
	P0308	MI	MI0308	2703	2743		40	3018	3273	481955,44	959339,68				
	P0420	MI	MI0420	2952	3006		54	3276	4706	479001,36	960135,2				
P2413	MI	MI2413	3088	3099		11	3435	5607	476968,59	961473,21					
P0102	MI	MI0102	3056	3088		32	3367	3778	481969,13	961197,08					
P0113ST1	MI	MI0113ST1	2953	3001		48	3287	6981	481335,6	960570,78					
VN48	MI	MIN48A	2976	3054		78	3294	3294	477494,29	960030,83					
VG04	MI	MIG04A	2893	2978		85	3187	3187	481165,41	960163,22					
VG03	MI	MIG03A	3089	3134		45	3383	3383	482132,58	962019,52					
VG08	MI	MIG08A	2916	2983		67	3246	3246	479801,1	960071,34					
P0415	MI	MI0415A	2897	2909		12	3223	6639	478455,73	960632,37					
VLN14	MI	MIN14A	2896	2962		66	3136	3173	483000,29	960503,03					
VG20	MI	MIG20A	3248	3293		45	3582	3582	475950,67	963832,79					
P2401	MI	MI2401A	3072	3118		46	3442	5222	476348,83	961889,67					
P2406ST1	MI	MI2406A	3118	3158		40	3467	4328	476721,46	962331,2					
P2410ST3	MI	MI2410ST3	3112	3145		33	3363	4017	476829,54	962184,77					
VG07	MI	MIG07	2800	2886		86	3134	3134	477709,03	959284					
P0414	MI	MI0414A	2744	2875		131	3028	3734	478191,81	959088,2					
P0405	MI	MI0405A	2829	3078		149	3243	3639	478322,22	959534,2					
VG14	MI	MIG14A	3167	3174		7	3501	3501	482069,96	964076,96					
P0802P	MI	MI0802PA	3100	3121		21	3434	3434	482696,98	963909,34					
VH64	MI	MIG64A	3149	3151		2	3483	3483	483254,87	962363,39					
VG65	MI	MIG65A	2988	3054		66	3322	3322	483601,27	963445,41					
VH43	MI	MIG43A	2762	2807		45	3096	3096	483717,75	95929,67					
P0301ST4	MI	MI0301ST4	2796	2869		73	3111	3541	482237,48	959635,74					
P0320	MI	MI0320A	2845	2882		37	3162	4332	481614,11	959661,23					
P0322	MI	MI0322A	2758	2842		84	3069	4016	481868,13	959068,31					
P2402A	MI	MI2402A	3091	3162		71	3426	6942	476205,01	961344,22					
P2401ST1A	MI	MI2401ST1A	3100	3168		68	3450	4230	476776,56	963445,41					
PG22	MI	MIG22A	3093	3116		23	3412	5315	480967,23	962928,5					
P19ST1	MI	MI19ST1A	3339	3351		12	3626	5466	480758,91	962438,24					
VN59	MI	MIN59A	3074	3077		3	3408	3408	481844,13	962960,8					
VH46	MI	MIG06	2808	2844		36	3142	3142	484187,51	961689,53					
VG06	MI	MIG46	3111	3141		30	3445	3445	480424,1	958990,88					

Figura 5. 1 Base de datos

5.2 Correlación litoestratigráfica

Se marcaron los topes identificados de las unidades de la F.m Oficina, permitiendo tener nociones de la litología de la formación por parte del gamma ray y del contenido que tenga la porosidad mediante el registro de resistividad, los valores de los topes reconocidos (Superficie de máxima inundación, Pílon, Jobo, Yabo y Morichal) fueron correlacionados en TVDSS, tomando en cuenta la inercia de las cotas, es decir, el comportamiento de los niveles de los miembros, dando idea de las

estructuras que pueden estar presentes y del buzamiento. Con respecto a la correlación del Miembro Morichal inferior, se observaron las fallas, el buzamiento, sentido de la sedimentación que es hacia el Noroeste y el espesor de sus estratos.

5.3 Elaboración de secciones geológicas

Se elaboró un mapa base en una sección *map window* del software petrel ploteando pozos pertinentes y convenientes para el aporte de información, que luego de haber completado el mapa con los pozos se procedió a realizar un mallado para las correlaciones por el método de la triangulación, con esto se logró componer secciones estratigráficas y estructurales en una sección de *well correlation* del mismo software. Mediante la continuidad lateral se observó que el Miembro Morichal Inferior se mantiene con una buena saturación de hidrocarburos, ya que en su totalidad presenta arena neta petrolífera (ANP) con electrofacies indicadoras de rellenos de canales de ambientes deltaicos con influencia fluvial, con electrofacies de llanuras aluviales y de intercalaciones de arena y lutitas. La continuidad vertical nos indicó que a partir de un TVDSS de -2800 pies hasta un TVDSS de -3260 pies se sitúan las arenas del Miembro Morichal Inferior con un espesor que tiene un intervalo de 19 pies y 60 pies. Con la continuidad lateral se reconoció que la arena neta petrolífera se extiende por toda la zona de macolla 19 y se extiende hacia zonas exteriores de la macolla, hacia el Suroeste es en donde se encuentran los mayores espesores de arena neta petrolífera cercanos a los 100, pies siendo este el lugar con mejor concentración de hidrocarburos.

Se utilizaron pozos slant, verticales y productores pertenecientes o cercanos al área de Macolla 19 para posteriormente analizar cada una de las siete (7) secciones que se realizaron (A1-A1', B1-B1', C1-C1', D1-D1', E1-E1', F1-F1' y G1-G1') donde se pudieron observar datos a escala como las extensiones de cada una de las

secciones, la dirección, espesor de la arena, comportamiento estructural, buzamiento, continuidad de las arenas, fallas presentes que son atravesadas por los pozos, reconocimientos de estructuras las cuales son canales interdistributarios y llanuras de inundación.

El procedimiento consistió en la selección de los registros de pozos más convenientes posibles, cercanos o pertenecientes al área de la Macolla 19, siendo el registro correspondiente al pozo vertical VL12 selecto como el registro tipo, debido a que este presenta información completa desde encima de la superficie de máxima inundación hasta el basamento cristalino, es decir, presta un buen contenido de información para ser correlacionada con los demás registros, al igual que no presenta ninguna intervención por una falla geológica. El mallado abarca toda la zona delimitada de la Macolla 19 y cada sección obedece la dirección establecida de pozo a pozo. A lo largo de todo el registro se visualizan variaciones de alturas entre estratos debido a la presencia de fallas que son atravesadas por pozos, pérdidas de cuerpos arenas, omisiones o repeticiones de estratos característicos de fallas y otras informaciones de eventos geológicos.

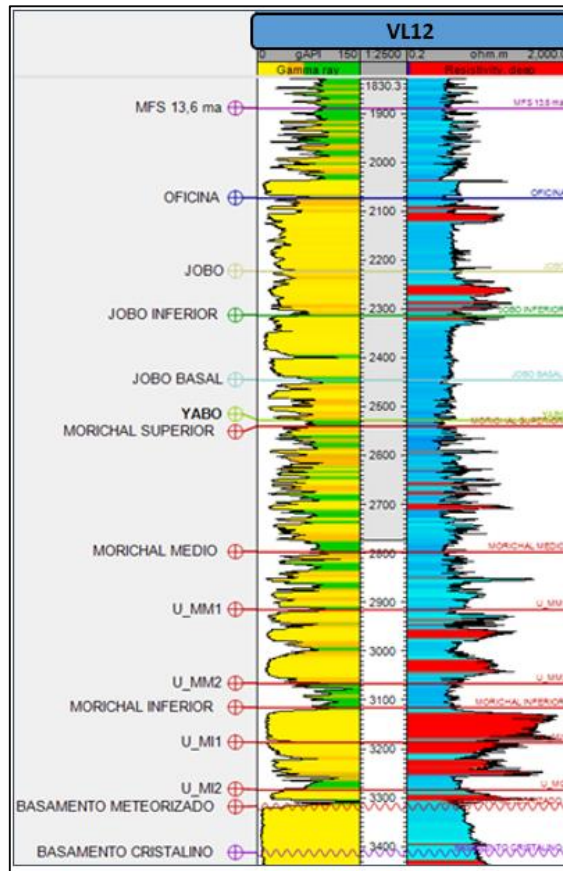


Figura 5.2 Registro tipo.

El mallado está en una escala de 1:25000 m, mientras que cada una de las secciones estructurales están bajo el *Templates GR* y con un datum de -2500 TVDSS (*True Vertical Depth Sub Sea* o Profundidad Vertical Verdadera Al Nivel del Mar) con una escala vertical de 1:100 pies y una escala horizontal de 1:20000 m, las secciones estratigráficas están colgadas al Marcador Cuello Lutítico del Miembro Yabo de la Formación Oficina. La dirección de sedimentación es hacia el Noroeste.

El mallado se compone de un número total de 20 pozos de los cuales cuatro (4) pozos son tipo vertical, otros cuatro (4) de tipo slant y diez (12) son de tipo productor. Se pueden apreciar un total de quince (15) fallas de las cuales son tres (3) fallas

principales y doce (12) secundarias, de las cuales diez fallas son atravesadas por las líneas de las secciones del mallado.

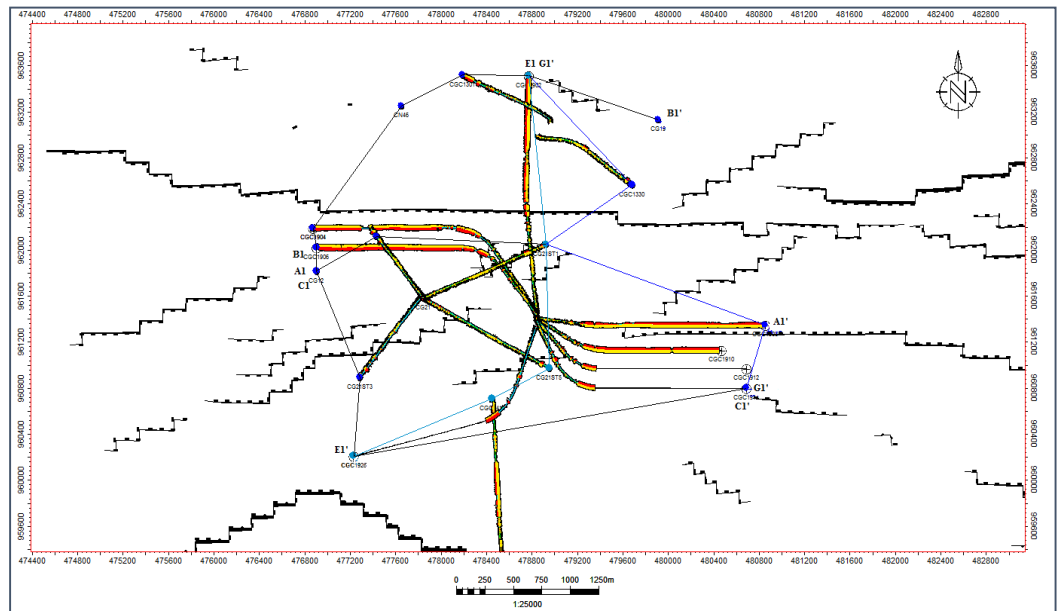


Figura 5.3 Mallado de secciones estratigráficas

5.3.1 Secciones estratigráficas

5.3.1.1 Sección estratigráfica A1-A1'

Compuesta por los pozos VL12, P21ST2, P21ST2, y P1908, con una extensión de 4157 m con dirección de Oeste a Este, el Miembro Morichal Inferior se presenta como un espesor de arena neta petrolífera contenida en un hoyo de canal deltaico con influencia fluvial que mantiene de manera lateral su continuidad, los espesores varían desde 49 pies a 106 pies. El Miembro Morichal Inferior 1 se aprecia

solamente hacia el Oeste en los registros P21ST1 con 27 pies de espesor, en el registro P21ST2 con 7 pies de espesor y en el VL12 con 25 pies.

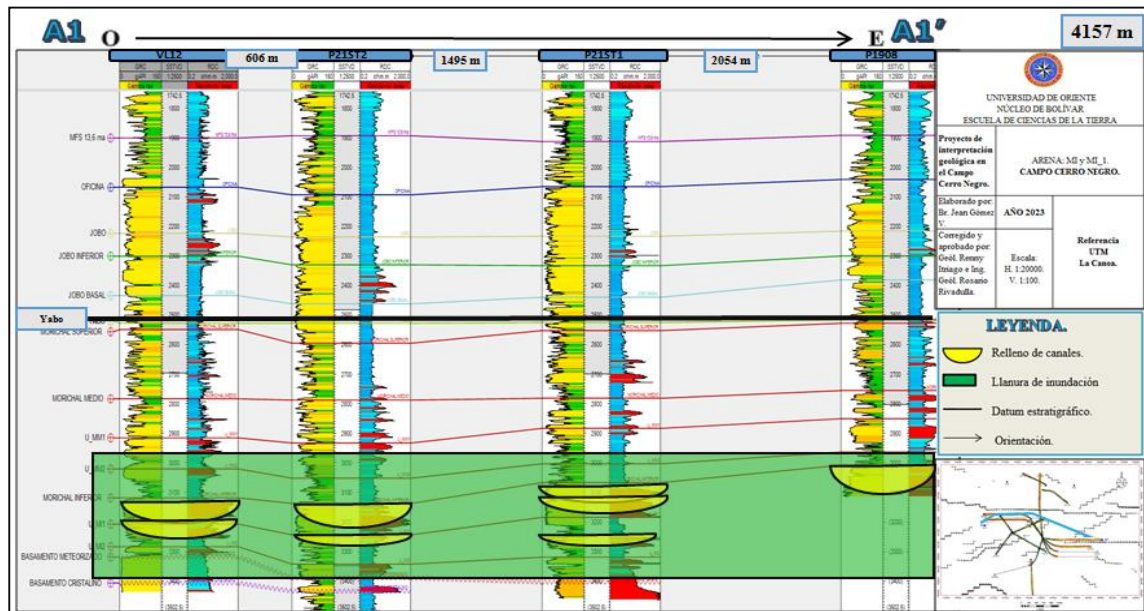


Figura 5.4 Sección estratigráfica A1-A1'.

5.3.1.2 Sección estratigráfica B1-B1'

Conformada por los pozos VL12, P1906, P1904, VN46, P1902 y VG19, con 4087 m de extensión O - E, el Miembro Morichal Inferior mantiene una continuidad lateral de arena neta petrolífera en forma de rellenos de canal con espesores entre 50 pies y 67 pies, mientras que el Miembro Morichal Inferior 1 muestra un aumento de espesor en los pozos que están hacia el Este, debido a que estos pozos se encuentran más hacia el Norte, con canales de arena neta petrolífera de 96 pies a 105 pies.

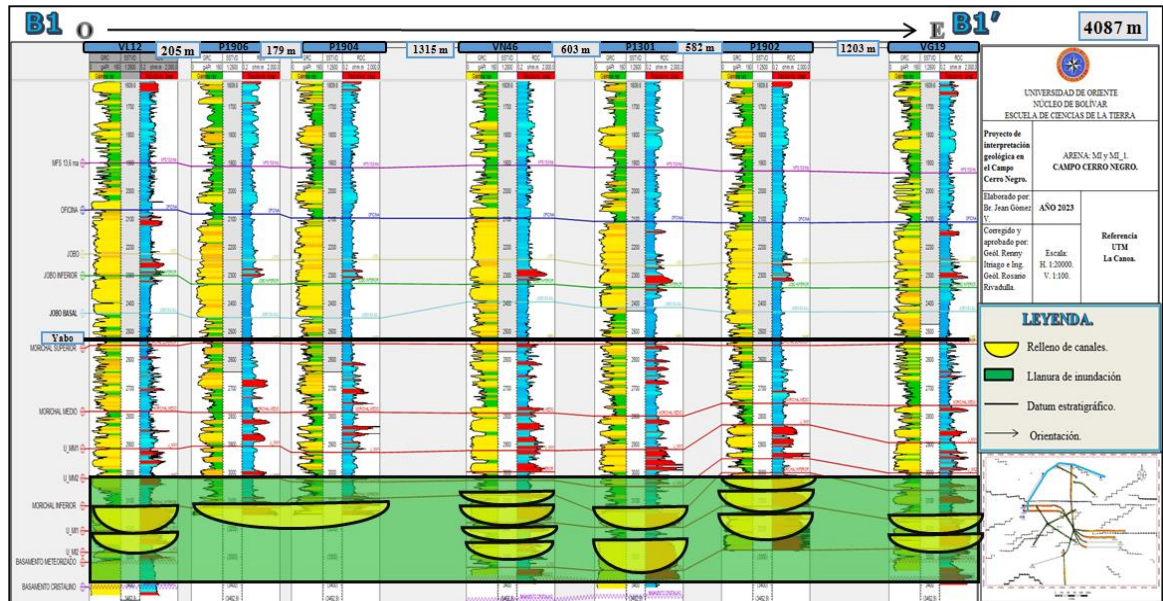


Figura 5.5 Sección estratigráfica B1-B1'

5.3.1.3 Sección estratigráfica C1-C1'

Integrada por los pozos VL12, P21ST3, P1926 y P1914, con una prolongación de 5192 m en sentido O - E, las arenas bituminosas que rellenan los canales del Miembro Morichal Inferior mantienen una continuidad lateral con espesores posiblemente cercanos a 86 pies, debido a que este es el espesor del pozo P21ST3, por otra parte el Miembro Morichal Inferior 1 no presenta información debido a que los pozos son productores y estos fueron aterrizados y navegados en el Miembro Morichal Inferior.

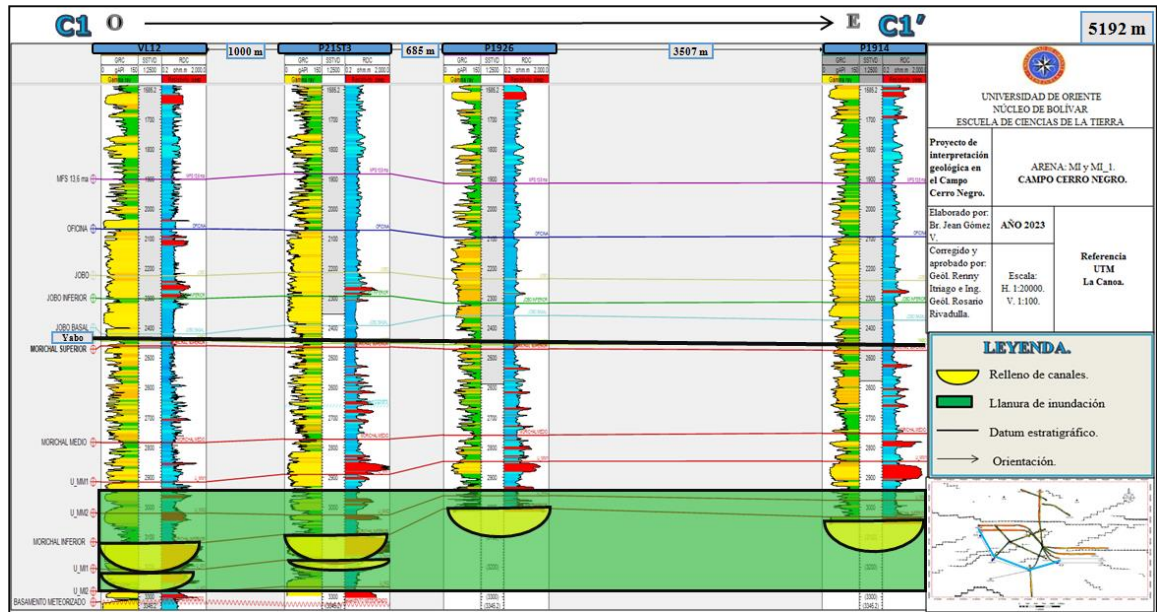


Figura 5.6 Sección estratigráfica C1-C1'

5.3.1.4 Sección estratigráfica E1-E1'

Establecida por los pozos P1902, P21ST1, P21ST5 y P0426, con una longitud de 4438 m de dirección N - S, los rellenos de canal del Miembro Morichal Inferior se mantienen continuos lateralmente con espesores aproximados desde 52pies a 99 pies, por otra parte el Miembro Morichal Inferior 1 muestra un espesor de relleno de canal de arena bituminosas de 23 pies en el pozos P21ST1 y de 174 pies en el pozo P1902. Indicando que hacia el Norte los pozos son más profundos y los espesores de la sedimentación aumentan.

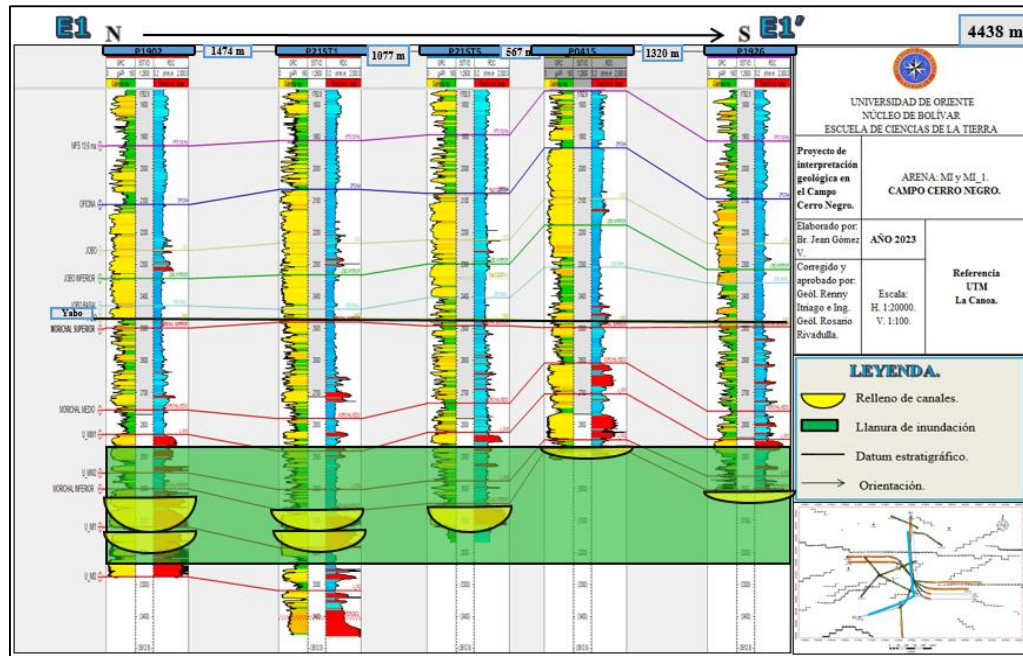


Figura 5.7 Sección estratigráfica E1-E1'

5.3.1.5 Sección estratigráfica G1-G1'

Elaborada con los pozos P1902, P1330, P21ST1, P1908 y P1914, con una longitud de 4862 m de dirección N - S, donde los rellenos de canal de arena neta petrolífera presentan un comportamiento lenticular donde el menor espesor se encuentra en el pozo P1330 de 10 pies, mientras que el P1908 presenta un espesor de 114 pies dividido en dos lentes uno de 60 pies y otro más abajo de 64 pies. En el Miembro Morichal Inferior 1 se aprecia que hacia el Sur no hay información debido a que los pozos localizados en esa zona son pozos productores que fueron aterrizados y navegados en el Miembro Morichal Inferior 1, mientras que hacia el Norte el espesor aparece con 121 pies en el P1902 y en el P1330 con 61 pies.

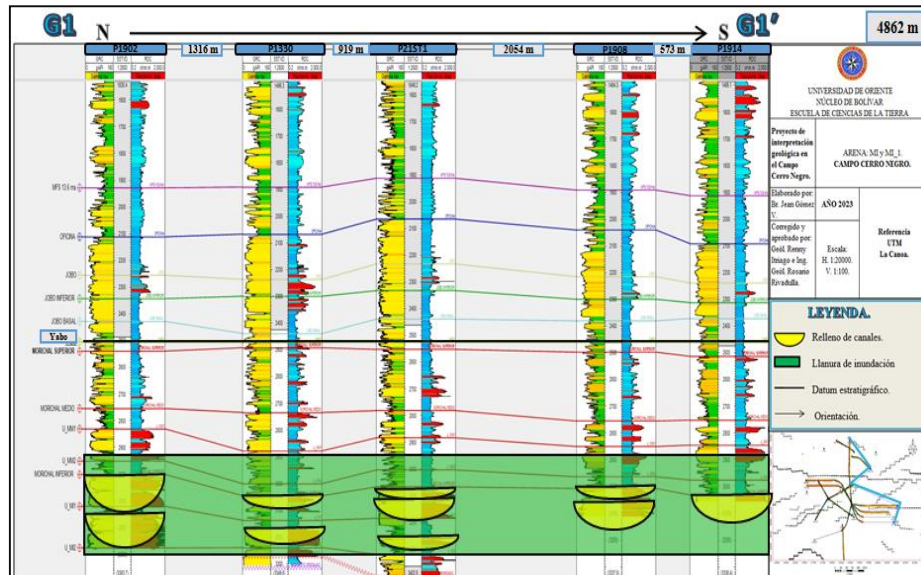


Figura 5.8 Sección estratigráfica G1-G1'.

5.3.2 Secciones estructurales

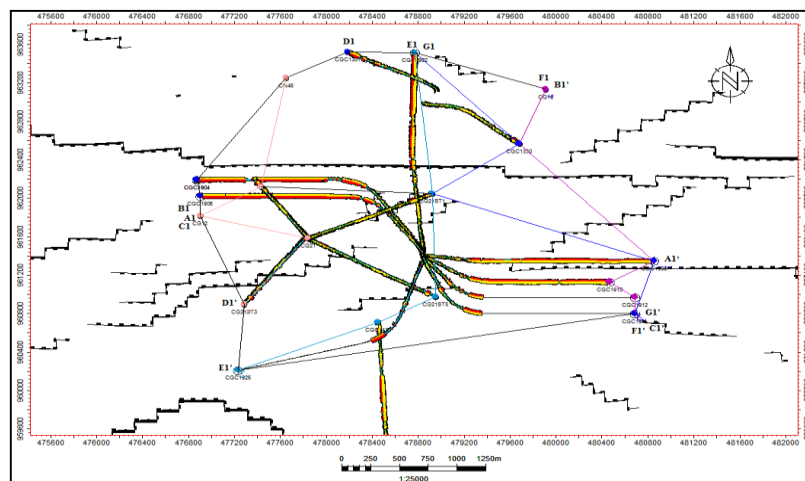


Figura 5.9 Mallado de secciones estructurales.

5.3.2.1 Sección estructural A1-A1'

Compuesta por los pozos VL12, P21ST2, P21ST2, y P1908, con una extensión de 4157 m con dirección de Oeste a Este, el buzamiento se muestra en dirección hacia el Oeste, las fallas geológicas no influyen en esta sección y la subunidad Morichal Inferior 1 mantiene el mismo comportamiento que el Miembro Morichal Inferior.

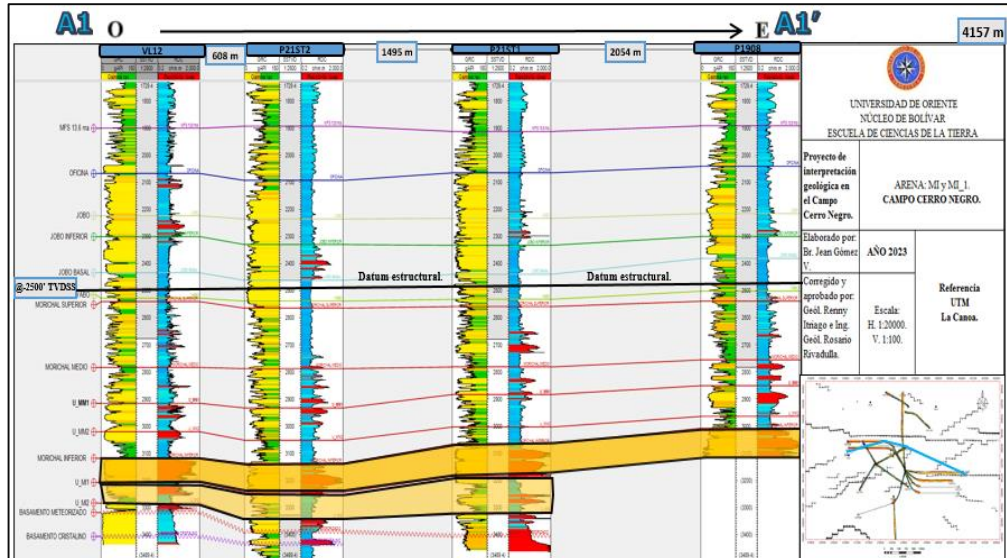


Figura 5.10 Sección estructural A1-A1'.

5.3.2.2 Sección estructural B1-B1'

Conformada por los pozos VL12, P1906, P1904, VN46, P1902 y VG19, con 4087 m de extensión O - E, se observa que el Miembro Morichal inferior se eleva de Oeste a Este en el pozo VN46, hacia el NE el pozo P1301 el tope de la estructura se deprime, posteriormente en el pozo P1902 que está ubicado hacia el Norte debería de

estar más bajo de acuerdo a la estructura, pero la intervención de la falla principal influye y en lugar de esto, deprime hacia el Sur y por tanto el P1902 se encuentra elevado.

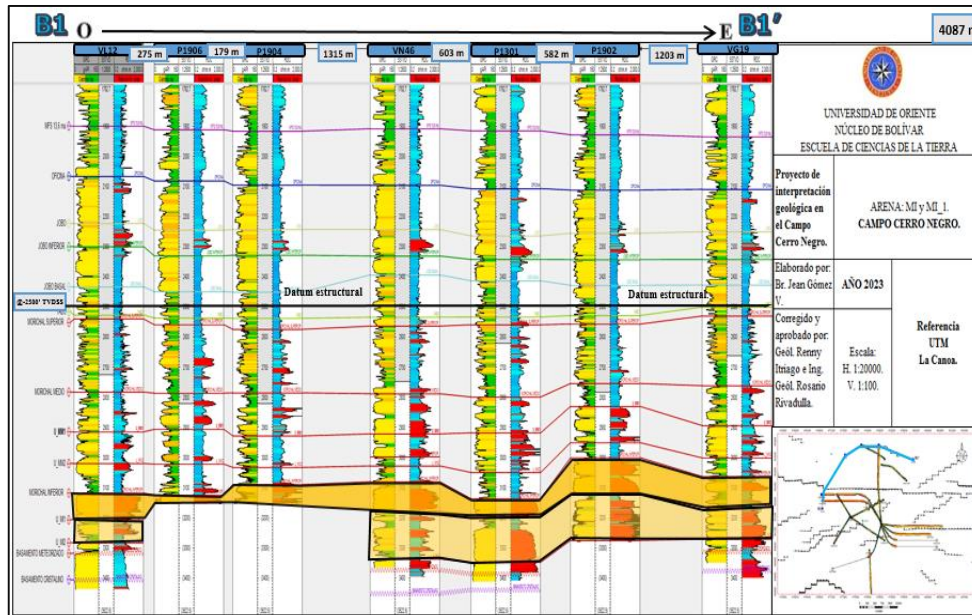


Figura 5.11 Sección estructural B1-B1'.

5.3.2.3 Sección estructural C1-C1'

Integrada por los pozos VL12, P21ST3, P1926 y P1914, con una prolongación de 5192 m en sentido O - E, donde el Miembro Morichal Inferior se presenta con un buzamiento hacia el Oeste con una diferencia de cota de 89 pies, no se presenta espesor hacia el Este debido a que los pozos que se encuentran ahí son de tipo productores y no atravesaron el Miembro Morichal por completo. La subunidad Morichal Inferior 1 solo se visualiza hacia el Oeste y muestra el mismo comportamiento estructural que el Miembro Morichal Inferior.

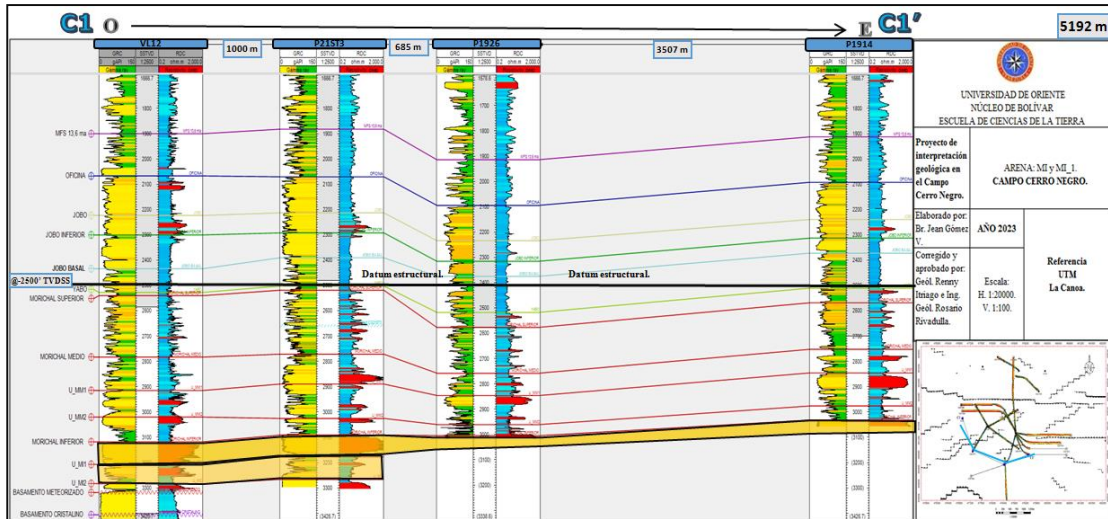


Figura 5.12 Sección estructural C1-C1'.

5.3.2.4 Sección estructural D1-D1'

VN46, P21ST1, P21ST5, P0415 y P1926, con una extensión de 3620 m de dirección N - S, en el Miembro Morichal Inferior podemos notar que a pesar de que el pozo VN46 debería estar más profundo que los demás debido a que está posicionado más al Norte que los otros pozos, pero el salto de la reconocida falla principal (F1) causó una depresión aproximada de 74 pies, lo que causó que los niveles de TVDSS de los demás pozos se depriman, llegando a ocurrir lo mismo con el submiembro Morichal Inferior 1, el cual carece de información hacia el Sur a razón de que los pozos hacia el Sur no son tan profundos como los del Norte.

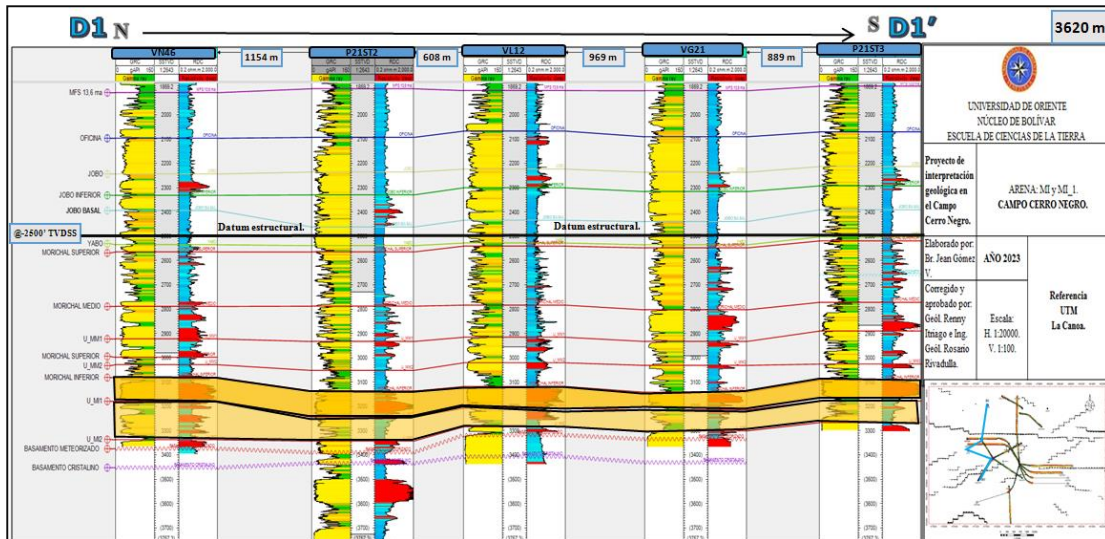


Figura 5.13 Sección estructural D1-D1'.

5.3.2.5 Sección estructural E1-E1'

Establecida por los pozos P1902, P21ST1, P21ST5 y P0426, con una longitud de 4438 m de dirección N - S, el Miembro Morichal Inferior mantiene el mismo comportamiento de la estructura, es decir, sus mayores profundidades están hacia el Norte y el pozo que indica la menor profundidad es el P0415 que a su vez es el que más está situado al Sur en esta sección. El Miembro Morichal Inferior 1 se muestra solamente en los dos (2) pozos más cercanos al Norte que son el P1902 y el P 21ST1 y muestra un aparente comportamiento similar al del Miembro Morichal Inferior.

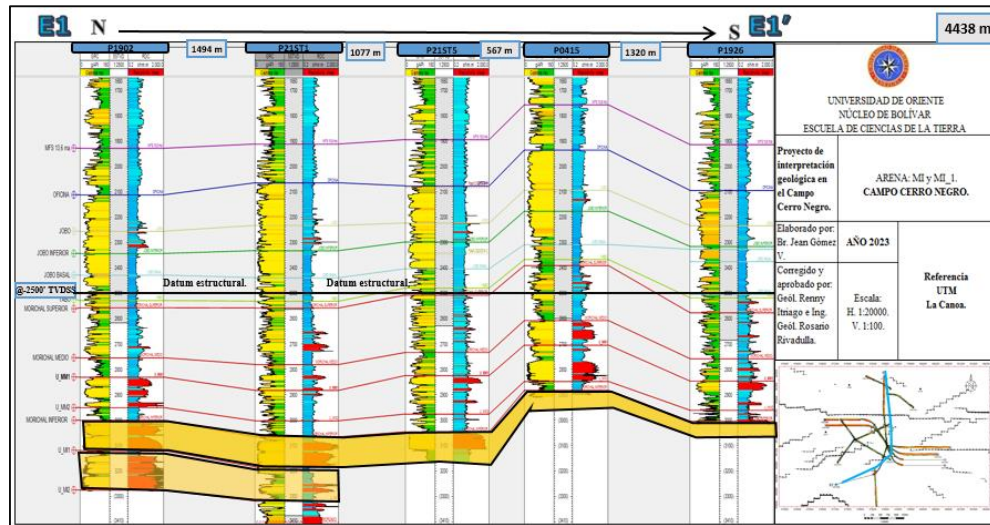


Figura 5.14 Sección estructural E1-E1'.

5.3.2.6 Sección estructural F1-F1'

Conformada por los pozos VG19, P1330, P1908, P1910, P1912 y P1914, con una longitud extensional de 3190 m con dirección de N - S, esta sección interpreta la estructura mediante los pozos productores de Macolla 19 que se encuentran al lado Este y a su vez al Sur de esta sección, mostrando como el Miembro Morichal Inferior se ve afectado por la acción de las fallas geológicas causando que el pozo P1908 fuese influenciado en sentido opuesto a la estructura por la falla F2 y el P1910 se deprima por la falla F17, el Miembro Morichal Inferior 1 solo se aprecia en los pozos cercanos al Norte y aparenta un comportamiento similar al Miembro Morichal Inferior.

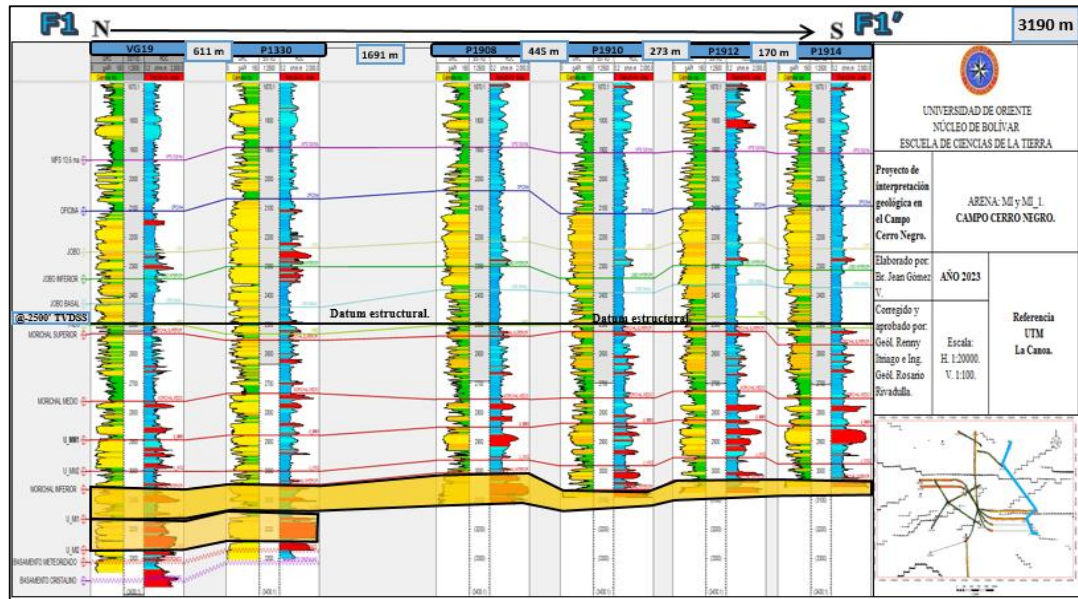


Figura 5.15 Sección estructural F1-F1'

5.3.2.7 Sección estructural G1-G1'

Elaborada con los pozos P1902, P1330, P21ST1, P1908 y P1914, con una longitud de 4862 m de dirección N – S, la mayor profundidad del Miembro Morichal Inferior se encuentra en el pozo P1330, ya que, es el pozo que está más al Norte en la sección, entre los pozos P1908 y P1910 se observa una diferencia de niveles debido a que están influenciados por las fallas geológicas. Con respecto al Miembro Morichal Inferior 1, al igual que en las secciones anteriores, mantiene el mismo comportamiento que el Miembro Morichal Inferior aunque con espesores de arena bituminosa distintos y solo se observa en los pozos que están más al Norte en la sección.

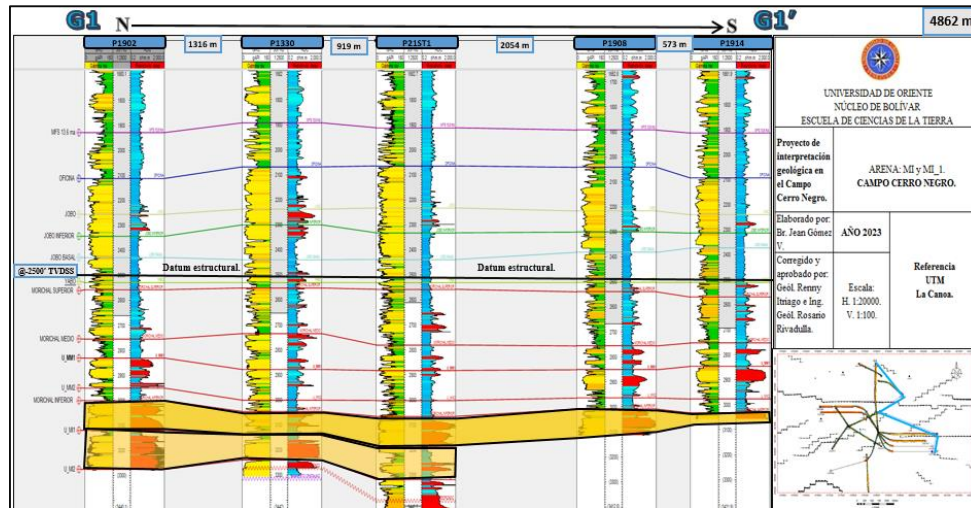


Figura 5.16 Sección estructural G1-G1'.

5.3.3 Secciones sísmicas

5.3.3.1 Sección sísmica X-X'

Tiene una dirección sureste a noreste, en ella se pueden observar los pozos VG21, P21ST5, P21ST3, P21ST1 Y P0415. Se observa como los estratos buzcan en sentido sureste a noroeste, siendo el pozo P21ST2 el pozo de mayor profundidad, esta sección muestra como las fallas geológicas influyen en la estructura, permitiendo observar a las fallas F6, F5, F2 y F22.

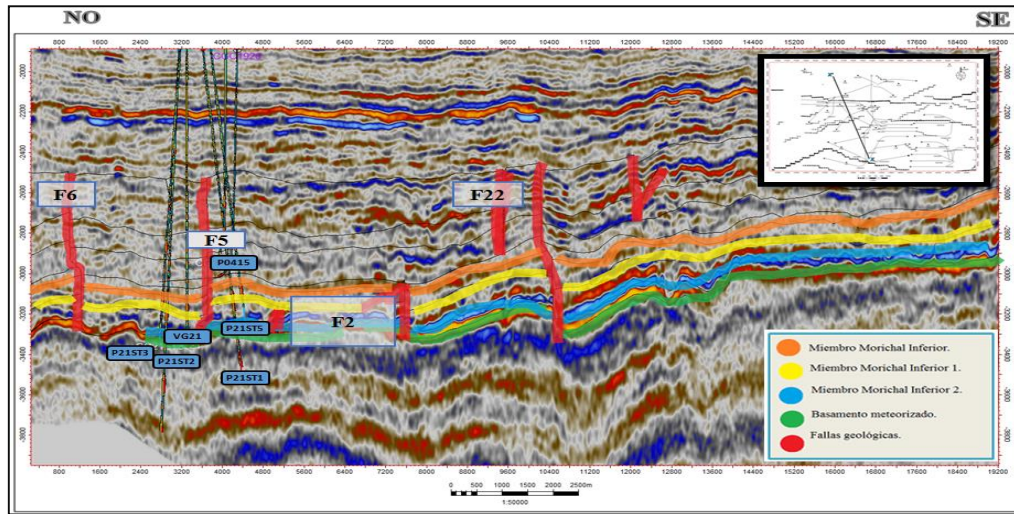


Figura 5.17 Sección sísmica X-X'.

5.3.3.2 Sección sísmica Y-Y'

Tiene una dirección de Sur a Norte, muestra un buzamiento en sentido hacia el Norte que en los pozos de la línea par de macolla 19 con fase lateral hacia el este no varía tanto la profundidad de los topes de las unidades. Las fallas presentes son la F6, F5 y la F2.

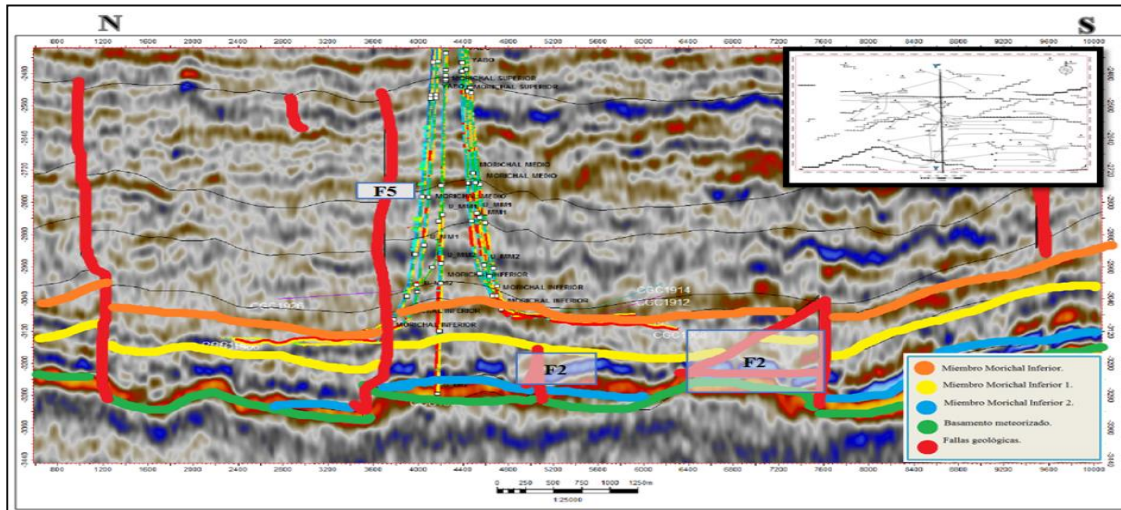


Figura 5.18 Sección sísmica Y-Y'

5.3.3.3 Sección sísmica Z-Z'

Posicionada de Este a Oeste, donde se observan los pozos VL12, P21ST2, CG21, P21ST2, P1902 y P21ST2. Se observa como el lado oeste se encuentra más profundo que el lado Este, esta sección lleva el sentido de la perforación, muestra las fallas F6, F15, F2 y F22.

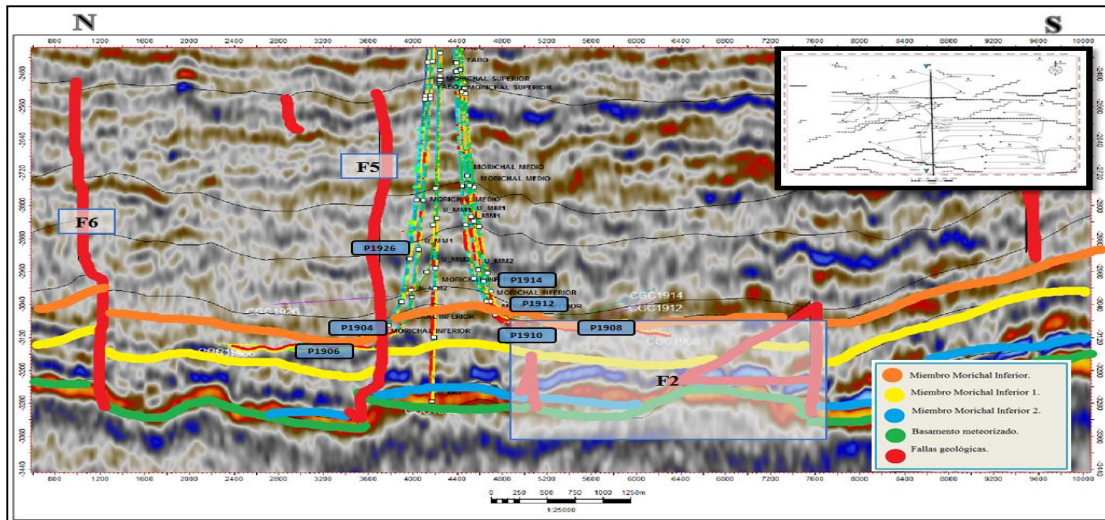


Figura 5.19 Sección sísmica Z-Z'

5.3.3.4 Mapa isópaco-estructural de Morichal Inferior

Indica que es un área influenciado por fallas geológicas, en su mayoría isorumbadas noreste - sureste, la estructura es más somera en el sureste con un *TVDSS* de - 2700 pies y se profundiza en el noroeste a -3300 pies en *TVDSS*. En cuanto a las curvas isópacas, el espesor promedio es de 60 pies, hacia el noroeste el espesor de arena neta petrolífera disminuye considerablemente al igual que hacia el extremo oeste, la zona de mayor espesor de arena neta petrolífera es el suroeste.

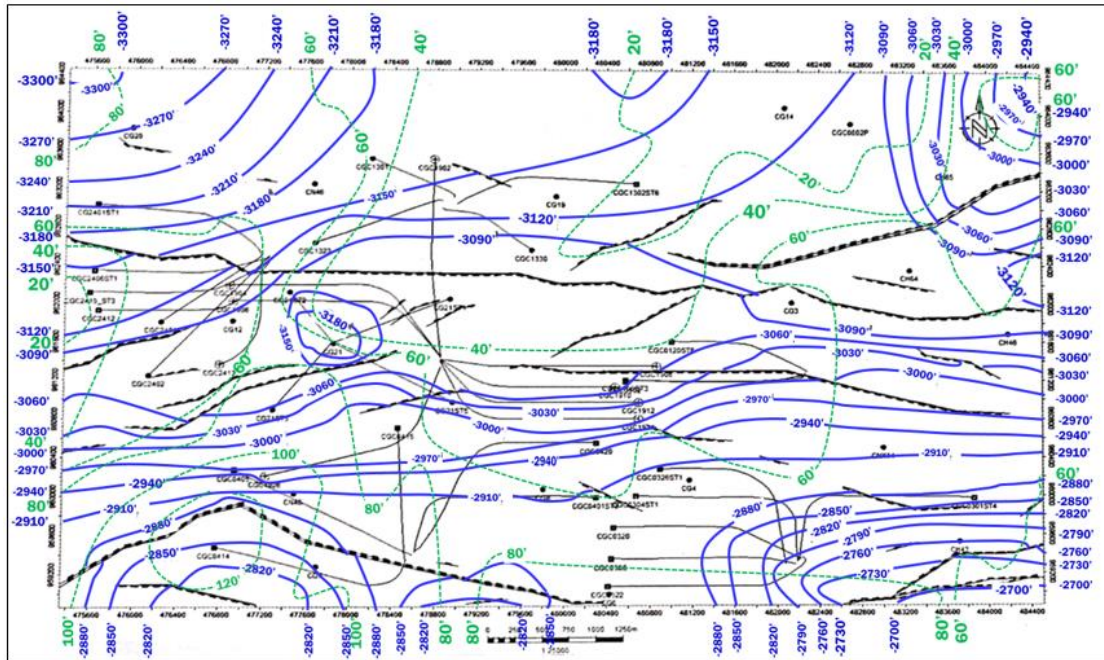


Figura 5.20 Mapa isópaco-estructural de Morichal Inferior

5.3.3.5 Mapa isópaco-estructural de Morichal Inferior 1

Se encuentra limitado a la poca población de pozos que atraviesan completamente al miembro Morichal Inferior hasta toparse con Morichal Inferior 1. Los contornos estructurales indican que hacia el sureste se encuentra la zona más somera (-3200 pies *TVDSS*) y hacia el noroeste la zona con mayor profundidad (-3320 pies *TVDSS*), buzando en sentido sureste noroeste, es influenciado por las fallas geológicas, presentando el mismo comportamiento estructural que el miembro Morichal Inferior. De acuerdo a las curvas isópacas, el mayor espesor de arena neta petrolífera se encuentra en el Noreste mientras que al extremo sur tiende a disminuir el espesor de arena neta petrolífera.

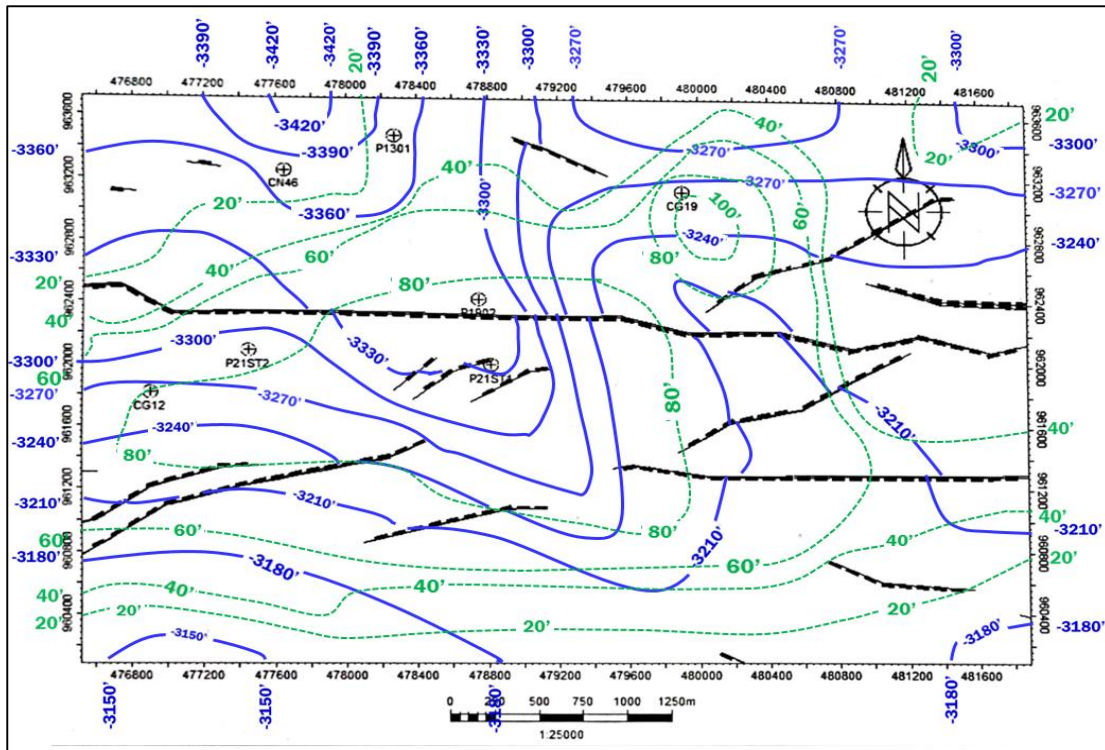


Figura 5.21 Mapa isópaco-estructural de Morichal Inferior 1.

5.3.3.6 Mapa de Paleoambiente del Miembro Morichal Inferior

Representó electroformas de relleno de canales apilados de arena neta petrolífera masiva cubiertos por llanuras de inundación. El campo Cerro Negro está interpretado por un ambiente depositacional deltaico con influencia fluvial, de acuerdo a definiciones de estudios previos, con respecto a el Miembro Morichal Inferior fue un proceso de depositación cambiante típico de una zona cercana a un delta. Las arenas presentes están caracterizadas por ser rellenos de canales distributarios que por sus características se ven influenciados por un dominio deltaico, por presentarse en este miembro la secuencia arenosa más densa y encontrarse en la zona de los canales distributarios en el delta, la dirección cambia en comparación con la dirección preferencial que se encuentra en el área.



Figura 5. 22 Mapa de Paleambiente del Miembro Morichal Inferior

5.3.3.7 Mapa de Paleambiente del Miembro Morichal Inferior 1

Se compone por rellenos de canales de arena neta petrolífera en su mayoría, este miembro se acuña con el basamento ya que mantienen una gran cercanía provocando unas ciertas irregularidades, los mayores espesores de arena bituminosa de este canal se encuentran hacia el NE, posee facies que indican intercalaciones de arena y lutita, este miembro se acuña con el basamento hacia el sur.

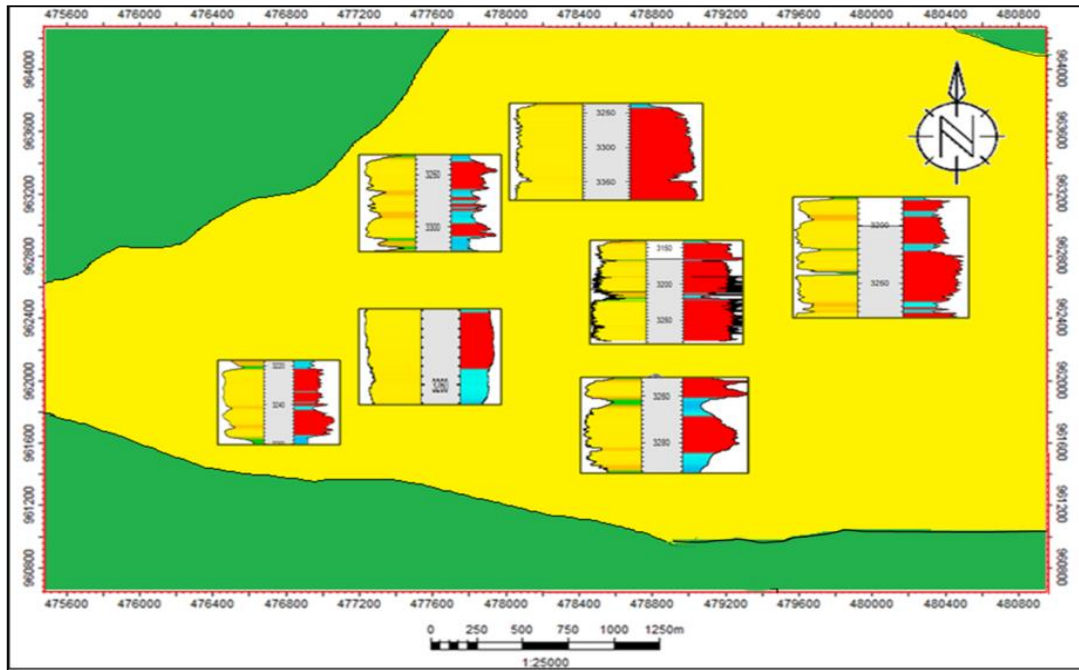


Figura 5.23 Mapa de Paleambiente del Miembro Morichal Inferior 1

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. En las bases de datos generadas de los pozos y las fallas se notaron que hay una variación de espesores entre 5 y 10 pies en valores TVDSS con respecto a los de la empresa con los obtenidos en este trabajo de grado.
2. Los topes de los registros eléctricos (gamma ray y resistividad) correlacionados de forma litoestratigráfica permitieron realizar las secciones estratigráficas y

estructurales que demostraron las continuidades de los rellenos de canales de arena neta petrolífera y conocer el comportamiento estructural del área.

3. Las secciones estratigráficas fueron colgadas al cuello lutítico de Yabo (marcador lutítico) demostraron la continuidad vertical y lateral de las facies de rellenos de canales de arena neta petrolífera, apilados y cubiertos por llanuras de inundación, Morichal Inferior se mostró en todas las secciones pero el Miembro Morichal Inferior 1 solo se muestra en las secciones que tienen pozos hacia el Norte este miembro se muestra en el pozo P21ST2 lo muestra como una arena encima de una intercalación de arenas y lutitas. Ambos Miembros se presentan como secuencias sedimentarias grano creciente. Las secciones estratigráficas con dirección O – E nos permiten visualizar que a pesar de que el Miembro Morichal Inferior se encuentra saturado de hidrocarburos, las concentraciones de estos presentan variaciones de espesores en su continuidad lateral, en las cuales es hacia el Oeste donde se encuentran los mejores espesores. Las secciones estratigráficas con dirección N – S indican una mayor concentración de espesores de rellenos de canales hacia el Sur el cual aumenta a medida que se dirige más al Oeste. Se observó que el Miembro Morichal Inferior 1 se desarrolla más hacia el Norte, ya que, presenta mayores espesores.

4. La interpretación de las secciones estructurales definieron que la estructura del área se presenta de manera monoclinal, puesto que sus capas se pueden visualizar paralelas e inclinadas (SE – NO) debido al alto estructural del basamento Uverito que influenció en la dirección de sedimentación. Se demostró que el área se encuentra intervenida por los saltos de las fallas geológicas extensivas que tienden a comportarse en forma de horst graben, siendo la falla principal (F1) la que divide a la macolla 19 de la macolla 13, en su mayoría las fallas van en sentido NE a SO.

5. Las interpretaciones de las secciones sísmicas ayudaron a eliminar las incertidumbres y a cerciorar la información obtenida por las secciones estructurales, de manera que se reafirmó que la estructura se encuentra influenciada por fallas geológicas y a la vez tiene un buzamiento dirigido hacia el noroeste debido a que es la zona más profunda y el Sur se encuentra afectado por el alto estructural del basamento. Los mapas Isópaco-estructurales permitieron definir al Suroeste del Miembro Morichal Inferior 1, como la mejor zona para realizar nuevos pozos de desarrollo, situada a un nivel TVDSS de -3260 pies y con un espesor de arena neta petrolífera de 60 pies.

6. Las litofacies colocadas en los mapas de paleoambiente nos guían a que el Miembro Morichal Inferior lo definió un ambiente deltaico con influencia fluvial, ya que los procesos predominantes fueron de dominio deltaico, la fuente principal de sedimentos viene desde el sur del Cratón de Guayana, es un cierre de yacimiento erosivo que se acuña al sureste con el basamento ígneo-metamórfico causando variaciones en la sedimentación.

RECOMENDACIONES

1. Armar un algoritmo de trabajo organizado que trate las pautas de cada punto geológico que deba ser analizado de forma precisa y cronológica para las interpretaciones de nuevas zonas propensas a ser productoras.

2. Considerar elaborar un plano de fallas más preciso que el presentado en este trabajo de investigación con una base de datos que clasifique las fallas, su

comportamiento, su salto y las consecuencias que estas generen en la estructura y al momento que se desee perforar.

3. Evaluar una propuesta articulada con la localización de una nueva macolla en la zona SO del área, donde el mapa isópaco indica que el Miembro Morichal Inferior posee un espesor aproximado entre 60 pies a 80 pies.

4. Aplicar la metodología usada para las demás unidades, y así poder tener una interpretación geológica por arena objetivo a navegar y facilitar la perforación de pozos productores.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Acosta, E. (2001) **MODELO PETROFÍSICO DE YACIMIENTOS CON ALTA SATURACIÓN IRREDUCIBLE DE AGUA DE LA FORMACIÓN OFICINA.** Venezuela.

Alcalá, E. (2012) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES A TRAVÉS DE REGISTROS DE POZOS.** San Tomé, Anzoátegui-Venezuela.

Alfonsí, Pedro. (1999) **SEDIMENTOLOGIA DE LOS CLASTICOS Y ELECTROFACIES.** Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. pp 155-170.

Arias, F. (2006) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp 20-21. Audemar, F., Azpirixaga, I., Baumann, P., Isea A., Latreille, M. (1985) **MARCO GEOLÓGICO DEL TERCIARIO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, VENEZUELA**. VI Cong. Geol. Venez., Caracas, pp 70-108.

Hill, Daniel. (2017) **INTRODUCCIÓN TO PETROLEUM EXPLORATION AND PRODUCTION**. CRC Press, Boca Raton Estado Florida.

Escobar, M., Freddy, H. (2012) **FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**. Primera edición., Universidad De Surcolombia. Nevia., <http://oilproduction.net/files/Libro%20%Yacimientos%20-%20Freddy%20Escobar.pdf>.

González de Juana, C. Iturralde, J. y Picar, X. (1.980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Tomo I y II. Tercera edición. Editorial Fonvives. Caracas-Venezuela, p 1031.

Hedberg, D., Sass, L., Funkhouser, H. (1947) **OIL FIELDS OF THE GREATER OFICINA AREA, CENTRAL ANZOÁTEGUI, VENEZUELA**. Amer. Assoc. Petról. Geol. Bull., pp 1089-2169.

Hunt, Tomás. (1998) **INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS (AVANZADO)**. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., Capítulos I, II y III. pp 126.

Key, C., (1977) **LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO LOBO. V**
Cong.Geol.Venez., Caracas, pp 1599-1615.

Molinares, Carlos (2006) **CONSIDERACIONES PARA UN MAPA
PALEOAMBIENTAL DEL OLIGOCENO, CUENCA DEL VALLE
INFERIOR DEL MAGDALENA COLOMBIA.** Consorcio Gestión exploratoria.,
Santander.

Mora, C., Manrique, J. (2003). **MANUAL DE EJERCICIOS APLICADOS
A LOS METODOS DE EXPLORACION DE HIDROCARBUROS.** Manizales,
Colombia, pp 35-36

Nichols, G. (1999) **SEDIMENTOLOGY AND STRATIGRAPHY.** Segunda
edición, Oxford. UnitedKingdon. Wiley – Blackwell. pp 307, 321, 329.

Pérez, M. (2009). **CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-100,
ARENA MEJIL, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI.**
Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, pp 25-26.

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

PDVSA. (2001) **CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. 15 de febrero de 2016. [<http://www.pdvsa.com/>].

PDVSA-CVP. (2009) **INFORME TECNICO DE REVISION DE RESERVAS PETROMONGAS 2007**. Puerto la Cruz, Venezuela.

Petromonagas. (2010) **INFORME DE REVISIÓN DE RESERVAS E.M PETROMONAGAS**. Puerto la Cruz, Venezuela.

Schlumberger (2013). **INDUCCION AL USUARIO**.(Windows, version 2013).Petrel, Schlumberger, pp 34-40.

Schlumberger (2023) **GLOSSARY ENERGY SBL**https://glossaryslb.com/es/terms/d/depth_reference.

Tearpock, D., Bischke, R. (2002) **APPLIED SUBSURFACEGEOLOGICAL MAPPING**. Prentice-Hall PTR, New Jersey, USA, pp 60-76.

Universidad de California (2021). **¿QUE ES EL ANÁLISIS DE DATOS?**, Berkeley <http://analytics.berkeley.edu/about/what-is-analytics>.

Universidad de Guadalajara (2021) **INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL**,
http://www.cucsh.udg.mx/sites/default/files/investigacion_documental.pdf.

Yegres, Frandith., Pinto, Laurens (2023) **PROGNOSIS GEOLÓGICA
YACIMIENTO OFIMI CNX26, PDVSA-PETROMONAGAS**, Campo Cerro
Negro, Estado Anzoátegui.

APÉNDICES

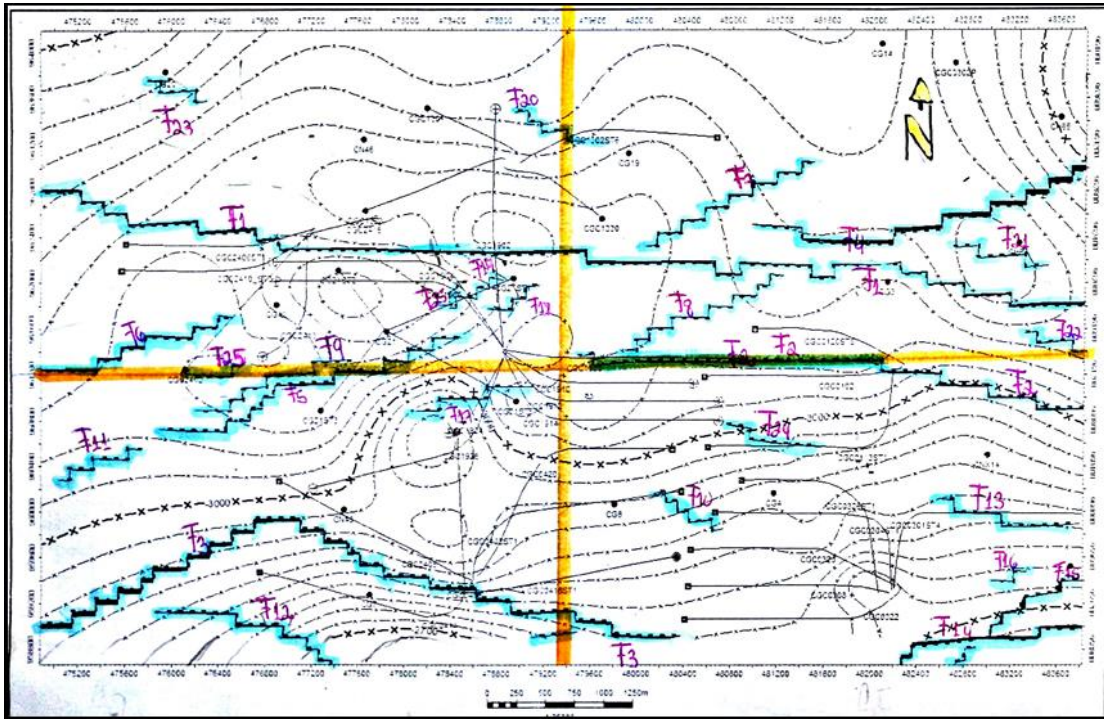
APÉNDICE A

Fallas geológicas

A.1 Base de datos de las fallas geológicas presentes en el área

FALLA.	SALTO (Pies).	DEPRESIÓN.	POZOS.	BREVE DESCRIPCIÓN.
F1	15-74.	Opuesta a la estructura.	P1904 - P1323 / VL12 - VN46	Extendida completamente desde el NO - NE.
F2	193 - 210.	Opuesta a la estructura.	P21ST1 - P0120ST8 / VNX14 - VG3.	Extendida en el SE.
F3	20 - 186 .	Opuesta a la estructura.	VG7 - VN46 / P0414 - P0415	SO hasta parte del SE.
F4	162	Opuesta a la estructura.	VH64 - CH65	Ubicada completamente en el NE.
F5- F11/F9/F26	44 - 90.	Sentido de la estructura.	P21ST3 - VG21 / P21S5 - VG21.	Desde el SO hasta el NO.
F6	No posee pozos cercanos.			Desde NO hasta el SE.
F7	No posee pozos cercanos.			Extendida en el NE.
F8	No posee pozos cercanos.			Extendida en el NE.
F10	44.	Sentido de la estructura.	VG4 - VG8.	Extendida en el SE.
F12	No posee pozos cercanos.			Extendida en el SO.
F13	133.	Sentido de la estructura.	VNX14 - VH43	Posicionada en el SE.
F14/F15/F16		Opuesta a la estructura.		Se encuentran en el borde inferior derecho del SE.
F17	70.	Sentido de la estructura.	P1926 - P1910	Localizada en el SO.
F18/F25/F19	17 - 62.			Localizadas paralelamente en el NO.
F20	47	Sentido de la estructura.	PG19 - P1302ST6	Se encuentra extendida de NE al NO.
F21	No posee pozos cercanos.			Se localiza al NE paralela a la F1
F22	No posee pozos cercanos.			Se muestra extendido en el NE.
F23	No posee pozos cercanos.			Aparece en el NO.
F24	130	Sentido de la estructura.	P0326ST1-P0113ST1	Extendida en el SE del mallado.

A.2 Mapa base de las fallas geológicas (Petrel 2015)



APÉNDICE B
YACIMIENTO OFIMI CNX16

B1 Base de datos de las perforaciones en la macolla 19

OFIMI CNX16	POZO	RESERVASA A DRENAR (BN)	RESERVAS RECUPERABLES	ÁREA (km)	ÁREA TOTAL YACIMIENTO (ACRES)	VOLUMEN YACIMIENTO (ACRES PIES)	PRESIÓN INICIAL	TEMPERATURA DE YACIMIENTO (°F)	PRONOSTICO DE PRODUCCION/PREDRILLING (BNPD)	PRODUCCIÓN REAL (FD)
MACOLLA 19 YACIMIENTO OFIMICNX16	P1902	3835537					1300		500	380
	P1904	2907930					1270		750	350
	P1906	1146680					1350		960	1200
	P1908	573365	2149344	184,86	39751	5474640	1160	130	410	720
	P1910	1231458					1177		680	840
	P1912	1123563					1125		550	500
	P1914	1645080					1081		870	875
	P1926	1543028					1025		588	INCOMPLETO.

B.2 Parámetros del yacimiento

Parámetros Petrofísicos.	
Yacimiento.	OFIMI CNX16.
Presión de yacimiento.	1378 Lpca.
Viscosidad del crudo.	Cy: 1127 Cps y Bo: BY/BN.
Temperatura del yacimiento.	134°,8 F.
Diferencia de presión.	300 Lpca.
Viscosidad in situ.	1500 - 5000 cp.
Porosidad promedio.	1 - 20 Darcie's.
Saturación de agua.	20 - 30%.
Permeabilidad.	12,8 D.
Arenas.	MI y MI_1.
Espesor vertical promedio de arena.	65 Pies.
Rango de profundidad (TVDSS).	2500 - 3500 pies.
Sección horizontal.	3500 - 5000 pies.
Promedio de espesor total.	500 pies.
Gravedad API.	7.5 - 8.5.
Longitud promedio a navegar.	3905 Pies.
KBR promedio.	334 Pies.

