



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/VENEZUELA**

**VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA S4,5I BLOQUE G
PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO ONADO,
MUNICIPIO AGUASAY, MONAGAS**

REALIZADO POR:

JOHANA COROMOTO URBANEJA GÓMEZ

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al
Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JUNIO DEL 2012



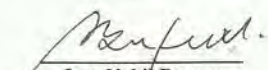
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/VENEZUELA

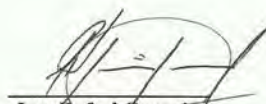
VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA S4,5I BLOQUE G
PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO ONADO,
MUNICIPIO AGUASAY, MONAGAS

REALIZADO POR:

JOHANA COROMOTO URBANEJA GÓMEZ
C.I.: 18.825.485

REVISADO POR:


Ing. Nehil Duque
Asesor Académico


Ing. Rafael Guzmán
Asesor Industrial

MATURÍN, JUNIO DEL 2012



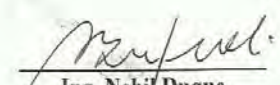
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/VENEZUELA

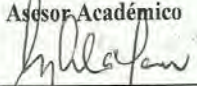
VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA S4,5I BLOQUE G
PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO ONADO,
MUNICIPIO AGUASAY, MONAGAS


REALIZADO POR:

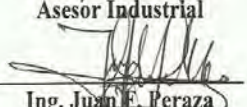
JOHANA COROMOTO URBANEJA GÓMEZ
C.I.: 18.825.485

APROBADO POR:


Ing. Nehil Duque
Asesor Académico


Ing. Luis Avila
Jurado Principal


Ing. Rafael Guzmán
Asesor Industrial

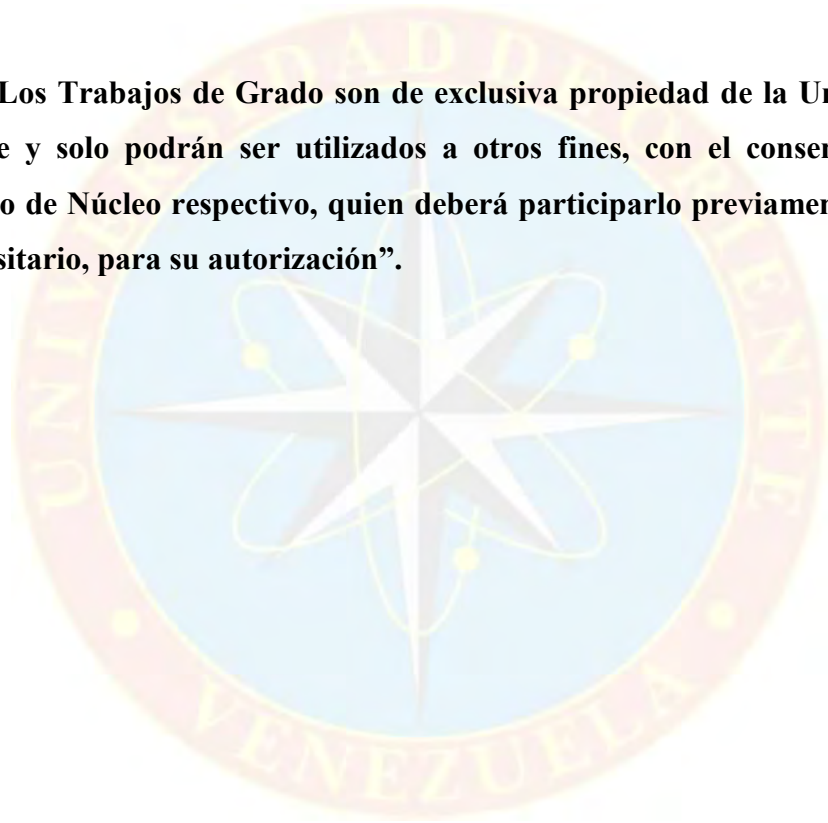

Ing. Juan E. Peraza
Jurado Principal

MATURÍN, JUNIO DEL 2012

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al consejo universitario, para su autorización”.



DEDICATORIA

Tener talento es un don y una pasión, un deseo de triunfar tan ardiente que no hay poder en la tierra capaz de sofocarlo, a demás de esto, enorgullece a nuestros seres queridos que se esfuerzan y dedican su vida para ver lograr nuestras metas. A todas esas personas que hicieron posible la realización de esta meta en particular va dirigida esta dedicatoria:

A Mi Madre y a Mi Padre, seres excepcionales que con su amor, comprensión, dedicación, confianza y sacrificio han podido hacer de mi una persona de bien con ansias de superación. A ustedes con orgullo les dedico este mi primer triunfo.

A mi hija Victoria y mi esposo Francisco, por ser la fuente principal de inspiración y motivación, además de brindarme su apoyo y comprensión en los momentos más difíciles de mi vida, gracias por estar a mi lado.

A mi familia y en especial a mis hermanos Dioccelys, Jonniber y Jhon quienes me han dado buenos consejos en los momentos en que más los he necesitado, espero tenerlos a mi lado para compartir juntos las metas logradas.

A mi hermana Maryoris Urbaneja, quien es mi ángel y desde el cielo ilumina mi camino para lograr cada meta trazada...Te Quiero Mucho.

A todas las personas que han confiado en mí y han ayudado a ser la persona que soy hoy.

Johana C Urbaneja G

AGRADECIMIENTO

A mi Dios Todopoderoso por hacer realidad todos mis sueños!!!

A mis asesores Ing. Rafael Guzmán y al Ing. Nehil Duque que gracias a sus conocimientos y consejos se logró la culminación de mi trabajo de grado.

A la Universidad de Oriente, por permitirme desarrollar habilidades durante mi estadía en la casa más alta, gracias por darme las herramientas necesarias para enfrentar los nuevos retos en mi carrera profesional.

A todas las personas que integran PDVSA PETRONADO, en especial a los que laboran en el área técnica: María Belisario, Laura Hernández, Maribe Primera por darme la oportunidad de compartir sus espacios y apoyarme en la realización de este trabajo de grado que marca en mi en inicio de mi vida profesional.

Al Ing. Geólogo Lucas Guaregua, al Ing. Milton Méndez y al Ing. Rafael Rivas pues debido a su colaboración pude concretar algunos temas relacionados con el objetivo de investigación.

A todos mis compañeros de estudio y amigos que de una u otra manera me apoyaron en la realización de este trabajo y durante mi carrera universitaria.

“A todos ustedes y a todas las personas que creyeron en mi, mil gracias”.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xi
RESUMEN	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	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.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	6
2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela	6
2.2.2 Ubicación del Área de estudio	7
2.2.3 Proceso Evolutivo Sedimentario.....	8
2.2.4 Estructura	8
2.2.4.1 Bloque “G”.....	10
2.2.4.2 Bloque “M”	10
2.2.4.3 Bloque “P”	10
2.2.5 Estratigrafía.....	11
2.2.6 Característica de la arena S4,5I bloque G del campo Onado.....	13
2.3 BASES TEÓRICAS.....	14
2.3.1 Caracterización de los Yacimientos.....	14
2.3.1.1 Modelo Estático	15
2.3.1.1.1 Modelo Estructural.....	15
2.3.1.1.2 Modelo Estratigráfico.....	16
2.3.1.1.3 Modelo Sedimentológico	16
2.3.1.1.4 Modelo petrofísico	20
2.3.1.2 Modelo Dinámico.....	22
2.3.2 Reservas de Hidrocarburos	23
2.3.3 Clasificación de las Reservas.....	23
2.3.3.1 De acuerdo a la certidumbre de ocurrencia.....	23
2.3.3.2 De acuerdo a las facilidades de producción	24
2.3.3.3 De acuerdo al método de recuperación	25
2.3.4 Métodos para calcular reservas	25
2.3.4.1 Métodos Determinísticos	25

2.4 CONCEPTOS O TÉRMINOS BÁSICOS	26
CAPÍTULO III.....	29
MARCO METODOLÓGICO	29
3.1 TIPO DE LA INVESTIGACIÓN	29
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	29
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	29
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	30
3.4.1 Interpretación del modelo geológico del área objeto de estudio.....	30
3.4.1.1 Recopilación de datos generales del yacimiento.....	30
3.4.1.2 Revisión del modelo estructural y estratigráfico.....	30
3.4.1.3 Elaboración del mapa de electrofacies.....	32
3.4.1.4 Definir los límites que conforman cada uno de los yacimientos	32
3.4.2 Determinación de los valores petrofísicos y de fluidos adaptado a la nueva correlación estructural del campo	33
3.4.2.1 Revisión de la información necesaria para la definición del modelo..	33
3.4.2.2 Parámetros Básicos	33
3.4.2.3 Determinación de los parámetros petrofísicos.....	34
3.4.2.4 Cálculo de las propiedades petrofísicas promedio.....	37
3.4.2.5 Determinación de los parámetros de fluido	38
3.4.3 Propuesta del nuevo modelo estático representativo de los yacimientos estudiados.	41
3.4.4 Cálculo de las reservas con el nuevo modelo estático a través del método volumétrico.....	41
3.4.1 Reservas de Petróleo y gas en solución	41
3.4.2 Reservas de gas condensado	42
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	44
3.5.1 Técnicas de Recolección de Datos.....	44
3.5.2 Descripción de las herramientas a utilizar	44
3.6 RECURSOS	46
3.6.1 Recursos Humanos.....	46
3.6.2 Recursos Tecnológicos y Materiales.....	46
3.6.3 Recursos Financieros	47
CAPITULO IV	48
ANÁLISIS DE RESULTADOS	48
4.1 Interpretación del modelo geológico del área objeto de estudio.....	48
4.1.1. Revisión del modelo estructural y estratigráfico.....	48
4.1.1.1 Interpretación de la sísmica.....	50
4.1.1.2 Interpretación de las secciones estructurales.....	51
4.1.1.3 Interpretación de las secciones estratigráficas	52
4.1.2 Elaboración del mapa de electrofacies.....	54
4.1.3 Delimitación de los yacimientos	56
4.1.3.1 Validación del Contacto Gas-Petróleo	56
4.1.3.2 Integración Yacimiento ONV-74.....	57
4.2 Determinación de los parámetros petrofísicos y de fluidos	58

4.2.1 Cálculo de las propiedades petrofísica.....	58
4.2.2 Propiedades promedio ponderadas por arena neta petrolífera	59
4.2.3 Determinación de los Parámetros de Fluido	60
4.2.3.1 Representatividad.....	60
4.2.3.2 Consistencia	61
4.3 Propuesta del nuevo modelo estático representativo de los yacimientos estudiados.	64
4.4 Cálculo de las reservas con el nuevo modelo estático a través del método volumétrico.	65
CONCLUSIONES.....	67
RECOMENDACIONES.....	68
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
APÉNDICES.....	71
HOJA DE METADATOS	96

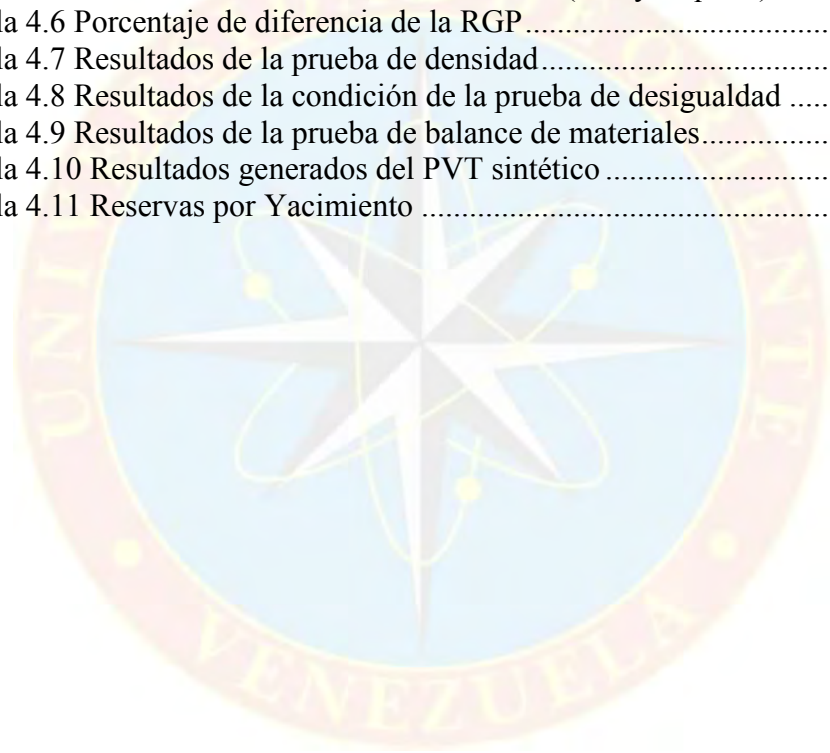


ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación de la Cuenta Oriental de Venezuela	6
Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Campo Onado	7
Figura 2.3 Sección sísmica 2D-3D del Campo Onado.....	9
Figura 2.4 Formaciones productoras del Campo Onado.....	13
Figura 2.5 Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a todos los deltas	17
Figura 2.6 Vista Comparativa de los diferentes tipos de delta.....	18
Figura 2.7 Delta con dominio Fluvial	19
Figura 2.8 Delta con dominio del Oleaje	19
Figura 2.9 Delta dominado por la Marea	20
Figura 3.1 Pantalla Software OFM.....	45
Figura 3.2 Pantalla Software PETREL.....	45
Figura 3.3 Pantalla Principal de Autocad.....	46
Figura 4.1 Línea 1167 Falla Principal de Onado.....	50
Figura 4.2 Sección Estructural B-B1	51
Figura 4.3 Sección Estratigráfica A-A1	53
Figura 4.4 Sección Estratigráfica A-A ₂	54
Figura 4.5 Registros densidad-neutrón del pozo ONV-54AD2	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Columna Estratigráfica del Campo Onado.....	11
Tabla 2.2 Datos oficiales de las reservas probadas arena S45I Bloque G.....	14
Tabla 3.1 Parámetros Básicos de campo	34
Tabla 4.1 Tope de los pozos referidos bajo el nivel del mar.....	49
Tabla 4.2 resultados prueba de producción pozo ONV-74Re.....	57
Tabla 4.3 Parámetros petrofísicos obtenidos de los perfiles de pozos	59
Tabla 4.4 Parámetros petrofísicos ponderados por arena neta petrolífera	60
Tabla 4.5 Condiciones al momento de muestreo (Gas y Líquido).....	60
Tabla 4.6 Porcentaje de diferencia de la RGP	61
Tabla 4.7 Resultados de la prueba de densidad.....	62
Tabla 4.8 Resultados de la condición de la prueba de desigualdad	62
Tabla 4.9 Resultados de la prueba de balance de materiales.....	63
Tabla 4.10 Resultados generados del PVT sintético	64
Tabla 4.11 Reservas por Yacimiento	65





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LA ARENA S4,5I DEL
BLOQUE G PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO
ONADO MUNICIPIO AGUASAY, MONAGAY**

RESUMEN

AUTOR:

Urbaneja G. Johana C
C.I.18.825.485
Junio, 2012

ASESORES:

Industrial: Ing. Rafael Guzmán
Académico: Ing. Nehil Duque

La Formación Merecure de edad Oligoceno fue durante mucho tiempo el intervalo estratigráfico de mayor producción en el campo Onado, actualmente la mayor parte de sus reservas han sido drenadas, esto ha provocado que las últimas perforaciones tengan como objetivo principal los yacimientos de la Formación Oficina considerados hasta el momento menos prospectivos de acuerdo con los espesores y volúmenes de hidrocarburos en ella contenidos. Es así como surge la necesidad de actualizar el modelo estático de las arenas con mayores volúmenes de reservas de la Formación Oficina, entre las cuales una de las más prospectivas es la arena S4,5I. Para lograr este objetivo, se procedió a desarrollar un proyecto de actualización del Modelo Estático de la arena S4,5I que contemplará diferentes estudios como son: Estructural con la sísmica 3D, Estratigráfico, Sedimentológico, Petrofísico y de fluido. De la integración de los resultados obtenidos con estos estudios se determinó que la acumulación de hidrocarburos del campo en todos los niveles está controlada por una falla normal de rumbo aproximadamente este-oeste y buzamiento hacia el sur, la cual corta a un homoclinal de rumbo casi este-oeste con un buzamiento suave hacia el norte que oscila entre 3° y 5°. Los análisis estratigráficos y Sedimentológico determinaron un ambiente de sedimentación deltaico próximo costero, donde los sedimentos han sido transportados desde el sur hacia el norte. También se determinaron parámetros petrofísicos con los cuales se generaron mapas de isopropiedades. Como último paso se construyó el mapa isópaco-estructural para determinar el área petrolífera del yacimiento, y obtener así, el volumen de Petróleo Original en Sitio lográndose un incremento del POES a 24.734MBN lo que representa un 3,24% y una disminución del GOES a 16.223MMPC lo que representa un 53,45%.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera representa la principal fuente de economía para el país, es por esto que todos los procesos ligados a esta deben ser estudiados con cautela (exploración, perforación, producción, refinación, entre otros), ya que mediante estos es posible establecer el mejor plan de explotación de los campos petrolíferos.

El campo Onado forma parte de la extensión territorial de la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, en la región oeste del Estado Monagas; localizado a 110 km² al este de Anaco, está constituido por tres bloques principales Onado G, Onado M y Onado P, en el cual sus principales prospecto lo constituyen las arenas de la formaciones Merecure y Oficina, siendo esta última en la actualidad la más relevantes en cuanto a explotación y producción se refiere, en vista de que la Formación Merecure se encuentra en avanzado estado de explotación, lo que a su vez trae consigo mayores retos para drenar las reservas remanentes.

Partiendo de la importancia que representa la Formación Oficina para la producción y explotación de hidrocarburos en dicho campo, surgió la necesidad de actualizar el modelo estático de la arena S4,5I conformada por los yacimientos ONV-60 y ONV-54. Este estudio se logró, partiendo de la revisión del modelo geológico, mediante interpretación de la sísmica del campo, mapa de electrofacies; se generaron secciones estratigráficas y estructurales que permitieron identificar continuidad de los estratos. Posteriormente se determinaron los parámetros petrofísicos de la roca y de los fluidos basados en la nueva interpretación estratigráfica efectuada para todo el Campo Onado en el cual se muestran los topes y bases actuales de cada uno de los pozos.

Con la actualización de la información geológica, petrofísica y parámetros de fluidos de la arena en estudio, se propuso un nuevo modelo estático, por lo cual se recalculó y sinceró las reservas de esta arena, lo cual a su vez permitirá establecer un mejor esquema de explotación en estos yacimientos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El petróleo constituye en Venezuela la principal fuente de ingresos, hasta el punto que no se establecen otras fuentes de riqueza, por lo que se puede decir que la economía y el presupuesto nacional están sujetos en cada ejercicio fiscal a las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo. Aquí juega un papel muy importante la Cuenca Oriental de Venezuela, siendo una cuenca petrolífera de gran interés por ser la segunda cuenca productora después de la del Zulia, además tiene una característica muy sobresaliente de que en ella se localiza la llamada Faja Petrolífera del Orinoco, de inmenso potencial de hidrocarburos y de una gran significación para el desarrollo futuro de la industria petrolera nacional y para la economía del país en conjunto.

La Formación Merecure resultó ser por mucho tiempo el objetivo primario de explotación de hidrocarburos en el Campo Onado, pues en ella se encontraban los yacimientos con mayor volumen de reservas recuperables, sin embargo en la actualidad estos presentan un avanzado estado de agotamiento; a esto se debe la importancia de caracterizar la arena S4,5I del bloque G constituida por los yacimientos ONV-60 y ONV-54, a partir de información más actualizada, proveniente de estudios de núcleos, análisis PVT, correlaciones estratigráficas del campo, entre otros.

La perforación de los pozos ONV-79 y ONV-54AD2 imparten la necesidad de tal investigación debido a que estos pozos se perforaron con la finalidad de obtener producción de los yacimientos pertenecientes a la Formación Merecure, sin embargo resultaron ser prospectivos en niveles superiores como es el caso de la arena S4,5I de tal forma que se sometieron a trabajos de reacondicionamiento, cuyos trabajos resultaron positivos pues se obtuvo producción de esta arena, cabe resaltar que las coordenadas de fondo para ambos pozos según los datos oficiales

caen fuera de los límites de yacimiento. Con la actualización de la información geológica y de yacimiento se tendrá un modelo estático mucho más cercano a la realidad, en el que se incorporaren estos pozos en yacimientos existentes o en nuevos descubiertos, así de esta forma establecer mejores planes de explotación.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Validar el modelo estático de la arena S4,5I perteneciente a la Formación Oficina del Campo Onado Municipio Aguasay, Monagas.

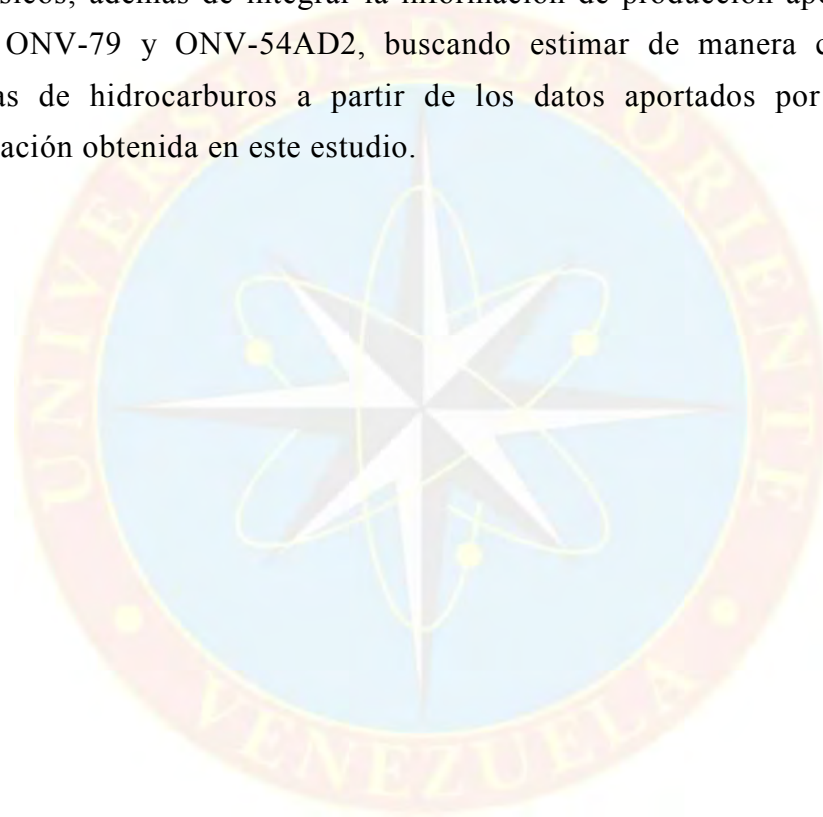
1.2.2 Objetivos Específicos

- Interpretar el modelo geológico del área objeto de estudio.
- Determinar los valores petrofísicos y de fluido, adaptados a la nueva correlación estructural del campo.
- Proponer el nuevo modelo estático representativo de los yacimientos estudiados.
- Calcular las reservas con los nuevos parámetros geológicos y petrofísicos a través del método volumétrico.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Los programas y metodologías utilizados para llevar a cabo el desarrollo de un campo petrolífero, implican tener una clara identificación del mismo en cuanto a características, propiedades, ubicación de sus estratos entre otros parámetros; debido a que todas las actividades involucradas requieren de una

gran inversión de capital. Razón que motiva a la empresa a efectuar estudios que generen un esquema cada vez más exacto de los yacimientos que conforman el mencionado campo, lo cual facilita la toma de decisiones a la hora de implantar algún programa de explotación. La integración de diferentes estudios geológicos y de yacimientos que se realizarán en la arena S4,5I específicamente en el bloque G, permitirán caracterizar los principales rasgos estructurales, petrofísicos; además de integrar la información de producción aportada por los pozos ONV-79 y ONV-54AD2, buscando estimar de manera confiables las reservas de hidrocarburos a partir de los datos aportados por los pozos e información obtenida en este estudio.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

BRITO, N y ROJAS, E (2006) realizaron un trabajo de grado titulado. **“Determinación del modelo estático de las arenas c, d, e y f del yacimiento jobo-01, ubicado en el área jobo-02, perteneciente a Petroudo, S.A.”**. En cuyo trabajo se efectuaron los siguientes modelos: sedimentológico, petrofísico, estructural estratigráfico y la aplicación de técnicas geoestadísticas. De estos estudios se determinó que las arenas tienen un buzamiento suave de 3° a 5° en dirección noreste presentando irregularidades en la estructura hacia el noroeste del área con espesores que oscilan entre 10 y 30 pies estos últimos representa las zonas más prospectivas. Todas las arenas pertenecen a un ambiente deltáico con un sub-ambiente de llanura deltáica. También se obtuvieron parámetros de corte y los resultados del cálculo del POES obtenido para las arenas C, D, E y F es de 74 MMBN, 21 MMBN, 17 MMBN y 25 MMBN.

CAÑA, J (2010), efectuó un trabajo de grado titulado. **“Validación de los modelos estáticos y dinámicos con reservas subestimadas, pertenecientes a los campos Guara Y Levas. Distrito San Tomé”**. El estudio estuvo basado en la interpretación de los parámetros geológicos y petrofísicos a fin de verificar los límites de los yacimientos, así como también se analizó la historia de producción para el área en estudio, con lo cual se pudo establecer los parámetros que incidían en la subestimación de las reservas, posteriormente se propusieron los nuevos modelos representativos de los yacimientos estudiados. No obstante Se incrementaron las reservas remanentes de petróleo y gas a 2,563 MMBN y 7,491 MMMPCN de 9 de los 17 yacimientos en estudio.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Es la segunda cuenca petrolífera en importancia de la República Bolivariana de Venezuela y está ubicada en el centro este del país (ver figura 2.1). Abarca los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, y se extiende hacia la Plataforma Deltana y sur de Trinidad Tobago. Ésta se caracteriza topográficamente por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas, que abarca unos 16000 km² de superficie.

En la Cuenca Oriental de Venezuela se distinguen ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales.



Figura 2.1 Ubicación de la Cuenta Oriental de Venezuela
Fuente: Nabor, F. (2010)

2.2.2 Ubicación del Área de estudio

El campo Onado forma parte de la extensión territorial de la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, en la región oeste del Estado Monagas; localizado a 110 km al este de Anaco, situado en el municipio Aguasay. Limita al norte con el Municipio Santa Bárbara, al sur con los Campos Casma Anaco y Acema, al este con el Municipio Aguasay y al oeste con la población de Aribí. (PDVSA Petronado)

El Campo Onado posee una extensión de 158,98 km², de los cuales 106 km² corresponden a zona exploratoria. Está comprendido por tres sub-áreas basadas en la presencia de tres estructuras geológicas no comunicadas entre si conocidas como Onado G, Onado M y Onado P, de los cuales cada área contiene extensión territorial. La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las unidades de la Cuenca Oriental. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado.

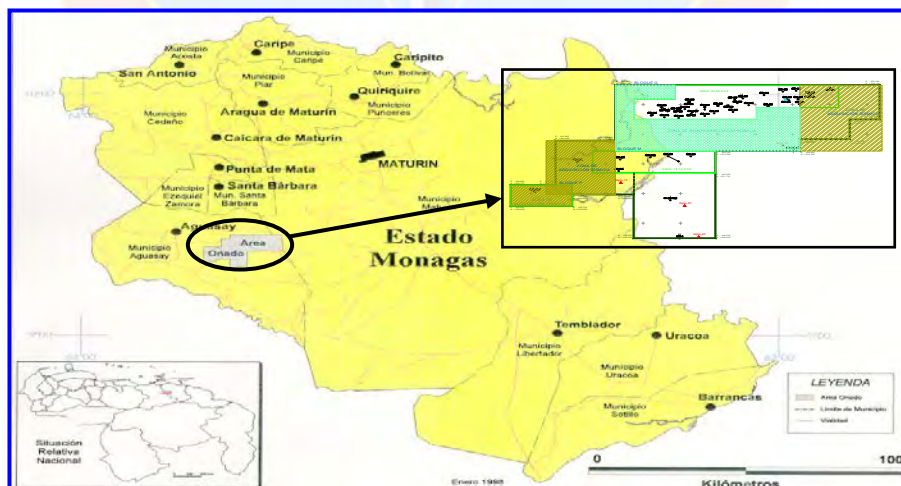


Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Campo Onado
Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011.

2.2.3 Proceso Evolutivo Sedimentario

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

En la actualidad el modelo tectónico de la cuenca evidencia una complejidad tectónica, encontrándose fallamientos como el de Úrica y Anaco, la Falla Furrial-Carito, el Domo de Tonoro y el Corrimiento de Pirital (Bloque Alóctono) que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión.

2.2.4 Estructura

Del análisis detallado del reproceso de la sísmica 3D del área, más la integración con líneas 2D regionales efectuado por Víctor Ploszkiewicz (VP Consulting), concluyó que en el bloque Onado interactúan dos estructuras claramente diferenciables.

El principal y responsable de la trampa de Onado, es consecuencia de movimientos deslizantes oblicuos en la zona de sutura entre la placa Sudamericana y la del Caribe. Estos afectaron el basamento continental con desplazamientos transtensivos dextrales que generaron fallas normales con cierres en cuatro direcciones. Este sistema de fallas transtensivas de diseño curvilíneo, cuyos

planos inclinan al sur, ha conformado los límites mayores de cada uno de los campos iniciales (G, M y P), generando estructuras homoclinales que buzanan al norte. En la figura 2.3 se muestra una sección sísmica compuesta (2D-3D) donde se representa los bloques G, M y P que conforman la estructura geológica del Campo Onado.

En rasgos generales, el Campo Onado, es una secuencia de estratigrafía homoclinal atravesada por un juego principal de fallas trascurrentes dextrales de alto ángulo y rumbo este-oeste cuyo plano de fallas subvertical, inclina hacia el sur; esta secuencia homoclinal buza entre 3° y 5° hacia el norte.

La supresión de espesores estratigráficos en la columna de algunos pozos, definida claramente en las correlaciones, evidencia el carácter normal de la mayoría de las fallas del yacimiento. El modelo de entrapamiento general del bloque Onado, está constituido por una secuencia homoclinal buzante al norte con cierre contra falla. La migración de hidrocarburos proviene del norte, desde el eje de la cuenca. Las fallas son contra pendiente de la cuenca y aparentemente sellantes.

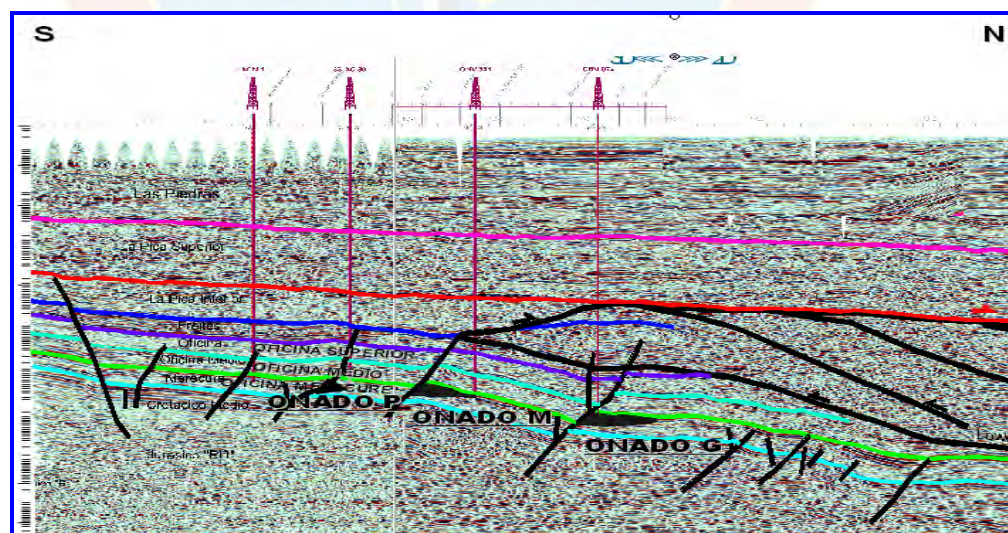


Figura 2.3 Sección sísmica 2D-3D del Campo Onado

Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

A continuación se muestran los principales bloques que conforman el campo Onado:

2.2.4.1 Bloque “G”

Este bloque presenta una gran falla principal que atraviesa la región en sentido prácticamente este-oeste. En la parte occidental del yacimiento la falla se comporta como una falla normal con el bloque deprimido hacia el sur y el plano de falla buzando más de 50° en la misma dirección. En algunos pozos que atraviesan esta falla se han medido rachazos verticales de más de 500 pies. En el sector oriental, la falla principal adquiere un carácter subvertical y presenta rasgos transgresivos que generan en el bloque alto o levantado (al norte) un cierre anticlinal definido por sísmicas cuyo eje se ubica paralelo a la falla cerca del pozo abandonado ONV-69.

2.2.4.2 Bloque “M”

La menor densidad de datos existente en esta área da como resultados que la estructura definida no tenga un soporte consistente por pozo y se tenga menores detalles que la Onado G. En general se trata de una estructura homoclinal de aproximadamente 4° de inclinación hacia el norte cortada por una o dos fallas contra pendiente con ángulo mayor de 50° . El mejoramiento de la interpretación estructural de este sector está supeditado al reproceso de la sísmica 3D, a la reinterpretación de la información existente y a la aportada por la perforación de nuevos pozos.

2.2.4.3 Bloque “P”

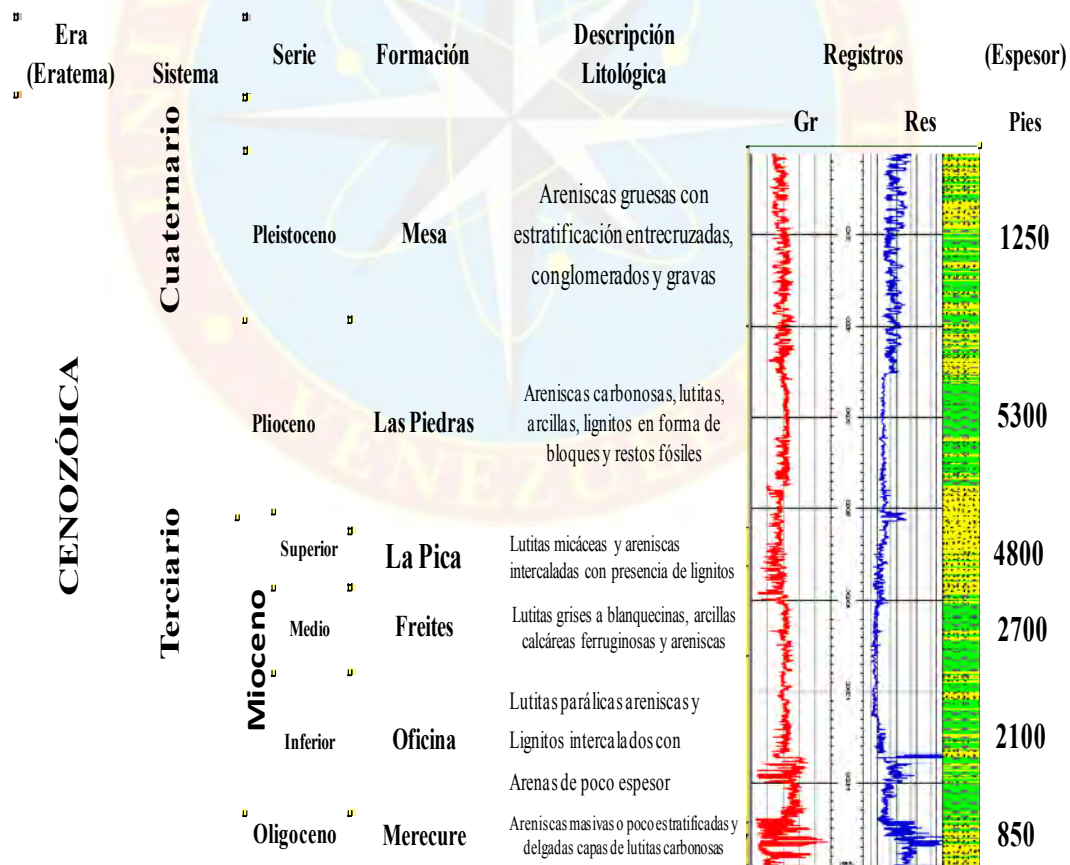
Este campo tiene la menor información disponible del área. A la hora de confeccionar el modelo estructural se contó únicamente con un pozo perforado y dos líneas sísmicas 2D. Por éste motivo la estructura se resuelve pobremente, considerándola dentro de un esquema análogo al del área Onado M. La

adquisición de 3D en este campo inicial es de fundamental importancia a la hora de intentar el eficiente desarrollo del mismo.

2.2.5 Estratigrafía

Onado es uno de los campos de la Cuenca Oriental cuyo principal objetivo de producción son las arenas masivas de la Formación Merecure (U2, U3 y U4). En la mayoría de los campos pertenecientes a esta cuenca, los yacimientos principales pertenecen al intervalo litoestratigráfico de la Formación Oficina, no obstante las arenas de la parte inferior de la formación mencionada presentan muy buenos ejemplos de acumulaciones rentables de hidrocarburos.

Tabla 2.1 Columna Estratigráfica del Campo Onado



Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

El campo Onado presenta una secuencia estratigráfica característica de los campos de Oficina que incluyen épocas tales como el Plioceno, (Superior, Medio e Inferior) y Oligoceno, todas del periodo Terciario. A continuación serán tratadas más a detalle cada una de las formaciones que conforman la columna estratigráfica del campo Onado, representada desde la más reciente hasta la más antigua.

Formación Mesa: Constituida por niveles masivos de arenas con intercalaciones de limonitas y lutitas, levemente consolidadas, presenta acuíferos lateralmente extensos.

Formación Las Piedras: consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos.

Formación La Pica: Consiste en espesores lutíticos grises y limolitas con desarrollos de areniscas de grano fino, disminuyendo hacia la zona basal. El espesor de la formación es variable, alcanzando en algunos casos hasta 5000pies.

Formación Freites: Describe una columna de lutitas verdes a gris verdosas con muy delgados niveles de limolitas. Presenta un espesor de 2500pies aproximadamente; se encuentra sub-represurizada y constituye el sello regional del complejo superior de la Formación Oficina.

Formación Oficina Caracterizada por la alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso, presenta capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, el material carbonoso es común.. En general las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base. El espesor de la formación varía entre 2500 y 3000pies.

Formación Mercure: Caracterizada por cuerpos masivos de areniscas de color gris claro a oscuro, de grano fino a grueso, con muy delgados niveles lutíticos; permitiendo la coalescencia o amalgamamiento de los cuerpos de arenas, lo que facilita la comunicación vertical de los fluidos. En el Campo Onado esta unidad se encuentra naturalmente fracturada.

Las formaciones que han presentado producción de hidrocarburo en el Campo Onado han sido las formaciones Oficina y Mercure; en donde la Formación Oficina se subdivide operacionalmente en: Oficina Superior, Oficina Medio y Oficina Inferior. En la figura 2.4 se muestran las arenas que conforman cada una de las unidades productoras del Campo Onado.

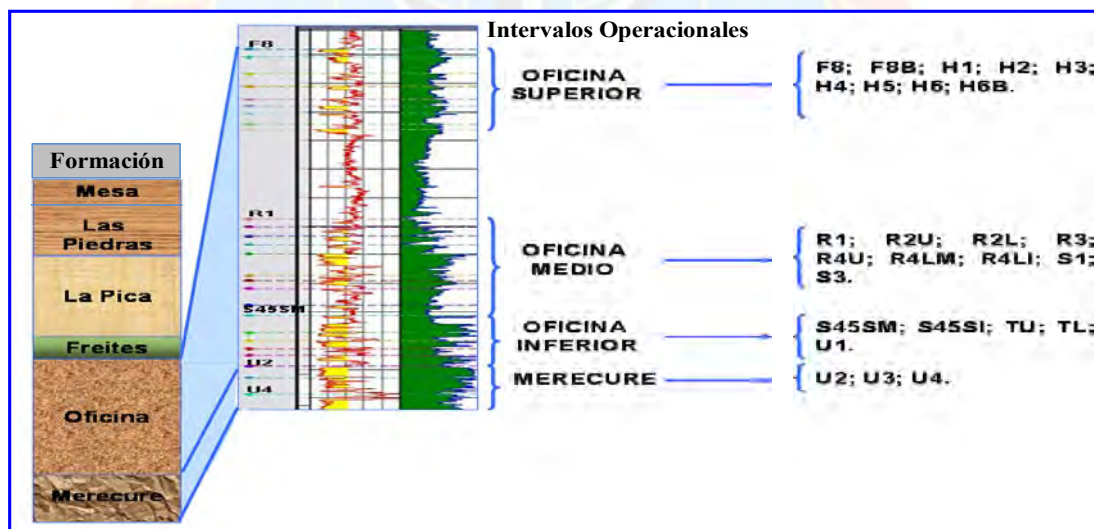


Figura 2.4 Formaciones productoras del Campo Onado

Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

2.2.6 Característica de la arena S4,5I bloque G del campo Onado

Observando la figura 3.2 se puede ver que la arena S4.5I se ubica en el complejo inferior de la Formación Oficina. De acuerdo a los mapas oficiales se encuentra constituida por los yacimientos ONV-60 y ONV-54 Con un área de 37.785 acres con

un volumen de 54531 acres-pies, los espesores son muy variados los mismos oscilan entre 3' y 50', el límite principal hacia el sur lo constituye la falla principal de Onado G en dirección prácticamente oeste-este, hacia el norte por límites arbitrarios. El mapa oficial se muestra en el Apéndice A donde se puede visualizar las características antes mencionadas, este fue realizado en el año 1987, fecha para la cual no se tenían pozo completados en esta arena. Los parámetros de campo que se manejan a este nivel de la formación Oficina son los siguientes: Presiones y temperatura de yacimiento; 6600psia y 300 °F respectivamente, las gravedad de los crudos entre 21-24 °API.

Tabla 2.2 Datos oficiales de las reservas probadas arena S45I Bloque G

Yacimiento	Área (Acres)	Volumen (Acres-pies)	POES (MBN)	Reservas Petróleo (MBN)	GOES (MMPCN)	Reservas Gas (MMPCN)
ONV-60	2.338	45.061	19.392	4.072	29.831	20.882
ONV-54	614	9.470	4.565	1.004	5.022	3.515
Reservas Totales				5.076		24.397

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Caracterización de los Yacimientos

La gerencia Técnica de PDVSA (Petróleos de Venezuela), define el Estudio Integrado de Yacimientos como un “Análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice

la máxima recuperación económica de sus reservas”. En un estudio de esta naturaleza, tal integración implica el aporte de conocimientos previos y habilidades profesionales de diferentes disciplinas, asociadas a la explotación de hidrocarburos. La caracterización del yacimiento es más precisa si se cuenta con un modelo estático y un modelo dinámico, los mismos se explican a continuación.

2.3.1.1 Modelo Estático

Es una representación gráfica de los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos y fluidos en condiciones originales que conforman el área de estudio, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos (datos de presión, producción, pruebas de presión), permiten definir con mayor claridad el yacimiento. La caracterización de yacimientos (descripción de las propiedades del sistema, roca-fluido) es una tarea compleja, en las que intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, producción, entre otros. Este modelo se lleva a cabo por medio de otros sub-modelos:

2.3.1.1.1 Modelo Estructural

Permite delimitar el área de la acumulación de hidrocarburo mediante la interpretación y estudio de la tectónica de la región, identificando las principales deformaciones generadas que impiden la migración de los fluidos. Adicionalmente, define la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues, altos y bajos estructurales) del área de estudio.

2.3.1.1.2 Modelo Estratigráfico

Permite definir la arquitectura interna del yacimiento, mediante la interpretación de marcadores de interés o unidades cronoestratigráficas: límites de secuencias, superficie de máxima inundación, entre otros.

2.3.1.1.3 Modelo Sedimentológico

Permite definir el ambiente, geometría, orientación, distribución areal y calidad de los depósitos sedimentarios que constituyen el yacimiento mediante el análisis y estudio de sus sedimentos desde el punto de vista físico, químico y mineralógico.

➤ Ambiente Deltáico

Se origina por la divagación del río en la planicie o llanura y el efecto de la sedimentación de los granos de arenas y partículas más finas de limo y arcilla, en las áreas donde disminuye la velocidad de la corriente por pendientes bajas y la acción de contención de las aguas marinas. Un delta se forma donde un río trae al mar más sedimentos de los que las olas y las corrientes litorales pueden distribuir hacia otras áreas. El tipo de delta resultante dependerá de la magnitud del aporte de sedimento a la costa y su redistribución por las olas, mareas y corrientes litorales.

➤ La llanura deltáica

Es una llanura aluvial baja, que constituye el tope emergido del edificio deltáico (Figura 2.5). La llanura deltáica está cortada por una red de brazos

fluviales más o menos bifurcados, llamados canales distributarios, que irradian desde el río principal. Transportan el agua y los sedimentos fluviales hacia las desembocaduras del delta, y están caracterizados por depósitos arenosos cuyo espesor alcanza la profundidad del canal. Dichos canales erosionan más o menos profundamente los depósitos fluviales subyacentes y se sobreponen a los sedimentos más antiguos y marinos del frente deltáico.

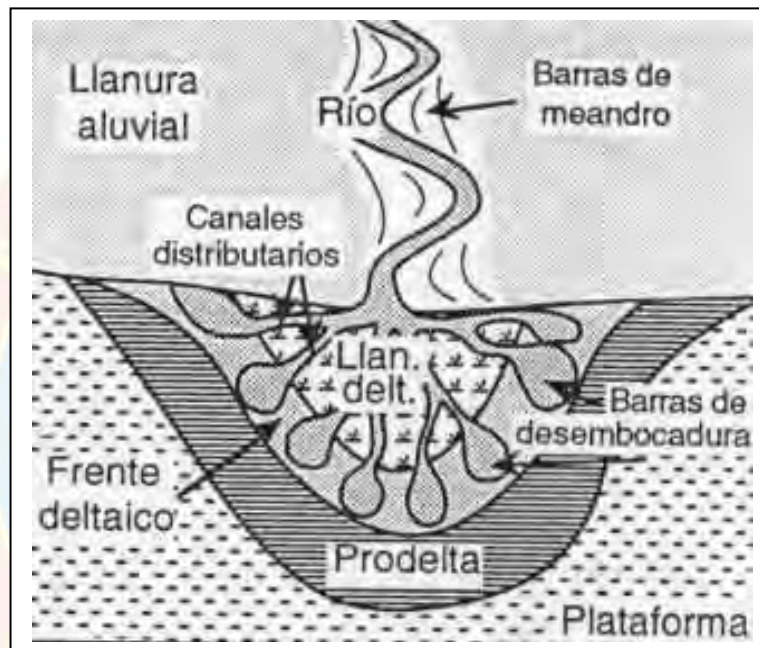


Figura 2.5 Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a todos los deltas

Fuente: BRITO N y ROJAS E, 2006

➤ El frente deltáico

Área subacuática cercana y adyacente a los brazos del delta, en donde la carga basal de arena del cauce se acumula en primer lugar. En las zonas de desembocadura, los sedimentos son generalmente arenosos y forman barras de desembocadura que progradan sobre las arcillas más externas del prodelta. Las facies y la geometría de dichas barras varían con el tipo y la intensidad de los procesos sedimentológicos

costeros dominantes. Hacia el mar y entre las desembocaduras, los sedimentos se vuelven más finos y arcillosos.

➤ El Prodelta

Constituye la parte más externa y profunda del delta. La sedimentación está caracterizada por depósitos finos (límolitas y arcillas) con carácter marino. El prodelta forma la base del edificio deltáico y descansa sobre la plataforma continental.

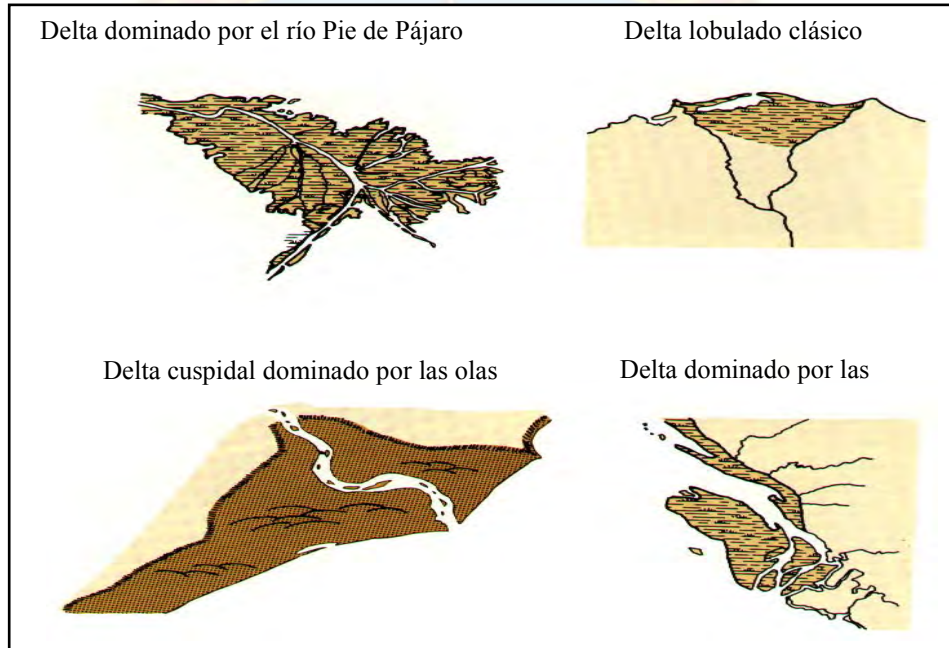


Figura 2.6 Vista Comparativa de los diferentes tipos de delta
Fuente: BRITO N y ROJAS E, 2006

a) Delta con dominio fluvial:

Este delta se caracteriza por un río principal que se divide en numerosos canales distributarios, los cuales transportan agua y sedimentos hasta el mar. Figura (2.7)

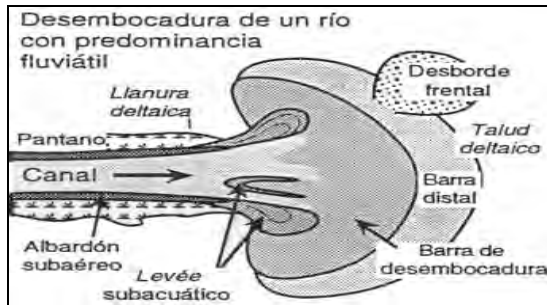


Figura 2.7 Delta con dominio Fluvial
Fuente: BRITO N y ROJAS E, 2006

b) Delta con dominio de oleaje:

En este caso el material sedimentario aportado al mar por los canales distributarios, es decir, distribuido lateralmente por las corrientes litorales formándose un frente deltáico constituido por lomas de playa, las cuales a medida que el delta avanza hacia el mar son cortadas por los distributarios (Figura 2.8).

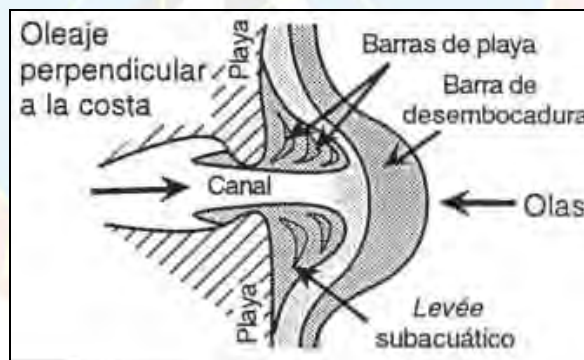


Figura 2.8 Delta con dominio del Oleaje
Fuente: BRITO N y ROJAS E, 2006

c) Delta con dominio de marea:

En este ambiente el material aportado al mar por los distributarios es retrabajado por las corrientes de marea, que es la energía dominante en la línea de costa. (Figura 2.9).

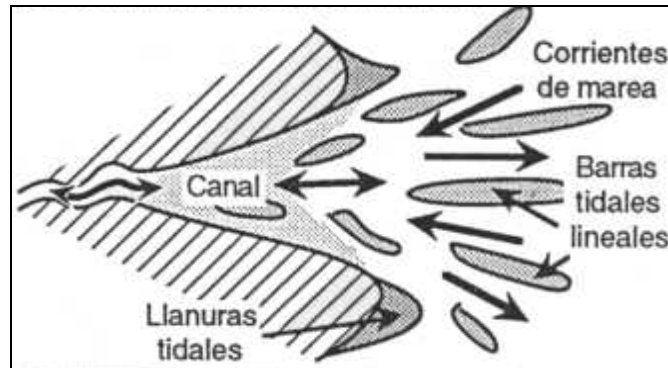


Figura 2.9 Delta dominado por la Marea
Fuente: BRITO N y ROJAS E, 2006

2.3.1.1.4 Modelo petrofísico

Define parámetros básicos de la Roca-Yacimiento: F , a , m , n , R_w , GR_{cl} , GR_{sh} y genera valores de: V_{sh} , ϕ , K , S_w , S_o , S_g a partir de los datos de núcleo, registros y datos de producción, que permitirán caracterizar al yacimiento en función de sus propiedades físicas y texturales. Adicionalmente, se determinan los parámetros de corte necesarios para el cálculo volumétrico.

➤ Interpretación de Perfiles de Pozos.

En la perforación de un pozo se obtienen sistemáticamente muestras de roca que son de gran importancia en la determinación geológica-paleontológica de la sección que se atraviesa. Posteriormente se lleva a cabo la corrida de los registros que miden diferentes características físicas de las rocas atravesadas, así como de los fluidos que ellas contienen (resistividad eléctrica, potencial espontáneo, velocidad del sonido (Δt) en las rocas, radiactividad natural, registros densidad-neutrón, entre otros). Con estos datos es posible obtener un conocimiento muy detallado de la sección estratigráfica atravesada por los pozos o sondeos estratigráficos (profundidad,

buzamiento, litología, sección omitida o repetida (fallas), características petrofísicas y contenidos de fluidos) con bastante precisión. Entre los perfiles eléctricos se tienen el perfil resistivo (convencional, de inducción y lateroperfil, radioactivos), perfil de rayos gamma, perfil de densidad.

➤ **Resistividad de la Formación (R_t)**

Constituye una propiedad muy importante para indicar litología y contenido de fluido. La mayoría de los minerales constituyentes de las rocas al igual que los hidrocarburos, no son conductores de la resistividad es decir que son resistivos. En las rocas sedimentarias la parte sólida está formada por minerales no conductores de la electricidad tales como: cuarzo, silicatos, carbonatos, etc. Estas rocas conducen la electricidad solamente debido a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, como es el agua de formación.

➤ **Resistividad del Agua de Formación (R_w)**

El agua de formación, a veces llamada agua innata o agua intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura la porosidad de la formación. La resistividad de ésta agua, es un parámetro importante para la interpretación de perfiles eléctricos en pozos abiertos (no entubados); en especial para el cálculo de las saturaciones de fluidos (de agua y/o de hidrocarburos) a partir de los registros básicos de resistividad. La resistividad de las aguas superficiales pueden exceder los 20 a 50 Ohm-m a la temperatura ambiente, mientras que las aguas muy salinas de las perforaciones profundas pueden tener resistividades tan baja como 0.04 Ohm-m @ 75 °F, lo cual corresponde a una solución de saturación completa.

➤ **Porosidad (ϕ).**

Se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. La porosidad tiene dos clasificaciones; una por su origen, que la subdivide en primaria y secundaria; y otra por su grado de interconexión entre los poros de la roca, la cual la clasifica en absoluta, efectiva y no efectiva.

➤ **Permeabilidad**

Es la propiedad de la roca que mide la facilidad con la que se mueven los fluidos a través de una formación. Una roca puede tener altas porosidades y buenas saturaciones de hidrocarburos, pero si los poros no se encuentran conectados entre sí, el crudo no puede fluir y por lo tanto no se puede producir. De acuerdo a las fases almacenadas en el medio poroso, la permeabilidad se puede clasificar en: permeabilidad efectiva, permeabilidad absoluta y permeabilidad relativa.

➤ **Saturación**

Se entiende por saturación de una formación a la fracción del volumen poroso ocupada por un fluido. En un yacimiento se pueden encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas. Una parte de los fluidos no puede ser extraída, a dicha fracción de fluidos se le conoce como saturación residual.

2.3.1.2 Modelo Dinámico

En esta fase del estudio integrado de yacimientos se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de

hidrocarburos en sitio. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades P.V.T, el análisis de las permeabilidades relativas, de las presiones capilares, la determinación de CAP, CGP y cálculo de reservas.

2.3.2 Reservas de Hidrocarburos

Las Reservas de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

2.3.3 Clasificación de las Reservas

2.3.3.1 De acuerdo a la certidumbre de ocurrencia

➤ Reservas Probadas:

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

➤ Reservas Probables:

Son volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo condiciones operacionales prevalecientes, que indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar.

➤ **Reservas Posibles**

Son volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería, indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrán ser recuperadas bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

2.3.3.2 De acuerdo a las facilidades de producción

➤ **Probadas Desarrolladas**

Son los volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables de yacimientos por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a la producción. También se incluyen aquellas que se esperan obtener por la aplicación de métodos de recuperación suplementaria.

➤ **Probadas no desarrolladas**

Son los volúmenes de reservas probadas que no pueden ser comercialmente recuperables a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a la producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos

pozos e instalaciones o la profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

2.3.3.3 De acuerdo al método de recuperación

➤ Primarias

Son las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

➤ Suplementarias

Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

2.3.4 Métodos para calcular reservas

2.3.4.1 Métodos Determinísticos

➤ Método volumétrico

Se utiliza para calcular el hidrocarburo original en sitio (POES; GOES; y COES) con base en el modelo geológico que geométricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos.

➤ **Balance de Materiales**

Se utiliza para calcular el Petróleo Original En Sitio y cotejar con el resultado obtenido por el método volumétrico. El éxito de la aplicación de este método requiere de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, que permiten así mismo predecir el petróleo recuperable.

➤ **Simulación de Yacimiento**

Consiste en la utilización de los modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Se basa en la disgregación del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos.

➤ **Curvas de Declinación de Producción**

Se utilizan con frecuencia para estimar reservas remanentes mediante la extrapolación del comportamiento de producción y ayudan en el diagnóstico del mecanismo de empuje en los yacimientos cuando se dispone de suficiente historia de producción-presión.

2.4 CONCEPTOS O TÉRMINOS BÁSICOS

Datum o Dato de Referencia: Es la profundidad bajo el nivel del mar a la cual se refiere la presión de un yacimiento. Generalmente, el plano de referencia usado es aquel plano horizontal que contiene el centro geométrico o centro de gravedad del yacimiento.

Formación: Es un grupo de rocas de características litológicas, regionalmente homogéneas, dentro de una sección estratigráfica. Es la unidad fundamental en la clasificación de las rocas.

Plan de Explotación: Participación de capital, tecnologías y gerencia privada, tanto nacional como internacional en las principales actividades del negocio petrolero como son: Exploración, Producción, Refinación, Mercadeo nacional e internacional del petróleo y sus derivados.

Pozo de Reentrada: Son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose reperfilar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo existente perforado previamente.

Porcentaje de Arcilla: Término empleado para indicar la cantidad de arcilla en una arena, considerando las rocas arcillosas como aquellas que reaccionan en medio acuoso.

Reservas Remanentes: Volúmenes de reservas que aún no han sido extraídas del yacimiento; en relación a las reservas recuperables.

Sección Estratigráfica: Muestra en el plano horizontal las características litológicas y de facies de la roca, el cual se elabora a partir de registros de pozos teniendo en cuenta la correlación, ubicación de marcadores estratigráficos, identificación de trampas estratigráficas, entre otros.

Sección Estructural: Es una clasificación de las secciones geológicas donde se muestran la profundidad y deformaciones sufridas por las rocas, posteriores a su

deposición, donde se puede observar la extensión vertical de las arenas, cambios de espesor, trampas estructurales, cambios bruscos de buzamiento, entre otros.

Yacimiento o Reservorio: Unidad geológica hidráulica formada por rocas porosas y permeables que contiene hidrocarburo y que produce o ha producido volúmenes comerciales de petróleo crudo, bitumen natural, condensado o gas natural.



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE LA INVESTIGACIÓN

El siguiente trabajo busca hacer una revisión en base a información más reciente del modelo estático actual y agregar nueva información encontrada en caso de incongruencias con el modelo existente, de tal forma que se logre validar el mismo, a fin de caracterizar con mayor precisión dicho modelo, Por tal motivo la investigación es de tipo descriptiva. Según Arias Fidias (2004, p. 22): “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo del problema se basará en una investigación documental, ya que para estudiar los objetivos planteados se tomarán reportes de campo ya realizados, como: pruebas de presiones, registros, reportes de producción, análisis PVT y otros, los mismos se encuentran archivados en carpetas de pozos, archivos en digitales. Según Arias Fidias (2006, p. 31): “La investigación documental es aquella que se basa en la obtención y análisis provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos”.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Para la realización de este trabajo la población estará constituida por un total de treinta y ocho (38) pozos que conforman a los yacimientos ONV-60 y ONV-54 pertenecientes a la arena objeto de estudio, de manera que se tenga mayor información del área para establecer de esta forma un modelo estático adaptado a la

realidad del campo. Según Arias Fideas (2006), define la población o en términos más precisos población del objetivo como “un conjunto finito de los elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problema y por los objetivos en estudio”. (p. 81)

En el presente trabajo, la población será igual a la muestra. Según Arias Fideas (2006),” la muestra es un subconjunto representativo de un universo o población. (p. 83).

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Interpretación del modelo geológico del área objeto de estudio

3.4.1.1 Recopilación de datos generales del yacimiento.

Previo a la revisión del modelo se recopiló información de los perfiles de pozos, los datos obtenidos por los estudios de análisis convencionales y especiales de núcleos, mapas base del área, mapas isópacos-estructurales de la arena, información de pozos, informes técnicos y los datos de producción de los pozos que fueron probados y completados, cuya información se obtuvo de las carpetas de pozos del archivo técnico de la empresa e información en digital.

3.4.1.2 Revisión del modelo estructural y estratigráfico

Este estudio se inició con la revisión de los topes oficiales de la arena en cada uno de los pozos, con el propósito de compararlos con los datos actuales que se generaron a partir de la correlación estratigráfica efectuada en un estudio reciente, realizada por el departamento de geología de la empresa. Posteriormente se recopiló información de un modelo estructural de la arena S4,5I obtenida a

partir de una interpretación sísmica 3D realizada en el bloque G del campo Onado, cuyo informe fue suministrado por el departamento de geología de la Empresa Mixta en el cual se muestran las trazas de las principales fallas que atraviesan la arena objetivo de este estudio. Para la definición de las fallas secundarias de poco desplazamiento, las cuales son de difícil visualización en la sísmica, se generó una serie de secciones estructurales con el objetivo de demostrar su existencia utilizando la información aportada por los pozos.

➤ **Elaboración de secciones estructurales**

Una sección estructural es aquella que se elabora utilizando un grupo de pozos colgados a una profundidad única conocida como “Datum estructural”. Generalmente se elige una profundidad “subsea” o bajo el nivel de mar que permita observar todos los pozos que se quieren mostrar en la sección. De esta manera se logra visualizar diferencias en los valores de los topes de la arena que permiten demostrar ausencia de una parte del registro, lo cual es interpretado como la presencia de una falla normal. En caso de que exista una mayor sección (repetida) la falla interpretada deberá ser inversa. En vista de que los pozos perforados se alinean prácticamente en dirección oeste-este, el mallado de secciones estructurales se orienta mayormente en esta dirección. La figura A.2 muestra el mallado de secciones empleados.

➤ **Elaboración de secciones estratigráficas**

Una sección estratigráfica es aquella que se elabora utilizando un marcador estratigráfico identificado mediante correlación y en consecuencia cada pozo tendrá un valor de tope diferente para la arena considerada. Su utilidad principal es mostrar la continuidad vertical y lateral de la arena o capa que está estudiando. En el presente trabajo se generaron dos (2) secciones colgadas en el tope de la arena. Ver figura A.3.

3.4.1.3 Elaboración del mapa de electrofacies

Los mapas de electrofacies son aquellos que se elaboran utilizando las formas de las curvas de los registros de pozos como medio para identificar los ambientes sedimentarios del cuerpo arenoso que constituyen el yacimiento. La base teórica para esta identificación es que cada ambiente presenta una forma en particular en las curvas de los registros SP y GR que se corren en la mayoría de los pozos del campo. La validez de la interpretación de facies realizada esta dada por el conocimiento previo que se tenga del ambiente sedimentario general de la formación geológica y de la cuenca donde ocurre la sedimentación. El procedimiento seguido en la preparación del mapa de electrofacies fue el siguiente. Se procedió a exportar la información de los registros Gamma Ray (GR) considerando el intervalo de la arena S4,5I, luego se colocó cada electroforma (respuesta del registro) al lado de la coordenada del pozo en el mapa base, posteriormente se trazaron los límites de cada grupo de pozos con forma semejantes para así delimitar cada uno de los ambientes, conociendo de antemano por los estudios de núcleo que el ambiente general de sedimentación de esta parte de la Formación Oficina es deltáica próximo costera. Los cuerpos arenosos característicos de este ambiente deltáico son: Canal distributivo, Barra de desembocadura y Abanico de rotura.

3.4.1.4 Definir los límites que conforman cada uno de los yacimientos

Una vez definido el modelo estructural y estratigráfico, el siguiente paso consistió en confinar los yacimientos, se comenzó por validar el contacto gas petróleo original que se dispone en el mapa isópaco-estructural oficial de esta arena específicamente en el yacimiento ONV-60 y por último definir la presencia de contactos agua-petróleo.

3.4.2 Determinación de los valores petrofísicos y de fluidos adaptado a la nueva correlación estructural del campo.

3.4.2.1 Revisión de la información necesaria para la definición del modelo

La calidad de los datos manejados en el estudio es una variante que depende primeramente de la recopilación y la creación de una base completa de datos siendo así la primera fase de cualquier proyecto. Dicha revisión consistió en la búsqueda de información de los yacimientos ONV-60 y ONV-54 los cuales conforman la zona de interés para así determinar las principales propiedades de la roca y de los fluidos. En esta fase se recopiló información de Perfiles de pozos, análisis de núcleos, estudios PVT e historia de producción de los pozos.

➤ Selección de pozos a considerar para la evaluación petrofísica

Se realizó un inventario para todos los pozos del bloque G del campo Onado, donde se caracterizó la información de registros básicos para definir los tipos de curvas disponibles (Potencial espontáneo, Gamma Ray, Inducción, Densidad, Neutrón).

➤ Análisis de Núcleos

El siguiente paso consistió en la búsqueda y adquisición de estudios de núcleos realizados a nivel de la arena de interés, con el propósito fundamental de obtener las correlaciones necesarias para efectuar la calibración núcleo-perfil.

3.4.2.2 Parámetros Básicos

En el cálculo de los parámetros petrofísicos tienen incidencia los denominados parámetros básicos los cuales son:

- **Factor de Cementación (m), Exponente de Saturación (n) y Factor de Tortuosidad(a).**

Estos valores fueron tomados del Plan de Desarrollo (resumen ejecutivo y texto) del Campo Onado efectuado en el año 2002 bajo los estudios de núcleos de los pozos ONV-55, ONV-78, ONV-1 Y ONV-102, los mismos se muestran en la tabla 3.1.

Arena	Factor de cementación (m)	Coefficiente de tortuosidad (a)	Exponente de saturación (n)
S4,5I	1,78	1,0	1,58

Tabla 3.1 Parámetros Básicos de campo
Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

- **Resistividad del agua de formación (Rw)**

Se tiene como parámetro establecido para la Formación Oficina una resistividad de 0.11 ohm-m la cual fue determinada a 290 °F, mediante pruebas de laboratorio.

3.4.2.3 Determinación de los parámetros petrofísicos

- **Volumen de arcilla (Vsh)**

El cálculo del volumen de arcilla se efectuó haciendo uso del registro Gamma Ray el cual se fundamenta en la lectura de un (Grmin) determinado en la zona considerado como limpia, la lectura del (Grmax) determinado en la zona considerada

como sucia o arcillosa y un valor de GR en todo el intervalo de interés para así determinar el Vsh por medio de las siguientes ecuaciones:

$$IGR = \frac{Gr - Gr \text{ min}}{Gr \text{ max} - Gr \text{ min}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

$Gr \text{ min}$ = Leído en una arena limpia, (API)

Gr = Leído en la arena de interés, (API)

$Gr \text{ max}$ = Leído en una lutita representativa, (API); Una vez obtenido el índice de gamma ray se determino el respectivo volumen de arcilla, empleando la ecuación 3.2.

$$Vsh = (2^{3,7IGR} - 1) \quad \text{Ec. 3.2}$$

➤ Porosidad (ϕ)

Se determino a partir de la interpretación de los perfiles de densidad y neutrón, a fin de obtener la porosidad total de la formación por medio de un promedio aritmético de estos perfiles considerando las limitaciones que presenta cada una de ellas.

Perfil Neutrón

$$\phi_{en} = \phi_{an} - (Vsh * \phi_{Shn}) \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

ϕ_{en} : Porosidad efectiva del neutrón [Fracción]

ϕ_{an} : Porosidad aparente leída del registro neutrón [Fracción]

Vsh: Volumen de arcilla [Fracción]

ϕ_{shn} : Porosidad de arcilla del neutrón [Fracción]

Perfil de Densidad

$$\phi_{ad} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz [g/cc]

ρ_f : Densidad del fluido [g/cc]

ρ_b : Densidad aparente de la formación [g/cc]; luego:

$$\phi_{ed} = \phi_{ad} - (V_{sh} * \phi_{shn}) \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

Φ_{ed} : Porosidad efectiva del densidad [fracción]

Φ_{ad} : Porosidad aparente del densidad [fracción]

Φ_{shd} : Porosidad de la arcilla del registro de densidad [fracción]

Por la combinación de los dos perfiles

$$\phi = \frac{\phi_{en} + \phi_{ed}}{2} \quad \text{Ec. 3.6}$$

➤ Saturación de agua (S_w)

Previo al cálculo de las saturaciones se determinó el factor de formación (F) mediante la siguiente ecuación de Archie.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

F: Factor de formación [Adimensional]

a: Coeficiente de tortuosidad [Adimensional]

m: Factor de cementación [Adimensional]

Φ : porosidad efectiva [Fracción]

Se determinó la saturación de agua utilizando la ecuación de Simandux

$$S_w = \left(\left(\frac{R_w * F * V_{sh}}{2 * R_{sh}} \right)^2 + \frac{R_w * F}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} - \frac{R_w * F * V_{sh}}{2 * R_{sh}} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

S_w : Saturación de agua [Fracción]

F. factor de formación [Adimensional]

V_{sh} : volumen de arcilla [Fracción]

R_{sh} : resistividad de la lutita adyacente [Ohm.m]

R_w : resistividad del agua de formación [Ohm.m]

R_T : resistividad verdadera de la formación [Ohm.m]

n: exponente de cementación [adimensional]

➤ **Permeabilidad: Calibración Núcleo-Perfil**

$$K = 0.0239 * \exp(0.6565 * (0.3881 * \phi_p + 7.8962)) \quad \text{Ec. 3.9}$$

3.4.2.4 Cálculo de las propiedades petrofísicas promedio

El cálculo de las propiedades se efectuó ponderando los valores por ANP las ecuaciones empleadas fueron las siguientes:

➤ **Arena Neta Petrolífera promedio**

$$ANP_{PROM} = \sum_{i=1}^n \frac{ANPi}{N} \quad \text{Ec. 3.10}$$

➤ **Porosidad promedio**

$$\phi_{PROM} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i * ANPi}{\sum_{i=1}^n ANP} \quad \text{Ec. 3.11}$$

➤ **Saturación de agua inicial**

$$SW_{PROM} = \frac{\sum_{i=1}^n Sw_i * ANPi}{\sum_{i=1}^n ANP} \quad \text{Ec. 3.12}$$

➤ **Permeabilidad absoluta**

$$K_{PROM} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i * ANPi}{\sum_{i=1}^n ANP} \quad \text{Ec. 3.13}$$

3.4.2.5 Determinación de los parámetros de fluido

Ya que estos parámetros son fundamental para el cálculo de las reservas de hidrocarburos, en esta etapa se validó el PVT del pozo ONV-79 efectuado al inicio de la vida productiva del yacimiento, cuya muestra fue tomada a nivel de superficie (separador de prueba), se procedió a realizar la representatividad y la

consistencia del tal estudio aplicando las siguientes pruebas: (linealidad de la función Y, balance de materiales, densidad y desigualdad), cuyas ecuaciones son las siguientes:

➤ **Linealidad de la función Y**

Se graficaron los datos de presión versus la función Y para evaluar si la presión de burbuja se encuentra subestimada o sobreestimada.

➤ **Prueba de balance de materiales**

Esta prueba permitió determinar la solubilidad del gas a diferentes presiones y cotejarlas con el R_s obtenido mediante la prueba de liberación diferencial. Para tal cálculo se tenía como base la siguiente información: Gravedad Api del crudo residual, Relación gas petróleo en solución y factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones, gravedad específica del gas en cada etapa de liberación.

$$R_{s_{di}} = R_{s_{di-1}} + 159V_{g_i}(PCN / BN) \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde:

$R_{s_{di}}$: Solubilidad del gas a la presión de interés (PCN/BN)

$R_{s_{di-1}}$: Solubilidad del gas determinado a la presión anterior (PCN/BN)

V_{g_i} : Volumen de gas en solución (PCN)

➤ **Prueba de densidad**

Se compararon las densidades del crudo medidas en la prueba de liberación diferencial y la prueba de los separadores, haciendo uso de la siguiente expresión matemática.

$$\rho_{fb} = \frac{(MasaPetróleo + MasaGas + MasaTanque)}{UnidadVolumenPetróleoPbyT} \quad \text{Ec. 3.15}$$

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_{ofb}} + \frac{0,0763277}{B_{ofb}} \left((\gamma_g R_s)_{sep} + (\gamma_g R_s)_{Tan} \right) \left(\frac{lb}{BY} \right) \quad \text{Ec. 3.16}$$

Donde:

podb: Densidad del petróleo saturado a la P_b y T de la prueba de liberación diferencial (lb/By)

pofb: Densidad recombinada a partir de la prueba de los separadores (Lb/BY)

γ_o : Gravedad específica del crudo en el tanque

γ_g : Gravedad específica del gas separado

ρ_w : Densidad del agua (Lb/BN)

RG: Relación gas petróleo en solución (PCN/BN)

➤ **Prueba de desigualdad**

Cuyo principio es que se cumpla la siguiente igualdad:

$$\frac{\partial B o_d}{\partial P} < B g \frac{\partial R s_d}{\partial P} \quad \text{Ec. 3.17}$$

Donde:

Bg: Factor volumétrico del gas, (BY/BN)

ΘR_s : Diferencia entre la solubilidad del gas por intervalo de presión (PCN/BN)

ΘP : Diferencia entre la presión actual y la presión anterior (Lpca)

3.4.3 Propuesta del nuevo modelo estático representativo de los yacimientos estudiados.

Como primer paso se procedió a generar el modelo estructural donde se representan las profundidades de los pozos proyectando los datos de profundidad referidas a nivel del mar, integrando los principales rasgos geológicos-estructurales (sistema de fallas, límites de yacimientos, posición de límites arbitrarios). Posteriormente se tabularon los espesores de arena neta petrolífera generados a partir del uso del cutoff de resistividad del campo, con los cuales se efectuaron las curvas isópacas, se generó el mapa isópaco-estructural empleando el programa Autocad del cual se obtuvo el área empleada para el cálculo de reservas.

3.4.4 Cálculo de las reservas con el nuevo modelo estático a través del método volumétrico

3.4.1 Reservas de Petróleo y gas en solución

La estimación del Petróleo Original En Sitio (POES) Y el Gas Original En Sitio se realizó a través del método volumétrico, el área se calculó del mapa isópaco-estructural de arena neta petrolífera con el programa Autocad.

➤ Petróleo original en sitio

$$POES = 7,758 * A * E * \phi * S_{oi} * 1 / B_{oi}$$

Ec. 3.18

Donde:

A: Área (acre)

E: Espesor (pie)

 Φ : Porosidad (fracción)

Soi: Saturación de petróleo inicial (fracción)

Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial (BY/BN)

➤ **Gas original en sitio**

$$GOES = POES * Rsi$$

Ec. 3.19**Donde:**

POES: Petróleo original en sitio (BN)

Rsi: Relación gas petróleo inicial (PCN/BN)

3.4.2 Reservas de gas condensado➤ **Gas condensado original en sitio**

$$GCOES = 43.560 * A * E * \phi * Sgci * 1 / Bgci$$

Ec. 3.20**Donde:**

GCOES: Gas original en sitio (PCN)

Sgci: Saturación del gas condensado inicial

Bgci: Factor volumétrico del gas condensado inicial (PCY/PCN)

Para obtener la temperatura y presión del yacimiento se aplicaron las ecuaciones de la compañía Total, mostradas a continuación:

➤ **Temperatura y Presión del yacimiento:**

$$T_{yac} = 0.0167(\text{prof. planodereferencia}) + 46.695 \quad \text{Ec. 3.21}$$

$$P_{yac} = 0.430(\text{prof. planodereferencia}) - 486.5 \quad \text{Ec. 3.22}$$

➤ **Fracción del Gas Seco (Fg)**

$$F_g = \frac{R_{GCI}}{R_{GCI} + 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad \text{Ec. 3.23}$$

Donde:

Z: Factor de compresibilidad del gas condensado; el Apéndice B se muestran los cálculos previos para obtener este valor

➤ **Condensado original en sitio**

$$COES = GCOES * (1 - F_g) * 1 / R_{gci} \quad \text{Ec. 3.24}$$

Donde:

COES: Líquidos del gas condensado en sitio (BN)

Fg: Fracción de gas seco en el gas condensado (fracción)

Rgci: relación gas condensado inicial (PCN/BN)

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas de Recolección de Datos

Recopilación Bibliográfica: Informes, publicaciones, carpetas de los pozos, libros de diferentes autores, entre otros.

Entrevistas: asesorías por parte del personal de la empresa mixta PTRONADO, tales como ingenieros de yacimiento, geólogos, técnicos, etc., con la finalidad de obtener información acerca del tema a desarrollar.

Base de datos: para la recolección de información específica del área y de los pozos estudiados, se utilizarán, carpeta de pozos, OFM, entre otros.

Programas de oficina de Microsoft Office: Word, Excel y Power Point.

3.5.2 Descripción de las herramientas a utilizar

OFM (Oil Filed Manager): es una aplicación que desarrolla un método eficaz para visualizar, relacionar y analizar datos de producción de los yacimientos, representa un sistema integrado que provee una amplia variedad de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria para la creación de una base de datos general de un yacimiento.

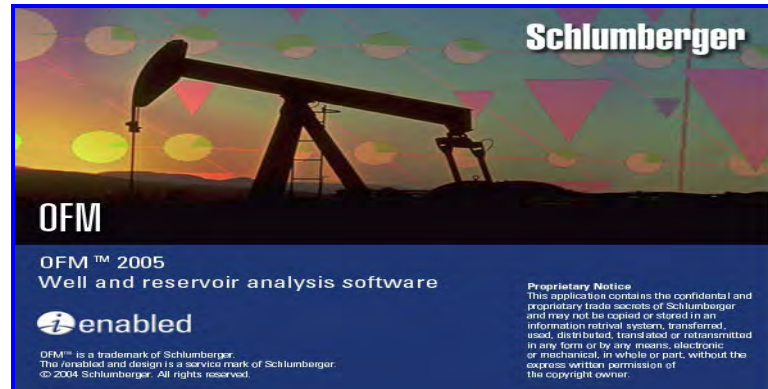


Figura 3.1 Pantalla Software OFM

PETREL: software de la compañía Schlumberger utilizado para interpretar datos sísmicos, construir modelos de yacimientos, realizar secciones estructurales y estratigráficas, diseñar pozos en 3D, calcular propiedades petrofísicas, determinar volúmenes de hidrocarburos, y además permite la integración con el software de simulación ECLIPSE.



Figura 3.2 Pantalla Software PETREL

AutoCAD 2008: Es un programa de diseño asistido por computadora para dibujo en dos y tres dimensiones, es uno de los programas más usados, elegido por arquitectos, Ingenieros y diseñadores industriales.



Figura 3.3 Pantalla Principal de Autocad

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Se contó con el apoyo del personal perteneciente a la Empresa Mixta Petronado, para el desarrollo de esta investigación, además de la asesoría por parte de los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente de Monagas.

3.6.2 Recursos Tecnológicos y Materiales

Para el desarrollo de esta investigación se utilizaron equipos de oficinas como computadoras, fotocopiadoras e impresoras, además de programas como el paquete de Microsoft Office (Word, Excel, PowerPoint), equipos de oficina, programas convencionales, y especializados, informes técnicos entre otros; todo esto proporcionado por la Empresa Mixta Petronado.

3.6.3 Recursos Financieros

El apoyo económico necesario para el desarrollo de este trabajo de investigación estuvo a cargo de la Empresa Mixta Petronado.



CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 INTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DEL ÁREA OBJETO DE ESTUDIO

4.1.1. Revisión del modelo estructural y estratigráfico

El primer paso consistió en tabular en una hoja Excel las profundidades correspondientes a cada pozo referidas bajo el nivel del mar, tanto del modelo oficial como los valores arrojados de la revisión de la correlación estructural del campo efectuada en estudios más recientes. Ver tabla 4.1, en el Apéndice A se muestran las profundidades correspondientes a los pozos de reentradas y los nuevos perforados años después a la construcción del modelo oficial, los mismos serán plateados en la propuesta generada en el objetivo número tres.

Los símbolos mostrados en la tabla representan la siguiente información.

(*) La profundidad en estos pozos tuvo variaciones en un rango que supera los 10 pies, ya sea colocándolo en una posición estructural más alta o más baja.

(●) En este caso la variación en profundidad es menor a 10 pies.

(■) Pozos sin cambio.

En rasgos generales la mayoría de los pozos sufrieron cambios en cuanto a profundidades de topes y base se refiere lo cual indica variación de los espesores tanto de arena neta como de arena neta petrolífera. Haciendo énfasis en el pozo ONV-62 el cual se dispone en el mapa isópaco estructural como el único pozo

interpretado agua de todos los pozos perforados dentro del área evaluada, razón por la cual se infiere que este fue el argumento que utilizaron al momento de generar dicho modelo, pues este pozo es el que separa los yacimientos ONV-60 y ONV-54. Sin embargo revisando la nueva correlación se evidencia que al aplicarle el cutoff de resistividad (70ohmm) a la curva de inducción en el nuevo intervalo asignado para este pozo el mismo cae en una zona de hidrocarburo, de tal manera que se colocara en la nueva propuesta como un pozo interpretado petróleo.

Es importante señalar además lo ocurrido en los pozos ONV-79 y ONV-54AD2, en el cual según la información disponible en el mapa oficial, las coordenadas de estos pozos no debían atravesar zona de hidrocarburo, pero sucedió todo lo contrario obteniéndose buenos resultados de producción en ambos casos, lo que obliga a la revisión del modelo oficial, pues estos conlleva a la extensión de los yacimientos hacia el este del bloque.

Tabla 4.1 Tope de los pozos referidos bajo el nivel del mar

Pozos	Profundidad (TVDSS) (Pies)		Condición
	Modelo Oficial	Modelo Corregido	
ONV-51	-15.098	-15.072	*
ONV-52	-15.357	-15.368	*
ONV-53	-14.949	-14.952	•
ONV-54A	-15.115	-15.148	*
ONV-55	-15.210	-15.209	•
ONV-57	-15.299	-15.288	*
ONV-58	-15.321	-15.289	*
ONV-59	-15.169	-15.166	•
ONV-60	-15.269	-15.271	•
ONV-61	-15.288	-15.253	*
ONV-62	-15.273	-15.235	*
ONV-63	-15.056	-15.060	•
ONV-64	-15.091	-15.050	*
ONV-65	-15.155	-15.164	•
ONV-66	-15.372	-15.372	■
ONV-67	-15.044	-15.048	•
ONV-68	-15.342	-15.337	•
ONV-70	-14.933	-14.934	•
ONV-71	-15.072	-15.075	•
ONV-72	-15.080	-15.080	■
ONV-73	-14.971	-14.961	*
ONV-74	-15.189	-15.186	•
ONV-75	-15.115	-15.073	*
ONM-76	-15.147	-15.146	•
ONV-77	-15.251	-15.259	•

Fuente: PROPIA.

4.1.1.1 Interpretación de la sísmica

Partiendo de la información de la sísmica 3D del campo adquirida en 1992 la cual cubre un área de 342Km² entre el campo Onado y campo Acema se efectuaron una serie de secciones sísmicas como objetivo principal de validar la falla principal de Onado G. La Figura 4.1 muestra una línea sísmica en dirección NO-SE, según el buzamiento de la estructura en esta se evidencia claramente la falla principal de Onado G con buzamiento hacia el sur (color rosado), también se tienen dos horizontes sísmicos de interés con los que se observa la estructura de tipo homoclinal buzando hacia el norte. Es de notar que el pozo ONV-71 cortó la falla en un punto por encima de la arena R₁ (Complejo Medio de la Formación Oficina). También se interpretó la falla principal de Onado M buzante hacia el sur a pesar de no ser objeto de este estudio.

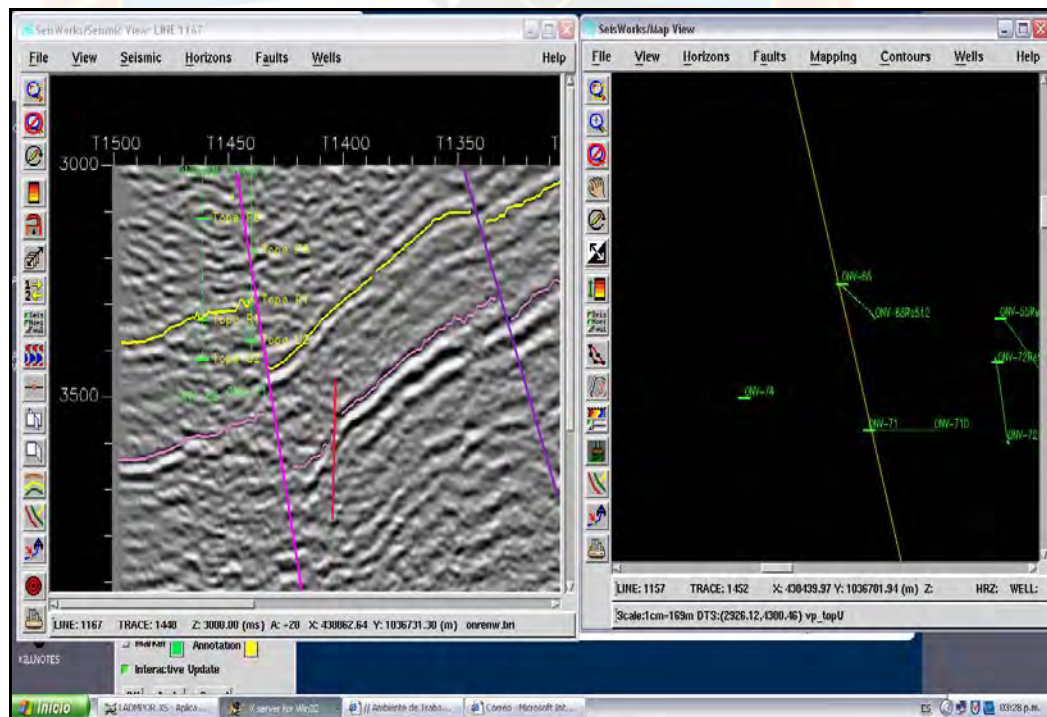


Figura 4.1 Línea 1167 Falla Principal de Onado
Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

4.1.1.2 Interpretación de las secciones estructurales

La falla secundaria mostrada en el mapa oficial específicamente en el yacimiento ONV-60 no fue posible validar mediante la interpretación sísmica debido a la baja resolución de la misma, del tal forma que se empleo la sección estructural mostrada en la figura 4-2 para corroborar la existencia de esta estructura.

La sección efectuada representa una orientación suroeste-noreste con los pozos ONV-65, ONV-57 y ONV-77, es de observar un salto estructural de 124 pies entre los pozos ONV-65 y ONV-57 caracterizado por la presencia de una falla normal que buza hacia el noreste, la misma es de carácter sellante debido al menor espesor de los yacimientos de interés en la arena objetivo de la investigación.

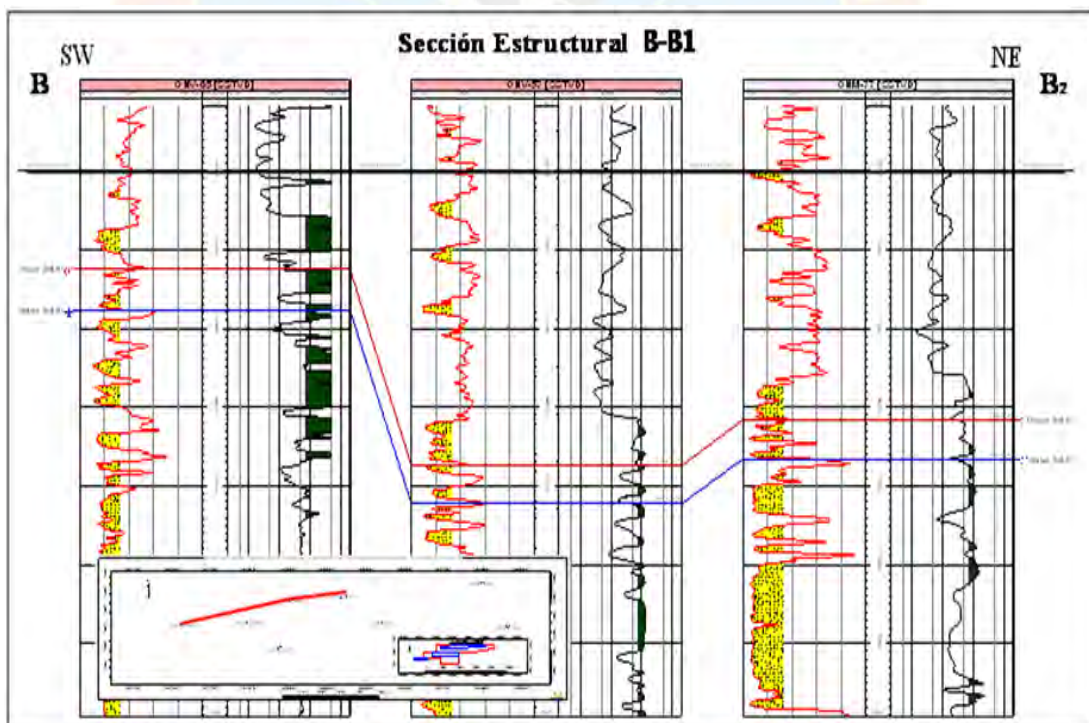


Figura 4.2 Sección Estructural B-B1

Fuente: PROPIA.

Otro punto importante de la tesis era definir si los pozos ONV-79 y ONV-54AD2 pertenecen a un mismo yacimiento, para ello se generaron dos correlaciones estructurales en la zona este del campo donde se ubican estos pozos, las mismas mostradas en el Apéndice A.

La primera corresponde a la sección B-B₂ Con dirección oeste-este los pozos mostrados se disponen prácticamente a un mismo nivel en profundidad, más sin embargo se observa que el pozo ONV-79 se encuentra en un alto estructural con respecto a los demás pozos y que los saltos estructurales están por debajo de los 50pies. En lo que respecta a la figura A.5 cuya dirección de la sección es suroeste-noreste el salto más significativo está entre los pozos ONV-54AD2 y ONV-54A pero esto es debido a que este último se ubica en una posición estructural más baja producto del buzamiento de la estructura. De las secciones estructurales interpretadas se demuestra que en la zona este del bloque G del campo Onado no existe ninguna barrera estructural que permita separar a los pozos ONV-79 y ONV-54AD2 como dos yacimientos diferentes.

4.1.1.3 Interpretación de las secciones estratigráficas

Igualmente se generaron dos secciones estratigráficas mostradas en la figura 4.3 y 4.4 estas corresponden al área este del campo, cuyo objetivo es identificar los ambientes de sedimentación utilizando las formas de los registros de pozos y mostrar la continuidad del cuerpo arenoso en esa dirección. Haciendo énfasis en los pozos productores ONV-79 y ONV-54AD2.

En la figura 4.3 cuya dirección es prácticamente oeste-este, se muestra la sección estratigráfica A-A₁ la cual permite identificar electroforma de tipo cilíndrico, característico de canales distributarios y observar la continuidad y aumento de espesor de la arena, cuyo máximo valor se encuentra en el pozo ONV-

79 donde presenta alrededor de 45 pies de ANT. Hacia los extremos de la sección (Pozos ONV-51 y ONV-54AD2) los canales disminuyen de espesor con promedio de 14 pies de AN en el pozo ONV-51 y 12 pies en el pozo ONV-54AD2, donde además se hace muy lenticular, indicativo de una zona de borde de canal con muchas intercalaciones de arcilla de la planicie deltáica.



Figura 4.3 Sección Estratigráfica A-A1
Fuente: PROPIA.

La otra sección estratigráfica es la A-A₂, figura 4.4 que tiene una orientación suroeste-noreste e incluye los pozos ONV-(53/79/54AD2/75Rst₂/61) donde también se observa disminución de los espesores del sistema de canales hacia los extremos del pozo ONV-53.

En vista de que no se evidenciaron pozos con cero (0') de arena neta se considerará que existe continuidad lateral de la arena S4,5I lo cual deberá ser corroborado cuando se tengan datos de producción en los pozos que actualmente figuran como interpretados petróleo.

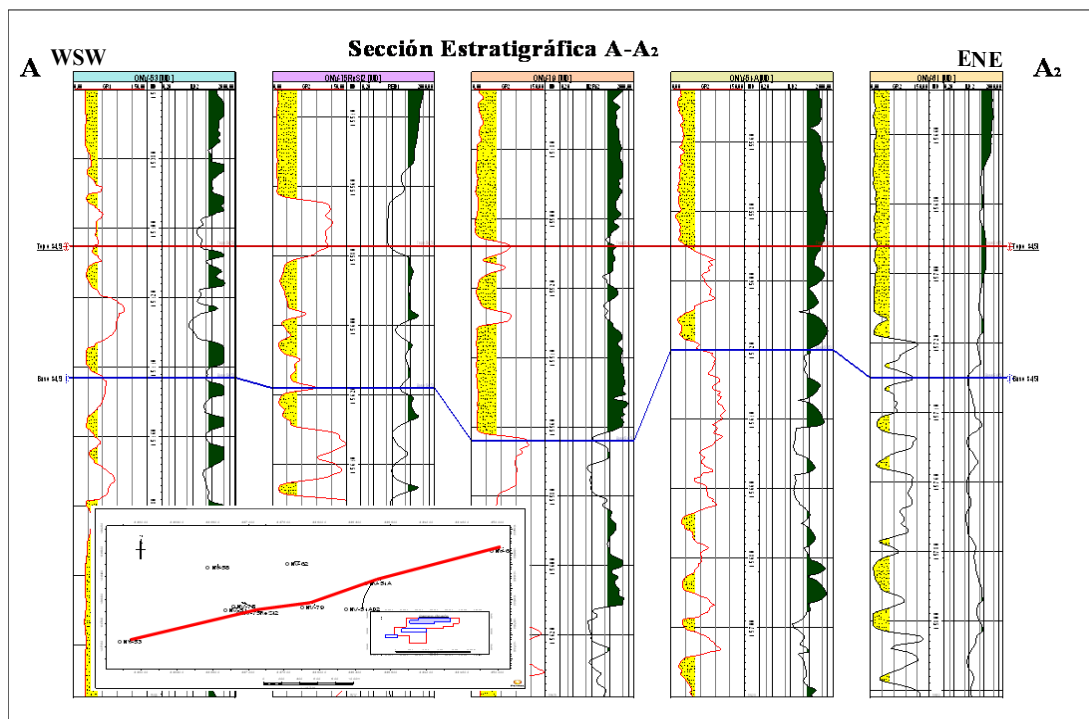


Figura 4.4 Sección Estratigráfica A-A₂
Fuente: PROPIA.

4.1.2 Elaboración del mapa de electrofacies

Para la elaboración de este mapa se partió con la información procedente de los estudios de núcleos efectuados a nivel de la arena de interés, la cual se interpreta la arena como depósitos de barras erosionados por depósitos de canales, abundantes restos vegetales, carbón, bioturbaciones, asociados conducen a interpretar los depósitos como pertenecientes a un ambiente deltáico.

Considerando esta información de núcleo, se elaboró una interpretación de los ambientes en el tiempo de la sedimentación de la arena S4,5I utilizando las electroformas de los registros de casi todos los pozos del yacimiento (Figura A.6) donde se puede observar que los sedimentos fueron transportados desde el sur hacia el norte, por ríos que al llegar a la costa marina se depositaron en un ambiente deltáico en forma de barras de desembocaduras en el frente deltáico con canales distributarios en la llanura deltáica. También se observan depósitos de abanicos de rotura en la zona interdistributaria y cuerpos múltiples donde los canales se superponen a las barras de desembocaduras en forma de “parejas de deltáicas”.

Se observa claramente la presencia de dos zonas interdistributarias que parecen separar tres zonas de canales distributarios que en muchos casos muestran sus depósitos de barras de desembocadura con formas de registros de tipo granocreciente. Una de estas áreas se presenta en la zona donde se ubican los pozos ONV-(57/67/77/64) cuyos espesores son relativamente bajos y se interpretan como abanicos de rotura depositados en las bahías interdistributarias. Las zonas de canales distributarios se identifican por la presencia de electroformas en forma cilíndrica o en otros casos con apariencia granocreciente que en el mapa se señalan con flechas de color rojas y que representan el eje de sedimentación del canal y que indican la presencia de los mejores espesores de arena.

Los tres depósitos de canal identificados por su respuesta cilíndrica o granodecreciente, indican presencia de alta energía, abarcando más del 50% del área estudiada, (aproximadamente unos 30Km²) los cuales representan las zonas de mejor calidad de roca. Las zonas interdistributarias son muy arcillosas con arenas delgadas y de baja calidad, lo cual podría separar estratigráficamente la

acumulación en tres yacimientos independientes, indicados de oeste-este serían (Yac ONV-74, Prospecto ONV-52 y Yac ONV-54). Esta separación deberá ser confirmada cuando se disponga de datos de producción en los pozos ubicados en cada uno de los yacimientos.

4.1.3 Delimitación de los yacimientos

4.1.3.1 Validación del Contacto Gas-Petróleo

Para validar el contacto de gas que se observa en el mapa oficial, se comenzó por interpretar la información de registros del pozo ONV-54AD2 el cual dispone de curvas densidad-neutrón además de ser un pozo probado y completado en la arena S4.5I, es de acotar que este tipo de registros permiten definir mediante el cruce de las curvas densidad-neutrón (efecto balón) la posición del contacto gas-petróleo sin embargo este fenómeno no es observable en la figura 4.5, además actualmente se dispone de un estudio PVT del pozo ONV-79 validado en el presente estudio de investigación cuyo análisis establece que el yacimiento se encuentra saturado a la presión de burbuja, a partir de esta información más los históricos de producción de estos pozos los cuales se ubican alto en estructura, donde se tiene que el pozo ONV-79 acumulo de la S4,5I 500MBLS con una relación gas-petróleo en promedio de 950PCN/BLS y el pozo ONV-54AD2 obtuvo un alto RGP superior a los 8000PCN/BLS (ver Apéndice A) esto debido a que este pozo entro en producción cuando el pozo ONV-79 había drenado reservas y el yacimiento estaba más depletado ocasionando la liberación del gas y en su defecto el incremento de la RGP, de tal forma que estos factores contribuyen a la eliminación del contacto gas petróleo incluyendo también el yacimiento ONV-60 en donde los registros densidad-neutrón de los pozos que oficialmente se encuentran interpretados gas no presentan la ubicación de dicho contacto.

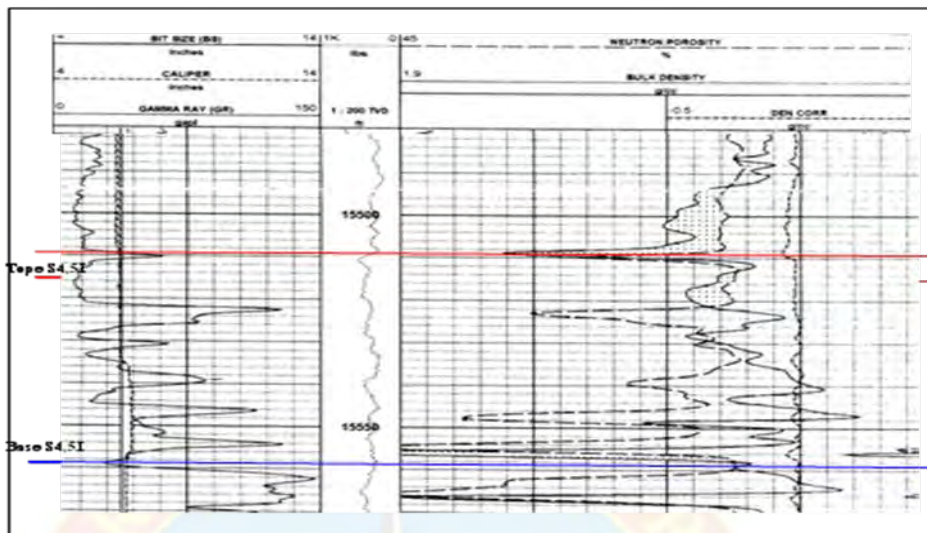


Figura 4.5 Registros densidad-neutrón del pozo ONV-54AD2
Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

4.1.3.2 Integración Yacimiento ONV-74

El pozo ONV-74Re se cañoneo en la arena S4,5I en el intervalo (15.797pies-15.804pies) correspondiente a la profundidad medida (MD), lográndose obtener producción de gas condensado. Los primeros datos de producción se muestran a continuación:

Tabla 4.2 resultados prueba de producción pozo ONV-74Re

°API	Agua (BAPD)	Petróleo(BOPD)	Gas (Mscf/bls)	RGP (Scf/bls)
47,6	5	225	4332	18525

Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

La gravedad de este fluido es de 47,6° es por ello que se considera un condensado, razón por la cual se colocara como otro yacimiento debido que los pozos que han tenido producción o en su defecto han sido probados resultan crudos con °API que oscilan entre los 22 y 27 considerados como crudos medianos. Esta separación se justifica además con un límite de roca producto de la pérdida de continuidad lateral de la arena en la zona este del bloque se evidencia este efecto en las secciones estratigráficas mostrada en el Apéndice A figura A.7.

La información mencionada anteriormente relacionada a la creación de un nuevo yacimiento ONV-74 no ha sido oficializada aún en el MENPET.

Las secciones estructurales también son empleadas para definir la posición de contactos Agua-Petróleo, por consiguiente se realizaron correlaciones estructurales en cada uno de los yacimientos considerando los pozos ubicados estructuralmente más bajos, resultando que en ninguno de los yacimientos se evidencio la presencia de este tipo de contactos, razón por la cual se utilizaron límites arbitrarios para delimitar a cada uno de ellos, cuyo valor es de 300 metros representado por el radio de drenaje entre los pozos.

4.2 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS

4.2.1 Cálculo de las propiedades petrofísica

Partiendo de la revisión de información de pozos, como son: historia de producción, análisis PVT, estudios de núcleos, se comenzó por la selección de los pozos en base a la cantidad y calidad de perfiles eléctricos que poseían, de tal revisión se seleccionaron veinte (20) pozos para la evaluación petrofísica ya que los mismos contaban con suficiente información (Gamma Ray, Inducción, Neutrón, Densidad), y poder determinar saturación de agua, volumen de arcilla, permeabilidad, porosidad. La tabla 4.3 muestra un rango de porosidad entre 7% como valor mínimo y 12% como máximo, indicando la relativa variación de este parámetros para la arena S4,5I, en cuanto a la arcillosidad esta se encuentra en los niveles más limpios con 0,22% hasta las zonas más sucias del bloque G con 12% estas últimas son representadas por ambientes de depósitos formado por barras de desembocadura y los abanicos de rotura. Las zonas más prospectivas corresponden a las zonas de canales donde se obtienen porosidades cercanas a 11% o más, estas zonas pueden observarse en los mapas de isopropiedades mostrados en el apéndice B, se observa la buena calidad de roca a nivel

del pozo ONV-59 el mismo está constituido por el eje central del canal con más de 40' de arena neta y un volumen de arcilla mínimo de 0,22% indicativo de una arena limpia. Estos valores cotejan muy bien con los resultados de núcleos donde se tiene valores de porosidades que varían entre 8 y 12% con valores extremos de 16%. En cuanto a la permeabilidad la cual se obtuvo a partir de correlaciones efectuados por los estudios de núcleo se observan valores máximos de 84 mD constituido por las zonas más prospectivas como se indico anteriormente en el caso del pozo ONV-59, es de mencionar que esta calibración núcleo-perfil indica una tendencia creciente de las propiedades, es decir, a mayor porosidad mayor permeabilidad.

Tabla 4.3 Parámetros petrofísicos obtenidos de los perfiles de pozos

Pozo	Vsh%	Φ %	Sw%	k(mD)
Onv-74RE	4,72	8,67	13,02	38,86
Onv-65D4	4,62	8,60	16,23	38,14
Onv-67D	12,83	7,45	27,30	28,49
Onv-78	10,84	8,12	13,55	33,73
Onv-54AD	8,22	8,22	6,04	34,62
Onv-58	0,80	10,33	7,37	59,19
Onv-64	6,80	8,45	12,80	36,74
Onv-60	10,52	8,17	21,57	34,15
Onv-62	3,10	9,07	20,47	43,00
Onv-76D	2,88	9,31	4,23	45,68
Onv-61	2,74	9,67	18,45	50,06
Onv-59	0,22	11,75	7,45	85,00
Onv-68	4,29	8,75	7,66	39,60
Onv-51	4,06	8,88	17,95	40,95
Onv-63	2,34	9,29	11,72	45,42
Onv-57	6,91	8,37	22,82	35,96
Onv-73	2,74	9,69	20,23	50,34
Onv-74	7,46	8,29	24,51	35,23
Onv-76	8,97	8,21	20,54	34,55
Onv-70	3,67	9,15	30,05	43,90

Fuente: PROPIA.

4.2.2 Propiedades promedio ponderadas por arena neta petrolífera

El estudio de electrofacies permitió establecer tres yacimientos en la arena S4,5I de tal forma que se determinaron las propiedades promedio (saturación de agua

inicial, porosidad, espesor y permeabilidad) con la finalidad de aplicar estos valores en el cálculo de reservas.

Tabla 4.4 Parámetros petrofísicos ponderados por arena neta petrolífera

Yacimiento	ANP _{prom}	Φ _{prom}	Sw _{prom}	K _{prom}
ONV-74	11	8,57	13,62	37,9
ONV-52	11	10,44	9,07	60,96
ONV-54	17	9,13	13,75	44,58

Fuente: PROPIA.

4.2.3 Determinación de los Parámetros de Fluido

Primeramente se evaluó la representatividad y la consistencia del estudio PVT efectuado con la muestra de crudo del pozo ONV-79.

4.2.3.1 Representatividad

Como se trata de yacimientos de petróleo negro se evaluó la representatividad de la siguiente manera:

- Verificar que las muestras de líquido y gas hayan sido tomadas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

Tabla 4.5 Condiciones al momento de muestreo (Gas y Líquido)

Muestra	Presión(Lpca)	T(°F)
5829-MA Líquido de separador	105	87
A2617 Gas de separador	105	87
4615-EA Líquido de separador	105	87
A0485 Gas de separador	105	87

Fuente: PDVSA PETRONADO, 2011

- La temperatura a la cual se efectuó el análisis corresponda a la temperatura del yacimiento.

$$T_{yac} = T_{test} = 299,70^{\circ}F$$

- La RGP medida experimentalmente no sea mayor a un 10% que la medida al momento del muestreo.

Tabla 4.6 Porcentaje de diferencia de la RGP

Condiciones de muestreo	Experimentalmente	%Dif
RGP(PC/BN)	779,74	795,3 2,00

Fuente: PROPIA.

De los datos obtenidos se observa que el análisis PVT es representativo, pues se cumplen cada una de las condiciones.

4.2.3.2 Consistencia

- **Linealidad de la función Y.**

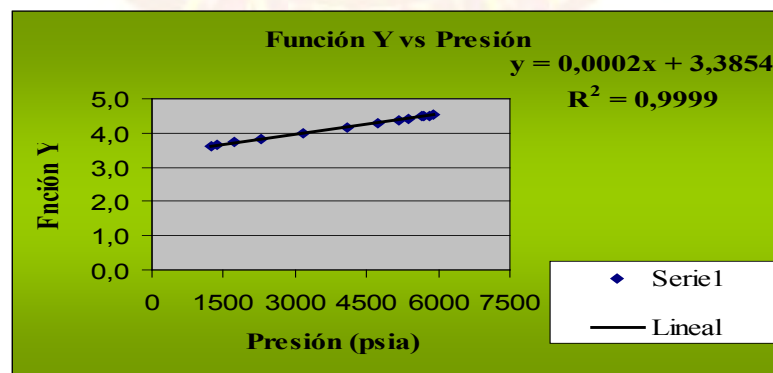


Gráfico 4.1 Linealidad de la Función Y vs. Presión

Fuente: PROPIA.

Se observa como todos los puntos graficados se ajustan a una línea recta indicando la correcta medición de los datos de presión y volumen, generando de esta forma un valor de presión de burbuja correcto equivalente a 6028psia, lo que indica que el yacimiento se encuentra inicialmente saturado a la presión de burbuja.

➤ **Prueba de densidad**

Tabla 4.7 Resultados de la prueba de densidad

Densidad (lb/bls)	Densidad(g/cm ³)	%E
247,74	0,71	3,57

Fuente: PROPIA.

➤ **Prueba de desigualdad**

Se debía cumplir la condición presentada en la ecuación 3.17, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 4.8 Resultados de la condición de la prueba de desigualdad

Presión(lpca)	$\partial_{bod}/\Delta P(BY/BN^*lpca)$	$Bg\partial Rs/\Delta P(BY/BN^*lpca)$	$\partial_{bod}/\Delta P < 0Bg\partial Rs/\Delta P$
6028	0,000079	0,000671	VALIDO
5113	0,000068	0,000839	VALIDO
4121	0,000061	0,001114	VALIDO
3119	0,000053	0,001558	VALIDO
2113	0,000050	0,002582	VALIDO
1113	0,000054	0,007717	VALIDO
409	0,000081	0,265806	VALIDO
14,7	VALIDO

Fuente: PROPIA.

➤ **Prueba de Balance de materiales**

Tabla 4.9 Resultados de la prueba de balance de materiales

T °F	Presión(Lpcg)	Rs(PCN/BN)	RscalC	%E
60	14,7	0	0	0
299,7	14,7	0	0	0
299,7	409	71,8	101,8	41,78
299,7	1113	177,7	207,34	16,68
299,7	2116	318,8	351,17	10,15
299,7	3119	483,8	520,38	7,56
299,7	4121	652,9	697,62	6,85
299,7	5113	812,9	854,94	5,17
299,7	6028	952,5

Fuente: PROPIA.

Con los resultados obtenidos de las pruebas de consistencia la única prueba que se salió del rango de error establecido resulto la prueba de balance de materiales cuyo porcentaje de error no debía superar el 5%, la tabla 4.9 muestra resultados superiores al valor indicado como límite, de tal forma que el PVT efectuado a la muestra de crudo del pozo ONV-79 no se considera válido para considerar los parámetros de fluidos.

Se generó un PVT sintético empleando las correlaciones efectuadas por Kartoatmodjo, T y Schmidt, Z ya que su rango de aplicación indican que es la que mejor se adapta al campo. El rango de aplicación para esta correlación así como las ecuaciones utilizadas pueden observarse en el Apéndice B. Entre las propiedades calculadas se encuentran (Viscosidad del petróleo, Relación gas petróleo, factor volumétrico del gas y del petróleo). De la misma forma se realizaron cálculos para caracterizar las propiedades del gas condensado, también incluidas en el Apéndice B.

Tabla 4.10 Resultados generados del PVT sintético

Presión (Lpca)	γ_g	γ_{gc}	Rs(pcn/bn)	F	Bo(By/Bn)	Z	Bg	μ_0 (cps)
6028	0,7	0,695	655,930	273,118	1,436	1,10	0,004	0,45
5113	0,661	0,656	531,389	251,119	1,383	1,04	0,004	1,09
4121	0,667	0,662	431,257	234,389	1,344	0,99	0,005	1,31
3119	0,678	0,673	330,554	216,619	1,304	0,96	0,007	1,61
2116	0,692	0,687	227,815	196,905	1,261	0,95	0,010	2,03
1113	0,722	0,717	123,841	174,440	1,215	0,96	0,018	2,63
409	0,756	0,751	47,143	154,173	1,176	0,98	0,051	3,24
15	0,974	0,967	2,106	136,833	1,145	1,00	1,430	3,68

Fuente: PROPIA.

4.3 PROPUESTA DEL NUEVO MODELO ESTÁTICO REPRESENTATIVO DE LOS YACIMIENTOS ESTUDIADOS.

La integración de todas las etapas desarrolladas integro un modelo mostrado en el Apéndice C, representado por un yacimiento de gas condensado con una $^{\circ}$ API de 47.6, un yacimiento de crudo mediano donde las gravedades API se encuentran entre 22 y 24, entre estos dos yacimientos se evidencia un área asignada a un prospecto denominado Prospecto S4,5I ONV-52 en cuya área no se tienen actualmente pozos probados.

Como se muestra en el mapa (Apéndice C) estos yacimientos están limitados hacia el sur por la falla principal de Onado G con más de 400pies de salto constituyendo el principal factor de entrapamiento de hidrocarburos. Los límites hacia el norte se definieron a partir del radio de drenaje de los pozos (300mts), en vista de que se generaron secciones estructurales considerando los pozos más bajos en estructura y no se evidencio la presencia de un contacto agua petróleo. Se observa la disposición de los yacimientos oficiales el cual se identifica en el mapa delineado de color amarillo.

4.4 CÁLCULO DE LAS RESERVAS CON EL NUEVO MODELO ESTÁTICO A TRAVÉS DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO.

La integración de los estudios efectuados en esta investigación permitió calcular el volumen de hidrocarburos en cada uno de los yacimientos generados, así como también las reservas recuperables de esas acumulaciones. Uno de los parámetros importantes que generó cambios en cuanto a dichos cálculos fue la eliminación del contacto Gas-Petróleo que se dispone en el mapa oficial, ya que esto contribuye a un incremento en las reservas de petróleo y en su defecto una reducción en las de gas, de igual manera el incremento reflejado en el POES es producto además de la integración de un mayor volumen pues se incorporó el área donde se ubican los pozos ONV-62, ONV-79 y ONV-54AD2. En el apéndice D se muestran los datos empleados para los cálculos. Haciendo uso del método volumétrico se obtuvieron los siguientes resultados en cada uno de los yacimientos de interés:

Tabla 4.11 Reservas por Yacimiento

Reservas de Petróleo Y Gas Asociado												
Yacimiento	Area (acres)	Espesor ANP (acres)	Volumen (Acres-Pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Factor de resobro (%)	Saturación de Agua (%)	Petróleo Original En Sitio (MBN)	Gas Original En Sitio (MMPCN)	Reservas Recuperables (MBN)	Producción Acumulada (MBN)	Reservas Remanentes (MBN)
ONV-54	2220	17	37.740	9,13	44	25	13,75	16.012	10.502	4.003	959	15.053
ONV-52	1613	11	17.743	10,44	60	25	9,07	8.722	5.721	2.180	0	8.722
Reservas de Gas Condensado												
Yacimiento	Area (acres)	Espesor ANP (acres)	Volumen (Acres-Pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Factor de resobro (%)	Saturación de Agua (%)	Gas Condensado Original En Sitio GCOES (MMPCN)	Gas Original En Sitio GSOES (MMPCN)	Condensado Original En Sitio COES (MBN)	Producción Acumulada Gas(MMPCN)/ Condensado (MBN)	Reservas Remanentes Gas/ Condensado (MBN)
ONV-74	389	11	4.279	8,57	37	35	13,6	3.773	3.634	193	304,6 / 15,73	3.468 / 177,27

Fuente: PROPIA.

La información mostrada en la tabla 4.11 indica que a partir de este estudio se derivaron tanto reservas probadas y posibles de petróleo y gas asociado como de reservas probadas de gas condensado. En rasgos generales al comparar estos resultados con los oficiales se determinó una disminución en cuanto a las reservas probadas ya que el mapa oficial está constituido por dos yacimientos que representan reservas probadas, y actualmente se dispone de un área aun no probada representada por el prospecto ONV-52.



CONCLUSIONES

- La estructura es un homoclinal con 3° y 5° buzante hacia el noreste, con un bajo estructural hacia el este del bloque debido a la presencia de la falla secundaria buzante hacia el nor-este.
- La arena S4,5I presenta continuidad lateral. Hacia la parte oeste se observa una disminución de espesor, lo cual puede explicarse por estar ubicada en una zona marginal o por la ubicación de esta área dentro de dos canales, como se observa en los perfiles de los pozos ONV-55 y ONV-78.
- El estudio sedimentológico se ubica en la sección inferior de la Formación Oficina, en la que se depositó en un ambiente deltáico próximo costero caracterizado por canales entrelazados, barras de desembocaduras y abanicos de rotura.
- La porosidad a nivel de esta arena oscila entre 7% y 12% estas últimas constituidas por las zonas más limpias o en su defecto por zona de canales, encontrándose valores máximo de permeabilidad de 85 mD.
- La propuesta del nuevo modelo estático incluye un área de condensado, una zona aun no probada denominada Prospecto S4,5I ONV-52 el cual está separado del yacimiento ONV-54 por una falla interpreta de carácter sellante.
- Las reservas arrojaron una disminución del GOES y un incremento del POES, a 16.223 MMPCN y 24.734 MBN respectivamente.

RECOMENDACIONES

- Efectuar una reinterpretación de la sísmica 3D hacia el oeste del bloque para definir con su estructura, específicamente la presencia de fallas estructurales.
- Efectuar trabajos de reacondicionamiento en los pozos que se ubican en las áreas probables, con el propósito de ser completado en la arena objetivo de investigación para definir la potencialidad y el tipo de hidrocarburo presente, y soportar la interpretación realizada en el presente trabajo.
- Ampliar la evaluación petrofísica considerando todos los pozos que atraviesan la zona, y de igual manera hacer los cálculos de las propiedades petrofísicas por intervalos de profundidad lo más representativo posible usando tecnologías modernas que garanticen una mejor distribución de esas propiedades a lo largo de la estructura.
- Caracterizar los fluidos de los pozos ubicados hacia la parte oeste del bloque “G” a fin de ver la posibilidad de determinar las causas de la existencia de condensado en el pozo ONV-74Re, así de esta forma resolver la incertidumbre de esta incongruencia geológica y de yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2006). **El proyecto de investigación**, Quinta edición, Editorial Episteme, Caracas, Venezuela pp. 09-143.

BÁNZER, C. (1996). **Correlaciones Numéricas PVT**, Edición preliminar, Editorial Episteme, Maracaibo, Venezuela.

BRITO, N Y ROJAS, E. (2006). “**Determinación del modelo estático de las arenas C, D, E y F del Yacimiento Jobo-01, ubicado en el área Jobo-02, perteneciente a PetroUDO, S.A**”. Trabajo de grado de Grado. Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela.

BUENAS TAREAS **Estudios integrados de yacimientos**. En línea.[22 de junio 2011]. Disponible en: <http://www.buenastareas.com/ensayos/Yacimientos/1299376.html>.

CAÑA, J. (2010). “**Validación de los modelos estáticos y dinámicos con reservas subestimadas, pertenecientes a los campos Guara Y Levas. Distrito San Tomé**”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela.

CARVAJAL, J. (2009). “**Estimación de la reservas de los campos GM2 y GM4 del distrito San Tome a través del estudio de los modelos estáticos y dinámicos**” Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela.

CÓDIGO GEOLÓGICO DE VENEZUELA. **Formación Oficina** En línea [30 de diciembre 2011]. Disponible en:.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO. (2005). **Definiciones y Normas De Las Reservas De Hidrocarburos**.

SERVICIOS SECCA C.A. **Estudios integrados de yacimientos**. En línea.[22 de junio 2011].Disponible en: http://www.seccave.com/servicios_consultoria5.php.

VILLAROEL, R. (2010). **“Reinterpretación Geológica de la arena S5-T (arena tradicional de San Tomé), de campos Melones Área Mayor de Oficina, distrito San Tomé Estado Anzoátegui”**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Bolívar, Venezuela.





APÉNDICES



APENDICE A

Modelo geológico

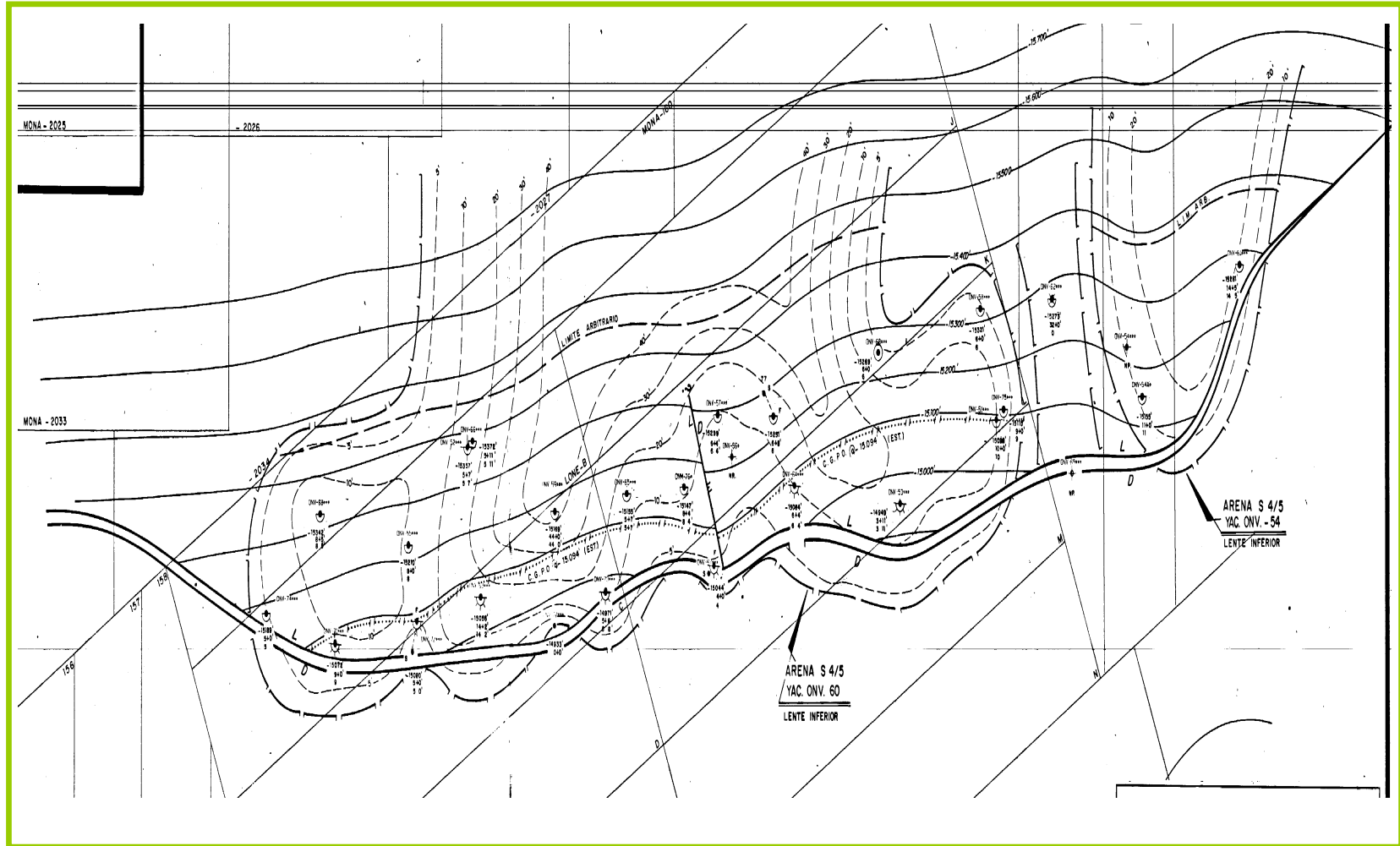


Figura A.1 Mapa Oficial Arena S4,5I Bloque G Campo Onado

Tabla A.1 Profundidades de los Pozos Nuevos y Reentradas

Pozos	Profundidad MD (pie)		Profundidad TVDSS (pie)	
	Tope	Base	Tope	Base
ONV-74re	15.780	15.811	15.213	15.244
ONV-55d	16.018	16.048	15.082	15.110
ONV-72st	16.080	16.091	15.169	15.180
ONV-78	15.759	15.768	15.216	15.225
ONV-59re	15.686	15.734	15.115	15.160
ONV-73re	15.927	15.951	15.125	15.150
ONV-65d4	15.759	15.802	15.062	15.104
ONV-76d	15.664	15.708	15.146	15.192
ONV-67d	15.895	15.914	15.122	15.142
ONV-60re	15.800	15.838	15.214	15.245
ONV-75re	15.577	15.618	15.074	15.112
ONV-79	15.508	15.564	15.027	15.083
ONV-54ad2	15.745	15.790	15.063	15.107

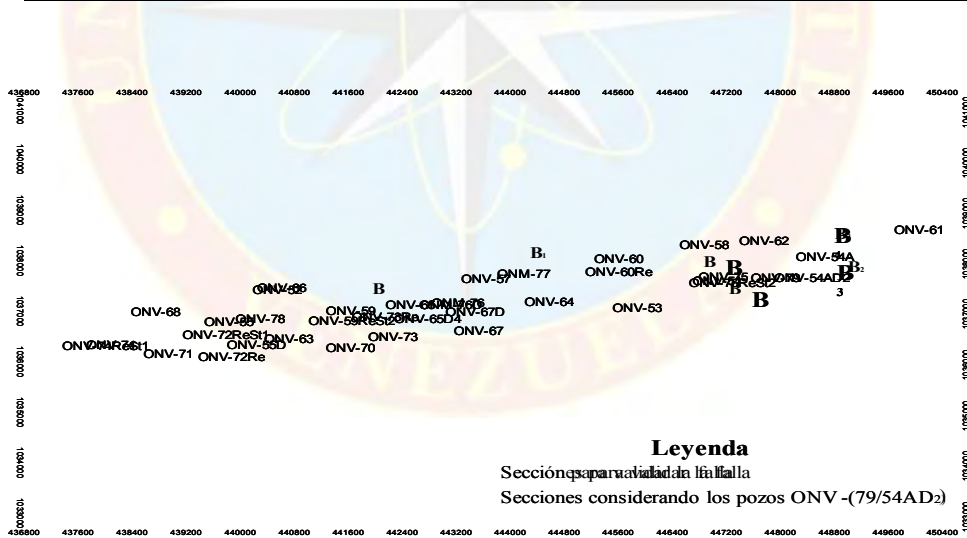


Figura A.2 Mallado de secciones Estructurales

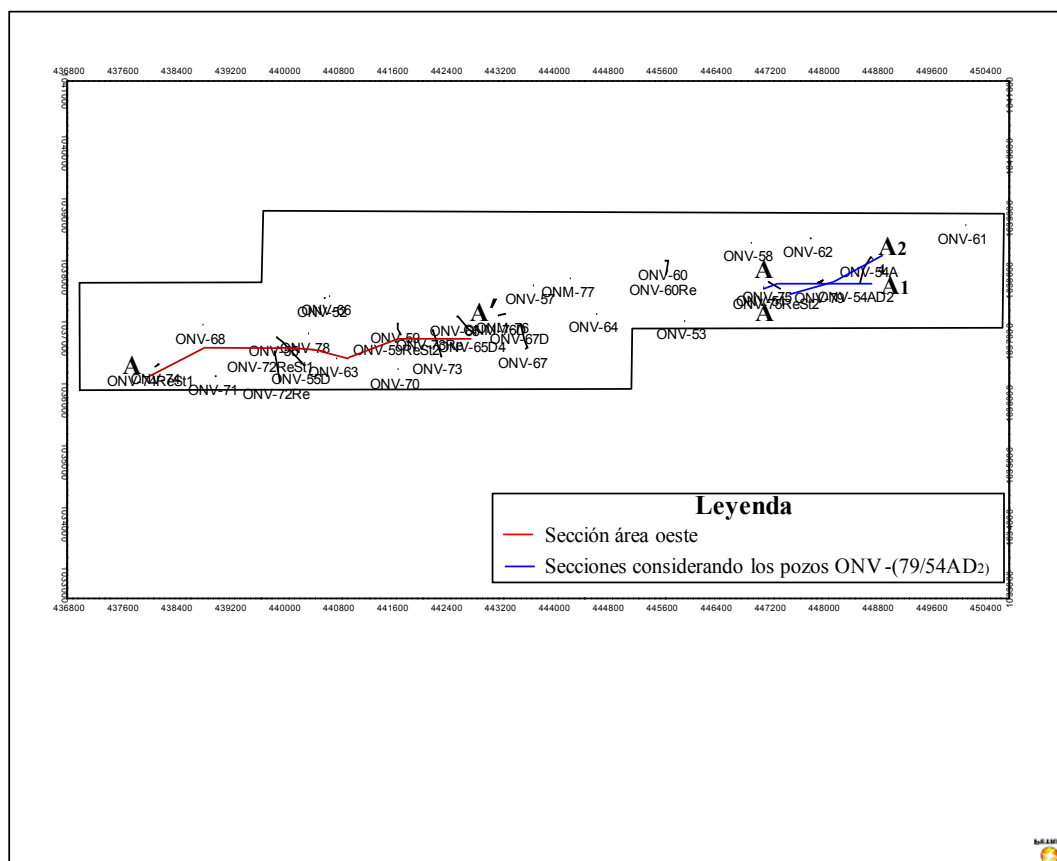


Figura A.3 Mallado de secciones Estratigráfica

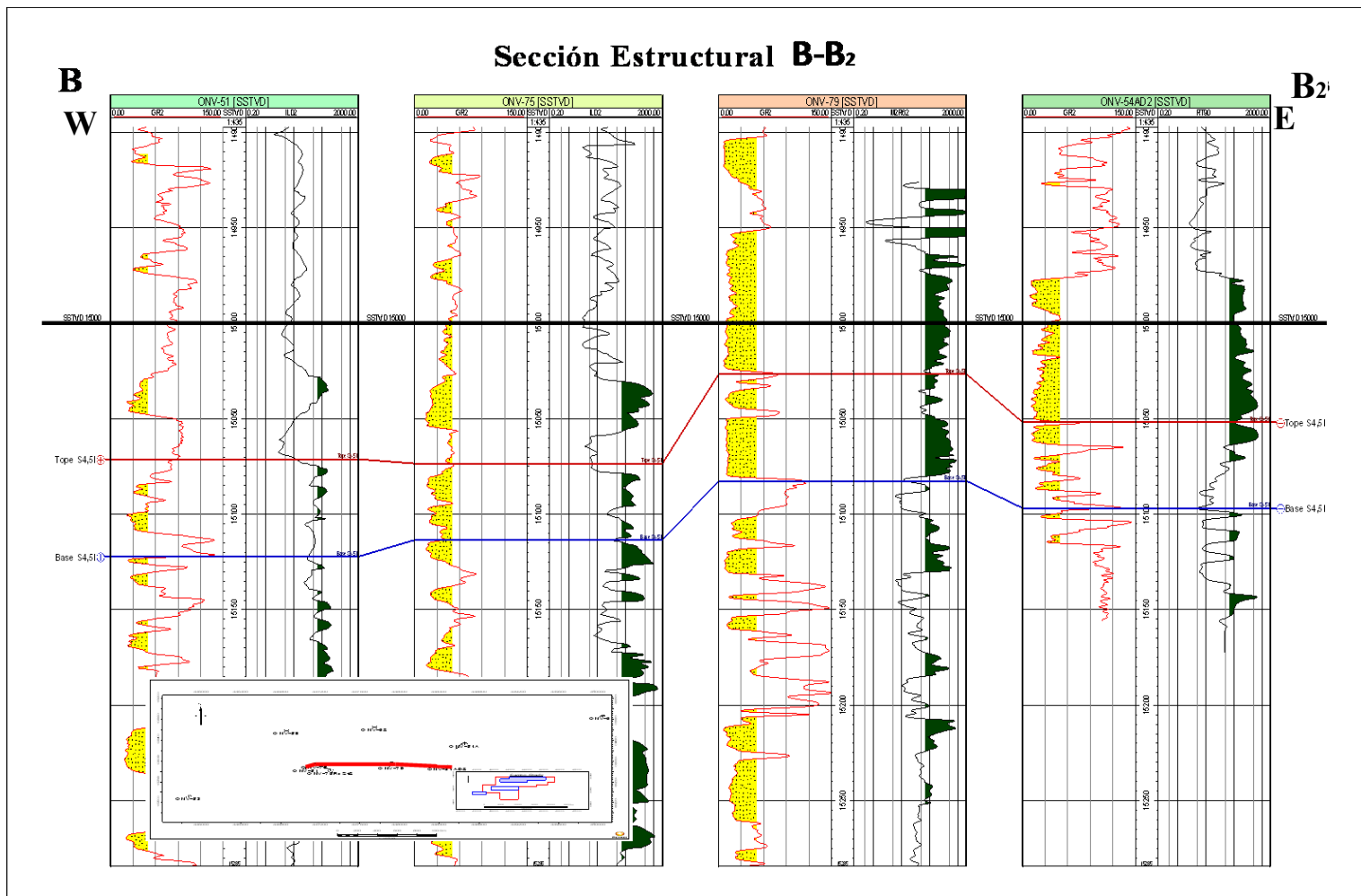


Figura A.4 Sección Estructural B-B₂

Sección Estructural B-B₃

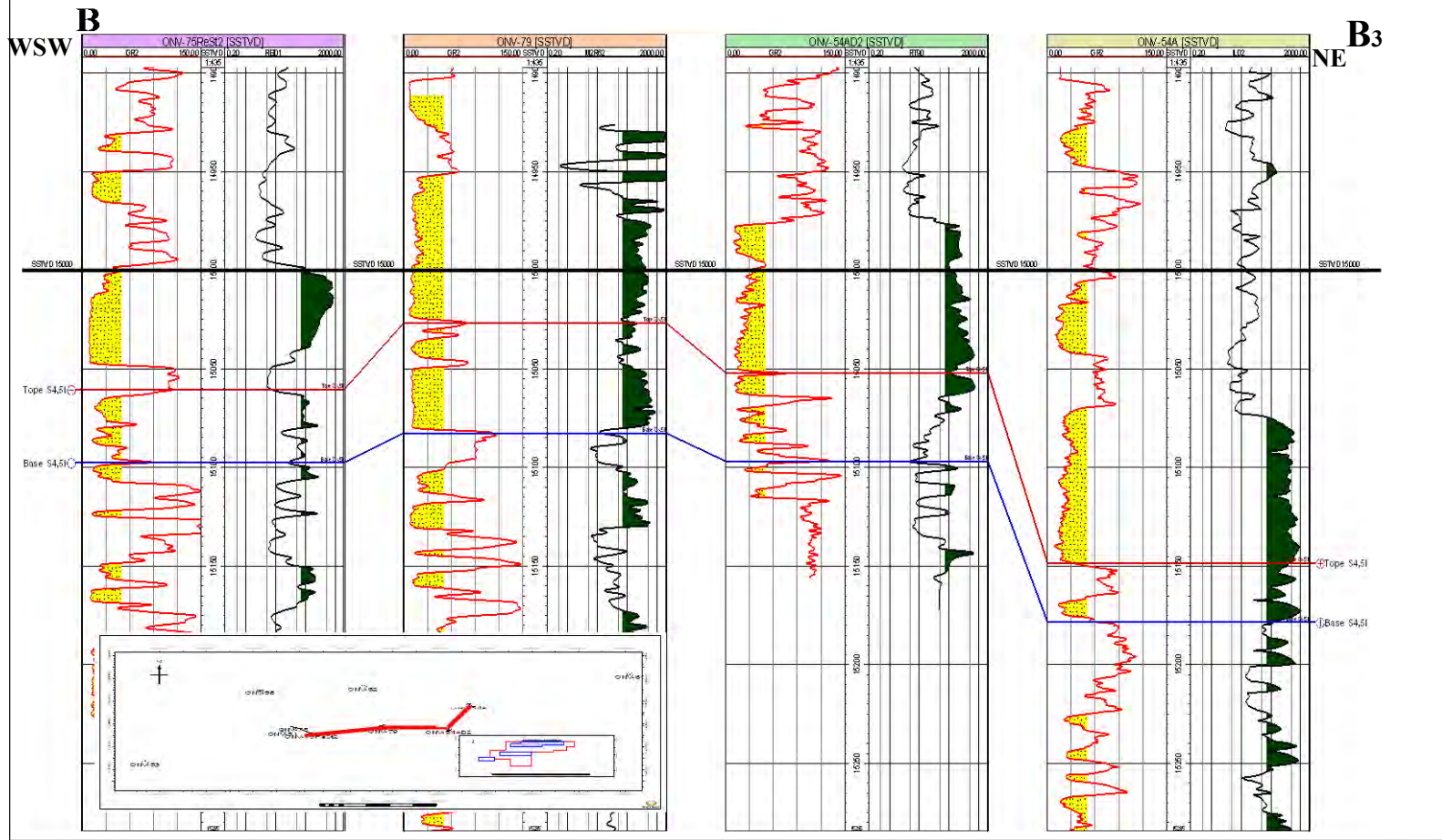


Figura A.5 Sección Estructural B-B₃



Figura A.6 Mapa Electrofacies Arena S4,5I Formación Oficina

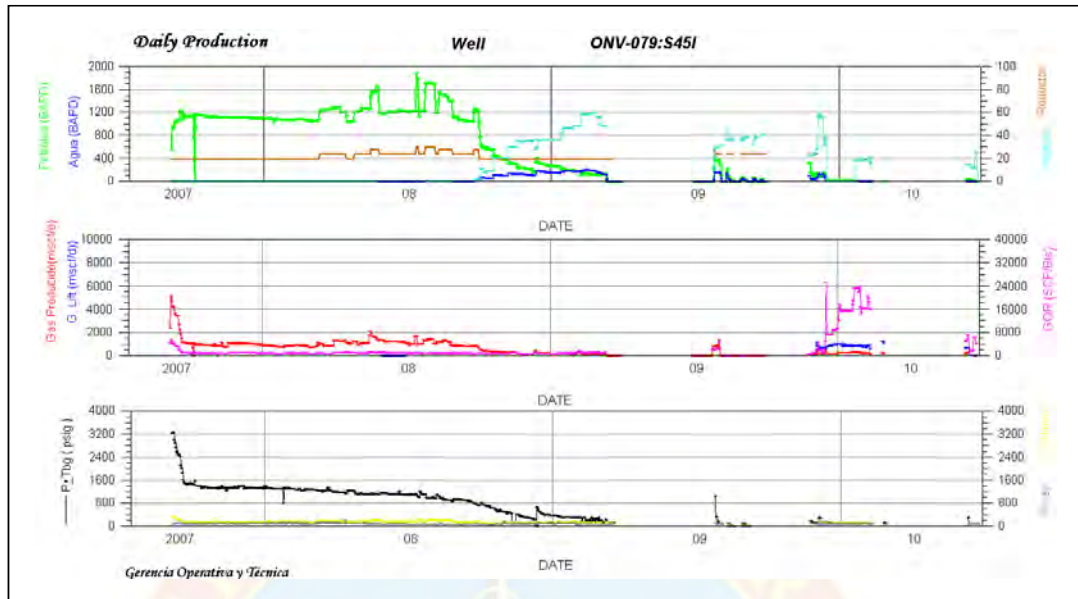


Gráfico A.1 Historia de producción pozo ONV-79

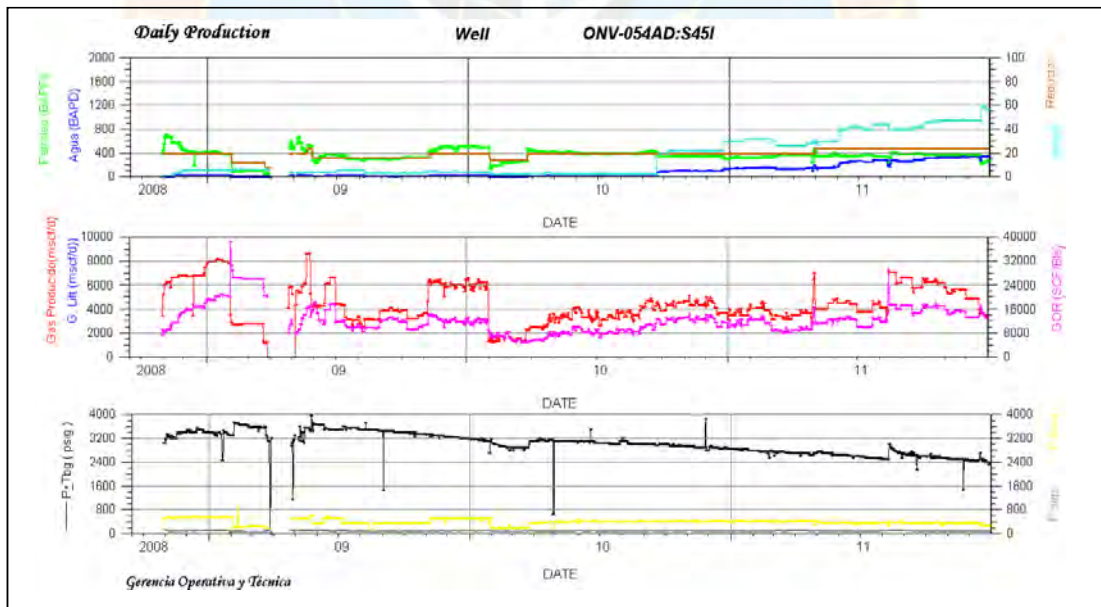


Gráfico A.2 Historia de producción pozo ONV-54AD2

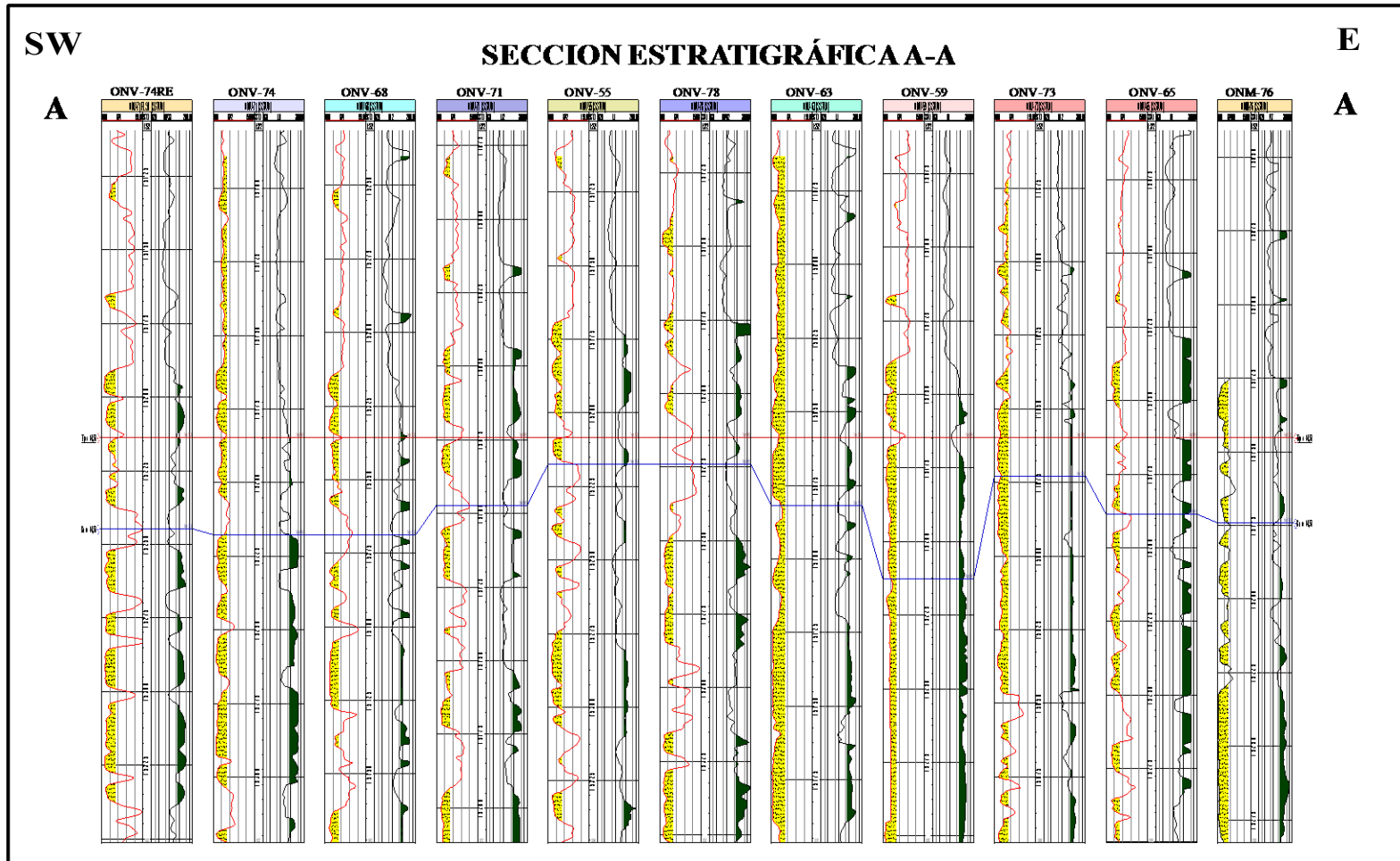


Figura A.7 Sección estratigráfica A-A'

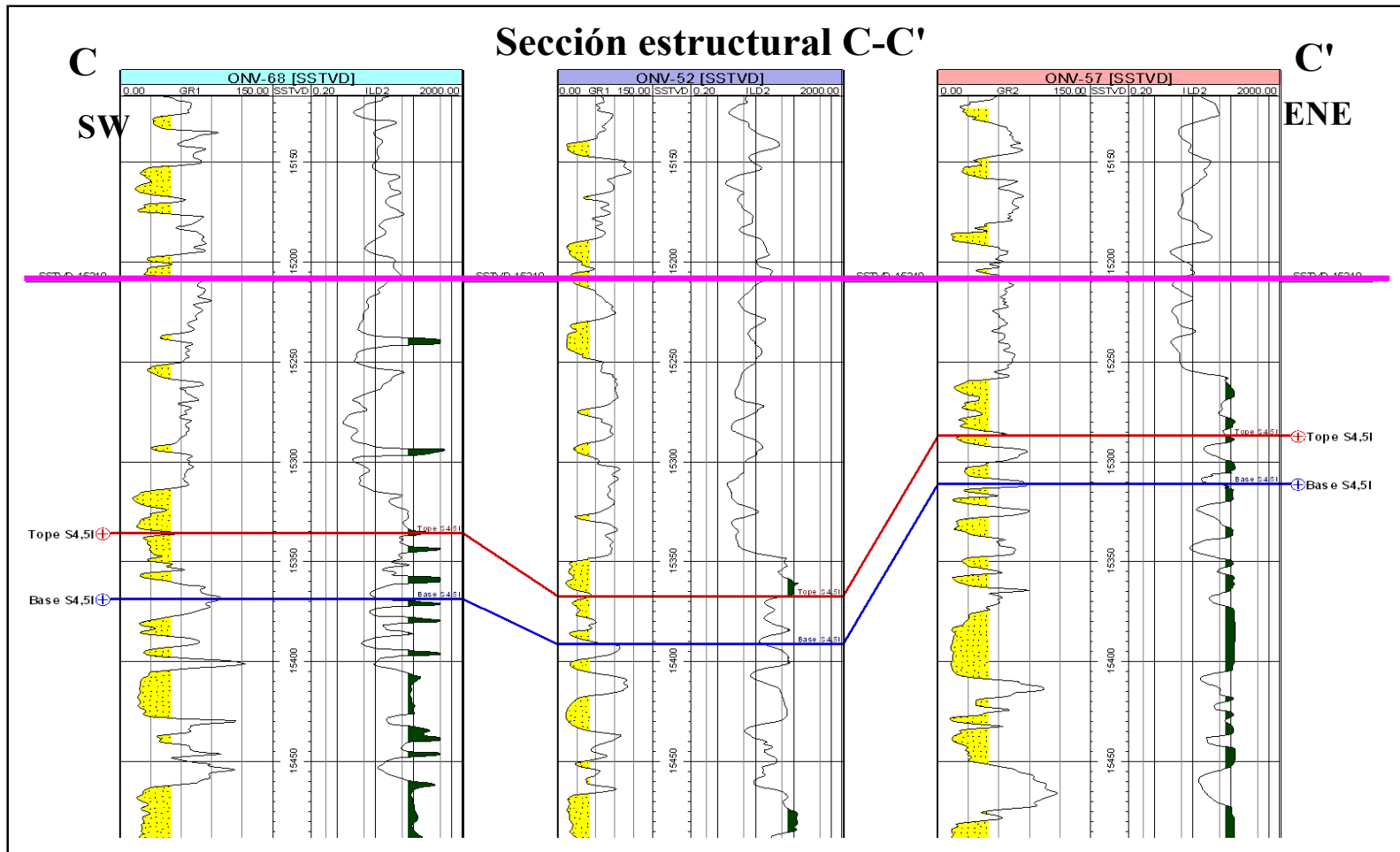


Figura A.8 Sección estructural C-C' para evidenciar la presencia del CAP Prospecto ONV-52

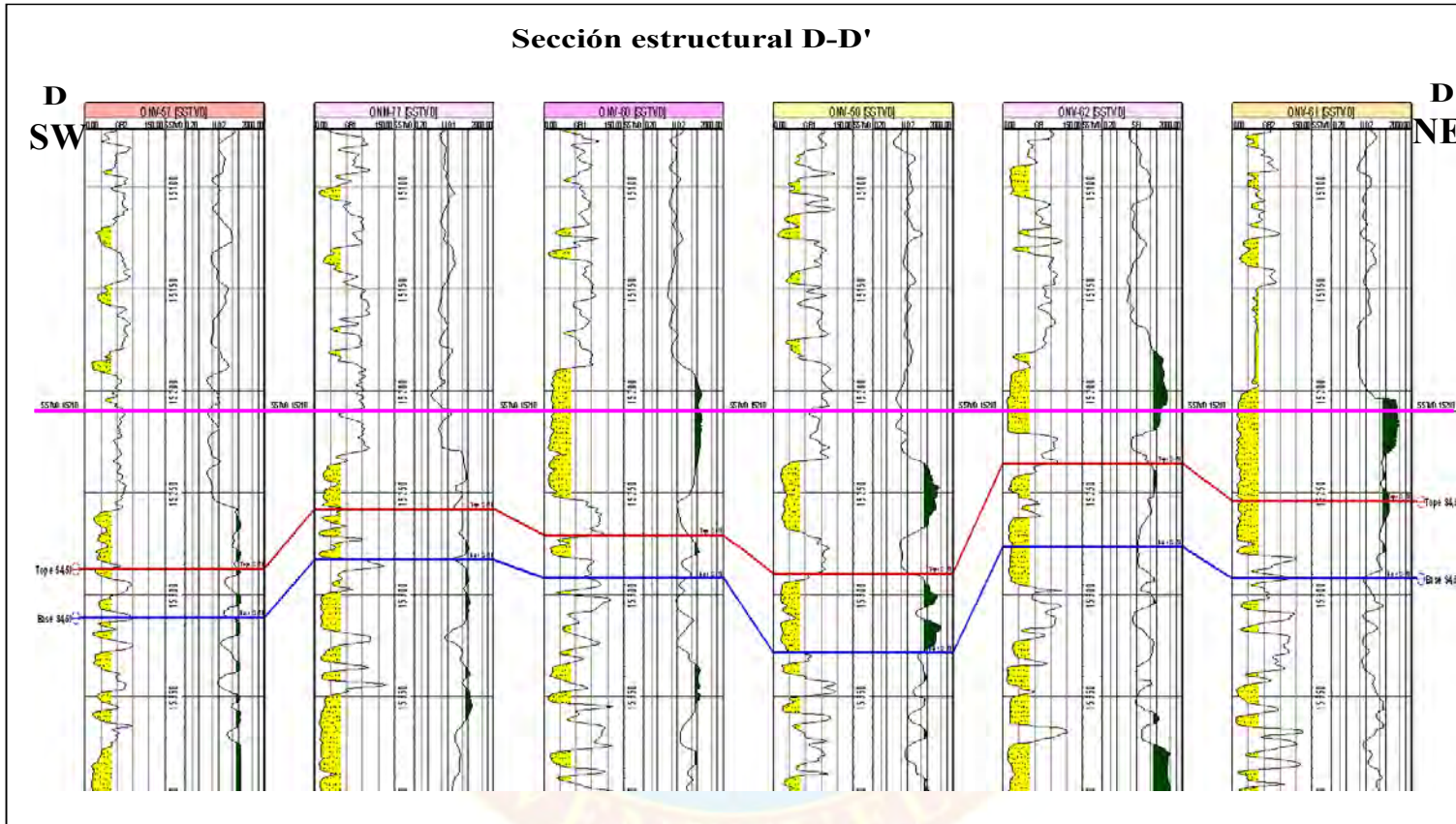


Figura A.9 Sección estructural D-D' para evidenciar la presencia del CAP Yacimiento ONV-54



APENDICE B

Parámetros Petrofísicos y de Fluidos

Campo: Onado
 Elaborado por: Johana Urbaneja
 Supervisado por: Guzman Rafael



Evaluación Petrofísica De la Arena S4,5l

Pozo	Intervalo (MD)	An	Anp	Rw	Rt	Grmin	Grmax	Grleido	IGR	Vsh%	ΦaD	ΦDsh	ΦeD	ΦaN	ΦNsh	ΦeN	Φe%	F	Sw%	k(md)
ONV-59	15655-15703	46	43	0,11	300	6	105	7	0,01	0,22	0,17	0,08	0,166	0,07	0,3	0,06	11,74	45,3	7,4	76,2
ONV-74Re	15780-15811	20	10	0,11	200	19	150	42	0,17	4,72	0,09	0,02	0,092	0,09	0,2	0,08	8,670	77,6	13	130

Parámetros de corte (CUTT-OFF)

Rtc = 70 ohm.m
 Swc = 30%
 Kc = 17md
 Φc = 8%

Parámetros Básicos

Rw = 0,11
 n = 0,58
 m = 1,78
 a = 1

Volumen de arcilla: Vsh

$$IGR = \frac{Gr(arena) - Grmin}{Grmax - Grmin}$$

$$Vsh = 0,083(2^{3,7IGR} - 1,0)$$

Vsh: Volumen de arcilla (fracción)

Grmin: leído en la zona limpia

Grmax: leído en la zona arcillosa

Porosidad Φ

Porosidad por densidad

$$\phi_{ed} = \phi_{ad} - (Vsh * \phi_{shd})$$

Φed: porosidad efectiva del densidad(fracción)
 Φad: porosidad aparente del densidad(fracción)
 Φshd: porosidad de la arcilla(fracción)
 Vsh: volumen de arcilla (fracción)

Porosidad por Neutrón

$$\phi_{en} = \phi_{an} - (Vsh * \phi_{shn})$$

Φen: porosidad efectiva del neutrón(fracción)
 Φan: porosidad aparente del neutrón(fracción)
 Φshn: porosidad de la arcilla(fracción)
 Vsh: volumen de arcilla (fracción)

Saturación de agua (Sw) : Modelo de simandoux

$$Sw = \left(\left(\frac{Rw * F * Vsh}{2 * Rsh} \right)^2 + \frac{Rw * F}{Rt} \right)^{\frac{1}{n}} - \frac{Rw * F * Vsh}{2 * Rsh}$$

$$\rightarrow F = \frac{a}{\phi^m}$$

m: factor de cementación (adimensional)
 Φ: porosidad efectiva (fracción)
 F: factor adimensional (adimensional)
 a: coeficiente de tortuosidad (adimensional)

Permeabilidad (k) : Ecuación de Timur

$$K = 100 * \frac{\phi_e^{2,25}}{S_w^2}$$

K: Permeabilidad (md)
 Φ: Porosidad(%)
 Sw: Saturación de agua(%)

Mapas de isopropiedades

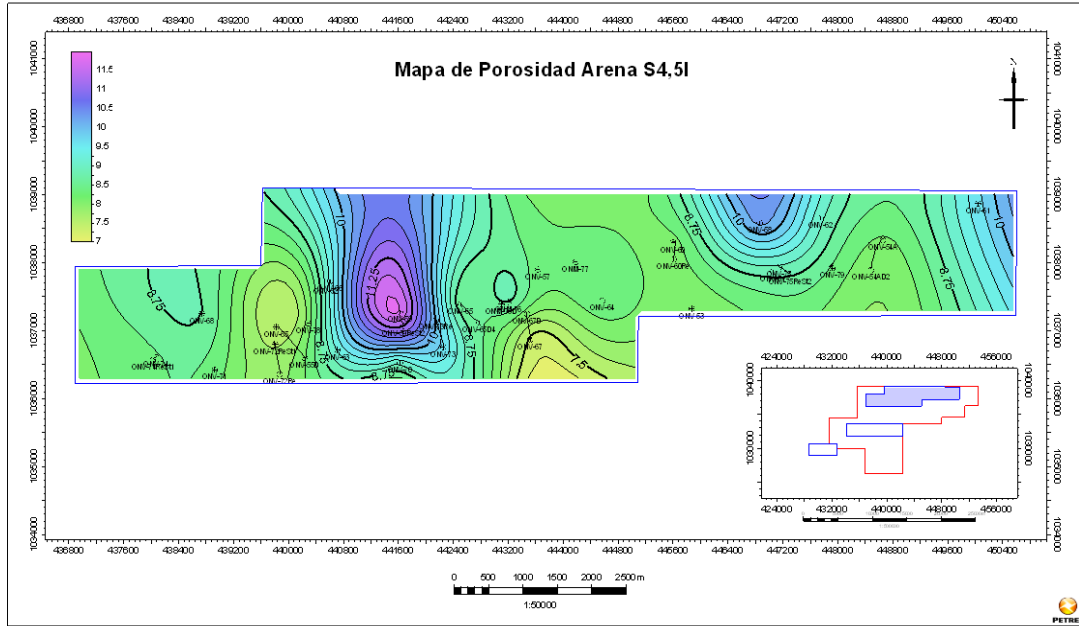


Figura B.1 Mapa de Isoporosidad Arena S4,5I

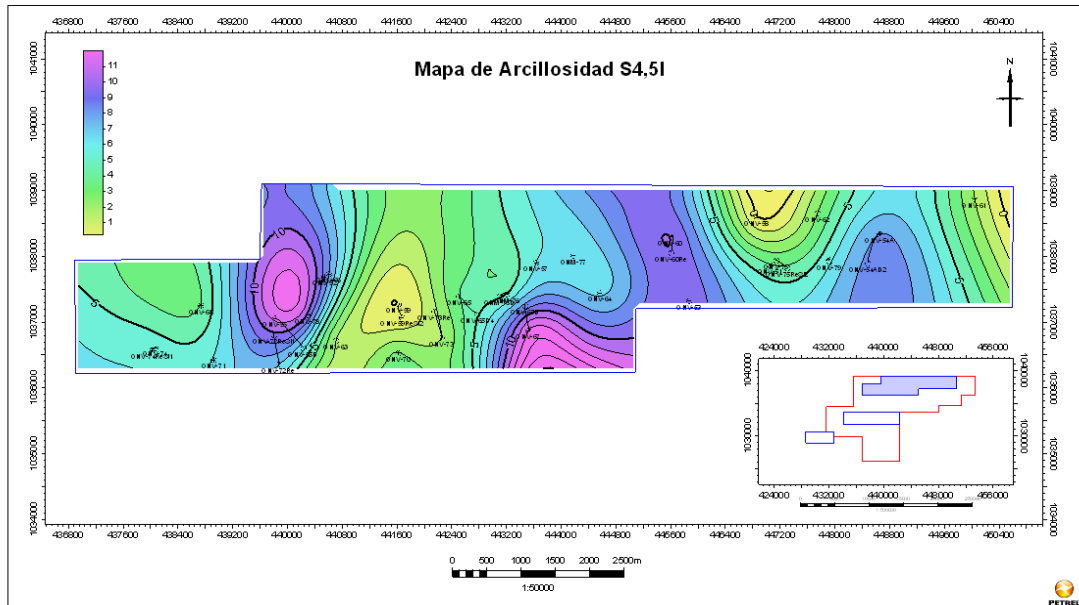


Figura B.2 Mapa de Isoarcillosidad Arena S4,5I

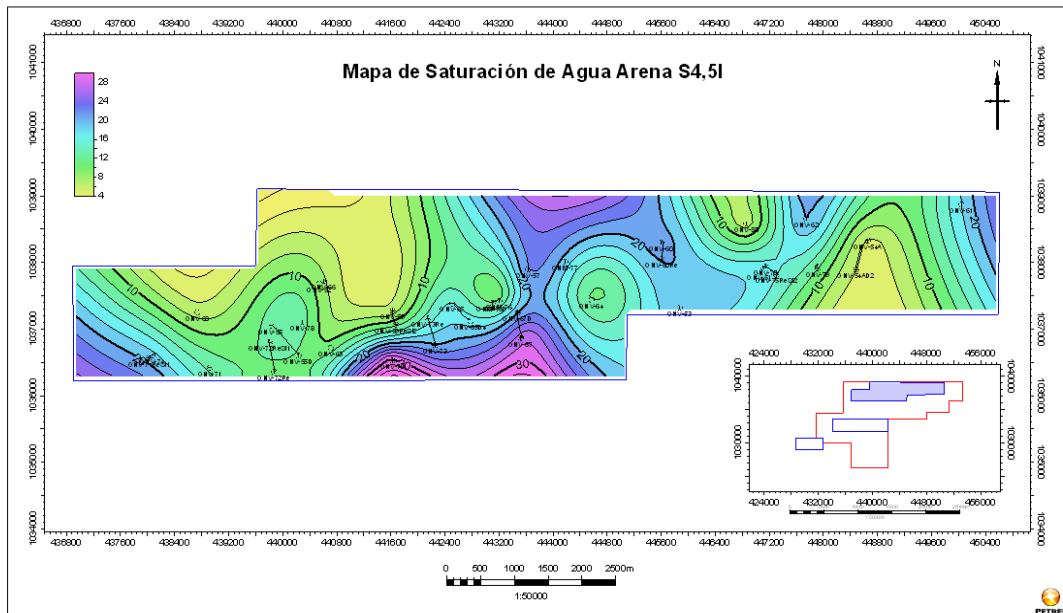


Figura B.3 Mapa de Isosaturación de agua Arena S4,5I

Tabla B.1 Rango de aplicabilidad de la correlación de Kartoamodjo, T y Schmidt, Z.

PARÁMETRO	RANGO	UNIDAD
Presión de Burbuja (PB)	14,7 a 6650	Lpc
Temperatura del yacimiento	75 a 320	°F
Factor Volumétrico de Petróleo	1,007 a 2,144	BY/BN
Gravedad del Petróleo	14 a 58,9	°API
Relación Gas Disuelto	0 a 2890	PCN/BN

Tabla B.2 Constates empleadas para el cálculo de los parámetros de fluidos

°API	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
°API ≤ 30	0,05958	0,797	13,141	0,9986

Correlaciones de Kartoamodjo, T y Schmidt, Z

- Relación Gas disuelto en el Petróleo (Rs)

$$R_s = C_1 * \gamma_{Gc}^{C_2} * P^{\frac{1}{C_4}} * 10^{\left(\frac{C_3 * \gamma_o}{T + 460}\right)}$$

- Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)

$$B_o = 0.98496 + 1.0 * 10^{-4} * F^{1.5}$$

Donde:

$$F = R_s^{0.755} * \gamma_{Gc}^{0.25} * \gamma_o^{-1.5} + 0.45 * T$$

- Factor volumétrico del Gas(Pcy/Pcn)

$$B_g = 0.02827 * \frac{ZT}{P}$$

- Viscosidad del Petróleo(Cps)

$$\mu_o = -0.06821 + 0.9824A + 40.34 * 10^{-5} * A^2$$

Donde:

$$A = \left(0.2001 + 0.8428 * 10^{-0.000845R_s}\right) * \mu_{Od}^{(0.43+0.5165b^*)} \text{ y } b = 10^{-0.00081R_s}$$

- Presión y Temperatura pseudorreducidas para el cálculo del factor de

Compresibilidad del gas (Z)

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{scM}} \quad \text{y} \quad T_{sr} = \frac{T}{T_{scM}}$$

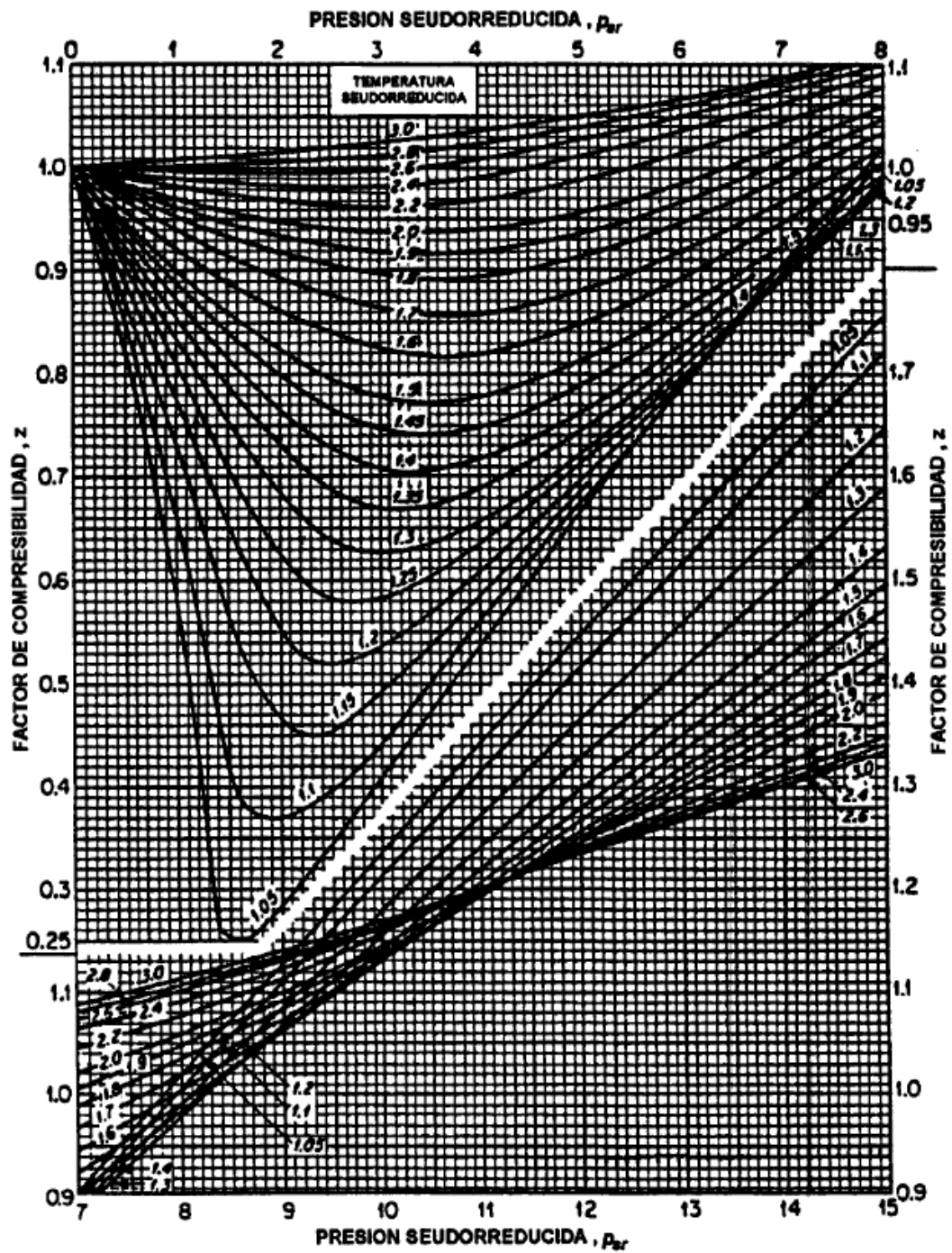


Figura B.4 Factores de compresibilidad para gases naturales

Propiedades del gas condensado

- Gravedad Específica del condensado (γ_c)

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

- Peso Molecular del Condensado (M_c)

$$M_c = \frac{6084}{\text{API} - 5.9}$$

- Gravedad específica del gas condensado (γ_{gc})

$$\gamma_{gc} = \frac{(R_{gci} * \gamma_g + 4584 * \gamma_c)}{(R_{gci} * 132800 * (\gamma_c * M_c))}$$

- Presión y Temperatura Pseudocrítica

$$P_{SC} = 706 - 51.7 * \gamma_{gc} - 11.1 * \gamma_{gc}^2$$

$$T_{SC} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71.5 * \gamma_{gc}^2$$

- Factor de compresibilidad (ajuste de Brill y Beggs)

$$Z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + CP_{SR}^D$$

Donde: A, B, C y D se calculan de la siguiente forma:

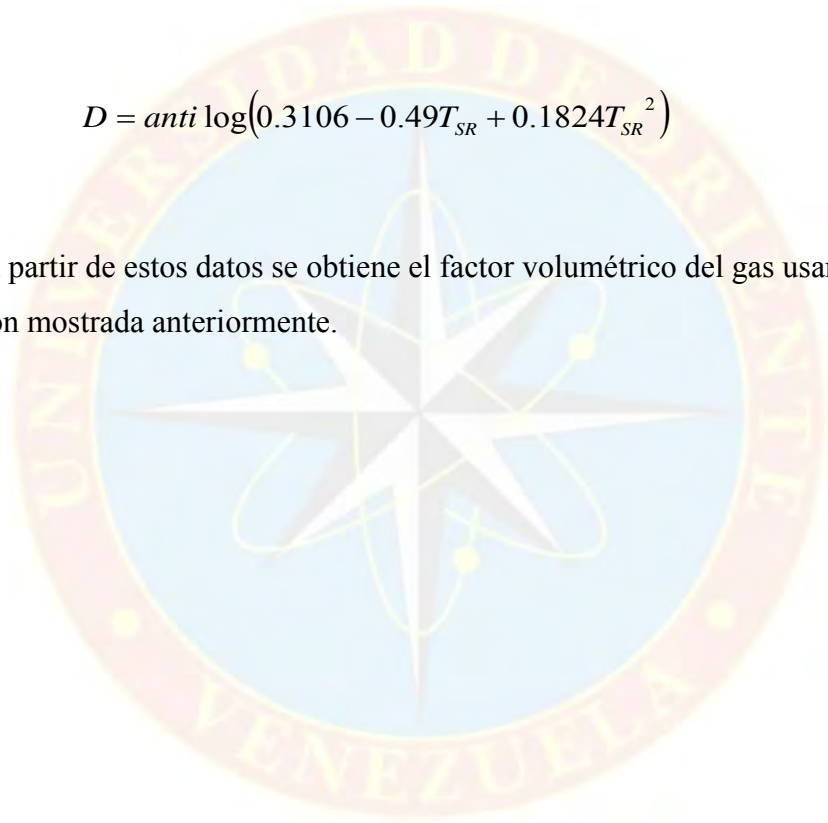
$$A = 1.39(T_{SR} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{SR} - 0.10$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{SR})P_{SR} + \left[\frac{0.066}{T_{SR} - 0.86} - 0.037 \right] P_{SR}^2 + \frac{0.32}{10^9(T_{SR} - 1)} P_{SR}$$

$$C = 0.32 - 0.32 \text{Log} T_{SR}$$

$$D = \text{anti log}(0.3106 - 0.49T_{SR} + 0.1824T_{SR}^2)$$

A partir de estos datos se obtiene el factor volumétrico del gas usando la ecuación mostrada anteriormente.





APENDICE C

Propuesta del nuevo Modelo Estático



APENDICE D

Cálculo de reservas

Tabla D.1 Reservas de Petróleo y Gas Asociado Yacimiento ONV-54

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS ASOCIADO			
DATOS DE ENTRADA (Yacimiento ONV-54)			
Volumen total del yacimiento	(V_t)	37740	Acre-pies
Porosidad promedio del yacimiento	(ϕ)	0,09	fracc
Saturación de agua inicial promedio del yacimiento	(S_{wi})	0,14	fracc
Presión inicial del yacimiento	(P_i)	6607,17	lpca
Temperatura del yacimiento	(T_y)	289,895	°F
		750	°R
Gravedad específica del gas de separador	(γ_g)	0,71	
Factor Volumétrico del petróleo	(Boi)	1,4360	By/Bn
Relación gas-Petróleo inicial	(Rsi)	655,93	PCN/BN
Viscosidad del Petróleo	(μ_o)	0,44	Cps
Factor de compresibilidad del gas	(Z)	1,1000	PCY/PCN
Factor Volumétrico del Gas	(Bgi)	0,0040	PCY/PCN
CALCULOS			
Petróleo Original En Sitio	$(POES)$	16012,141	MBN
Gas Original En Sitio	$(GOES)$	10502,8	MMPCN
Factor de Recobro Petróleo	(Fr)	25,000	%
Producción Acumulada	(N_p)	959,000	MBN
Reservas Recuperables		4003,035	MBN
Reservas remanentes		15053,141	MBN

Tabla D.2 Reservas de Petróleo y Gas Asociado Prospecto ONV-52

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS ASOCIADO			
DATOS DE ENTRADA (Prospecto ONV-52)			
Volumen total del yacimiento	(V_t)	17743	Acre-pies
Porosidad promedio del yacimiento	(ϕ)	0,10	fracc
Saturación de agua inicial promedio del yacimiento	(S_{wi})	0,09	fracc
Presión inicial del yacimiento	(P_i)	6607,17	lpca
Temperatura del yacimiento	(T _y)	289,895	°F
		750	°R
Gravedad específica del gas de separador	(γ_g)	0,71	
Factor Volumétrico del petróleo	(Boi)	1,4360	By/Bn
Relación gas-Petróleo inicial	(Rsi)	655,93	PCN/BN
Viscosidad del Petróleo	(μ_o)	0,44	Cps
Factor de compresibilidad del gas	(Z)	1,10	PCY/PCN
Factor Volumétrico del Gas	(Bgi)	0,0040	PCY/PCN
CALCULOS			
Petróleo Original En Sitio	(POES)	8722,958	MBN
Gas Original En Sitio	(GOES)	5721,6	MMPCN
Factor de Recobro Petróleo	(Fr)	25,000	%
Reservas Recuperables		2180,739	MBN

Tabla D.3 y Gas Condensado y Condensado Yacimiento ONV-74

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS DE GAS CONDENSADO			
DATOS DE ENTRADA (Yacimiento ONV-74)			
Volumen total del yacimiento	(V_t)	4279	Acre-pies
Porosidad promedio del yacimiento	(ϕ)	0,09	fracc
Saturación de agua inicial promedio del yacimiento	(S_{wi})	0,14	fracc
Presión inicial del yacimiento	(P_i)	6628,67	lpca
Temperatura del yacimiento	(T _y)	300,95	°F
		761	°R
DATOS DE ENTRADA (Producción)			
Gravedad específica del gas de separador	(γ_g)	0,7100	(aire = 1)
Gravedad API del condensado	(API _c)	47,6	
Relación Gas Condensado inicial	(RGC _i)	18825	PCN/BN
CALCULOS			
Gravedad específica del condensado	(γ_c)	0,790	(agua = 1)
Meso molecular del condensado	(M _c)	145,9	lb/lbmol
Gravedad específica del gas condensado	(γ_{gc})	0,869	(aire = 1)
Factor-z del Gas Condensado			
Presión pseudo-crítica del gas condensado	(P _{sc})	652,68	lpca
Temperatura pseudo-crítica del gas condensado	(T _{sc})	419,81	°R
Presión pseudo-reducida del gas condensado	(P _{sr})	10,16	adim
Temperatura pseudo-reducida del gas condensado	(T _{sr})	1,81	adim
	Factor de compresibilidad del gas condensado	(z _{gc})	1,126
Factor Volumétrico del Gas Condensado			
Factor volumétrico inicial del gas condensado	(B _{gci})	0,0036569	PCY/PCN 273 PCN/PCY
	Gas Condensado Original en Sitio MMPCN (GCOES)		3773
Fracción del GCOES producido como gas	(f _g)	0,963	adim
Factor de Recobro	(fr)	37	%
	Gas Original en Sitio MMPCN (GSOES)		3634
	Condensado Original en Sitio MBN (COES)		193

HOJA DE METADATOS

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

Título	Validación del modelo Estático de la arena S4,5I Bloque G perteneciente a la Formación Oficina del Campo Onado, Municipio Aguasay, Monagas.
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Urbaneja Gomez, Johana Coromoto	CVLAC	18 825 485
	e-mail	Johana.u_1987@hotmail.com
	CVLAC	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Modelo Estático
Caracterización de Yacimiento
Caracterización Geológica

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

La Formación Merecure de edad Oligoceno fue durante mucho tiempo el intervalo estratigráfico de mayor producción en el campo Onado, actualmente la mayor parte de sus reservas han sido drenadas, esto ha provocado que las últimas perforaciones tengan como objetivo principal los yacimientos de la Formación Oficina considerados hasta el momento menos prospectivos de acuerdo con los espesores y volúmenes de hidrocarburos en ella contenidos. Es así como surge la necesidad de actualizar el modelo estático de las arenas con mayores volúmenes de reservas de la Formación Oficina, entre las cuales una de las más prospectivas es la arena S4,5I. Para lograr este objetivo, se procedió a desarrollar un proyecto de actualización del Modelo Estático de la arena S4,5I que contemplará diferentes estudios como son: Estructural con la sísmica 3D, Estratigráfico, Sedimentológico, Petrofísico y de fluido. De la integración de los resultados obtenidos con estos estudios se determinó que la acumulación de hidrocarburos del campo en todos los niveles está controlada por una falla normal de rumbo aproximadamente este-oeste y buzamiento hacia el sur, la cual corta a un homoclinal de rumbo casi este-oeste con un buzamiento suave hacia el norte que oscila entre 3° y 5°. Los análisis estratigráficos y Sedimentológico determinaron un ambiente de sedimentación deltaico próximo costero, donde los sedimentos han sido transportados desde el sur hacia el norte. También se determinaron parámetros petrofísicos con los cuales se generaron mapas de isopropiedades. Como último paso se construyó el mapa isópaco-estructural para determinar el área petrolífera del yacimiento, y obtener así, el volumen de Petróleo Original en Sitio lográndose un incremento del POES a 24.734MBN lo que representa un 3,24% y una disminución del GOES a 16.223MMPC lo que representa un 53,45%.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascens 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. Nehil Duque	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	1.949.632
	e-mail	Nehilfuque20@cantv.net
	e-mail	
Ing. Juan F Peraza	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	4.172.333
	e-mail	perazajf@gmail.com
	e-mail	Juanfra85@cantv.net
Ing. Luis Ávila	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.398.027
	e-mail	Avila259.la@gmail.com
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	06	22

Lenguaje: spa

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

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Johana Urbaneja	Microsoft Word

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Área de Estudio:

Tecnología y ciencias aplicadas

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

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,


JUAN A. BOLANOS CUVELLA
Secretario




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

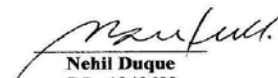
JABC/YGC/maruja

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

Derechos:

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


Johanna Urbaneja
C.I.: 18825485
AUTOR


Nehil Duque
C.I.: 1949632
TUTOR