

**“CONSTRUCCION DEL MODELO ESTATICO DE LOS CAMPOS RIO DE ORO –
PUERTO BARCO, CUENCA CATATUMBO”**

ELKIN BAEZ SUAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2013**

**“CONSTRUCCION DEL MODELO ESTATICO DE LOS CAMPOS RIO DE ORO –
PUERTO BARCO, CUENCA CATATUMBO”**

ELKIN BAEZ SUAREZ

Trabajo de Grado para optar al título de Geólogo

Director:

RICARDO MIER UMAÑA

Geólogo Especialista.

Codirector:

CESAR AUGUSTO ROJAS

Geólogo M. Sc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO QUIMICAS

ESCUELA DE GEOLOGIA

BUCARAMANGA

2013

Dedicatoria:

Es mi deseo agradecer y dedicar este logro a mi mami Aliria, por su apoyo y esfuerzo, todo esto te lo debo a ti. A mi papá por transmitirme su espíritu y tranquilidad, su deseo de ver finalizada esta, nuestra meta. A mi hermana Jimena, que con su constante compañía y ejemplo me mostro que con disciplina y constancia se alcanzan las metas, a ella quien sin muchas palabras siempre me enseñó la forma correcta de hacer las cosas.

A mis segundas Madres, Adelina y Benicia, por su colaboración incondicional, paciencia y apoyo durante todos estos años, y demás familiares que de alguna forma contribuyeron en mi formación. A mis hermanos putativos Oscar F., Karina y Carolina por su acompañamiento y constante esfuerzo por que yo saliera adelante y lograra mis metas.

A mis compañeros, con quienes compartí, y me forme en la universidad y que ahora dejaron de ser unos extraños, para convertirse en mis amigos; Mauricio P., Dianita S, Karito C., Marly P., Eli J. Jacky D. (Presente!) y Adriana Ortiz.

A Vicker, que sin querer, todo este tiempo ha estado presente.

Y al universo porque con causalidades conspiro de la manera más perfecta dejándome tomar y trascender este aprendizaje, rodeándome de todas estas personas, que son mi más preciada adquisición.

Y a ti porque me has apoyado durante todo este tiempo.

Gracias Totales!!!

Agradecimientos

Al grupo de Trabajo NFE, por su colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Al director Ricardo Mier por su colaboración y tiempo.

Al Geólogo Cesar Augusto Rojas por su tiempo, aportes, asesorías y su interés en la realización de este proyecto, así como su deseo de trasmitirme su conocimiento y experiencia.

A las Ingenieras Nilyan y Yaderlis quienes tomaron parte de su tiempo, para instruirme en sus áreas y hacer un gran aporte a este Proyecto.

Al Geólogo Luis Fernando Sarmiento, quien contribuyo con su conocimiento a la construcción de este modelo.

Al Geólogo Yahir Valderrama, por su paciencia y colaboración durante todo este tiempo.

A los Geólogos Albeiro, Leydy, Cristhian, quienes me brindaron su amistad durante el desarrollo del proyecto.

A todos muchas gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
2. JUSTIFICACION.....	19
3. OBJETIVO GENERAL	21
3.1 OBJETIVOS ESPECIFICOS:.....	21
3.2 DELIMITACION Y ALCANCE	21
4. MARCO DE REFERENCIA.....	23
4.1 ANTECEDENTES.....	23
4.2 MARCO TEORICO	24
4.3 MARCO CONCEPTUAL	24
5. MARCO GEOLOGICO.....	26
5.1 MARCO TECTONICO:	32
5.2 MARCO ESTRATIGRAFICO:	32
5.3 GEOLOGIA DEL PETROLEO.....	34
5.3.1 Roca Generadora	35
5.3.2 Roca Reservorio.	36
5.3.3 Roca Sello.....	36
5.3.4 Trampas.....	37
6. ASPECTOS METODOLOGICOS	38
6.1 AREA DE ESTUDIO	38
6.2 MATERIALES Y EQUIPOS.....	40
6.3 METODOLOGIA DE DESARROLLO.....	41
6.4 DESCRIPCION DEL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES	42

7. MODELO ESTRUCTURAL	45
7.1 CARACTERIZACION SISMICA	45
7.1.1 Caracterización Sísmica de Los Campos Rio De Oro – Puerto Barco.....	45
7.1.2 Interpretación de Elementos estructurales.....	51
7.2 MODELO ESTRUCTURAL PROPUESTO PARA LOS CAMPOS RIO DE ORO - PUERTO BARCO	53
7.2.1 Fallas	54
7.2.2 Pliegues	55
7.2.3 Estructura Puerto Barco.....	57
7.2.4 Estructura Rio de Oro	57
7.3 MAPA DE POLIGONOS DE FALLA	64
8. MAPAS ESTRUCTURALES	66
8.1 CONVERSION A PROFUNDIDAD	70
8.1.1 Amarre Tiempo-Profundidad.....	70
9. CARACTERIZACION ESTRATIGRAFICA.....	75
9.1 IDENTIFICACIÓN DE POZOS TIPO	75
9.2 DESCRIPCION DE FORMACIONES	76
9.2.1 Formación Tibu	76
9.2.2 Formación Mercedes	77
9.2.3 Formación Aguardiente.....	78
9.2.4 Formación Cogollo	79
9.2.5 Formación La Luna.	80
9.2.6 Formación Colon.....	81
9.2.7 Formación Mito Juan	81
9.2.8 Formación Catatumbo.....	81
9.2.9 Formación Barco.....	82
10. RESULTADOS PETROFISICOS	85
10.1 MAPAS DE PROPIEDADES PETROFISICAS CAMPO RIO DE ORO	88

10.2 MAPAS DE PROPIEDADES PETROFISICAS CAMPO PUERTO BARCO...	95
11. CALCULOS OOIP	97
11.1 CONCEPTO DE CALCULO DE OOIP	97
11.2 GENERACION DEL MODELO TRIDIMENSIONAL DE LOS CAMPOS RIO DE ORO – PUERTO BARCO	101
11.2.1 Construcción de la Estructura en el Software.	101
11.3 CALCULO DE ACEITE ORIGINAL IN SITU (OOIP) POR EL METODO VOLUMETRICO A LOS CAMPOS.....	105
11.3.1 Prospecto propuesto	106
12. CONCLUSIONES	109
13. RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFIA.....	112

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de Localización de la Cuenca	26
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo.	28
Figura 3. Localización de los Campos Rio de Oro y Puerto Barco, en la cuenca del Catatumbo, provincia petrolífera de la cuenca de Maracaibo.	29
Figura 4. Sección esquemática Geológica de la cuenca Catatumbo.	30
Figura 5. Localización tectónica del bloque Maracaibo.....	30
Figura 6. Localización geográfica de los campos Rio de Oro – Puerto Barco,	31
Figura 7. Disposición Base de las Líneas Sísmicas interpretadas de los campos Rio de Oro - Puerto Barco.....	40
Figura 8. Pozos RO-22k y PB-4k, elegidos como pozos tipo, por mostrar igual respuesta eléctrica y continuidad en espesores.	43
Figura 9. Línea Sísmica Cat-76-30, de buzamiento Sin interpretar (Arriba), eh interpretada (Abajo).	44
Figura 10. Línea de Buzamiento interpretada con el amarre del pozo PB-4k, luego de establecidos los topes del pozo tipo. Se observa claramente el Anticlinal de Puerto Barco con sus respectivos cierres. El reflector de la Formación La Luna es bastante claro y de fácil seguimiento. La Falla FalnNS03 de color rosa, es quien le da el cierre al anticlinal, al flanco izquierdo.....	47
Figura 11. Anticlinal de Puerto Barco. Donde se observan los principales rasgos estructurales, como las fallas definidas: FalnNS03 (Color rosa) es la que hace el cierre de la estructura en el flanco izquierdo y la flexión del Catatumbo en el flanco derecho y la Flexión del Catatumbo.	48

Figura 12. Cubrimiento del Horizonte Sísmico interpretado sobre las líneas 2D, correspondiente al tope de la Formación La Luna, controlado por los horizontes reconocidos y controlados por el pozo PB-4k para el área.....	51
Figura 13. Línea de Buzamiento Sobre el anticlinal de Caracol, muestra el pozo propuesto. Se observa similitud estructural con los campos Puerto Barco y Rio de Oro.....	52
Figura 14. Estructura en palmera (Izquierda), Flor positiva (Derecha).	53
Figura 15. Anticlinal del Campo Puerto Barco.	56
Figura 16. Modelo esquemático para una cuenca transpresiva.....	58
Figura 17. Correlación estructural del Campo Puerto Barco, donde se puede identificar el Anticlinal y la falla de cierre al flanco derecho nombrada FalnNS02. Se puede observar que el registro eléctrico en la Formación La luna principalmente, es muy similar entre ellos.	60
Figura 18. Correlación estructural del Anticlinal de Rio de Oro, donde las respuestas de los registros entre los pozos son muy similares, especialmente en las formaciones Luna Y Cogollo.	61
Figura 19. Correlación estructural del Anticlinal de Rio de Oro, donde las respuestas de los registros entre los pozos son muy similares, especialmente en las formaciones Luna Y Cogollo.	62
Figura 20. Correlación estructural del Anticlinal de Rio de Oro, sobre las formaciones Cretácicas.	63
Figura 21. Diagrama y seguimiento estructural del tope de la Formación Tibu.	64
Figura 22. Diagrama en tiempo y seguimiento estructural del tope de la Formación Mito Juan.	65
Figura 23. Visualización de los puntos de control de la interpretación sísmica en Seisworks, cargados en Petrel. Puntos para el Tope de la Formación La Luna.....	66

Figura 24 Vista 3D, de los mapas en Tiempo para los Campos Rio de Oro Puerto Barco.	67
Figura 25. Mapa En Tiempo al tope de la Formación La Luna.	68
Figura 26. Mapa en tiempo al tope de la Formación Mito Juan	69
Figura 27. Gráfico de profundidad vs. Tiempo a partir de la Tabla tiempo Profundidad del pozo PB-4k empleada para realizar el amarre T/P.	70
Figura 28. Vista 3D, del mapa en profundidad al tope de Formación La Luna donde se observan los topes de los pozos los cuales alcanzaron esta unidad.	71
Figura 29. Vista en sección de los mapas al tope de las formaciones. Esta herramienta permite hacer un seguimiento a los espesores por formación para hacer un control de calidad de los mismos.	72
Figura 30. Mapa en profundidad al tope de la Formación La Luna	73
Figura 31. Mapa en profundidad al tope de la Formación Mito Juan	74
Figura 32. Mapa arena Neta Formación Aguardiente Campo Rio de Oro	89
Figura 33. Mapa Porosidad Formación Aguardiente Campo Rio de Oro	90
Figura 34. Mapa arena Neta Formación Catatumbo Campo Rio de Oro	91
Figura 35. Mapa Porosidad Formación Catatumbo Campo Rio de Oro	92
Figura 36. Mapa arena Neta Formación Barco Campo Rio de Oro	93
Figura 37. Mapa Porosidad Formación Barco Campo Rio de Oro	94
Figura 38. Mapa Arena neta Formación Aguardiente Campo Puerto Barco.	95
Figura 39. Mapa Porosidad Formación Aguardiente Campo Puerto Barco	96
Figura 40. Distinción del Gross y el Net Pay	98
Figura 41. Esquema para el cálculo del OOIP. (OWC: Contacto Agua Aceite) ...	100
Figura 42. Planos de fallas generados como armazón para los Campos Rio de Oro Puerto Barco	102
Figura 43. Esqueleto para la construcción de la malla 3D (Campo Rio de Oro) ...	103
Figura 44. Campo Puerto Barco, visualización 3D, de las formaciones divididas verticalmente, conforme a las unidades estratigráficas productoras.	103

Figura 45.Corte en buzamiento sobre la estructura modelada para el campo Puerto Barco	104
Figura 46.Corte en rumbo de la estructura modelada para el Campo Puerto Barco.	105
Figura 47. Mapa Geológico y ubicación del Prospecto Oil-5	107
Figura 48. Línea Sísmica 2D de Buzamiento CAT-76-24 donde se encuentra la Localización del Prospecto Oil-5.....	107

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Plan de trabajo	22
Tabla 2. Valores promedios de porosidad y permeabilidad. Campo RO y PB	86
Tabla 3. Valores de saturación de agua calculados por Formación. Campo RO y PB	87
Tabla 4. Valores promedio de arena petrolífera calculada. Campo Rio de Oro y Puerto Barco	87
Tabla 5. Evaluación Petrofísica. Resumen de propiedades Petrofísica. Campo RO y PB	88
Tabla 6. OOIP para el campo Puerto Barco, por formación productora.....	106
Tabla 7. OOIP para el campo Rio de Oro, por formación productora	106
Tabla 8. OOIP para el prospecto NFEOil 5, por formación productora y propiedades promedio para los campos cercanos.....	108

Resumen

Título: CONSTRUCCION DEL MODELO ESTATICO DE LOS CAMPOS RIO DE ORO PUERTO BARCO; CUNECA CATATUMBO¹

Autor: Elkin Báez Suarez

Palabras Clave: Modelo estático, Correlación, Modelo estructural, Petrofísica, OOIP.

Este Proyecto tiene como objetivo construir el modelo estático de los campos Rio de Oro Puerto Barco, integrando toda la información existente como Líneas sísmicas 2D, registros de pozo, información de núcleos, que proporcionaran mayor valides al modelo propuesto y poder dar así resultados óptimos en el cálculo de aceite original “in situ” (OOIP) y reservas de los campos y oportunidades exploratorias.

La construcción de este modelo parte de la inspección, lectura y construcción de una base de datos general de la información disponible, luego una verificación general de la información cargada en los programas de interpretación geológica y sísmica empleados para la realización de este proyecto.

Seguido se procede a dar inicio a la correlación estructural y estratigráfica de pozos mediante el establecimiento de topes de acuerdo a la columna geológica definida para la Cuenca del Catatumbo, así como usando la descripción de muestras de rocas (zanja y núcleos) encontradas durante la perforación de los pozos. Posteriormente se realizó la interpretación sísmica 2D haciendo el ajuste sísmica (tiempo)-pozo (profundidad) mediante el uso de los registros de velocidades sísmicas adquiridos en los pozos del área. Estas velocidades sísmicas fueron usadas para realizar la conversión de los mapas de tiempo a profundidad.

Con los resultados obtenidos y un concepto claro de los modelos estructural y estratigráfico planteados se generaron las mallas que permitieron generar el modelo 3D, el cual fue cargado con propiedades petrofísicas promedio para los campos, estas propiedades fueron obtenidas de la evaluación petrofísica del campo realizada para cada una de las formaciones productoras de hidrocarburos por un estudio complementario. Finalmente se realizó el cálculo volumétrico de aceite original “in situ” y reservas. Adicionalmente se identificó un área de interés exploratorio, muy similar a la estructura del Campo Puerto Barco que representa buen interés para la explotación de la misma.

¹ Trabajo de Grado Modalidad Investigación

*Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director Ricardo Mier Umaña, Codirector Cesar Augusto Rojas.

ABSTRACT

Title: CONSTRUCTION OF THE STATIC MODEL OF THE RIO DE ORO AND PUERTO BARCO FIELDS²

Author: Elkin Suarez Baez Suarez

Key Words: Static model, correlation, structural model, petrophysic, OOIP

This project aims to build the static model of the Rio de Oro - Puerto Barco fields, integrating all existing information as 2D seismic lines, well logs, core data, to provide greater validity to proposed model and to give optimal results in the calculation of original oil in place (OOIP), reserves of the fields, and exploration opportunities.

For this purpose start with the inspection, reading and making of a comprehensive database of available information, then a general verification of information loaded in geological interpretation programs and seismic interpretation used for this project.

Followed proceeds to begin the structural and stratigraphic correlation of wells by setting caps-*tops* according to the geologic column defined for Catatumbo Basin, as well as using the description of rock samples (ditch channel and cores) found during well drilling. Then was made the 2D seismic interpretation making the seismic adjustment (time)-well (depth) by using seismic velocity logs acquired in wells in the area. These seismic velocities were used to convert from time to depth maps.

With the results obtained and a clear concept of structural and stratigraphic models proposed, were generated the grids- skeleton that allowed the generation of the 3D model, which was loaded with average petrophysical properties for fields, these properties were obtained by petrophysical characterization made for each of hydrocarbon producing formations for another complementary study. Finally was made the volumetric calculation if original oil in place and reserves. Additionally, an area of exploratory interest was identified, very similar to the structure of the Puerto Barco field that represents good interest to exploit it.

²Faculty of Physicochemical Engineering, Geology School.
Degree project, research modality. Director: Ricardo Mier Umaña. Co-Director: Cesar Augusto Rojas.

INTRODUCCION

Con la gran demanda mundial de hidrocarburos, las compañías explotadoras de combustibles fósiles a razón de que no se ha podido encontrar una fuente de energía alterna que pueda reemplazar el uso de este tipo de combustibles; han motivado la exploración de nuevos campos y el redesarrollo de campos antiguos.

La no aplicación de nuevas tecnologías que permitan adquirir información y la elaboración de estudios más detallados sobre los yacimientos, hace que la producción de aceite decline constantemente hasta llegar a niveles tan bajos que el campo debe ser cerrado por no ser económicamente viable. Siendo esta industria tan desarrollada y costosa, no hay lugar para cometer errores, es por esta razón que un eje principal, es el entendimiento de los factores que controlan el reservorio y la interpretación del mismo ya que pueden disminuir el riesgo de exploración y a su vez facilitar una explotación eficiente a costos mínimos durante su desarrollo.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el caso de Colombia, los Campos Puerto Barco – Río de Oro de la Cuenca del Catatumbo, localizados en el departamento de Norte de Santander, cuentan con una historia de producción muy amplia, y han sido postulados como campos posibles de redesarrollo, siendo el objeto de este trabajo evaluar esta posibilidad. El presente estudio busca analizar con un modelo estático la estructura y la geometría de los cuerpos de arena encontrados en la zona, enfocándose principalmente sobre las rocas reservorio que constituyen los principales reservorios de aceite en el área y las rocas sello; Estos modelos proveerán información detallada para calcular el aceite original “in situ” y las reservas existentes en los reservorios del área.

Sistematización del Problema:

- ¿Cuál es el modelo estructural del área abarcada entre los campos Río de Oro y Puerto Barco?
- ¿Cuál es el modelo estratigráfico para los campos?
- Implementar las propiedades petrofísicas promedio en cada unidad productora de hidrocarburos en estos campos, y mapeo de propiedades, porosidad y arena neta.
- ¿Cuál es el aceite original “in situ” y las reservas dentro de los reservorios de los campos?

2. JUSTIFICACION

El interés de este trabajo es el poder generar un modelo estático que permita conocer, entender y establecer cómo son los modelos estructurales de los Campos Rio de Oro y Puerto Barco, lo cual facilita identificar el carácter sellante de las fallas. Adicionalmente constatar el ambiente de depositación, así como la distribución espacial y la geometría de las rocas reservorio y rocas sello que forman los yacimientos de estos campos. Se emplearon los resultados del modelo petrofísico existente: Porosidad (Φ), Permeabilidad (K), y Saturación de Agua (SW) de las rocas reservorio, con el objetivo de calcular el OOIP y las reservas de hidrocarburos (HC) remanentes en estos campos. Este análisis se usará como una herramienta para definir y plantear la mejor estrategia de desarrollo y exploración de los campos con el fin de aumentar el factor de recobro de HC para el área. Este estudio usará la información existente y herramientas tecnológicas de última generación como programas de interpretación sísmica y de visualización que faciliten el proceso.

Ventajas del proyecto:

- 1 Permitirá definir un modelo estructural de los campos coherente con la información geológica existente.
- 2 Permitirá constatar los ambientes de depositación de los principales yacimientos del campo.
- 3 Permitirá conocer la distribución espacial dentro de los yacimientos tanto de las rocas reservorio como sellantes. Así como la conectividad entre las rocas reservorio.

-
- 4 Permitirá calcular el OOIP y las reservas en cada uno de los yacimientos del campo.
 - 5 Servirá como guía para interpretaciones de otras áreas del campo, donde sea necesario entender la geometría de estos cuerpos sedimentarios.
 - 6 Aplicará y afianzará los conocimientos adquiridos durante el proceso de formación educativa adquiridos en la Universidad Industrial de Santander, generando criterios sobre el proceso de interpretación sísmica aplicado en el mismo.

3. OBJETIVO GENERAL

Construir el modelo estático de los campos Rio de Oro y Puerto Barco, con el fin de calcular el OOIP y reservas remanentes de hidrocarburos en estos reservorios.

3.1 OBJETIVOS ESPECIFICOS:

1. Construir el modelo estructural que afecta los campos Rio de Oro y Puerto Barco.
2. Revisión del modelo estratigráfico presente en el área.
3. Apropiación del modelo petrofísico existente y mapear propiedades, Porosidad y arena neta.
4. Calculo de OOIP y Reservas remanentes

3.2 DELIMITACION Y ALCANCE

El siguiente esquema muestra la delimitación y alcance del proyecto:

Tabla 1. Plan de trabajo

Objetivo	Meta	Actividad	Resultados	Indicador
1.	Construir el modelo estructural que afecta los campos Rio de Oro y Puerto Barco.	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Realizar correlaciones estructurales y estratigráficas tanto regionales como detalladas usando la información de registros e historias de pozos. ❖ Hacer la calibración entre pozos y sísmica usando los registros de velocidades existentes. ❖ Interpretar la sísmica 2D (horizontes y fallas). ❖ Elaborar mapas estructurales en tiempo (TWT) al tope de las diferentes unidades. ❖ Conversión a profundidad de los mapas en Tiempo (TWT). 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gráficos 2D ○ Capítulo 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 1 ○ 1
2.	Revisión Modelo estratigráfico de las unidades presentes en el área.	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Hacer la calibración roca-registro. ❖ Elaborar mapas de isópacos, arena neta para cada una de las unidades productoras de hidrocarburos de la zona 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gráficos 2D ○ Capítulo 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 1 ○ 1
3.	Emplear el modelo petrofísico existente para mapeo de propiedades	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Calcular la porosidad, permeabilidad y saturación de agua en las unidades productoras de hidrocarburos en los campos. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capítulo 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 1
4.	Calculo de OOIP y Reservas	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Calcular los volúmenes de aceite original en sitio (OOIP) de cada unidad productora de hidrocarburos en los campos. ❖ Determinar cuánto de este aceite es recuperable (reservas remanentes). 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capítulo 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 1

4. MARCO DE REFERENCIA

4.1 ANTECEDENTES

La Cuenca del Catatumbo se encuentra a lo largo de la frontera con Venezuela, con su límite suroccidental en el extremo de la Cuenca Maracaibo. Muchos de los campos dentro de la cuenca, fueron descubiertos entre 1933 y 1951. El campo más importante descubierto fue el de Río Zulia, en 1962.

Las operaciones geológicas durante 1954 fueron confinadas al trabajo de superficie en conexión con las perforaciones de las áreas de Tibú y Sardinata. El Campo Río de Oro contiene 40 pozos, de los cuales aproximadamente 14 fueron originalmente completados y produjeron del Grupo Uribante. Para el Campo Río de Oro, la producción acumulada es de 12MMBO y 27 BCFG a Julio de 2008.

Algunos de los estudios realizados sobre los campos Río de Oro y Puerto Barco se enfocaron principalmente sobre el Pozo RO-14k, el cual fue perforado en 1951, considerándose como un potencial productor al Grupo Uribante.

Durante el 2007 se inició la producción en el Campo Puerto Barco con los pozos PB-2k el cual se abrió el 28 de abril, y los Pozos PB-1k y PB-3k, los cuales fueron intervenidos.

Durante el 2007 no se realizaron trabajos de adquisición ni de reprocesamiento de sísmica en el área. No se adelantaron tampoco perforaciones exploratorias ni de desarrollo en el Campo Puerto Barco ni en Río de Oro.

4.2 MARCO TEORICO

Hoy día los campos petroleros más eficientes son aquellos de los cuales se tiene un conocimiento amplio del estado de los mismos, y de los cuales se puede aprovechar al máximo la información obtenida para su optimización. Los modelos estáticos permiten conformar un plan de desarrollo más eficiente para los campos.

En cualquier campo de petróleo donde se desee implementar un proyecto de recuperación secundaria es necesario realizar una caracterización detallada de las zonas productoras de aceite con el fin de entender las heterogeneidades del yacimiento. Los modelos estáticos dan una proyección más aproximada de lo que está sucediendo en el subsuelo. Por esta razón la implementación y uso de esta técnica ha ido una herramienta primordial en la industria petrolera.

Una vez finalizado el modelamiento de estructuras y propiedades se pueden realizar los cálculos de volúmenes de aceite conociendo su distribución tanto areal como vertical en el yacimiento, lo cual permitirá tomar decisiones más acordes a la realidad de los proyectos que se deseen implementar en el área.

4.3 MARCO CONCEPTUAL

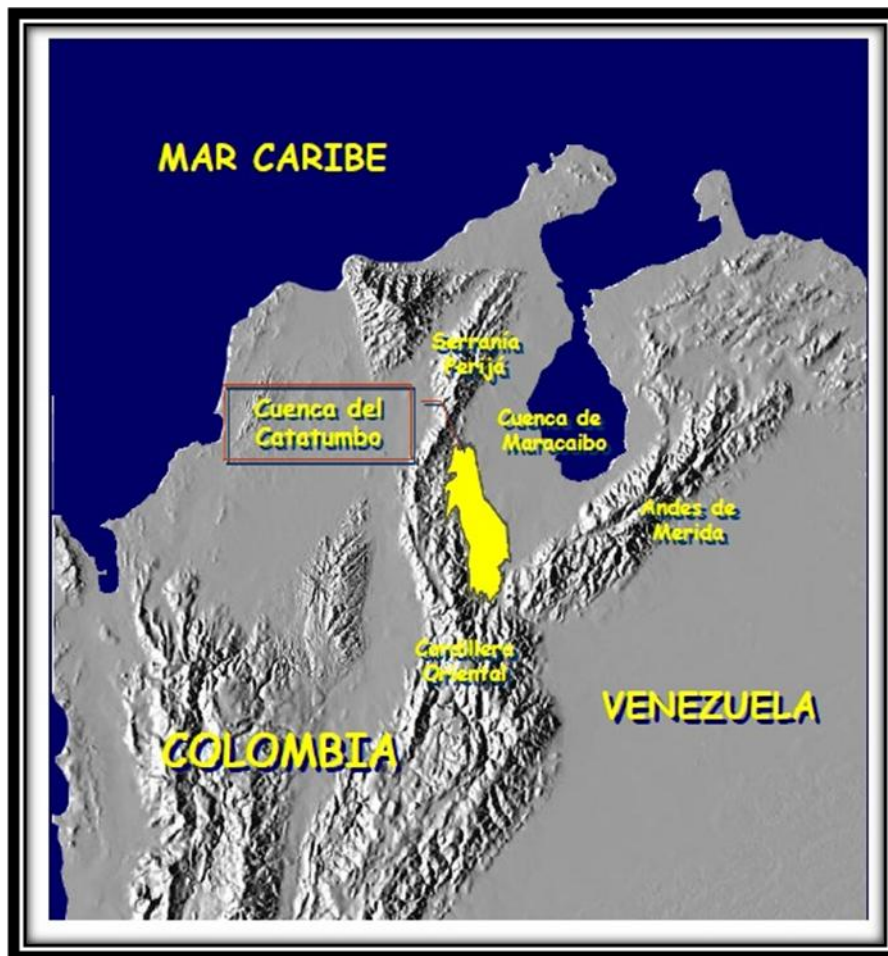
El modelamiento estático es la construcción tridimensional de un área que establece el cómo está constituido estructuralmente un campo, conforme a la información y análisis de la misma lo permita, facilitando el estudio y planteamiento de objetivos de interés.

Dicha construcción de un modelo es una herramienta eficaz principalmente para: identificar áreas prospectivas, definición de prospectos, evaluación del prospecto, delimitación del campo, y un cálculo de reservas remanentes, los cuales aportan información al análisis integrado de los reservorios.

5. MARCO GEOLOGICO

La Cuenca del Catatumbo es la extensión Sur - oeste de la Cuenca de Maracaibo; está limitada al oeste por el Macizo de Santander y la Serranía del Perijá, y al sur y suroeste por los Andes de Mérida. Ver mapa localización de la cuenca Figura 1.

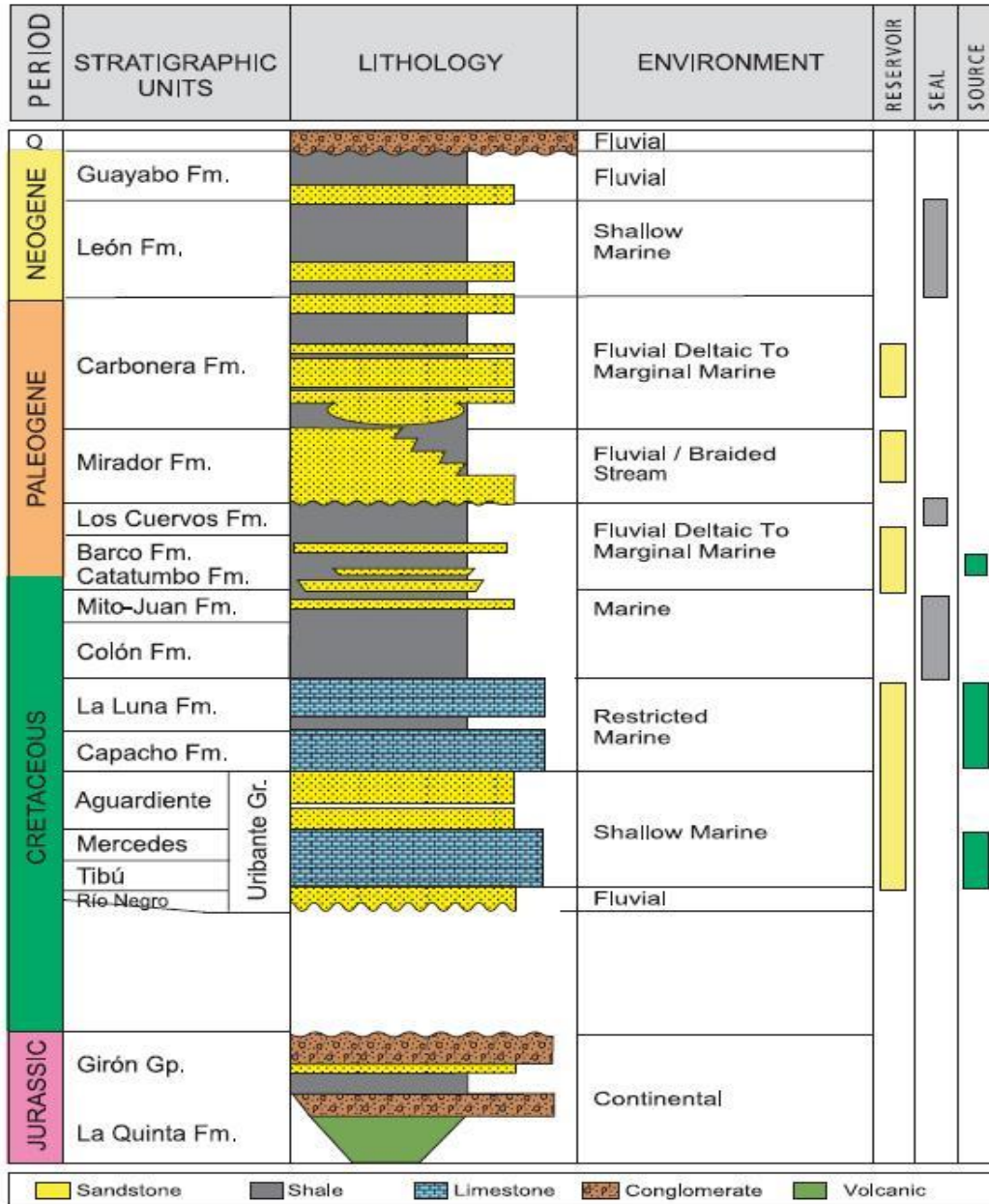
Figura 1. Mapa de Localización de la Cuenca



Fuente: Evaluación Regional de La Cuenca Catatumbo Fase 1

La estratigrafía de la Cuenca del Catatumbo está representada de base a techo por las siguientes unidades litoestratigráficas; un basamento pre cretácico, el Grupo Uribante conformado por las formaciones; Tibú, Mercedes y Aguardiente, seguida por la secuencia, Cogollo, La Luna, Colón, Mito Juan. Le suprayacen las secuencias terciarias de las formaciones Barco y Catatumbo. A continuación la Figura 2, muestra la columna estratigráfica generalizada para la cuenca.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo.

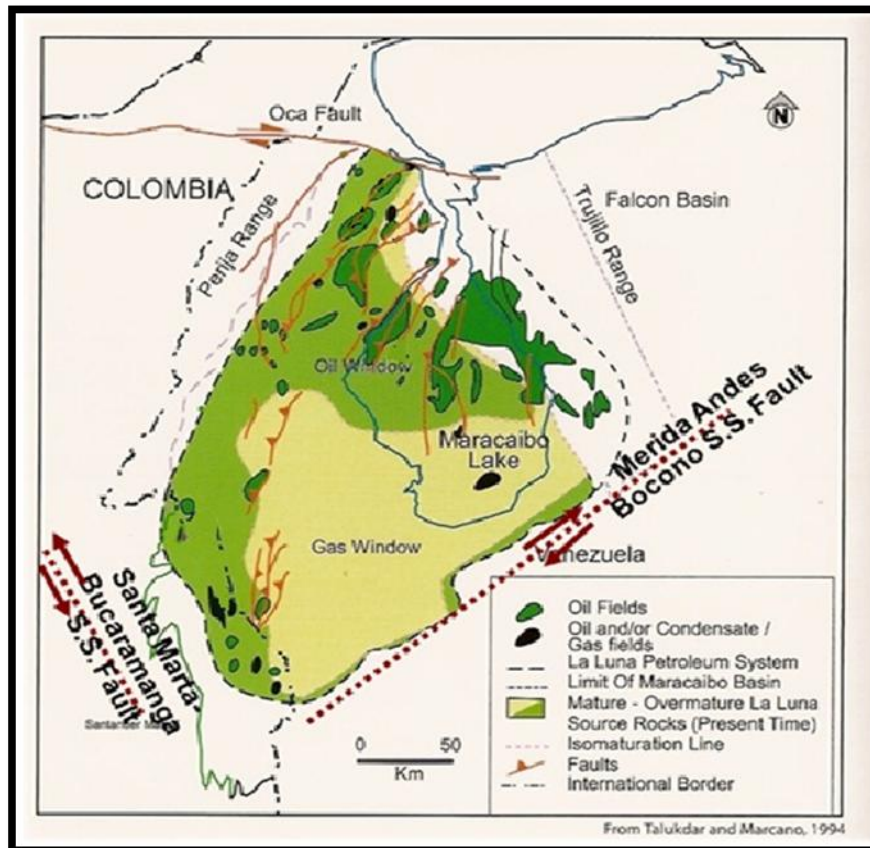


Fuente: Colombian Sedimentary Basins; ANH, 2007.

Los campos Río de Oro y Puerto Barco se encuentran ubicados en el departamento de Norte de Santander hacia la parte norte de la Cuenca del Catatumbo; estructuralmente la Cuenca del Catatumbo hace parte de la Cuenca

de Maracaibo y está ubicada en la parte Suroccidental de la misma. Ver mapa de la Figura 3.

Figura 3. Localización de los Campos Rio de Oro y Puerto Barco, en la cuenca del Catatumbo, provincia petrolífera de la cuenca de Maracaibo.

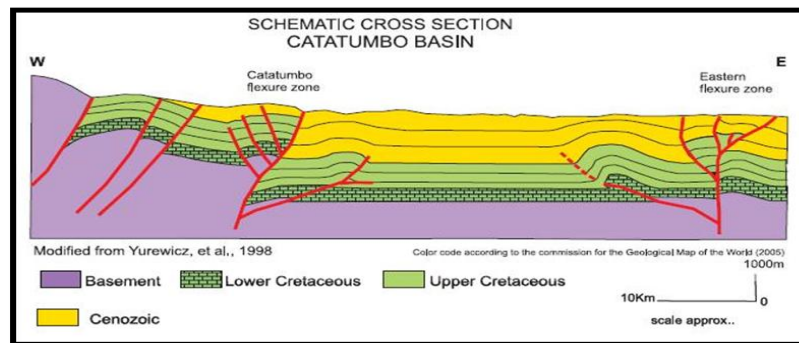


Fuente: Informe anual, Campo Puerto Barco y Rio de Oro 2007

El estilo estructural de la cuenca está relacionado a plegamientos asociados a fallas inversas que involucran el basamento y a fallamiento lateral convergente (Yurewicz et al, 1994).

En la parte occidental de la cuenca, la flexión del Catatumbo, considerada como producto de una tectónica deslizando de fallas laterales, es el rasgo dominante. La Figura 4 muestra el esquema generalizado de la sección geológica de la Cuenca Catatumbo.

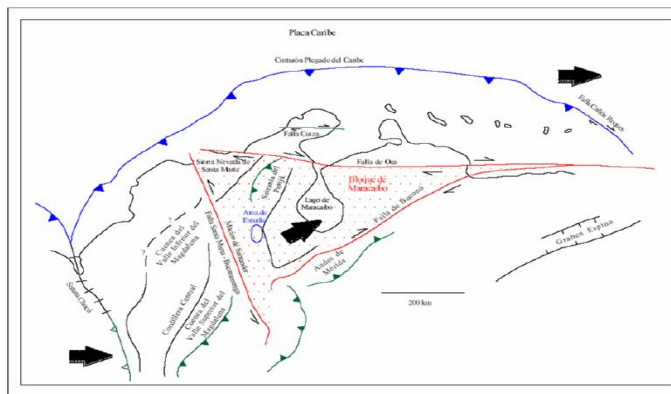
Figura 4. Sección esquemática Geológica de la cuenca Catatumbo.



Fuente: Colombian Sedimentary Basins; ANH, 2007.

La Localización tectónica del bloque Maracaibo se muestra en la Figura 5. Las flechas sombreadas muestran la dirección del movimiento relativo de los bloques respecto al Escudo de la Guyana. (Modificado de Villamil and Pindell, 1998, en Arias y Cardona, 2001).

Figura 5. Localización tectónica del bloque Maracaibo

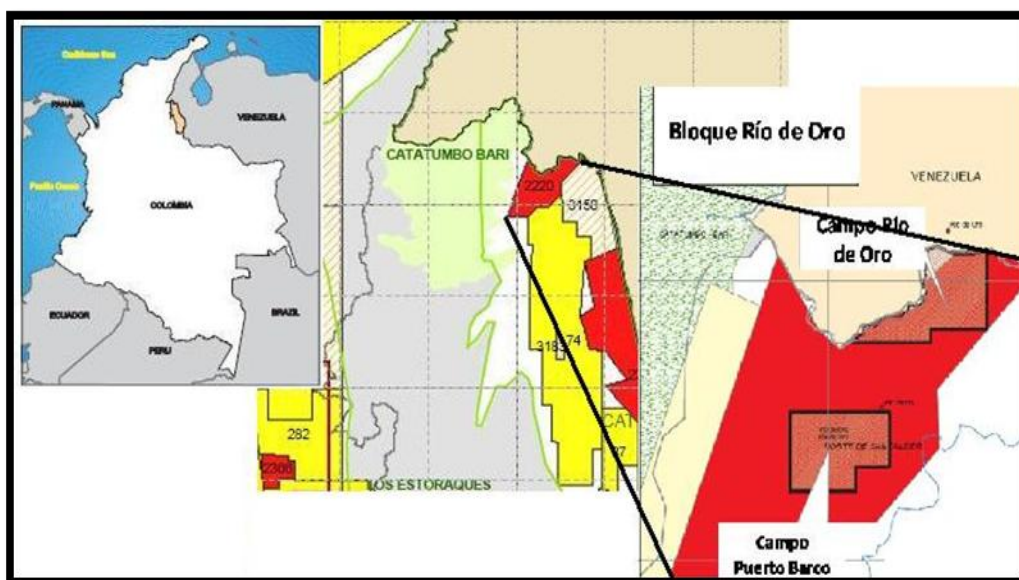


Fuente: Definición del Modelo Estático, para la Formación Barco en el Área A, B, y D, Campo Tibu, Cuenca del Catatumbo. Tesis Pregrado 2006.

El Campo Puerto Barco tiene un área aproximada de 2406 acres entre las latitudes 7° 30'N a 9° 30'N y las longitudes 72° 20'E, se encuentra entre los ríos Catatumbo y Eusebio, 67 Kilómetros al norte del municipio de Tibú. Ver mapa de localización de los campos. Figura 6.

El Campo Ro de Oro tiene un área aproximada de 2262 Hectáreas y está localizado en el extremo norte de la cuenca entre la latitud 9° 5'N y longitud 7° 30'E, en el anticlinal del mismo nombre. El anticlinal de Rio de Oro es una estructura estrecha y fallada, que se extiende en dirección NE desde el Río Catatumbo, hasta el Rio de Oro, penetrando después unos 20-50Km en Venezuela. Tomado de: Benito Guerrero. 2005-2006. Informe técnico anual de geología, geofísica y contractual Campos Rio de Oro-Puerto Barco.

Figura 6. Localización geográfica de los campos Rio de Oro – Puerto Barco,



Mapa de Terrenos, ANH; Abril 01 de 2011 y Colombian Sedimentary Basins; ANH, 2007.

5.1 MARCO TECTONICO:

Tectónicamente la Cuenca del Catatumbo se localiza en el centro del denominado “Bloque Tectónico de Maracaibo” (Alfonso y Mondragon), es una cuña tectónica que está escapando activamente hacia el norte por la acción conjugada entre los sistemas de fallas de desplazamiento lateral y de escala regional, que incluye el sistema sinetral de la Falla Santa Marta- Bucaramanga, al Oeste y el sistema dextral de la Falla de Boconó, al sur y este.

Los principales eventos geotectónicos que contribuyeron al desarrollo de la Cuenca Catatumbo son:

1. Rifting Triásico – Jurásico Tardío
2. Margen Pasivo desarrollado durante el cretácico, periodo durante el cual se depositaron carbonatos, arenas y arcillolitas en plataformas marinas someras a externas. (Deposición del Grupo Uribante y las formaciones Cogollo y Luna).
3. Cuenca de transición, entre margen pasiva Cretácica y la cuenca de ante-país Terciaria, desarrollada por el producto del choque oblicuo, entre el arco de islas del Caribe y el margen pasivo del norte de Sur América.
4. Cuenca Foreland, principal acontecimiento para la cuenca es el levantamiento de la Serranía del Perijá.

5.2 MARCO ESTRATIGRAFICO:

De acuerdo con estudios geológicos como La Evaluación Regional de La Cuenca del Catatumbo, por Alfonso y Mondragón (2001), y los realizados por Notestein (1944), entre otros autores, en la Cuenca del Catatumbo se depositaron sobre el basamento cristalino Pre-cretáceo, rocas clásticas y calcáreas de edades desde el

Cretáceo hasta el Reciente. Ver columna estratigráfica generalizada para la cuenca, Figura 2.

De base a techo las formaciones depositadas son, en el Cretácico, el grupo Uribante constituido por las formaciones Tibu, Mercedes y Aguardiente, seguido por las Formaciones, Cogollo (Capacho), La Luna, Colon Y la Formación Mito Juan. El Terciario, representado por las formaciones Catatumbo y Barco, para el caso del área de estudio.

I. Tectonosequencia Jurásica asociada al rompimiento de Pangea

Esta tectonosequencia fue depositada durante la época de rifting relacionada con rompimiento de Pangea y de la placa Norteamericana de la Suramericana durante el Jurásico, es parte del basamento en el área.

II. Tectonosequencia de la Margen Pasiva Cretácica

Esta tectonosequencia está relacionada con los sedimentos depositados en la margen pasiva Cretácica después del rifting Jurásico, y se encuentran localizados encima de la inconformidad Pre-Cretácica y por debajo de la inconformidad Santoniana-Campaniana. Esta secuencia es netamente transgresiva. El fallamiento relacionado tiene una dirección general norte sur. Hay algunos autores que lo asocian con el levantamiento de la Cordillera Central de Colombia.

Los sedimentos depositados durante estos eventos están ampliamente expuestos a lo largo de los Andes, en un tren deposicional NE/SW que coincide con la distribución de los depocentros jurásicos, y son preservados en las cuencas sub-andinas. Las rocas cretácicas de estas cuencas son de gran valor, ya que incluyen intervalos generadores y ocasionalmente reservorios.

III. Tectonosequencia de Transición Campaniano a Paleoceno.

Esta tectonosequencia ocurrió entre la margen pasiva anteriormente descrita y la margen activa de Cuenca de Antepaís (Foreland) que le sigue y se formó por la colisión oblicua entre el Arco del Caribe y la margen pasiva del norte oeste de Sur América. Las formaciones de esta tectonosequencia son:

- Formación Colón (Santoniano-Campaniano)
- Formación Mito Juan (Maastrichtiano)
- Formación Catatumbo (Maastrichtiano- Paleoceno)

Este evento, transformó la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico, generando un sistema *foreland* con su asociado *foredeep*, al oeste del área de Perijá y su correspondiente alto periférico (*peripheral forebulge*) en el área de Barinas (Pindell *et al.* 1998). El cierre del margen pasivo durante finales del Cretácico y comienzos del Paleoceno, fue progresivo de oeste a este, lo cual permitió la existencia del margen pasivo en el noreste.

5.3 GEOLOGIA DEL PETROLEO

En la cuenca del Catatumbo se presentaron todas las etapas necesarias para el desarrollo de yacimientos petrolíferos, los cuales son: Fase generadora, migración y fase almacenadora. En la cuenca existen agrupaciones de formaciones que son ricas en materia orgánica; la primera corresponde a las formaciones La Luna, Cogollo (Capacho), y el Grupo Uribante depositado durante el Aptiano al Turoniano y el segundo corresponde a las formaciones Mito Juan, Colon, y Carbonera.

La porosidad primaria en el Grupo Uribante es predominantemente baja con un promedio de 5% debido a fracturamiento. El Grupo Uribante produce en los Campo Río de Oro y Puerto Barco.

La Formación La Luna con un contenido orgánico promedio de 4,5% y un máximo de 11,2% y un kerógeno dominante tipo II, información tomada de La Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo, 2001, es la roca generadora por excelencia en la Cuenca del Catatumbo. Este intervalo es productor de gas en el sector sur de la cuenca, específicamente en los campos de Cerrito y Cerro Gordo.

Los objetivos de producción pueden ser diversos desde los reservorios fracturados del Grupo Uribante, a las Formaciones Cogollo, Catatumbo, Barco y Mirador.

5.3.1 Roca Generadora. Se consideran como rocas generadoras a las calizas y shales Cretácicos (Notestein et al, 1944; Bouman & Gibson, 1964, entre otros). Las razones que han llevado a esta conclusión son las siguientes:

Las rocas cretácicas son de origen marino ricas en materia orgánica.

La similaridad litológica entre el cretáceo de la región del Catatumbo y de la Cuenca de Maracaibo, donde se determinó que las unidades Cretácicas son generadoras de hidrocarburos especialmente la Formación La Luna.

La baja Porosidad y permeabilidad primarias determinadas en núcleos de rocas Cretácicas en aquellos intervalos estratigráficos productores han llevado a la conclusión de que estas rocas han sido generadoras puesto que la migración de hidrocarburo sería compleja a grandes distancias. Las acumulaciones en formaciones como Tibu y Aguardiente probablemente se producirían por desarrollo de porosidades secundarias, fracturamiento, según lo propuesto por Notestein.

5.3.2 Roca Reservorio. Con excepción de la Formación Colón, se han encontrado acumulaciones comerciales de hidrocarburos en toda la secuencia estratigráfica incluyendo el basamento Pre-Cretácico. Los reservorios Cretácicos predominantemente presentan porosidad y permeabilidad secundaria por fracturas y valores bajos de porosidad y permeabilidad primaria (Notestein et al 1944).

Mondragón et al (2001) plantea que las rocas almacenadoras de la región pueden clasificarse en dos categorías:

1. Yacimientos convencionales. Establecido por las rocas terciarias clásticas, donde la porosidad está dada entre el 7 y el 27%, y con datos de permeabilidad entre 10 y 729 mD.
Las formaciones que constituirían este grupo son: La formación Catatumbo, Formación Barco, y la Formación Los Cuervos.
2. Yacimientos Fracturados (naturalmente): Las areniscas y las calizas de edad cretácica como Tibu y Aguardiente, son las representantes de este grupo, con porosidades primarias bajas al igual que las permeabilidades, las cuales se mejoraron por el fracturamiento natural.

5.3.3 Roca Sello. Las intercalaciones de calizas y algunos shales del grupo Uribante sirven como roca sello para las Formaciones Tibú y Mercedes, de igual forma, las capas de shales dentro de la de las calizas de la Formación Cogollo, podrían ser el sello de la Formación Aguardiente. Las formaciones Terciarias como Catatumbo y Barco manifiestan intercalaciones de shales los cuales podrían funcionar de igual modo.

5.3.4 Trampas. Las estructuras presentes en esta cuenca en general son anticlinales asimétricos, con uno de sus flancos fallados, consideradas trampas de tipo estructural (Anticlinal Asociado a fallamiento), o de tipo combinado donde están las trampas de tipo estructural y de tipo estratigráfico.

Yurewicz et al (1994) sugieren que las trampas de hidrocarburos ocurren en una serie de fallas de propagación en echelon y pliegues por propagación de falla los cuales se formaron en el neógeno, esto asociado a fallamiento de rumbo.

6. ASPECTOS METODOLOGICOS

6.1 AREA DE ESTUDIO

El área de estudio está localizada geográficamente en el departamento de Norte de Santander, en jurisdicción de los municipios Rio de Oro y Puerto Barco. Ver figura 6. Los campos se encuentran ubicados hacia la parte norte de la cuenca del Catatumbo. Abarcando un área total de 4668 acres entre los dos campos, aproximadamente 18.890Km^2

Datos a Utilizar:

Durante el desarrollo de este trabajo se va a revisar la información de estudios anteriores realizados en el área.

Se utilizarán los informes de historias de pozos, así como:

- ❖ Bases de datos de historia de producción de fluidos: Aceite en Barriles/día (BOPD), Agua en barriles/día (BWPD) y gas en pies cúbicos/día (SCF).

Adicionalmente las siguientes curvas de registros eléctricos, corridas a algunos de los 54 pozos existentes, (la periodicidad de estos datos es cada 0.5 pies) y fueron adquiridos en el área por diferentes compañías de registros:

- Gamma-Ray en unidades API
- Potencial espontáneo en unidades de milivoltio (mv)
- Registro de Resistividad en unidades de Ohmio-metro (ohm-m)
- Registro de densidad en unidades de gramo/centímetro cúbico (gr/cc)

→ Registro neutrón-porosidad en unidades de porosidad (fracción o porcentaje (%))

Se usara la información sísmica 2D del área, Figura 7, la cual tiene unidades en superficie de metros y en la vertical o profundidad en milisegundos (ms).

Finalmente se usaran los datos de pruebas de laboratorio de básicos y especiales hechos sobre corazones obtenidos del pozo RO-14 (Laboratorio de Básicos y especiales del Instituto Colombiano del Petróleo-ECOPETROL), los parámetros medidos fueron:

- Porosidad (la unidad es fracción o porcentaje (%))
- Permeabilidad (milidarcys, mD)

El total de esta información será suministrada por la compañía operadora del Campo ECOPEPETROL, puesto que son los directos interesados en el desarrollo de este estudio.

-
- GITEP, base de datos que almacena informes escaneados y se usara para consulta de historias de pozos y registros de pozos históricos en medio magnético
 - Microsoft Office, uso de herramientas como Excel, Word y Power Point para realizar cálculos de datos, informes y presentaciones.

6.3 METODOLOGIA DE DESARROLLO

Este proyecto se desarrolló mediante una serie actividades, las cuales están ordenadas cronológicamente y de forma lógica con el fin de cumplir con los objetivos específicos que permitieron alcanzar las metas y objetivo general de este estudio:

- i. Recopilación y análisis de la información existente.
- ii. Construcción del modelo estructural del área comprendida entre los campos RO - PB
- iii. Construcción del modelo estratigráfico de las distintas formaciones productoras de hidrocarburos.
- iv. Obtención de propiedades petrofísicas y Mapeo de la porosidad y Arena Neta para unidades productoras de hidrocarburos en los campos.
- v. Generación del modelo geológico estático para los yacimientos de los campos.
- vi. Determinación del aceite original “in situ” y las reservas remanentes en el área.

6.4 DESCRIPCION DEL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES

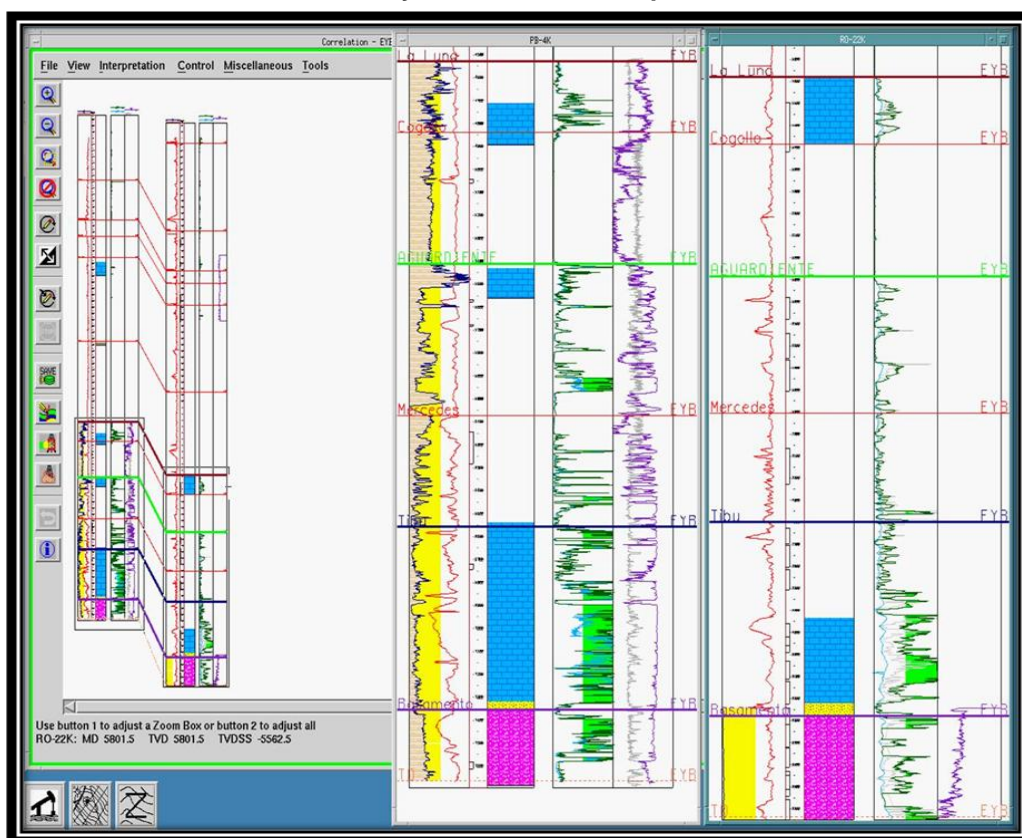
Al dar inicio al desarrollo del estudio, se hace una recopilación, inventario y control de calidad de la información existente de los campos de interés para la realización del mismo. Entre la información recopilada se encontró, informes técnicos, artículos, informes generales, reportes de los campos, mapas, lo que conforma el catalogo bibliográfico existente en la base de datos de Ecopetrol y otras fuentes de información como biblioteca UIS, y recursos de internet.

Al realizar el control de calidad, se corroboraron datos como el número, nombre y ubicación de los pozos; El modelo petrofísico cabe aclarar, fue realizado por la profesional en el área, Yaderlis Terán y se incluirá como anexo en este trabajo. Las actividades correspondientes fueron la revisión de los registros existentes por cada pozo, y la calidad de los mismos, tanto en físico, como en digital (Revisión por Comparación tanto en pdf, como cargados en el software a utilizarse), empleando las aplicaciones de manejo de información de la plataforma de Landmark, Well Data Manager, y el WellList Manager. Esta información existente está montada sobre el proyecto geológico Rio de Oro – Puerto Barco, con los resultados se mapearon propiedades petrofísicas, que se mostraran más adelante. Además la información sísmica fue ratificada y montada sobre el proyecto en la aplicación Seisworks, nombrada en la base de datos como Rioro2D.

Para la revisión del modelo estratigráfico se tomaron en cuenta descripciones realizadas por diferentes autores, registros de pozo (Establecimiento de pozos tipo), generando una correlación de estos. Como pozos referencia se eligieron los pozos PB-4k y RO-22, los cuales presentan las secciones más completas y están calibrados con los datos existentes de topes y los cuales son consistentes con el registro tipo compuesto del Catatumbo Ver Figura 8. El marcado de topes por

formaciones de los pozos, se realizó después de establecidos los pozos tipo, haciendo un control de los datos de los registros compuestos y la correlación de los estos con la herramienta StratWorks del Software OpenWorks de Landmark.

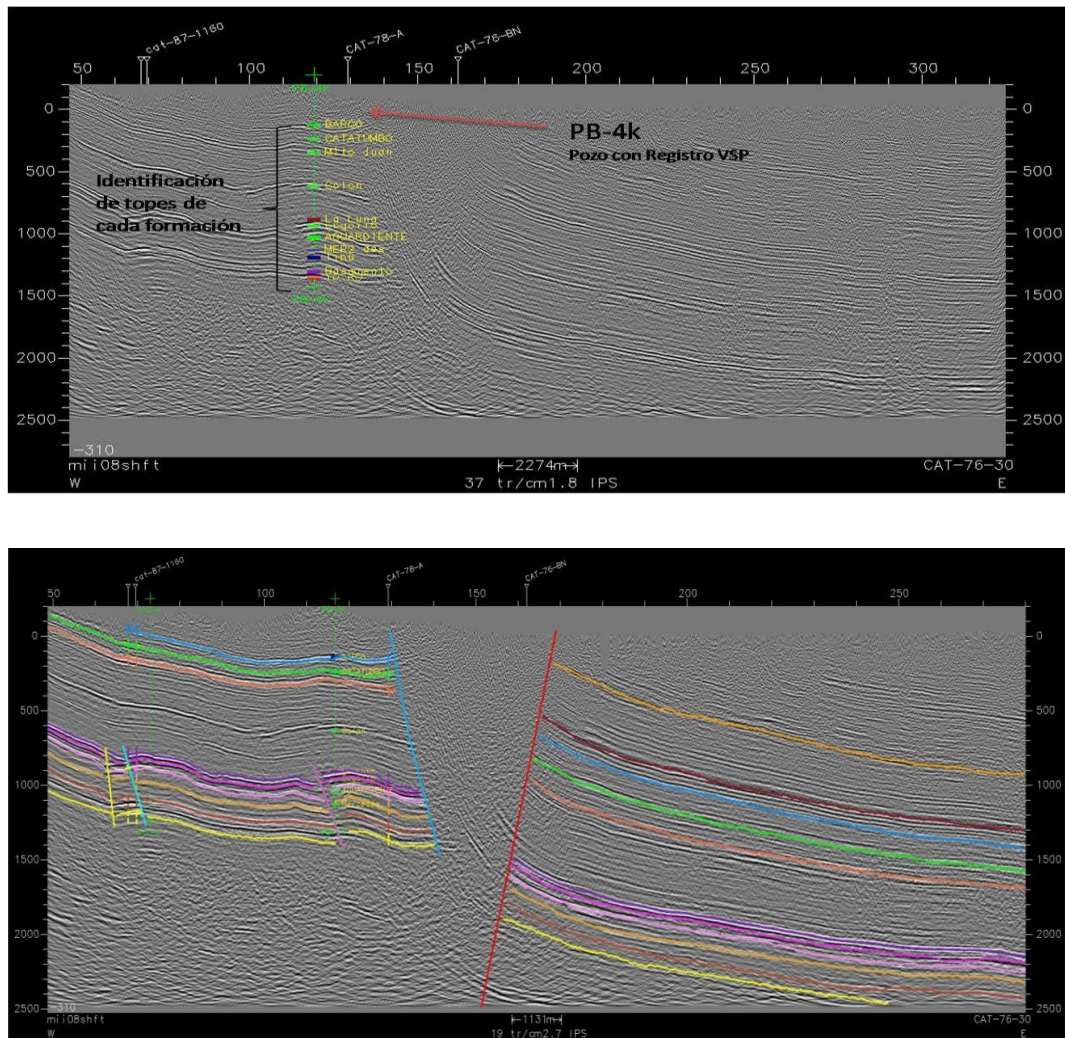
Figura 8. Pozos RO-22k y PB-4k, elegidos como pozos tipo, por mostrar igual respuesta eléctrica y continuidad en espesores.



Fuente: Autor

La construcción del modelo estructural se llevó a cabo mediante la interpretación de las líneas sísmicas existentes para los campos, amarradas con el registro checkshot del pozo PB-4k, Ver Figura 9. Identificando los horizontes de los topos de las formaciones. En las cuales se muestran los rasgos estructurales más importantes, como fallas y pliegues.

Figura 9. Línea Sísmica Cat-76-30, de buzamiento Sin interpretar (Arriba), eh interpretada (Abajo).



Fuente: Autor

Después de haber establecido el modelo estructural y de tener certeza de la interpretación de los horizontes sísmicos, se generaron mapas en tiempo, velocidad y profundidad, con las aplicaciones de SeisWorks y Z-MapPlus; Obteniendo como resultado mapas en profundidad del área de estudio de cada una de las formaciones presentes.

7. MODELO ESTRUCTURAL

La construcción del modelo estructural de los Campos Rio de Oro – Puerto Barco está argumentada en la interpretación de las líneas sísmicas existentes dentro del proyecto sísmico Rioro2D, de las campañas de 1978 y 1977 (Cat-78, Cat-77), Ver Figura 7, a través de las cuales se determina la geometría regional y el comportamiento de las estructuras presentes en los campos. Además estas líneas permiten hacer un análisis de las fallas ya que facilitan hacer un seguimiento de las mismas, previo procedimiento, a la construcción de los mapas estructurales de las formaciones. Estos mapas fueron revisados y ajustados con la información de pozos haciendo un control de calidad al momento de la realización de los mismos.

7.1 CARACTERIZACION SISMICA

Dentro de los registros existentes de los pozos de los campos, los únicos pozos que tienen un registro de checkshot, (Tablas Tiempo-Profundidad) son el PB-4K, y el RO-15, los cuales junto con la correlación (Marcación de topes por formación) permitieron hacer el amarre Pozo-Sísmica, paso seguido se realizó una extrapolación de los horizontes sísmicos, Ver Figura 9.

7.1.1 Caracterización Sísmica de Los Campos Rio De Oro – Puerto Barco.

Marcados los topes de las formaciones y desplegado el registro Checkshot sobre la sísmica, estos topes ahora pueden ser seguidos por todas las líneas sísmicas habiendo definido cuáles son sus respectivos horizontes sísmicos para cada una de las formaciones.

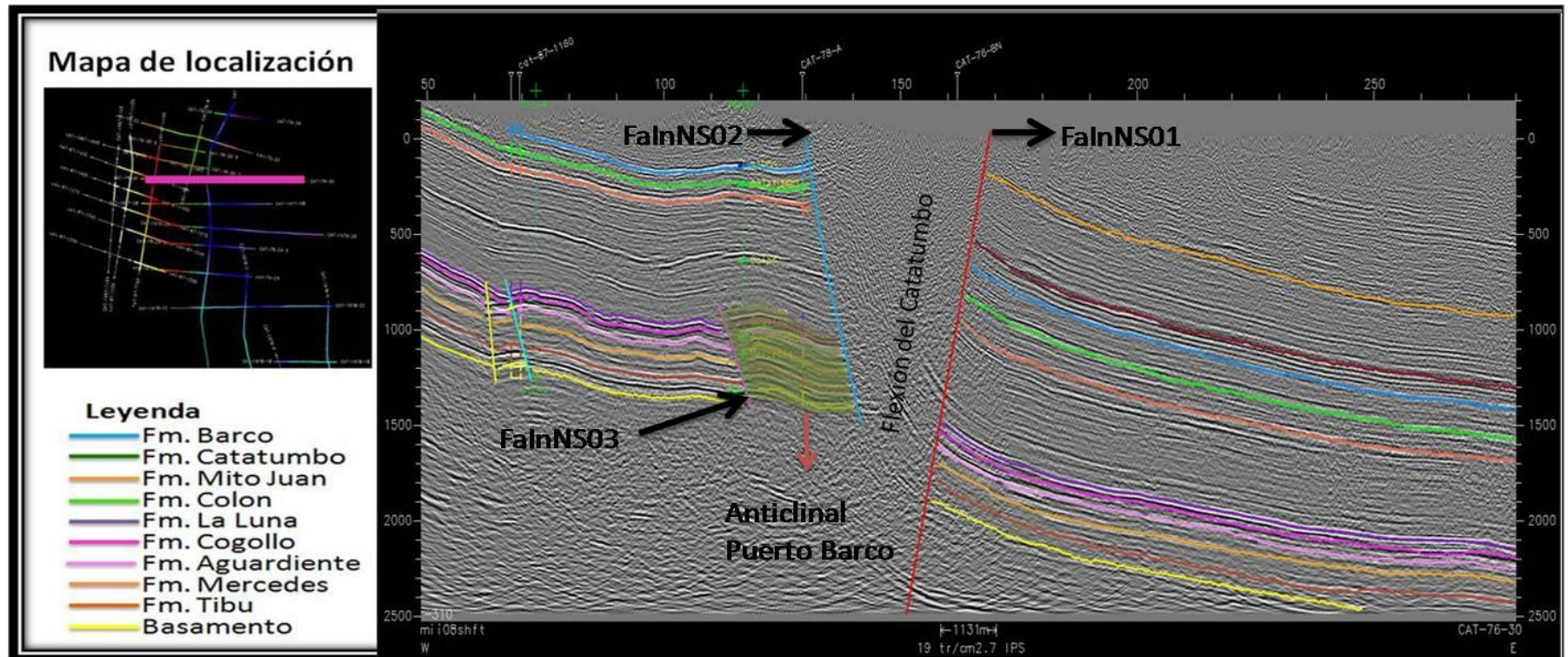
Interpretación Sísmica: La interpretación sísmica constituye la mayor herramienta en la construcción del modelo estático de un campo, ya que permite visualizar la información estructural regional, como la local. Además integra otras datos de información como los registros eléctricos y de buzamiento, complementando y mejorando la calidad del modelo, igualmente permite sobreponer archivos tales como la geología de superficie, lo cual facilita el control de la interpretación de la zona de estudio, brindando un mayor soporte para establecer un mejor criterio, y argumentado, a la hora de justificar el modelo propuesto. De esta manera, la información conjunta, ayuda al análisis del comportamiento de las rocas almacenadoras, y sello presente, obteniendo un modelo predictivo.

El programa sísmico que compone los campos Rio de Oro y Puerto Barco, está constituido por 17 líneas sísmicas de buzamiento y 7 de rumbo.

El seguimiento de los topes de las formaciones abarcando la totalidad de las formaciones existentes en los dos campos, por tanto se observan las estructuras presentes completamente, al igual que el seguimiento de las fallas identificadas por toda la zona de estudio, Ver Figura 10 y 11.

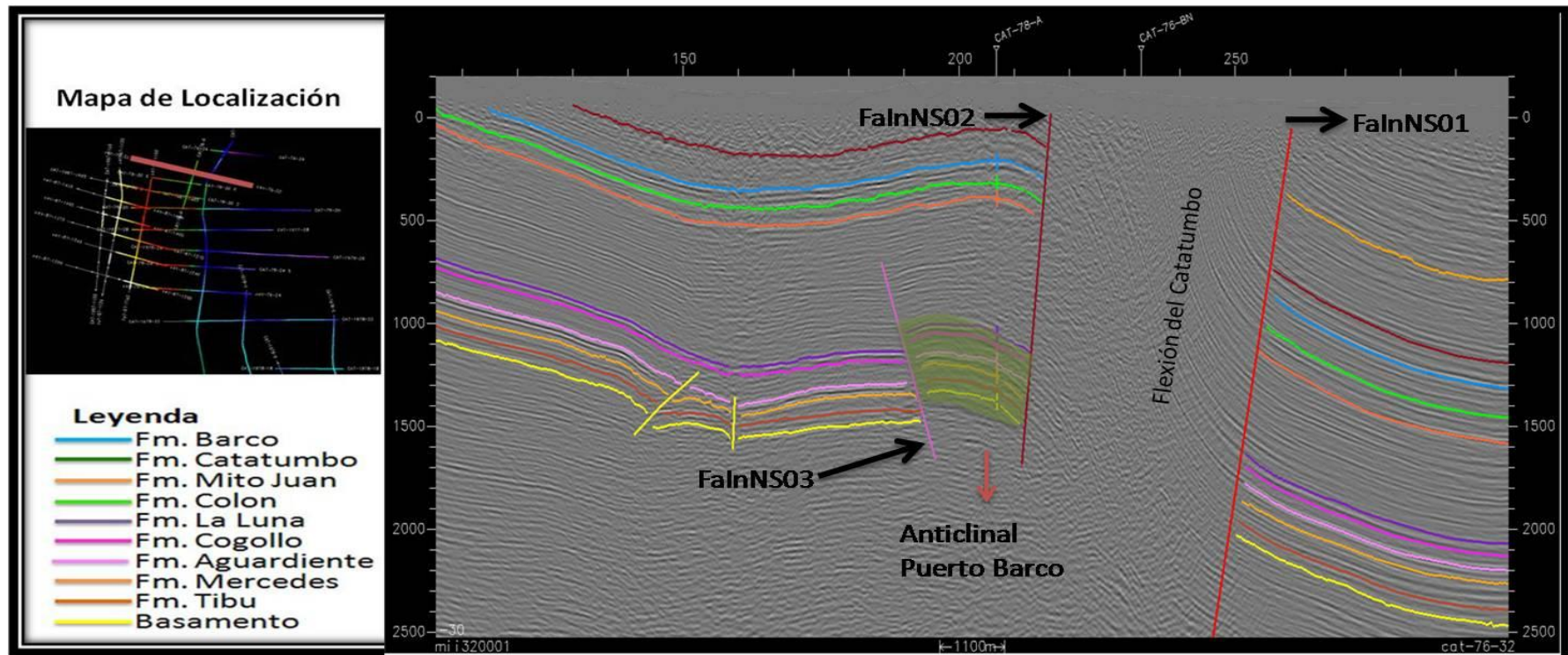
En el sector de la Cuenca del Catatumbo la Formación La Luna presenta un espesor promedio de 200 pies, y está representada sísmicamente por un par de reflexiones de alta amplitud y alta continuidad que caracteriza un marcador sísmico de carácter regional bien definido y de fácil seguimiento

Figura 10. Línea de Buzamiento interpretada con el amarre del pozo PB-4k, luego de establecidos los topes del pozo tipo. Se observa claramente el Anticlinal de Puerto Barco con sus respectivos cierres. El reflector de la Formación La Luna es bastante claro y de fácil seguimiento. La Falla FaInNS03 de color rosa, es quien le da el cierre al anticlinal, al flanco izquierdo.



Fuente: Autor

Figura 11. Anticlinal de Puerto Barco. Donde se observan los principales rasgos estructurales, como las fallas definidas: FalnNS03 (Color rosa) es la que hace el cierre de la estructura en el flanco izquierdo y la flexión del Catatumbo en el flanco derecho y la Flexión del Catatumbo.



Fuente: Autor.

La Figura 10 es una sección sísmica que se extiende por cerca de 20 kilómetros, en dirección W-E correspondiente a una sección regional. Dicha sección se extiende desde las estribaciones del macizo de Santander / Perijá en el extremo occidental hasta las cercanías del límite internacional Colobo-Venezolano, en las tierras bajas del río Catatumbo en el Oriente.

El costado occidental de la sección está representado por el frente estructural del macizo de Santander/Perijá, caracterizado por el Thrust frontal del Río Brandy, con transporte tectónico hacia el oriente que coloca rocas antiguas del basamento pre –cretácico sobre rocas más nuevas del cretácico. El thrust frontal del Río Brandy con dirección regional N-S, tiene en superficie la geometría de una estructura de bajo ángulo ($<45^\circ$).

Hacia el oriente del frente estructural, en el *footwall* (bloque yacente) se desarrolla el complejo estructural de la Flexión de Catatumbo. La estructura es bien definida en superficie, con un tren regional N-S, que se extiende por más de 40 Km. en la Cuenca del Catatumbo y sigue hacia el norte a través de la frontera hacia Venezuela, y constituye uno de los rasgos estructurales más importantes en el área no solo desde el punto de vista estructural sino también de producción, ya que a él se encuentran asociados los campos de Río de Oro y Puerto Barco.

Estructuralmente la Flexión de Catatumbo Ver Figuras 10 y 11, ha sido objeto de mayor controversia. Su expresión en superficie es bien definida y caracterizada por una serie de estructuras anticlinales-sinclinales, La estructura involucra basamento y toda la cobertura sedimentaria incluyendo hasta los depósitos de la Formación Carbonera, producto de la inversión tectónica de un antiguo sistema extensional.

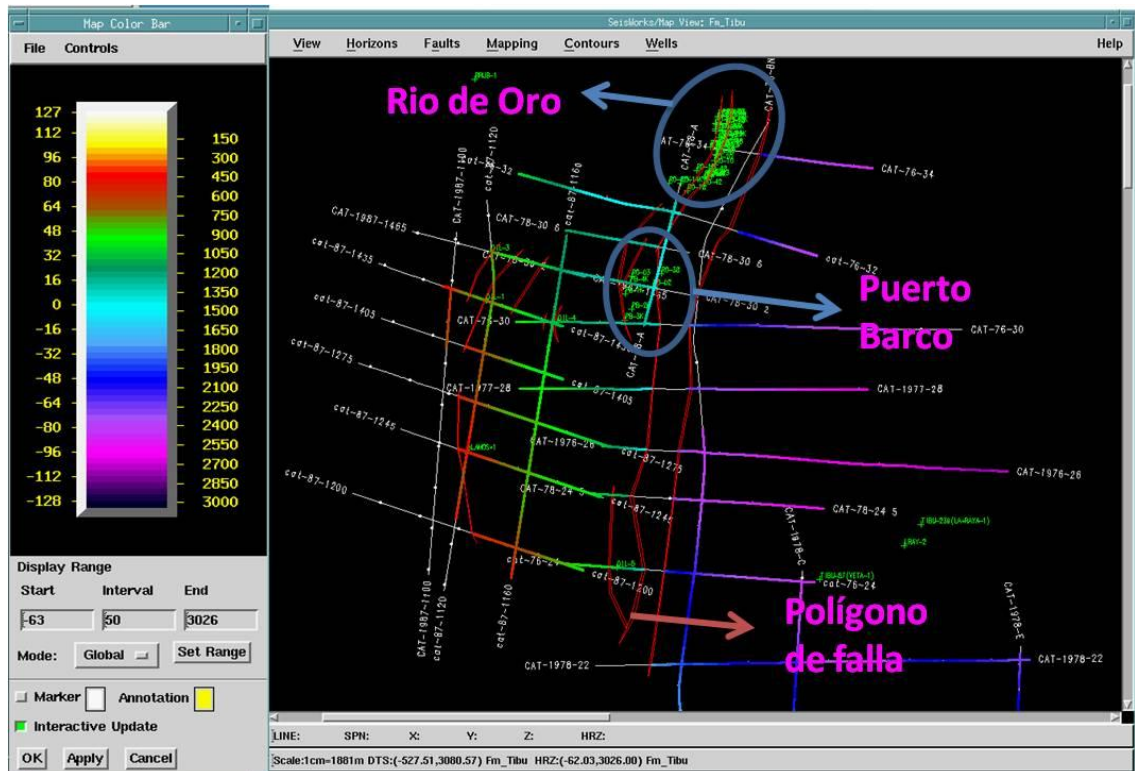
La estructura de interés se encuentra al costado occidental de la flexión, está caracterizada por la falla de Río de Oro-Caracol definida sísmicamente como una falla inversa de alto ángulo denominada FalnNS03, Ver Figura 10.

Sin mayores perturbaciones estructurales, hacia el oriente de la cuenca existe una progresiva profundización de los estratos Cretácicos y Terciarios, hacia la Cuenca de Maracaibo. Allí, los sedimentos molásicos más recientes Guayabo y Necesidad alcanzan sus mayores espesores Ver Figura 10.

Los horizontes más fuertemente marcados y que sirvieron de control durante el trazo de los horizontes sísmicos, son los referidos a la Formación La Luna y La Formación Colon, aunque el paquete del Grupo Uribante también es representativo en cuanto a su respuesta sísmica, lo cual permite un fácil seguimiento de sus reflectores. En la Figura 12, se muestra, el cubrimiento del horizonte sísmico de la Formación La luna interpretado sobre las líneas 2D, su escala esta en milisegundos, representada en una banda de colores.

Los Resultados de la interpretación de las 24 líneas sísmicas, se encuentra cargados en el proyecto geológico **RIO_ORO_PUERTO_BARCO**, en relación al proyecto sísmico **rioro2D**, del software SeisWorks, propiedad de Ecopetrol S.A.

Figura 12. Cubrimiento del Horizonte Sísmico interpretado sobre las líneas 2D, correspondiente al tope de la Formación La Luna, controlado por los horizontes reconocidos y controlados por el pozo PB-4k para el área.

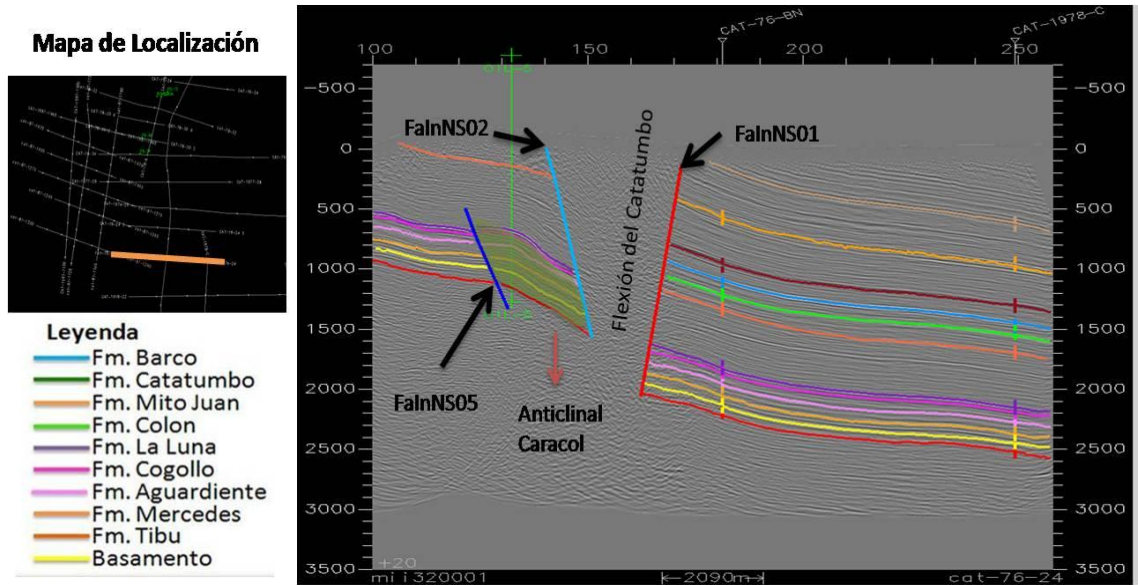


Fuente: Autor

7.1.2 Interpretación de Elementos estructurales. La identificación de los elementos estructurales, tales como pliegues y fallas realizado sobre las líneas sísmicas, son la base para el entendimiento y construcción del modelo estructural, que cumpla con las condiciones existentes y se adapte mejor a estas características previamente definidas.

En el área se presentan pliegues anticlinales asimétricos cuyos ejes presentan dirección predominantemente Norte-Sur, se distingue el modelo de esfuerzos que produce el fallamiento inverso, que afecta rocas cretácicas y pliega las del terciario (Flexión del Catatumbo FalnNS01). Ver Figura 13.

Figura 13. Línea de Buzamiento Sobre el anticlinal de Caracol, muestra el pozo propuesto. Se observa similitud estructural con los campos Puerto Barco y Rio de Oro.

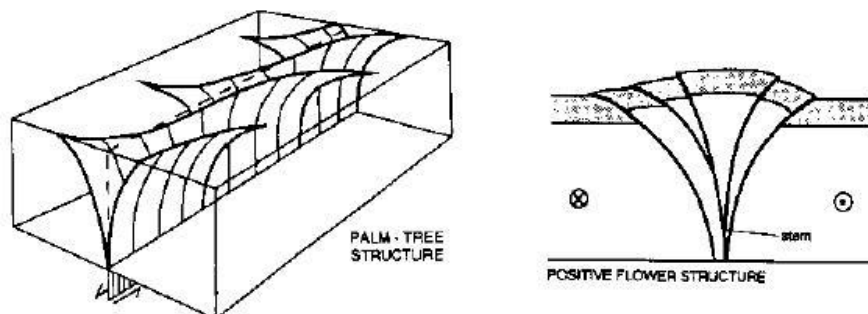


Fuente: Autor

Arias y Cardona (2001), Concluyen que el estilo estructural del área de estudio corresponde a bloques de fallas compresivos y basamento cabalgante, caracterizado por una geometría de plegamiento, cuya estructuración ha sido controlada principalmente por la mecánica estratigráfica.

La configuración en flor es típica de la resultante de un sistema de wrenching que genera pliegues por propagación de fallas con vergencia al oeste. Las estructuras anticlinales resultantes son realmente pliegues de no mucha extensión y que refieren un fenómeno general de compartimentalización. Ver Figura14.

Figura14. Estructura en palmera (Izquierda), Flor positiva (Derecha).



Fuente: *Estructuras de Rumbo*, Capítulo 7 Ernesto Cristallini, 2000.

7.2 MODELO ESTRUCTURAL PROPUESTO PARA LOS CAMPOS RIO DE ORO - PUERTO BARCO

Dentro de los estudios anteriores, Exxon (1994) define que el estilo estructural dominante en la cuenca es de fallamiento de tipo Wrench convergente, adicionando que este estilo presenta dos sistemas de Wrench convergentes. Uno, al oeste de la cuenca representado por la flexión del Catatumbo, y el otro al este de la cuenca, forma la secuencia de anticlinales de Tibu, Sardinata, Petrolea y Rio Zulia.

Se consideran dos sub-estilos estructurales, dependiendo del tipo de esfuerzo predominante en determinada zona, (Exxon, 1994). El primer Sub-estilo es caracterizado por pliegues asociados a sistemas de trust, por ejemplo los anticlinales de Socuavo y Tibu, y Sardinata. El otro Sub-estilo es dominado por fallas inversas que envuelven basamento. Este fallamiento puede tener un desarrollo o no de estructuras en flor, dependiendo de cuanto estén relacionados los movimientos de wrench con los movimientos de convergencia

Dentro de la Cuenca del Catatumbo, hacia la zona Oriental, pueden haber zonas que solo se vean afectadas por un único esfuerzo. Por ejemplo Hernández (2000), menciona que el domo sur de Petrolea y el anticlinal de Aguardiente ubicados al sureste del anticlinal de Tibú, están más relacionados solamente con efectos compresivos de thrust.

Por otro lado, Yurewicz et al. (1998), sugieren que las trampas de hidrocarburos ocurren en una serie de pliegues por propagación y flexión de falla los cuales se forman en el terciario tardío en asociación de fallas de wrench. Este es un punto de partida en el cual se identifican dos diferentes procesos por los cuales las estructuras anticlinales pueden ser formadas en el primer sub estilo estructural de la cuenca del Catatumbo.

7.2.1 Fallas. Se identificaron 3 fallas principales de tipo inverso, presentándose en ellas involucran del basamento y en una vergencia en sentido contrario al transporte tectónico general de la zona que es de sentido Oeste. Como se muestran en las figuras 10, 11 y 13.

- Falla; FalnNS01: Esta falla se manifiesta con un plano inclinado de 60 a 70 grados al Este y un Salto que oscila entre los 3000 y 6000 pies. Esta falla afecta el basamento y a las rocas cretácicas, mientras que a las rocas terciarias se manifiesta como un fuerte pliegue anticlinal asimétrico con inclinaciones a sus flancos.
- Falla; FalnNS02: Se identificó en muchas de las líneas sísmicas de buzamiento, esta falla es inversa, con un buzamiento al este y una vergencia al Oeste, siendo concordante con la dirección de transporte tectónica. Esta falla despega desde basamento y atraviesa parte de la cobertura sedimentaria,

definido como un cabalgamiento de alto ángulo, concordante con el estilo estructural de la región y el modelo propuesto.

- Falla: FalnNS03: Esta falla al igual que la falla de Socuavó es inversa y presenta un buzamiento al este y una vergencia al oeste, al igual despega desde el basamento y forma un cabalgamiento, confirmando el estilo estructural de la Cuenca del Catatumbo.

Esta falla corta la secuencia cretácica hasta la formación Colón y es el producto de la transferencia del desplazamiento de la falla FalnNS02 definida anteriormente, da origen al anticlinal de Puerto Barco, por el proceso de flexión de falla.

Con base en la interpretación sísmica y la integración regional desarrollada en este trabajo, existe la posibilidad de que la Flexión de Catatumbo constituya la terminación sur de un sistema transpresivo sinistral Ver Figura 13, de carácter regional “*contractional leading imbricate fan*”, resultado de la inversión tectónica de antiguas estructuras y el desarrollo de un sistema imbricado antitético que involucra el basamento pre-Cretácico y la cobertera Cretácico-Terciaria.

7.2.2 Pliegues. Las características más evidentes en los anticlinales de Río de Oro y Puerto Barco son:

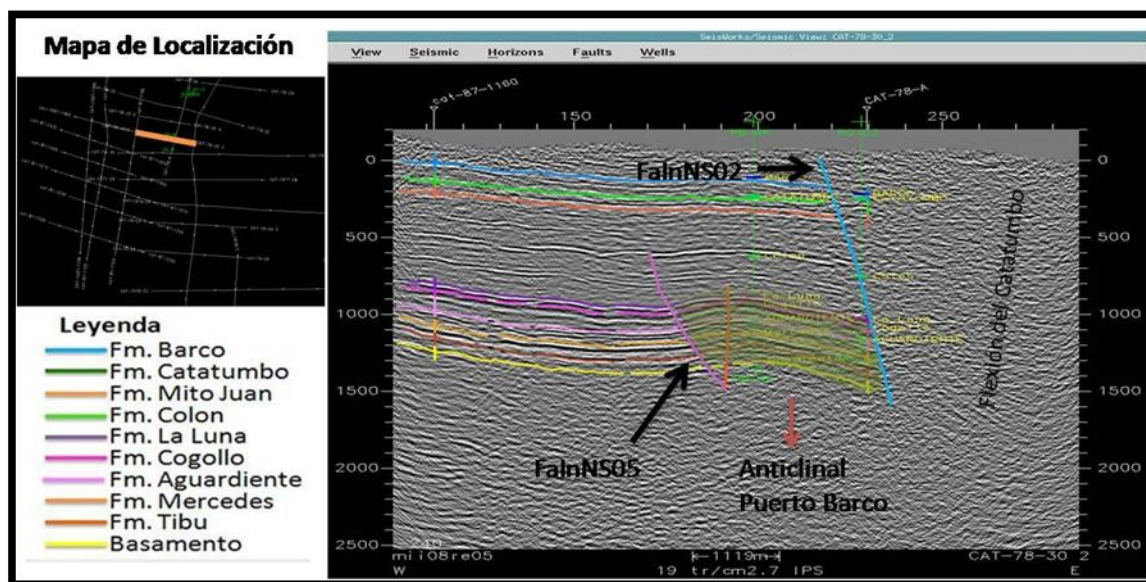
- La estructura se forma principalmente por plegamiento y cabalgamiento a lo largo de la flexión del Catatumbo (Figura 10).

Estos anticlinales tienen su origen asociado a un cabalgamiento por la falla de Caracol, nombrada FalnNS03, como se mostró en la Figura 10. La cual por un proceso de flexión de falla construyó la geometría de la trampa existente en los campos.

La Figura 13 permite definir que el anticlinal de Caracol es asimétrico y agudo cuyo flanco este es casi vertical y cuyo flanco oeste es comparativamente suave. Este plegamiento tiende ligeramente hacia el este del norte, por una distancia de 35kms. 15 de los cuales se encuentran en Colombia y 20 de ellos en Venezuela hacia el lado norte del Rio de Oro.

La Figura 15 corresponde a una línea compuesta de buzamiento ubicada sobre el anticlinal de Puerto Barco con una orientación NW-SE (Cuadro superior derecho de la figura), Los horizontes interpretados se ilustran en la línea compuesta, el horizonte más somero interpretado corresponde al Tope de la Formación Barco, el cual se presenta como un reflector fuerte pero con muy poca continuidad que hace difícil su identificación. Por su parte la interpretación del tope de la Formación la Luna se presenta como un reflector fuerte y continuo que permitió el control de las demás líneas sísmicas.

Figura 15. Anticlinal del Campo Puerto Barco.



Fuente: Autor.

7.2.3 Estructura Puerto Barco. La estructura de Puerto Barco corresponde a un anticlinal fallado, con geometría simétrica redondeada, Ver Figura 16, con una dirección hacia el NNE, afectado por una falla de cabalgamiento con dirección noroeste y vergencia W, en cuyo bloque colgante se localizan los pozos PB-1K y PB-2K. El tope del Grupo Uribante en esta estructura se localiza a 5300 pies en la parte más alta de la estructura.

El Grupo Uribante, conformado por las formaciones Cretácicas de Tibu, Mercedes y Aguardiente, constituye un importante intervalo productor en el campo Puerto Barco. Su litología corresponde a calizas y en menor proporción a arenitas y lodolitas, con porosidad secundaria y de fracturas.

Para darle mayor soporte a la interpretación, se cargó a manera de ejercicio de corroboración, el cubo sísmico 3D del anticlinal de Tibu, con ello haciendo un mayor control de la calidad de la interpretación de las líneas sísmicas, con resultados satisfactorios.

7.2.4 Estructura Río de Oro. La Estructura de Río de Oro es un anticlinal largo y angosto de corte fallado con dirección noreste, asimétrico con buzamientos mayores en el flanco oriental (35° a 40° hacia el Este), que se extiende desde el Río Catatumbo hasta el Río de Oro en Colombia, y unos 20-50 Km. hacia el norte en territorio Venezolano, donde alcanza su cierre estructural. Sísmicamente no se puede identificar, ya que esta justo en el límite nacional, y la sísmica existente no cubre completamente el área, y la sísmica existente es pobre y de baja calidad.

En la porción situada en territorio Colombiano el anticlinal presenta dos domos principales uno al norte y otro al sur al nivel del tope de la Formación Aguardiente. El eje del domo norte tiene una dirección de unos $N 20^\circ E$, mientras que el eje del

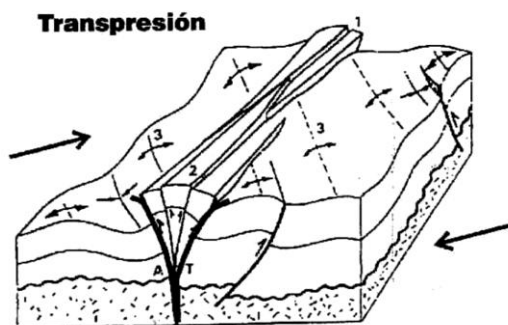
domo sur tiene una dirección de unos $N45^{\circ}E$, con una longitud aproximada de unos 6 Km y un ancho aproximado de 1.5 Km, donde se presentan varias formaciones productoras de hidrocarburos, de las cuales solo dos producen aun: La Formación Catatumbo y las rocas cretácicas del Grupo Uribante.

La Confirmación del modelo estructural para los campos Rio de Oro Puerto Barco, tiene como punto de partida, la aplicación de estos conceptos, y el soporte de los elementos estructurales interpretados, como fallas y pliegues, en las líneas sísmicas, que soportan el modelo propuesto.

Se concluye que los campos Rio de Oro y Puerto Barco, son una estructura en flor positiva localizada dentro de una zona de wrench, con unas fallas de cabalgamiento de alto grado Ver Figura 16.

Los anticlinales de Rio de Oro y Puerto Barco corresponden de manera general a pliegues de flexión de falla, localizados en el bloque colgante del cabalgamiento, los cuales involucran basamento y han afectado toda la secuencia sedimentaria en las escamas de Interés como se muestran en las figuras 10, 11 y 13. Estas estructuras han sido evaluadas además por información calibrada de pozos.

Figura 16. Modelo esquemático para una cuenca transpresiva



Fuente: Fuente: *Estructuras de Rumbo*, Capítulo 7 Ernesto Cristallini, 2000.

Una vez identificadas las estructuras de los campos, se procedió a realizar unas transectas estructurales con pozos que permitan hacer una visualización de la posición de los pozos y su ubicación respecto a la estructura. Para el campo Puerto Barco se trazó la transecta de la Figura 17, donde se cargaron los pozos totales de la estructura de Oeste a Este en donde se puede inferir el anticlinal, junto con el pozo RO-22k por ser pozo tipo, allí se puede observar el levantamiento del pozo RO-08 a causa de la falla inversa identificada como FalnNSo2, la cual limita la estructura a su flanco derecho.

De igual forma se realizó este procedimiento para el campo Rio de Oro, donde se tomaron transectas en dos secciones de la estructura, por ser un anticlinal alargado, se tomó una al inicio de la estructura (Figura 18), y otra al final del campo, limítrofe con Venezuela (Figura 19). Adicional a esto se hizo una correlación estructural al medio de la estructura, con las formaciones cretácicas (Figura 20) donde se infiere claramente el anticlinal de Rio de Oro.

Figura 17. Correlación estructural del Campo Puerto Barco, donde se puede identificar el Anticlinal y la falla de cierre al flanco derecho nombrada FalnNS02. Se puede observar que el registro eléctrico en la Formación La Luna principalmente, es muy similar entre ellos.

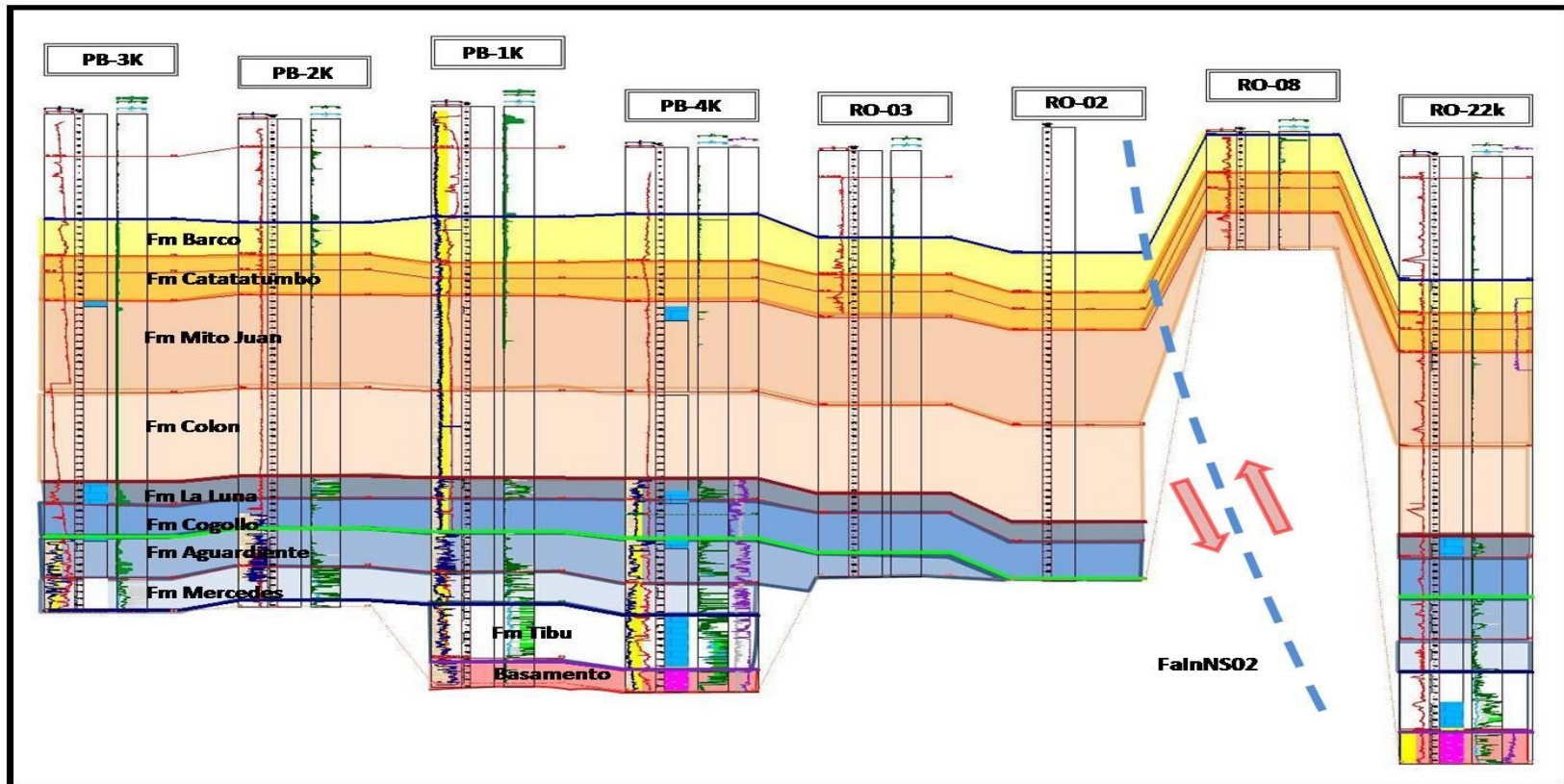


Figura 18. Correlación estructural del Anticlinal de Rio de Oro, donde las respuestas de los registros entre los pozos son muy similares, especialmente en las formaciones Luna Y Cogollo.

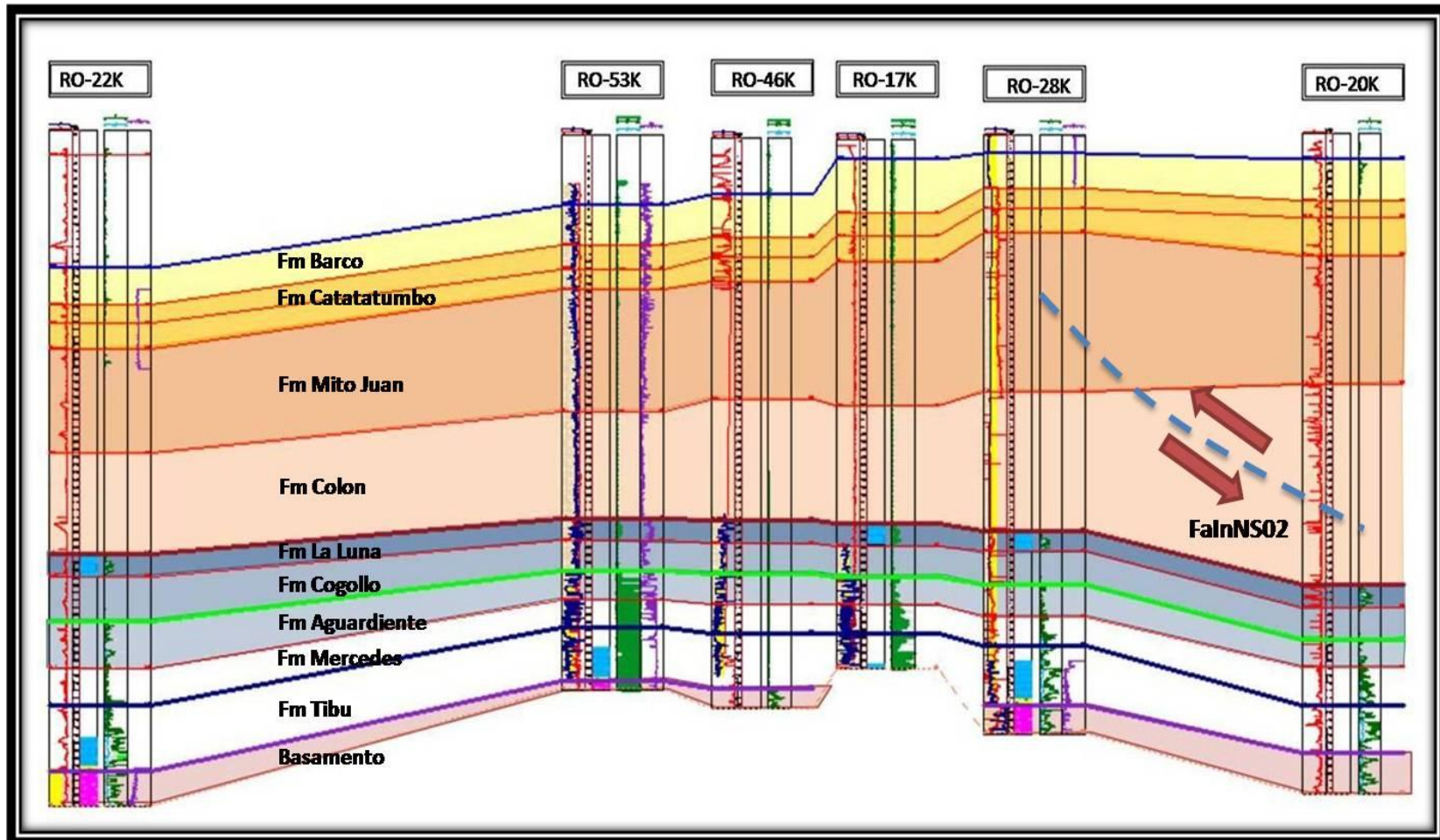


Figura 19. Correlación estructural del Anticlinal de Rio de Oro, donde las respuestas de los registros entre los pozos son muy similares, especialmente en las formaciones Luna Y Cogollo.

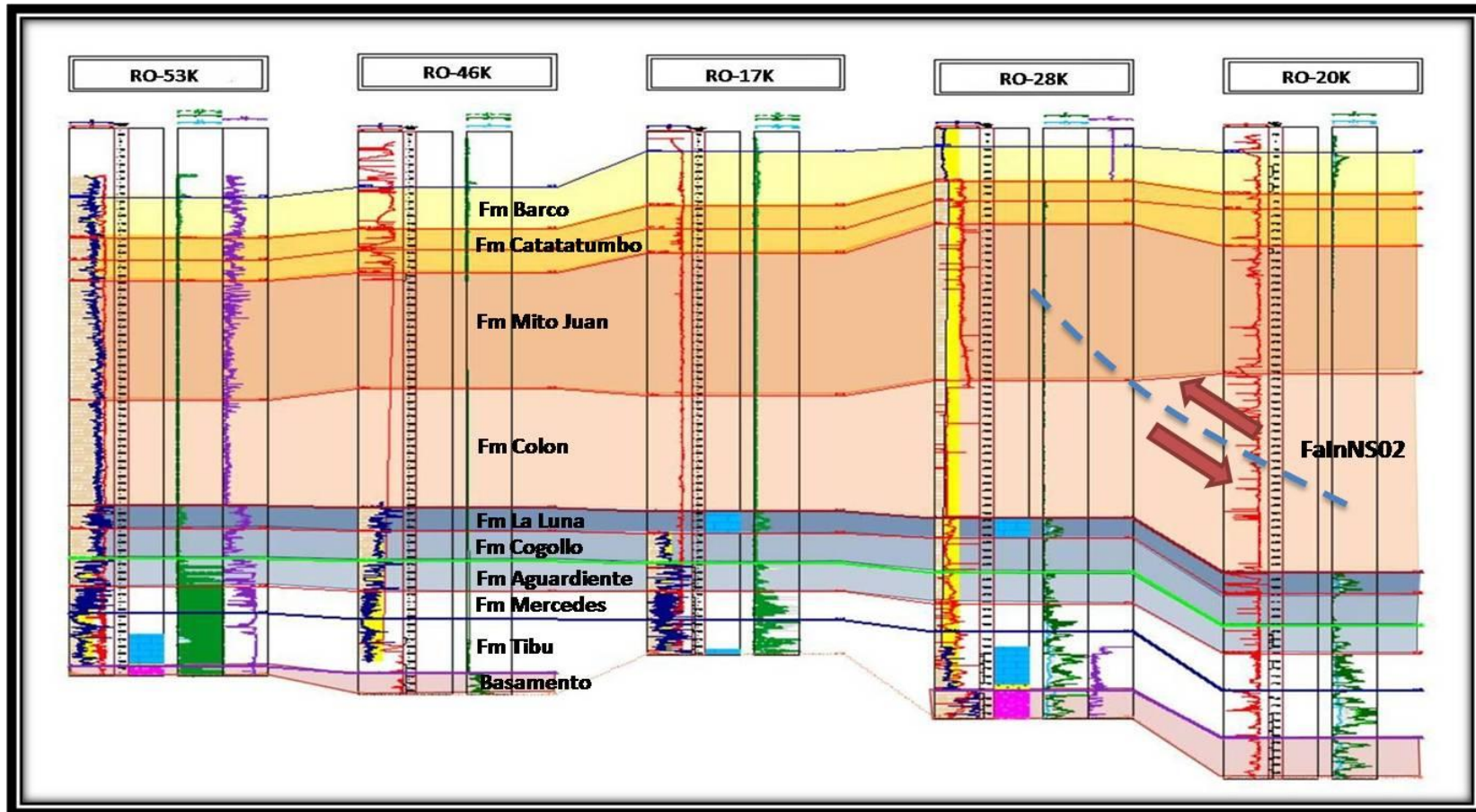


Figura 20. Correlación estructural del Anticlinal de Rio de Oro, sobre las formaciones Cretácicas.

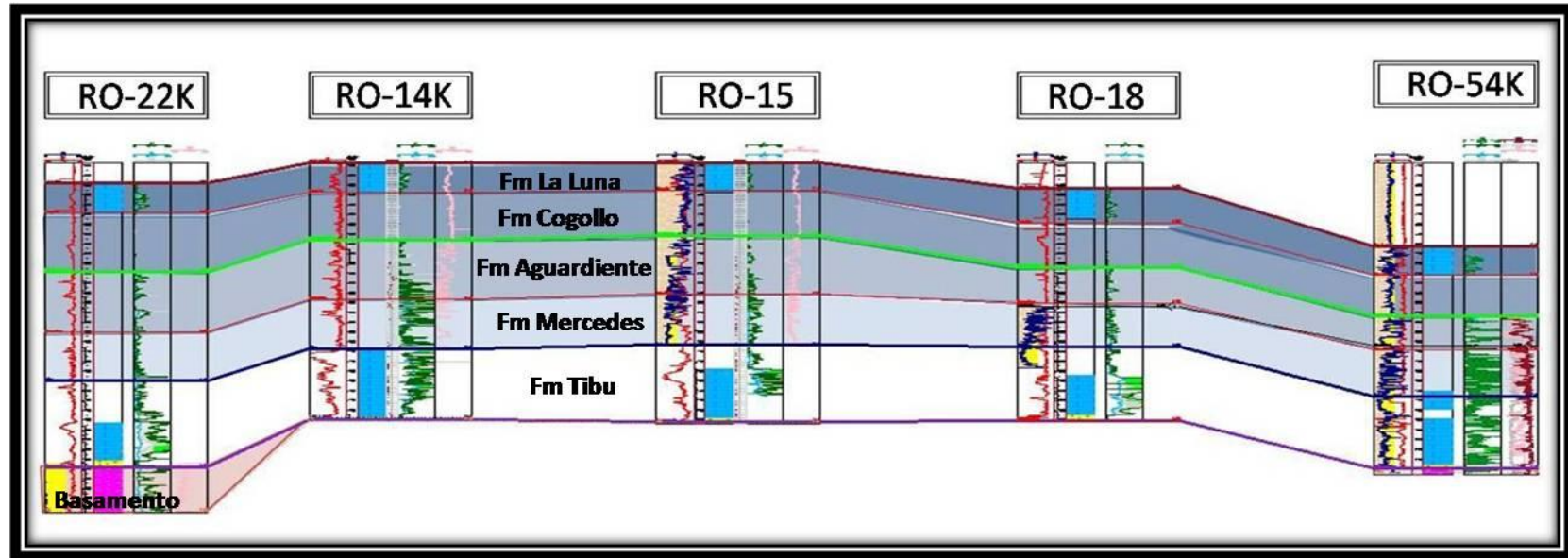
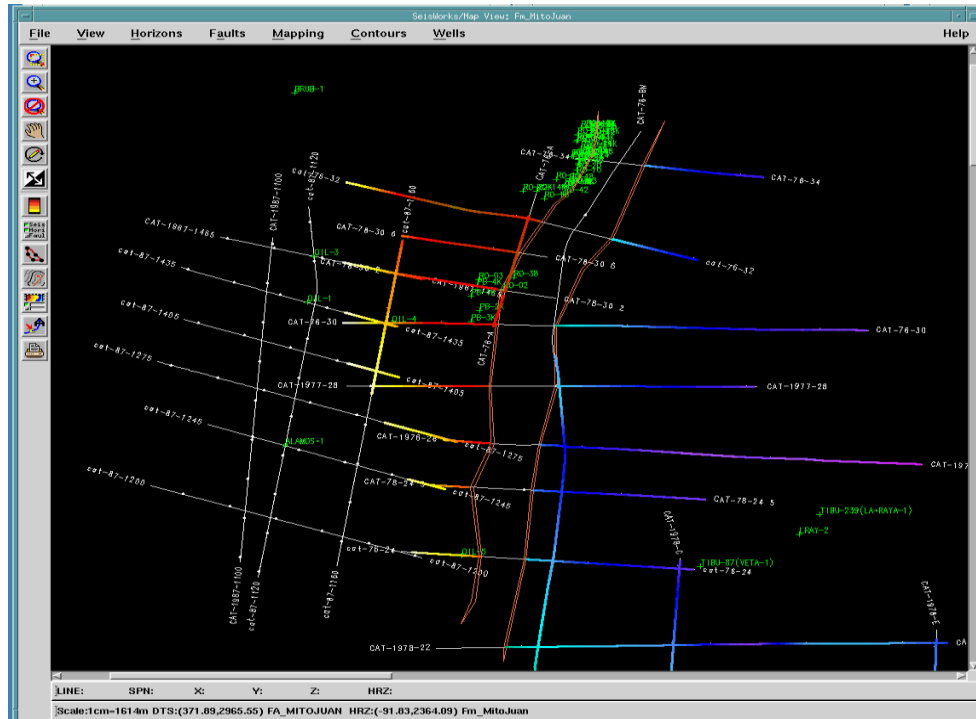


Figura 22. Diagrama en tiempo y seguimiento estructural del tope de la Formación Mito Juan.



Fuente: Autor.

El cubrimiento sísmico de los campos es pobre, lo cual no permite visualizar íntegramente la estructura del campo, a lo cual hubo que hacer un ajuste y edición con pozos para el campo Rio de Oro. Hacia el sector noreste de la flexión, no existe un amarre certero que permita atar las 2 líneas sísmicas superiores en su flanco derecho, las cuales dependieron de los polígonos de correlación y del criterio del intérprete, y no a un ajuste por control. Adicional a esto, el cubrimiento sísmico, está incompleto a causa de que la estructura se extiende más allá del límite nacional, limitando la adquisición.

Para este tipo de estructuras geológicas complejamente plegadas y falladas es necesario un manejo sísmico 3D que permitiría un mejor análisis y entendimiento estructural.

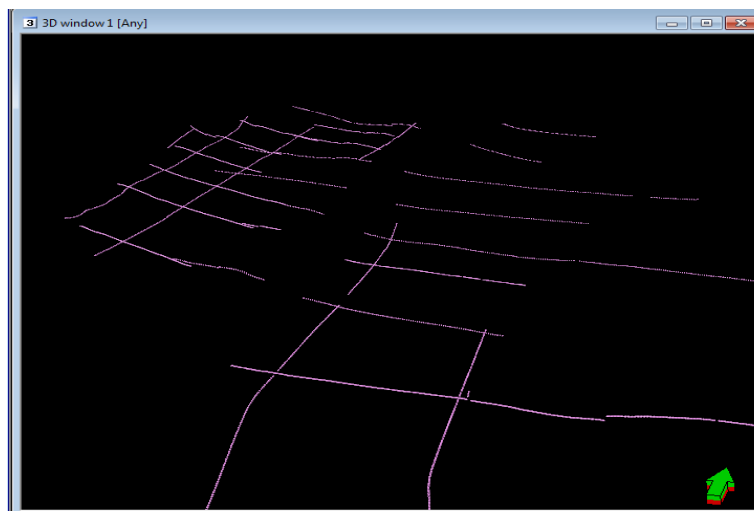
8. MAPAS ESTRUCTURALES

Se generaron mapas en tiempo a partir de la interpretación original de los horizontes. Estos mapas se generaron en el software Petrel, los cuales se construyeron a partir de los puntos de control de las líneas sísmicas interpretadas para cada una de las formaciones.

De esta forma los mapas de los topes de las formaciones presentan rasgos similares, en sentido de que están controlados, por dicho seguimiento de los horizontes en las líneas sísmicas y por ende controlados por el estilo estructural de la zona.

Al realizar la interpretación sísmica por formación, se genera un dato de posición X Y, y un Z en tiempo, los cuales servirán como punto de control para generar los mapas en tiempo, como se muestra en la Figura 23.

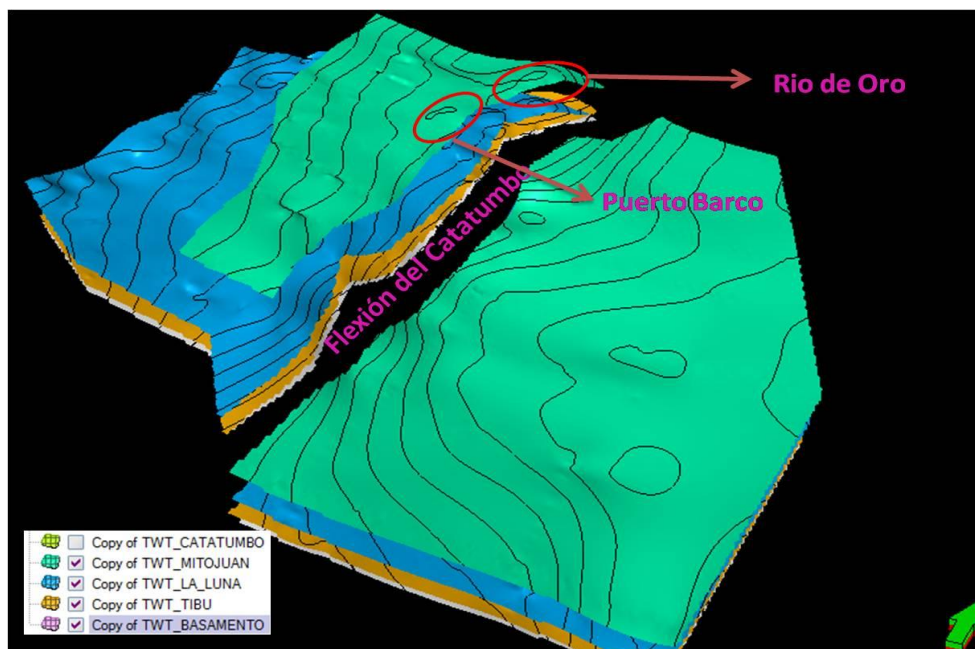
Figura 23. Visualización de los puntos de control de la interpretación sísmica en Seisworks, cargados en Petrel. Puntos para el Tope de la Formación La Luna.



Fuente: Autor.

Una vez cargados los puntos de control por formación, el Software permite mapear estos puntos como superficies, como se muestra en la Figura 24

Figura 24. Vista 3D, de los mapas en Tiempo para los Campos Rio de Oro Puerto Barco.



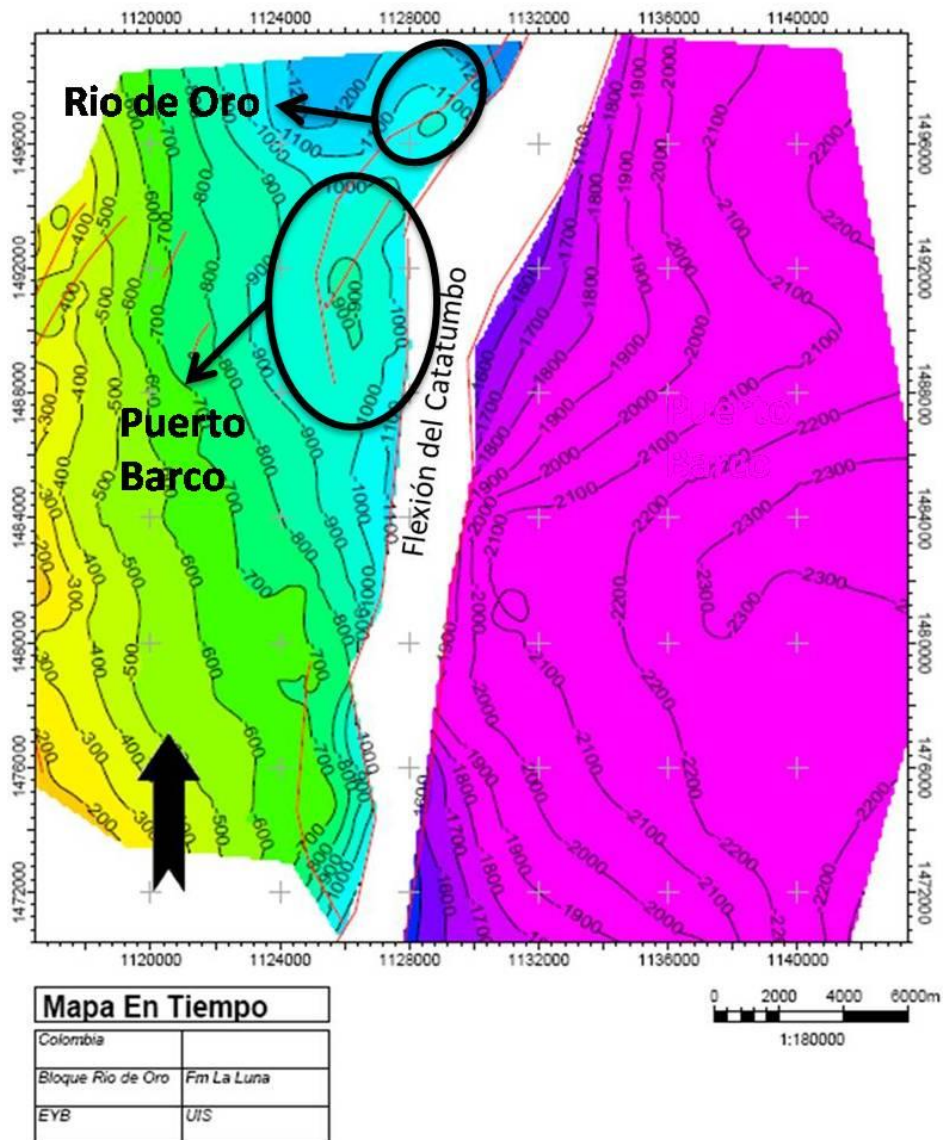
Fuente: Autor.

Seguido a la generación de mapas, se realiza una edición moderada de posibles errores, además de la eliminación de segmentos extrapolados como la flexión del Catatumbo que no tenía datos de mapeo. Los resultados de este procedimiento, se muestran en las figuras 25 y 26, correspondientes a los mapas en tiempo de las formaciones Luna y Mito Juan respectivamente.

Para la Figura 25, correspondiente a la formación La Luna, se puede identificar claramente el anticlinal de Puerto Barco, diferente al anticlinal de Rio de Oro que no es muy notable, debido a que la información sísmica no cubre completamente el sector por ser límite nacional, y además, que al ser una zona estructuralmente compleja, la calidad de la sísmica es muy baja.

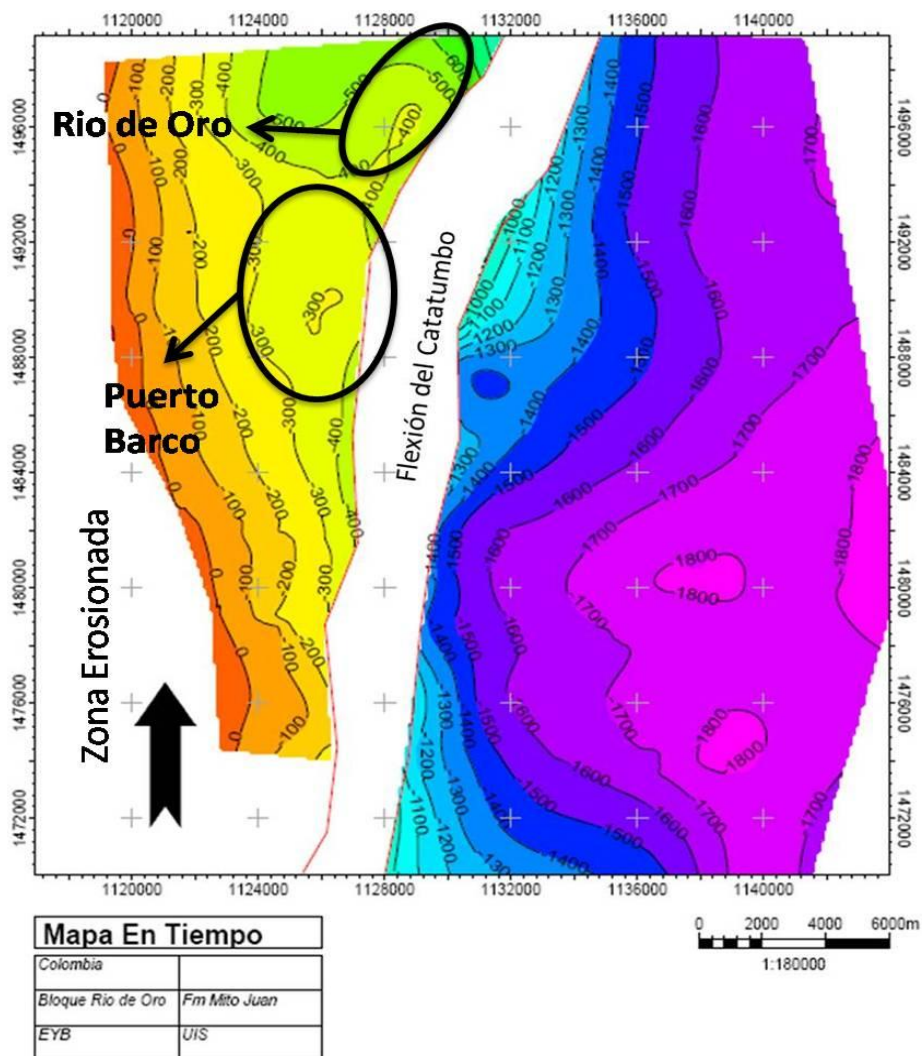
También, el segmento de la flexión del Catatumbo fue eliminado, ya que la misma no fue interpretada; Al ser un segmento muy plegado es imposible de reconocer horizonte alguno con la información existente, a lo cual el software construye una superficie extrapolada que no tiene soporte alguno.

Figura 25. Mapa En Tiempo al tope de la Formación La Luna.



En la Figura 26 se observa la ubicación de los campos; Aquí se hace evidente la desaparición del anticlinal de Puerto Barco, concordante con la no producción de hidrocarburo en ese campo, con respecto a sus formaciones Terciarias ya que no existe estructura alguna. Hacia el Sur Oeste se generó un polígono que restringía la formación a causa de que esta ya había sido erosionada, lo cual se apreció tanto en la sísmica como en mapas de superficie.

Figura 26. Mapa en tiempo al tope de la Formación Mito Juan



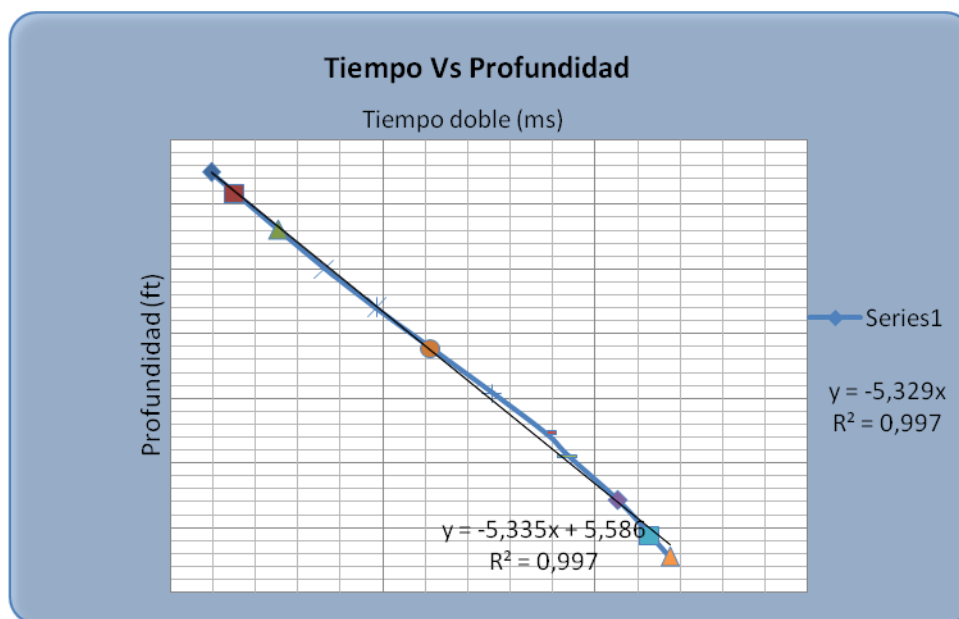
8.1 CONVERSION A PROFUNDIDAD

Una vez obtenidos los mapas en tiempo, es necesario hacer la conversión de dichos mapas, a mapas en profundidad. Este procedimiento se realizó por medio de los Software Petrel y Z-map, los cuales poseen estas aplicaciones.

Para hacer la conversión es necesario tener un registro checkshot, el cual relaciona, el Tiempo vs Profundidad para un pozo, Ver Figura 27.

8.1.1 Amarre Tiempo-Profundidad.

Figura 27. Gráfico de profundidad vs. Tiempo a partir de la Tabla tiempo Profundidad del pozo PB-4k empleada para realizar el amarre T/P.

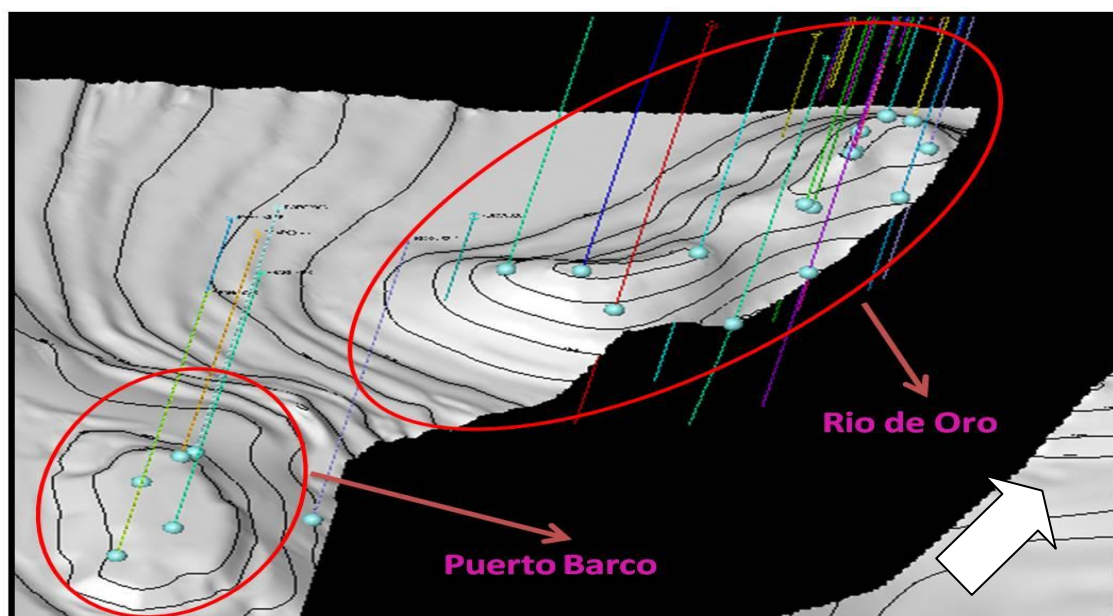


Fuente: Autor.

El proceso de conversión se realizó por medio de un amarre conocido de un registro checkshot, (Tablas Tiempo-Profundidad) de los pozos PB-4K, y el RO-14K. Eligiendo los mapas generados en Petrel, como los mapas de trabajo.

Dichos mapas fueron ajustados con los topes de las formaciones, respetando estos valores en el contorno, mejorando la calidad de los mismos, Ver Figura 28. Aquí se puede ver claramente el anticlinal alargado del campo Rio de Oro y los topes para la Formación La Luna marcados con esferas para los pozos que llegaron hasta dicha formación.

Figura 28. Vista 3D, del mapa en profundidad al tope de Formación La Luna donde se observan los topes de los pozos los cuales alcanzaron esta unidad.

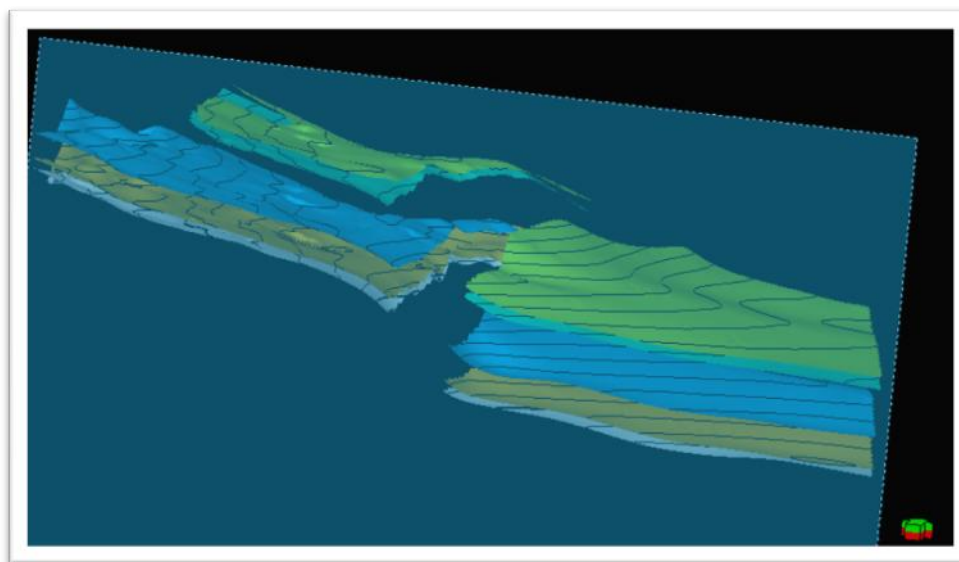


Fuente: Autor.

Al cargar los mapas hubo un control coherente de la ubicación de los horizontes, es decir no hay cruce por extrapolación entre una formación u otra ver Figura 29, que pudieran presentarse por problemas al momento de realizar la conversión como superposición de los Mapas estructurales de las formaciones.

Es claramente diferenciable la estructura anticlinal de los campos, y el establecimiento de cierres. Esto es satisfactorio, ya que es correspondiente a los modelos propuestos para estos campos y respeta los valores definidos para ello.

Figura 29. Vista en sección de los mapas al tope de las formaciones. Esta herramienta permite hacer un seguimiento a los espesores por formación para hacer un control de calidad de los mismos.



Fuente: Autor.

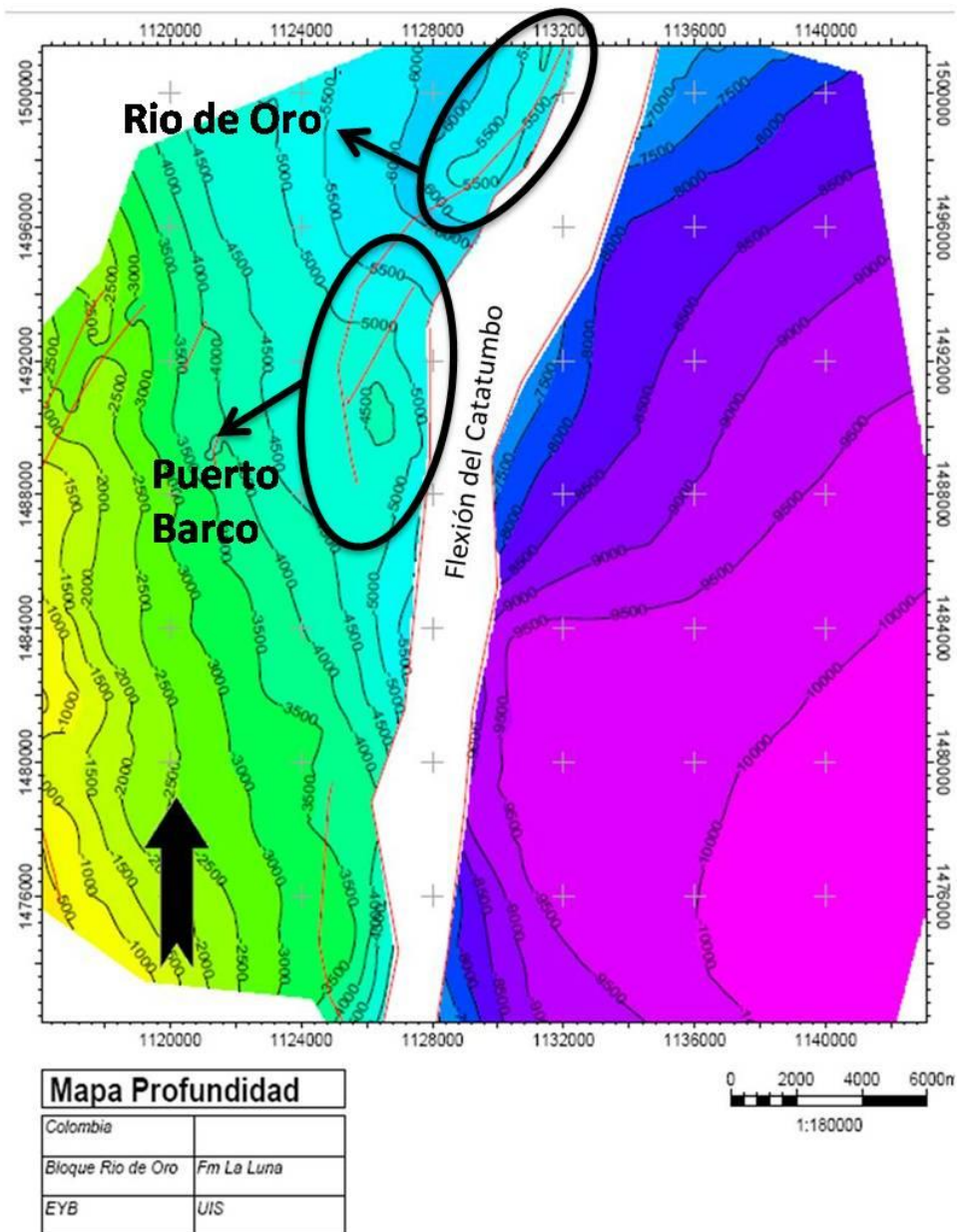
Como las formaciones que constituyen los campos mantienen paralelismo y mantienen su espesor, se decidió tomar como formaciones de trabajo, la Formación La Luna, y la Formación Mito Juan, a las cuales se les realizó la conversión a profundidad y su posterior ajuste con pozos. Con esto se pudieron realizar mapas isopacos de las demás formaciones con los valores promedios de espesor sobre los pozos no fallados.

Una vez realizadas las conversiones y sus posteriores ajustes, los resultados fueron los mapas en profundidad de las formaciones Luna y Mito Juan, ver figuras 30 y 31.

Los Mapas Generados en Profundidad son coherentes con los mapas en tiempo, y una vez realizado el ajuste por pozos, son más notorias las estructuras, particularmente la estructura del anticlinal de Rio de Oro. En general mantiene las

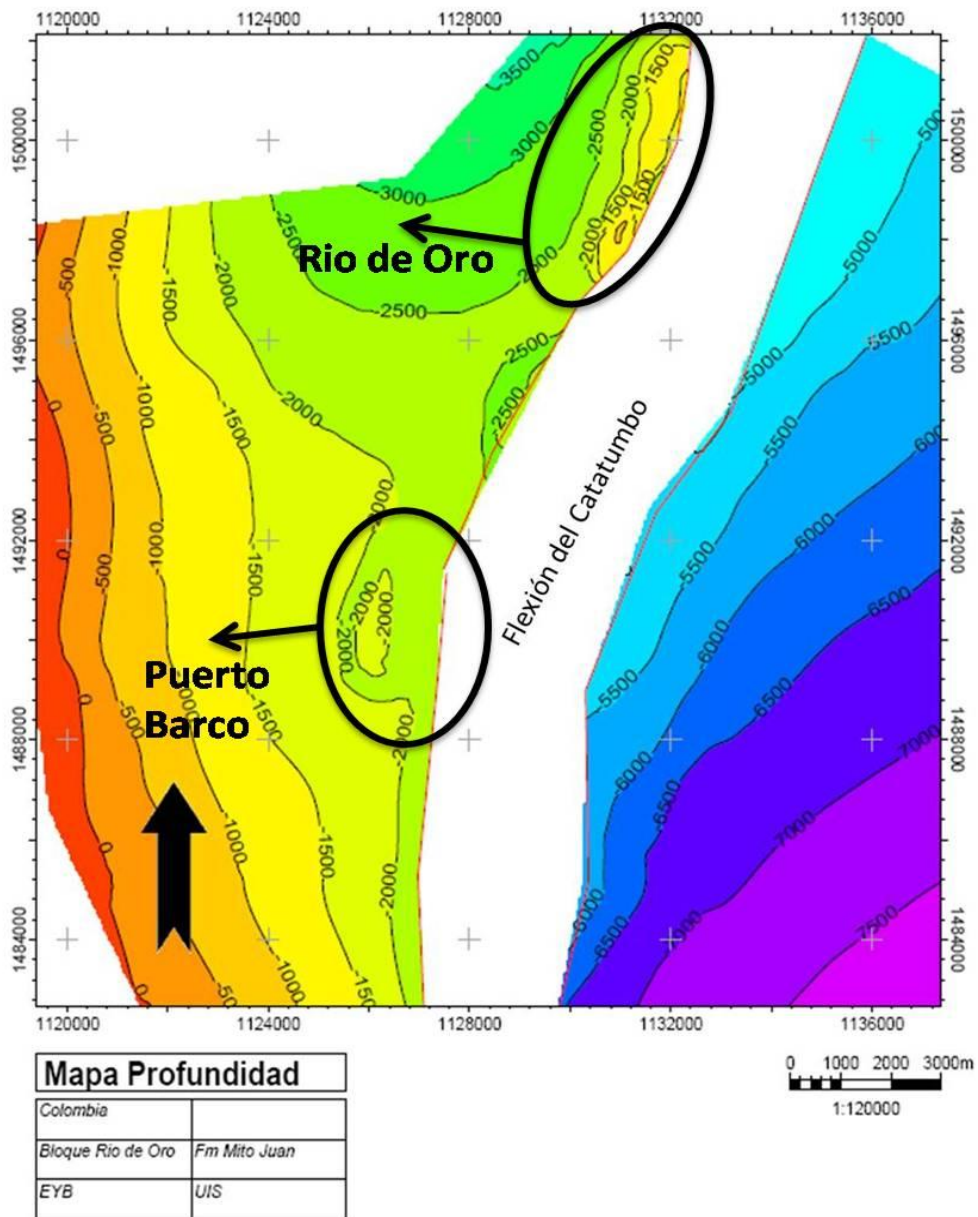
mismas características, donde continúa la anulación de la flexión del Catatumbo, y la eliminación por polígono, de la sección erosionada de la Formación Mito Juan, Figura 31.

Figura 30. Mapa en profundidad al tope de la Formación La Luna



En la figura se observa claramente el anticlinal alargado de Rio de Oro y un pequeña remanencia del anticlinal de Puerto Barco, el cual para la formación y las formaciones Terciarias, no representa mayor importancia.

Figura 31. Mapa en profundidad al tope de la Formación Mito Juan



9. CARACTERIZACION ESTRATIGRAFICA

La correlación de pozos realizada pretende establecer y visualizar la extensión lateral de las formaciones de interés, y la relación espacial entre estas a lo largo y ancho de los campos, a partir de la identificación de patrones dados como respuesta a las distintas curvas por formación.

Los topes que se interpretaron en cada uno de los pozos, fueron tomados inicialmente de los marcados operacionalmente y luego modificados si se presentara el caso, según las respuestas eléctricas obtenidas con los registros.

9.1 IDENTIFICACIÓN DE POZOS TIPO

La identificación de los topes de las formaciones se realizó con el establecimiento de unos pozos tipo de referencia para generar la correlación de los demás pozos existentes.

Luego de la inspección rigurosa de los pozos y los registros existentes para cada uno de ellos, se sugirió tomar a los pozos PB-4k y RO-22K como los Tipo, ya que estos no se encontraron fallados y además eran muy similares en cuanto a las respuestas de los distintos registros tomados conforme al registro tipo de la cuenca.

A aquellos que no tenían ningún tipo de registro eléctrico, en el caso de que existiera un registro litológico de perforación se le marcaron los valores allí referidos, y en los casos de no existencia de ninguna clase de control, se establecieron los topes conforme a los espesores promedio de las formaciones.

De los pozos que tienen un registro mínimo que permitiera identificar alguna característica en particular, se pudieron destacar respuestas de fácil identificación.

De acuerdo con los registros eléctricos el tope de la Formación Catatumbo se localiza donde se presenta un contraste definidos por SP y resistividad entre las areniscas inferiores de la Formación Barco y los Shales Infrayacentes.

El tope de la Formación Cogollo, se estableció como el punto en el cual las resistividades de la Formación la Luna decrece, encontrándose con una secuencia arcillosa.

El tope de la Formación Colón es complicado de diferenciar con la Formación Mito Juan ya que estas formaciones están descritas como paquetes de arcillas muy poco o nada variantes, entonces se tomaron como tope los marcados durante la perforación.

La geometría del reservorio, la compartimentalización y los valores de porosidad y permeabilidad y sus distribuciones influyen en la eficacia del flujo de fluido, barrido y recobro, un entendimiento de los controles geológicos en estos atributos es benéfico para la caracterización del yacimiento.

9.2 DESCRIPCION DE FORMACIONES

9.2.1 Formación Tibu. Lodolitas de color gris oscuro, negro y marrón con laminación plano paralela, físisles, con abundantes restos de conchas y de peces; intercalada con pequeños niveles de calizas lumaquéllicas en bancos de 30 cm. con estratificación ondulosa y cuarzo arenitas grises, calcáreas, con abundantes

fósiles, bioturbadas en bancos gruesos macizos, (Alba Mesa. 1991). Es productora en el campo Rio de Oro.

- **Porosidad:** Es baja alcanza hasta un 4 %, aunque la presencia de micro fracturas es propicia para el desarrollo del campo.
- **Ambiente:** Corresponde a una plataforma muy somera, con baja pendiente, baja circulación, aguas someras, con periódicos incrementos del nivel de energía o shoaling que permiten la acumulación de conchas gruesas.

9.2.2 Formación Mercedes. Consiste de calizas arenosas y fosilíferas intercaladas con shales, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre mudstones y grainstones. *Se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundante foraminíferos plantónicos* (Exxon, 1993). En la columna levantada en el área de Sardinata por el ICP (1998) consiste de calizas lumaquélicas grises oscuras, en capas hasta de 1 m., onduladas no paralelas continuas, ocasionalmente pellets, restos de peces y fosfatos; intercaladas con lodolitas grises a negras con laminación ondulosa plano-paralela, en ocasiones calcáreas con concreciones. Es frecuente encontrar restos de peces, bivalvos y gasterópodos y óxidos de hierro. El espesor medido en dicha localidad es de 45 m. (~148 pies).

Producción: La Formación Mercedes es productora en Rio de Oro y en Puerto Barco.

- **Porosidad:** bastante pobre, normalmente tipo canal, relacionado a microfracturas. Se encuentra relacionada a horizontes ricos en materia orgánica y a estilolitos sin generarse porosidad efectiva. (Alba Mesa. 1991).

- **Ambiente:** Plataformas abiertas con circulación moderada, aguas someras de decenas de metros con salinidad normal favorecen el desarrollo de mudstones a grainstones con abundante fauna, al igual que en Tibu, se presenta shaoling con incrementos del nivel de energía, que dan lugar a la formación de grainstones con bioclastos abrigados en cemento esparítico, en general la secuencia varía entre las secuencias 6 y 7 de Wilson (Mesa A. 1991).

“6.- Facies de arenas de barrera arenosa de borde de plataforma: Éstas toman las formas de bancos, playas, barras de marea de mar abierto en abanicos, cinturones o islas de dunas. La profundidad de tales arenas marginales varía de 5 a 10 metros. El ambiente es oxigenado pero no adecuado para la vida marina debido al cambio constante de sustrato. Según “El modelo de facies estándar de Wilson” (1970, en Wilson, 1975)

7.- Facies marina de plataforma abierta (undadform): Este ambiente se localiza en estrechos, lagunas y bahías abiertas detrás del borde de plataforma externa. La profundidad del agua es generalmente somera, a veces solo algunos metros de profundidad. La salinidad es normal, a veces variable y con circulación moderada.” Según “El modelo de facies estándar de Wilson” (1970, en Wilson, 1975)

9.2.3 Formación Aguardiente. A escala regional consiste predominantemente de cuarzo areniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercaladas con shales y calizas. Algunos shales presentan alto contenido de materia orgánica y pueden ser potenciales generadores en el área (Exxon, 1993). En el sector sur, consiste de intercalaciones de cuarzo arenitas de grano fino a grueso, grises claras, con estratificación ligeramente ondulosa no paralela y laminación inclinada de bajo ángulo, en capas delgadas a muy gruesas, con capas de 30 cm de cuarzo arenitas de grano fino, grises claras, a veces lodosas e

intensamente bioturbadas, con estratificación ondulosa y pequeños bancos de lodolitas grises oscuras con laminación ondulosa, bioturbadas con restos carbonosos. El espesor medido oscila entre los 563 m (~1850 pies) en el sector de La Donjuana y de 313.5 m. (~1030 pies) en Sardinata (ICP, 1998).

- **Porosidad:** (Areniscas Calcáreas); Tamaño de Arena fina a muy fina, estos intervalos arenosos se clasifican como cuarzo arenitas, la porosidad es principalmente de tipo secundario por disolución de glauconita y otros componentes, no es alta, aunque en algunos niveles alcanza el 10%. Se presentan además gran cantidad de fracturas y/o canales de disolución. (Alba Mesa. 1991).
- **Ambiente:** Las arenas verdes glauconíticas, se desarrollan comúnmente en ambientes de plataforma media a exterior. La mayoría de los minerales glauconíticos se acumulan en ambientes de plataforma marina, durante largos periodos de influjo reducido de sedimentos; leve transgresión y breves intervalos de progradación, algunas arenas verdes se asocian con transgresiones en secuencias de carbonatos. La glauconita normalmente asociada con fosfatos es característica del ambiente marino abierto.

Esta facies de wackstone a packstone arenoso con conchas enteras de moluscos, se interpreta como de energía moderada, dentro de un ambiente protegido de plataforma. La naturaleza mono-específica de pequeños bivalvos enteros, traduce ambientes lagunares o inter mareales bajos.

9.2.4 Formación Cogollo. La Formación Capacho oscila de norte a sur entre 300 y 1,100 pies de espesor, Bouman y Gibson (1964). En secciones levantadas en LaDonjuana y Sardinata (ICP, 1998) el espesor medido oscila entre los 326 m. (~1,070 pies) y los 349 m. (~1,150 pies) respectivamente. Allí consiste de lodolitas

grises oscuras a negras, con laminación planoparalela a ondulosa, con impresiones de bivalvos y restos de peces; intercaladas con lodolitas arenosas grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, calizas lumaquéllicas (wackestone y packstone debivalvos) grises, ondulosa y calizas micríticas en capas hasta de 70cm, plano paralelas.

- **Porosidad:** La porosidad es nula, siendo la roca importante como sello o roca madre, pero no como roca reservorio.
- **Ambiente:** Los sedimentos tipo wackestone pelágicos son depositados en cuencas de profundidad moderada (Máximo 80m), por lo que el ambiente para esta formación podría corresponder a un margen de plataforma.

9.2.5 Formación La Luna. Consiste de calizas delgadas gris oscuras intercaladas con shales. Hacia la parte inferior presenta mudstone gris oscuro que ocasionalmente se presenta como lentes o concreciones intercalado con lodolitas calcáreas gris oscuras, laminadas, en capas con estratificación plano paralela a ondulosa, ricas en materia orgánica (ICP, 1998).

- **Porosidad:** Es nula, presenta desarrollo de canales y vugs normalmente rellenos de materia orgánica (Alba Mesa. 1991). El potencial de esta formación es de roca fuente.
- **Ambiente:** Los lodos de globigerinas ricos en materia orgánica acumulados en zonas de baja energía bajo el nivel de base de la solas y los niveles de chert presentes en la secuencia de la formación la luna, indicarían que ella se depositó en una zona profunda que corresponde a la microfacie 3 de Flugel, margen de plataforma profunda o margen de cuenca.

9.2.6 Formación Colon. Está compuesta por lodolitas fósiles, grises a grises oscuras, ligeramente calcáreas. Hacia la base se presenta una arenisca glauconítica que contiene foraminíferos retrabajados y restos de peces (Miembro Tres Esquinas). Bouman y Gibson (1964), reportan para la Formación Colón un rango de espesor entre 700 pies al este y 1,400 pies al oeste.

Al no ser prospectiva no se hicieron análisis petrofísicos.

- **Ambiente:** Es esencialmente de origen marino pero hacia el tope tiene origen de aguas salobres.

9.2.7 Formación Mito Juan. Consiste principalmente de lodolitas fósiles gris-verdosas, lodolitas limolíticas, limolitas y calizas que llegan a ser más frecuentes hacia la parte superior. Bouman y Gibson (1964), reportan para esta unidad un espesor promedio de 1,450 pies. Existe producción de la Formación Mito Juan, en el campo Río de Oro, a partir de los horizontes calcáreos y limolíticos ubicados hacia la parte superior.

- **Ambiente:** Aguas salobres.

Durante este periodo las condiciones de depositación se hacen más continentales, el registro litológico está representado por arcillolitas, areniscas y horizontes de carbón depositados en sistemas fluviales y deltaicos. Desde el punto de vista tectónico coincide con el desarrollo de una cuenca ante país (foreland) relacionada con el levantamiento de la cordillera oriental.

9.2.8 Formación Catatumbo. Consiste de intercalaciones de lodolitas fósiles gris oscuras y arcillolitas un tanto carbonosas. Se presentan localmente capas de carbón. Hacia la base y parte media de la sección son frecuentes las intercalaciones de areniscas micáceas de carácter lenticular. El espesor de esta

unidad es de 300 pies hacia el noreste y de cerca de 900 pies hacia el suroeste, Bouman y Gibson (1964). Se ha reportado producción a partir de la Formación Catatumbo en los campos Río de Oro, Tibú-Socuavó y Sardinata.

No hay una clara diferenciación entre la formación Catatumbo y la formación Barco, lo que podría estar representando un contacto transicional o un límite no bien definido.

- **Porosidad:** “mala, y se debe principalmente a la disolución del feldespato, en menor cantidad hay espacio por al primario remanente. Alcanza valores máximos del 5%.”
- **Ambiente:** El ambiente de depósito es de transición entre ambientes de aguas marinas poco profundas a frentes deltaicos progradantes predominantemente lodosos con alguna influencia de marea y desarrollo local de pantanos salobres (Bouman y Gibson 1964). En las correlaciones se observan variaciones en el espesor, lo que corroboraría el ambiente definido.

9.2.9 Formación Barco. Consiste de areniscas de grano fino a medio intercaladas con arcillolitas. Estas areniscas presentan por lo general, un contenido de arcillas menor que las areniscas de la Formación Catatumbo. Algunos horizontes delgados de carbón se presentan principalmente hacia el tope.

El espesor de la unidad varía a escala regional entre los 500 pies hacia el noreste a 700 pies hacia el suroeste Bouman y Gibson (1964). Barco es el reservorio dominante en los campos del Catatumbo. Específicamente, la Formación Barco es productora en el campo Río de Oro y Sardinata (Notestein *et al.* 1944).

La formación Barco tradicionalmente se ha considerado como un depósito esencialmente de carácter transicional. Notestein (1994), Señalan el carácter no marino de la formación y destaca la ausencia de fósiles en estos sedimentos. Así mismo indica la discontinuidad de algunos niveles arenosos de acuerdo a lo observado en los pozos de Tibu.

Trabajos que se conocen en cuanto a la estratigrafía y ambientes de depósito para la formación Barco esta rojas (1990), "Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo", donde se presenta el análisis facial y de ambientes de depósito de las formaciones Barco y Catatumbo, a partir de secciones estratigráficas levantadas en campo.

- **Porosidad:** La porosidad primaria en general es baja, en los niveles más cuarzosos aumenta, la porosidad total es mejorada por la disolución de feldspatos principalmente. El valor total oscila entre el 0% y el 16 %
- **Ambiente:** Es asociado a un medio deltaico con dominio fluvial acumulado como producto del depósito de medios transicionales. Reyes (1990), añade que los niveles de limolitas y arcillolita corresponde a depósitos de bahía inter-distributaria, así como niveles de areniscas a depósitos de canales distributarios.

Se interpreta como transicional de tipo deltaico dominado por ríos con influencia de mareas, con desarrollo de depósitos de barras de desembocadura y barras Proximales.

De este modo se concluye que la depositación presenta un registro sedimentario de más de 15000 pies de espesor, donde se caracterizan los distintos estadios evolutivos de la cuenca, la cual es concordante en su mayor parte con una cuenca

de tipo Foreland, evolucionando de sedimentos marinos hasta llegar a depósitos continentales de ríos, que es lo observado en la columna estratigráfica. Además no se observaron cambios de espesores, ni aumento ni acuñamiento en las transectas realizadas por pozos.

10. RESULTADOS PETROFISICOS

En este capítulo se mostraran los resultados del modelo petrofísico realizado por la profesional en el área, Yaderlis Teran. De la compañía ECOPETROL S. A., para el Campo Puerto Barco – Rio de Oro. Los cuales se emplearon en este estudio, para el mapeo de las propiedades Arena Neta y Porosidad, así como también para el cálculo de aceite original en sitio para cada uno de los campos.

La realización de una evaluación Petrofísica reviste gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo; debido a que a través de éste se pueden definir las propiedades de las rocas, el cual permite calcular con mejor precisión las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica del proyecto. Mediante este estudio se pueden obtener informaciones básicas como: porosidad, saturación de fluidos, mineralogía de la formación, movilidad del petróleo, distinguir el tipo de hidrocarburo, permeabilidad, electro facies y distribución del tamaño de los granos y su densidad.

El modelo petrofísico de la roca-yacimiento, en contraposición al modelo petrográfico, es aquel que permite estimar cuantitativamente, ciertas propiedades de estas rocas asociadas con su potencial como rocas productoras comerciales de hidrocarburos. No obstante la cantidad de hidrocarburo contenida en una unidad de volumen del yacimiento es el producto de su porosidad por saturación de hidrocarburos.

A continuación se presentaran los resultados obtenidos por la evaluación petrofísica, realizada por ECOPETROL S. A. a cargo de la Profesional en el área.

Los valores de porosidad en el modelo se encuentran en el rango de 4% – 16%. El rango de permeabilidad promedio en las zonas de interés es de 9 a 76 md. Como se puede observar en La Tabla 2, donde se muestran los valores de porosidad y permeabilidad promedio para cada Formación.

Tabla 2. Valores promedios de porosidad y permeabilidad. Campo RO y PB

CAMPO RIO DE ORO Y PUERTO BARCO	BARCO		CATATUMBO SUPERIOR		CATATUMBO MEDIO		MITO JUAN		LA LUNA	
	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)
	0,16	100	0,12	64,78	0,12	61	0,14	76	0,04	8,43
	COGOLLO		AGUARDIENTE		MERCEDES		TIBU		BASAMENTO	
	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)	PhiE (frac.)	K_Timur (mD)
	0,15	35	0,06	28	0,04	16,6	0,04	10,91	0,01	8

Para el cálculo de saturación se usó el modelo de Simandoux Modificado por tratarse de rocas con volumen de arcilla relativamente alto. Los parámetros requeridos para la aplicación del modelo son resistividad del agua de formación (Rw), factor de cementación (m), exponente de saturación (n) y factor de tortuosidad (a), resistividad del shale presente en la formación, volumen de shale y porosidad efectiva variándolos según litología presente La Tabla , presenta los promedios de saturación de agua para las Formaciones productoras.

Tabla 3. Valores de saturación de agua calculados por Formación. Campo RO y PB

CAMPOS RIO DE ORO Y PUERTO BARCO	BARCO	CATATUMBO SUP	CATATUMBO MED	MITO JUAN	LA LUNA
	sw (frac.)	sw (frac.)	sw (frac.)	sw (frac.)	sw (frac.)
	0,28	0,4	0,4	0,35	0,37
	COGOLLO	AGUARDIENTE	MERCEDES	TIBU	BASAMENTO
sw (frac.)	sw (frac.)	sw (frac.)	sw (frac.)	sw (frac.)	
0,30	0,35	0,4	0,34	0,45	

La Tabla 4, presenta los valores promedio de arena neta petrolífera por Formación.

Tabla 4. Valores promedio de arena petrolífera calculada. Campo Rio de Oro y Puerto Barco

CAMPOS RIO DE ORO Y PUERTO BARCO	BARCO	CATATUMBO SUP	CATATUMBO MED	MITO JUAN	LA LUNA
	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)
	30.5	38.67	40.92	34.98	54.71
	COGOLLO	AGUARDIENTE	MERCEDES	TIBU	BASAMENTO
	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)	Net pay (feet.)
32.23	74.34	55.33	74.06	50	

En la Tabla , se resumen las propiedades petrofísicas obtenidas para cada uno de los pozos en las diferentes Formaciones Todas las tablas de resumen de propiedades, se encuentran en formato Excel, en los soportes petrofísicos.

Tabla 5. Evaluación Petrofísica. Resumen de propiedades Petrofísica. Campo RO y PB.

FORMACION		Nombre del Pozo	TOPE (ft)	BASE (ft)	GrossRes	NET PAY (ft)	PHI Prom	Sw Prom	VSH Prom	K Prom (mD)	NET Res Rock (ft)	PHI Prom	VSH Prom
RO Y PB Sumario Propiedades Petrofísicas Curvas: Permeabilidad, Cortes: Volumen de arcilla, Saturación de agua, Permeabilidad Mínima, Volumen de arcilla, Saturación de agua, Permeabilidad (K)													
PB-01													
MIRADOR			614.00	1629.00	1015.00	20.00	0.10	0.15	0.24	38.00	30.00	0.10	0.25
LOS CUERVOS			1629.00	2305.00	676.00	0.00					10.00	0.03	0.24
BARCO			2305.00	2545.50	240.50	27.50	0.26	0.32	0.20	128.00	27.50	0.26	0.19
CATATUMBO SUP			2545.00	2803.00	258.00	61.00	0.25	0.58	0.24	120.00	61.00	0.25	0.24
CATATUMBO MED			2803.00	4227.00	1424.00	0.00					58.00	0.26	0.22
MITO JUAN			4227.00	5487.50	1260.50	0.00					6.00	0.18	0.32
COLON			5487.00	5803.00	316.00	0.00					5.50	0.09	0.27
LA LUNA			5803.00	6302.00	499.00	36.00	0.10	0.25	0.14	25.00	36.00	0.10	0.14
COGOLLO			6302.00	6892.00	590.00	114.00	0.02	0.32	0.20	18.00	114.00	0.02	0.20
AGUARDIENTE			6892.00	7348.50	456.50	45.00	0.03	0.38	0.16	9.00	259.50	0.03	0.16
MERCEDES			7348.50	8223.00	874.50	0.00					101.50	0.02	0.22
TIBU			8223.00	8544.00	321.00	0.00							
BASAMENTO													
PB-02													
MIRADOR			419.00	1431.00	1012.00	10.50	0.16	0.27	0.27	98.00	90.50	0.16	0.26
LOS CUERVOS			1431.00	2007.00	576.00	0.00					16.50	0.02	0.32
BARCO			2007.00	2244.00	237.00	12.50	0.18	0.46	0.12	120.00	12.50	0.18	0.13
CATATUMBO SUP			2244.00	2615.00	371.00	8.50	0.11	0.49	0.18	65.00	8.50	0.11	0.18
CATATUMBO MED			2615.00	3993.00	1378.00	12.00	0.10	0.52	0.22	45.00	42.50	0.11	0.21
MITO JUAN			3993.00	5298.00	1305.00	0.00					9.00	0.09	0.21
COLON			5298.00	5576.50	278.50	0.00					5.00	0.16	0.32
LA LUNA			5576.50	6010.00	433.50	8.00	0.10	0.32	0.14	48.00	8.00	0.10	0.14
COGOLLO			6010.00	6620.00	610.00	18.00	0.03	0.35	0.26	13.00	19.50	0.03	0.26
AGUARDIENTE			6620.00	7130.50	510.00	120.70	0.04	0.25	0.15	35.00	481.00	0.04	0.28
MERCEDES													

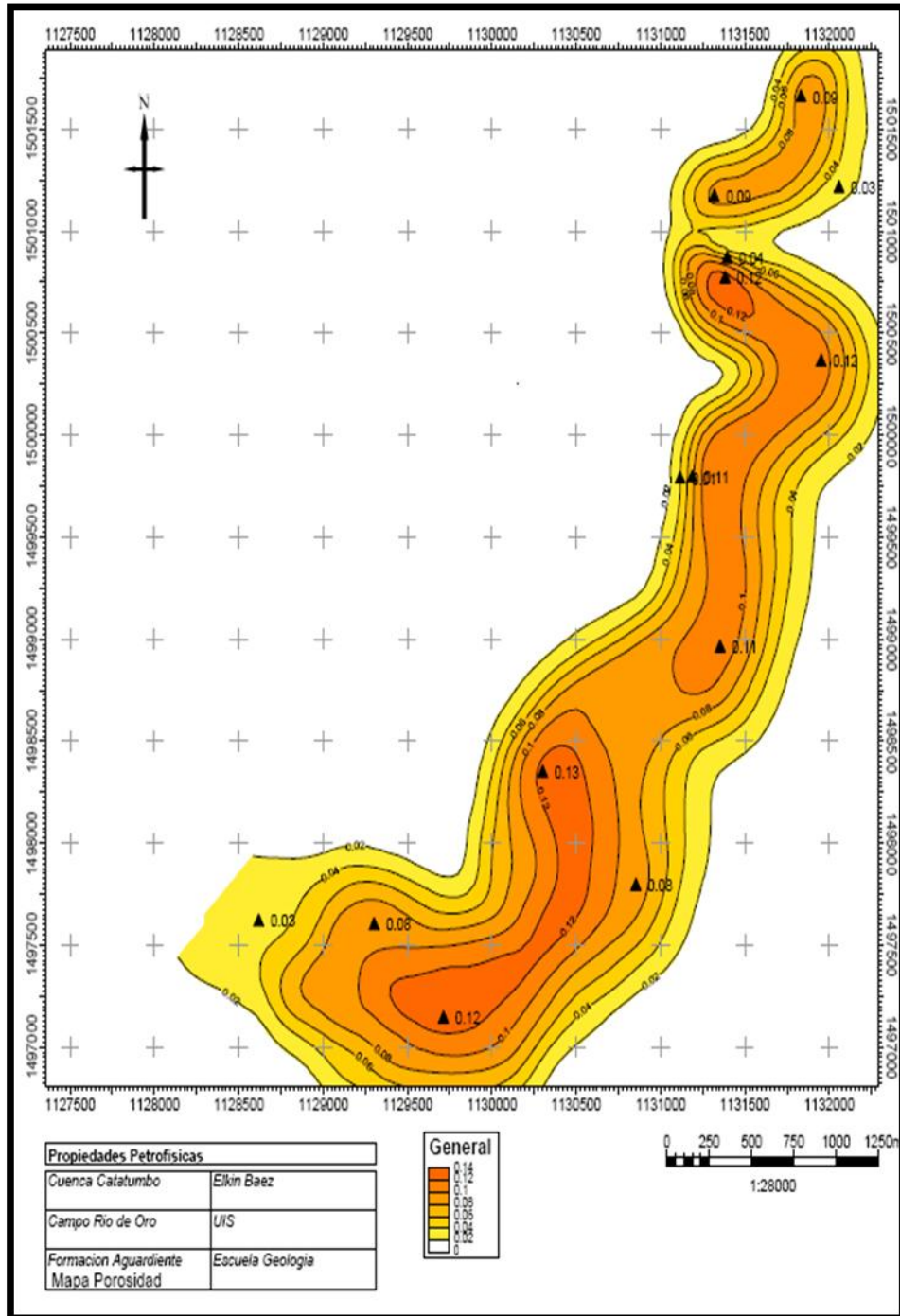
10.1 MAPAS DE PROPIEDADES PETROFISICAS CAMPO RIO DE ORO

Se generaron mapas de Arena Neta y Porosidad, para las formaciones, empleándose 50 pozos para tal fin. Esto se realizó con los valores petrofísicos calculados para cada una de las formaciones.

Los espesores máximos de arena se encuentran en las formaciones Catatumbo y Barco. La porosidad como es de esperarse, es coherente respecto a los valores de arena neta. Las Figuras 32 a 37 corresponden al mapeo de las propiedades Arena neta y Porosidad por formación productora del campo Rio de Oro

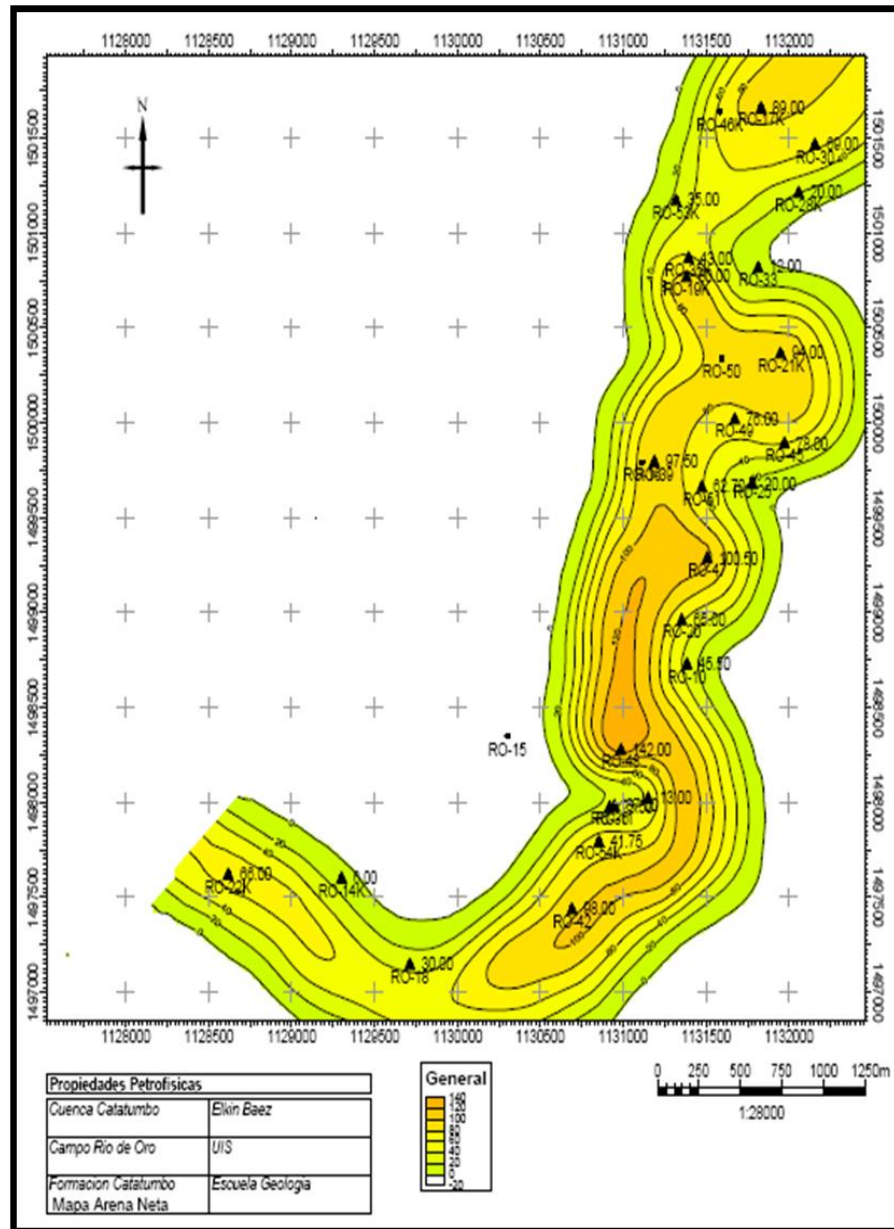
El mapa de arena neta de la Formación Aguardiente se manifiesta como un cuerpo elongado con una tendencia SW-NE que puede corresponder a una barra de origen marino paralela a la paleo costa, y sus espesores varían de 50 a 250 pies.

Figura 33. Mapa Porosidad Formación Aguardiente Campo Rio de Oro



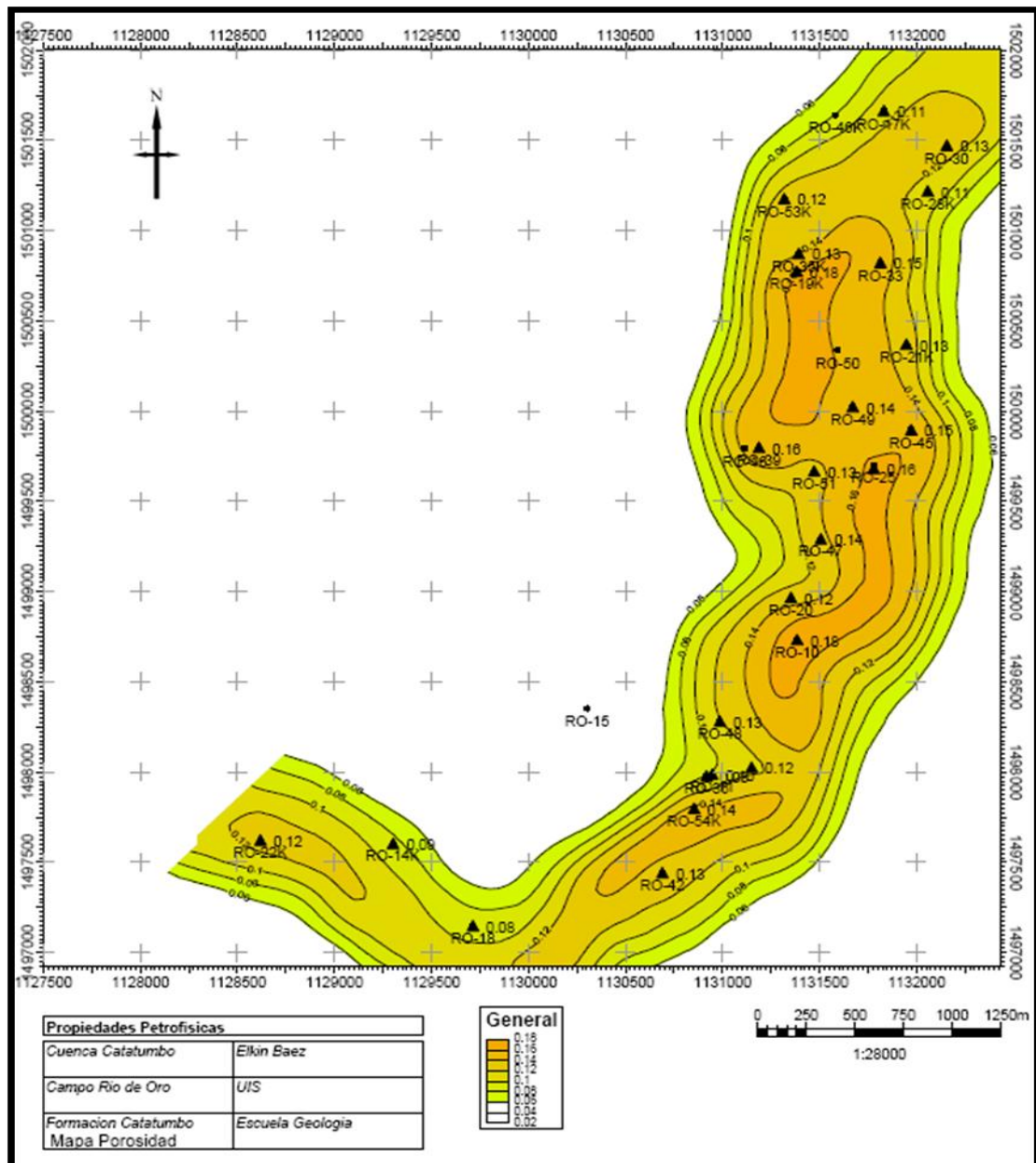
Los ambientes de la Formación Catatumbo corresponden a ambientes transicionales y frentes deltaicos, en la Figura 34, se observa un direccionamiento SW-NE, con cuerpos de arena aislados, distribuidos irregularmente, que podrían corresponder a canales de tributarios que varían de 20 a 60 pies.

Figura 34. Mapa arena Neta Formación Catatumbo Campo Rio de Oro



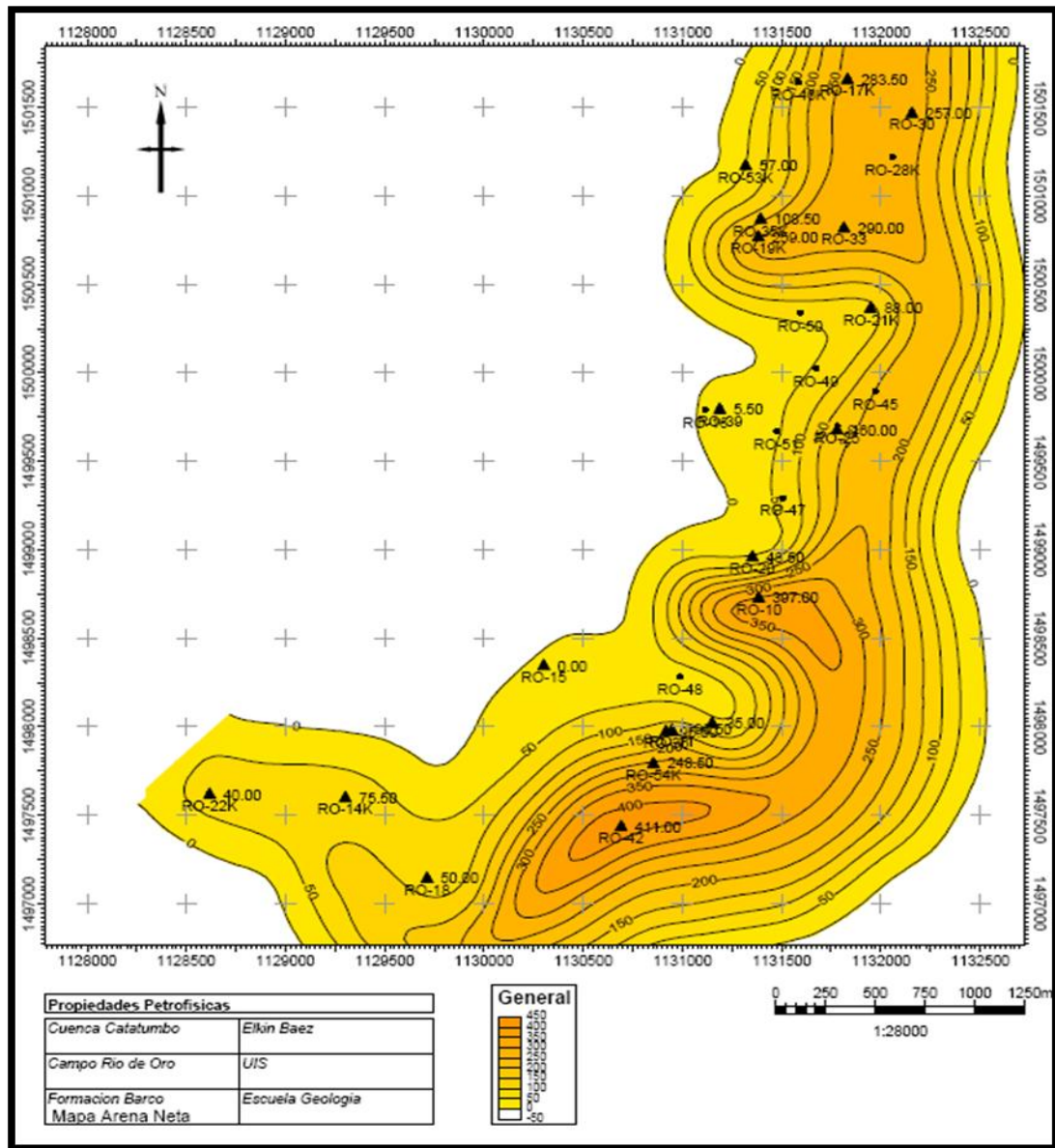
Las porosidades de la Formación Catatumbo al igual que la arena conforman cuerpos aislados, con una tendencia SW-NE y sus valores van desde 6% hasta el 12%, concordante con campos análogos.

Figura 35. Mapa Porosidad Formación Catatumbo Campo Rio de Oro



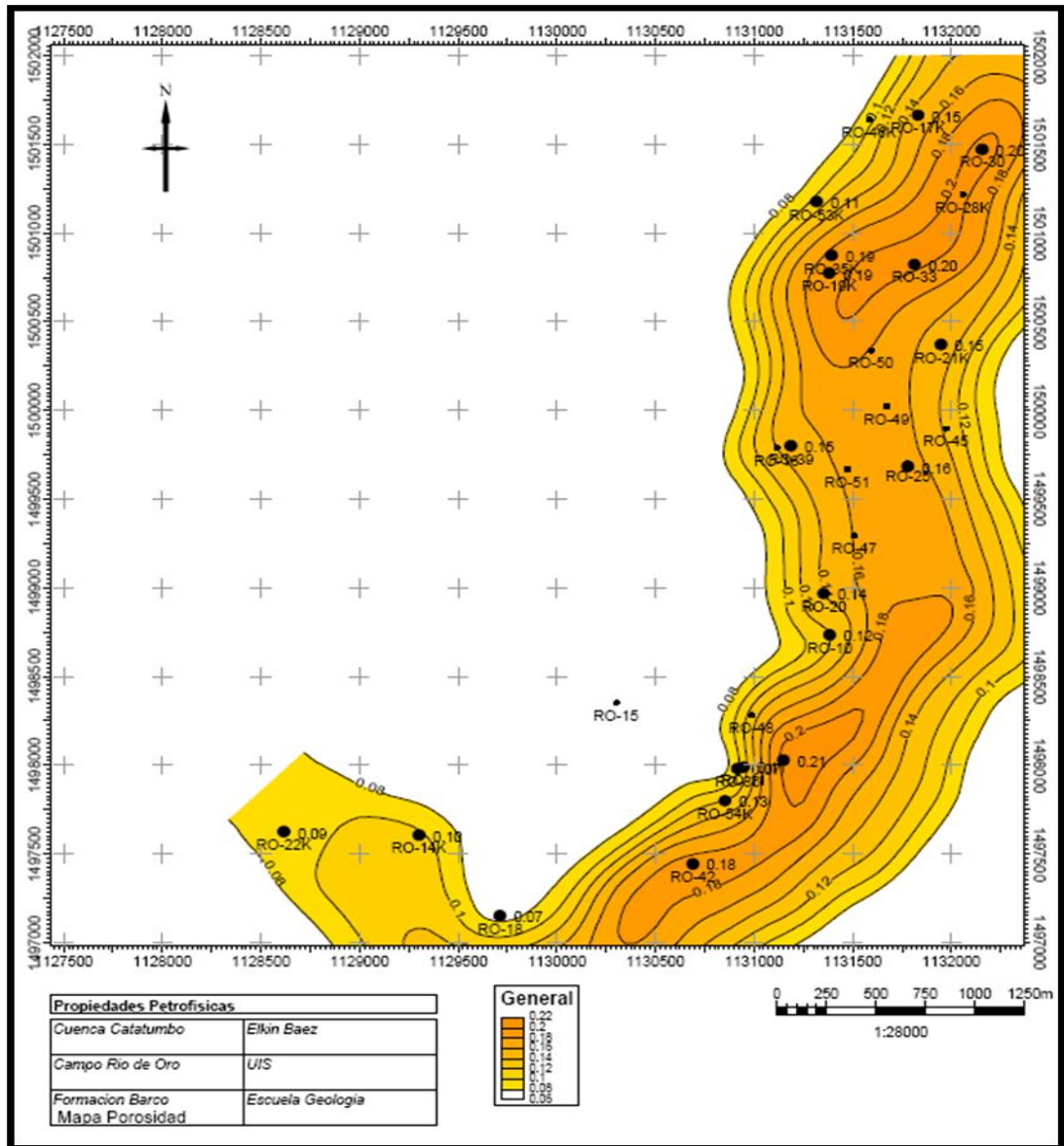
El ambiente de la formación Barco Figura 36, es asociado con un ambiente deltaico dominado por ríos, con presencia de canales distributarios y presentan los mayores espesores arenosos de todas las formaciones, se pueden observar tres cuerpos con mayores volúmenes direccionados SW-NE. Sus espesores varían de 50 a 400 pies, estos muy potentes pero con poca continuidad

Figura 36. Mapa arena Neta Formación Barco Campo Rio de Oro



La porosidad en Barco es concordante con sus cuerpos de arena y refleja su ambiente de sedimentación como canales distributarios donde las porosidades son mayores hacia el centro y mantienen su direccionamiento hacia el NorEste, alcanzando valores del 10% hasta el 20%.

Figura 37. Mapa Porosidad Formación Barco Campo Rio de Oro



10.2 MAPAS DE PROPIEDADES PETROFISICAS CAMPO PUERTO BARCO

Figura 38. Mapa Arena neta Formación Aguardiente Campo Puerto Barco.

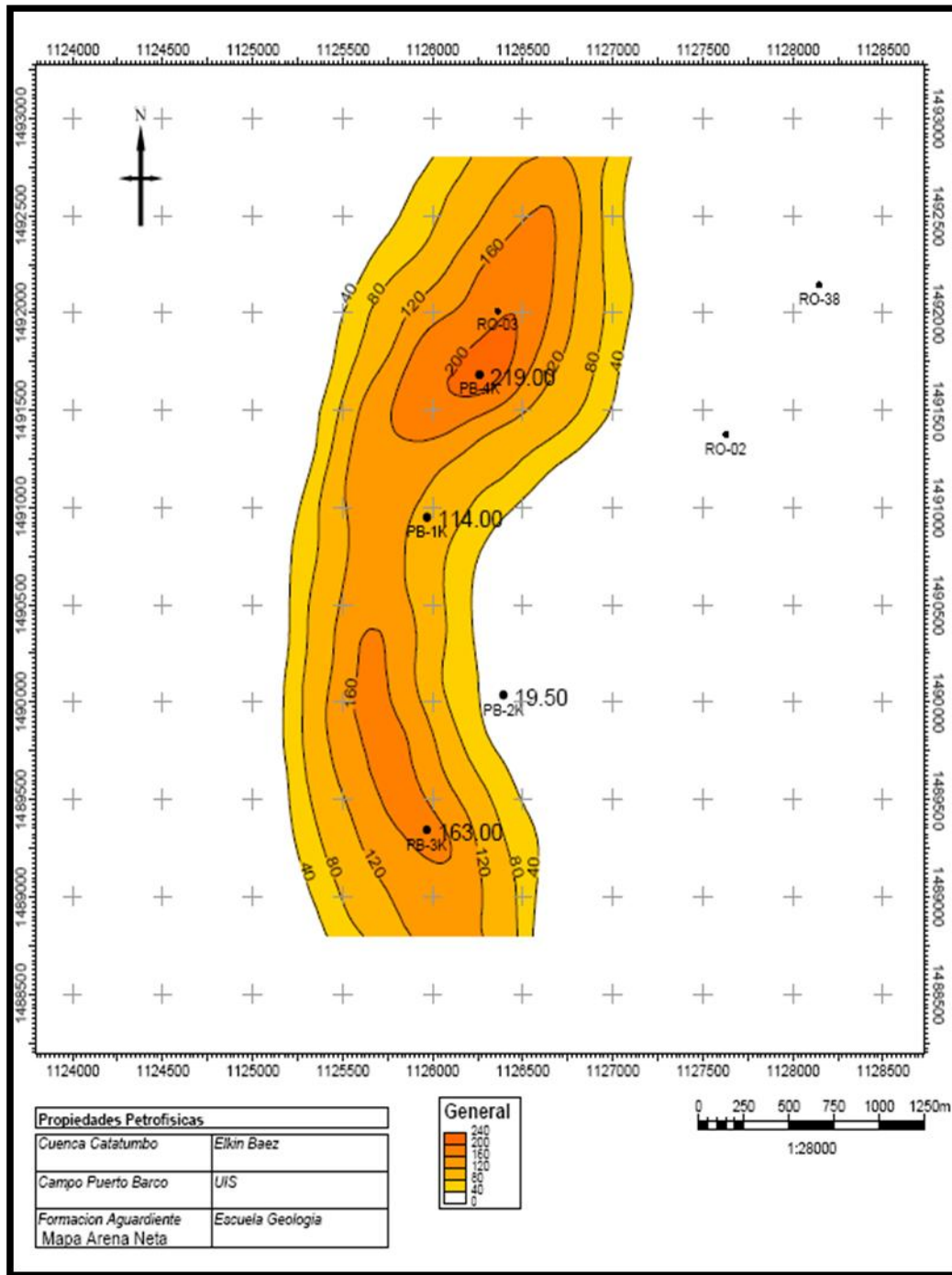
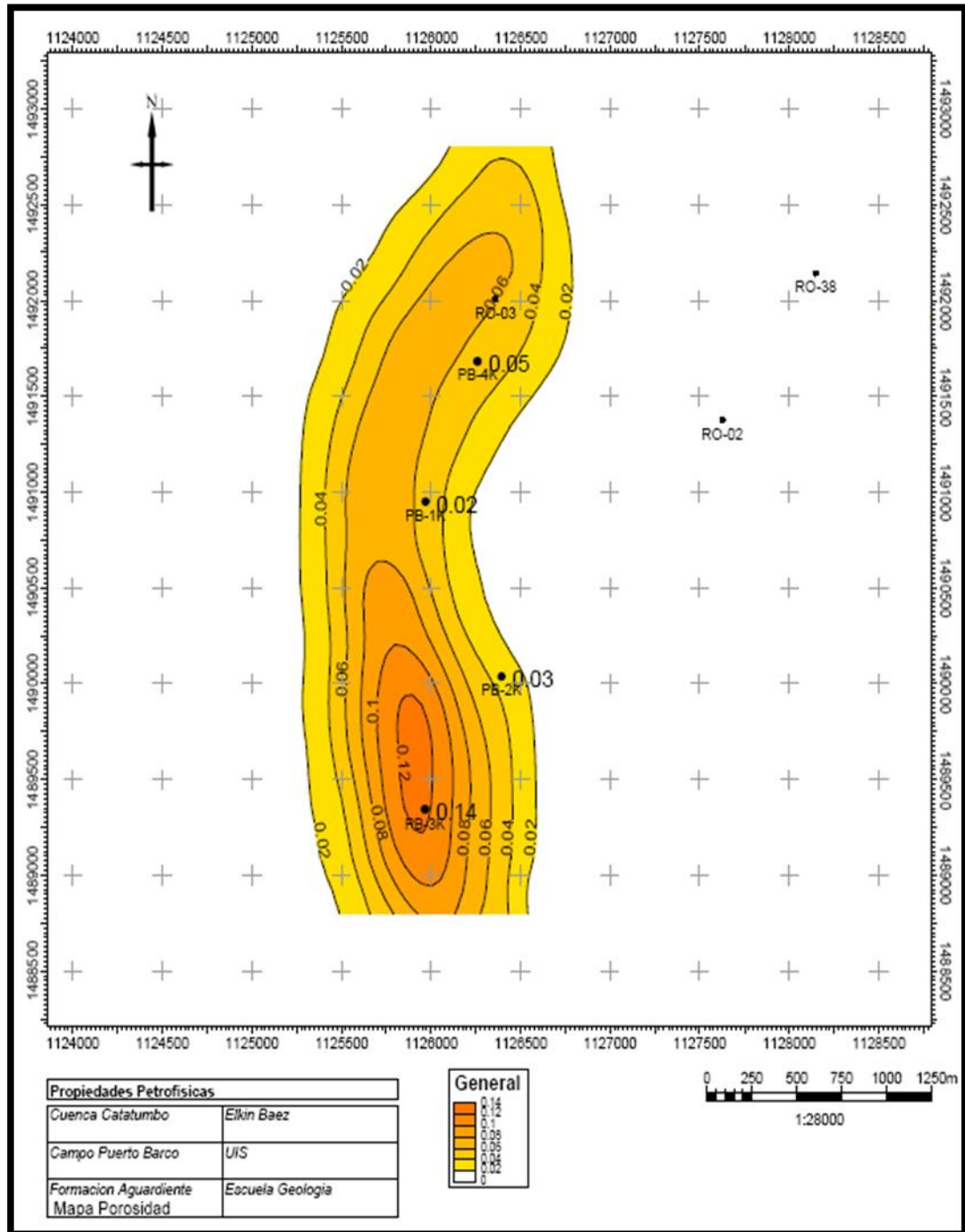


Figura 39. Mapa Porosidad Formación Aguardiente Campo Puerto Barco



11. CALCULOS OOIP

11.1 CONCEPTO DE CALCULO DE OOIP

El método de estimación volumétrica es un método empleado por las compañías petroleras para evaluar los campos, el cual requiere información tomada de núcleos, interpretación y análisis de registros eléctricos, apoyados por la construcción de mapas geológicos. Además esto es reforzado con una serie de herramientas que proporcionan un control sobre el cálculo, como el caso de la interpretación de ambientes depositacionales, y un conocimiento detallado estructural y el entrapamiento del área como factores de control para las volumetrías. La estimación del OOIP dependerá entonces de la calidad y cantidad de la información existentes para ello.

Estos modelos son usados principalmente en campos recientemente descubiertos para evaluar los hidrocarburos existentes en ellos. Los principales planteamientos que este método pretende solucionar son:

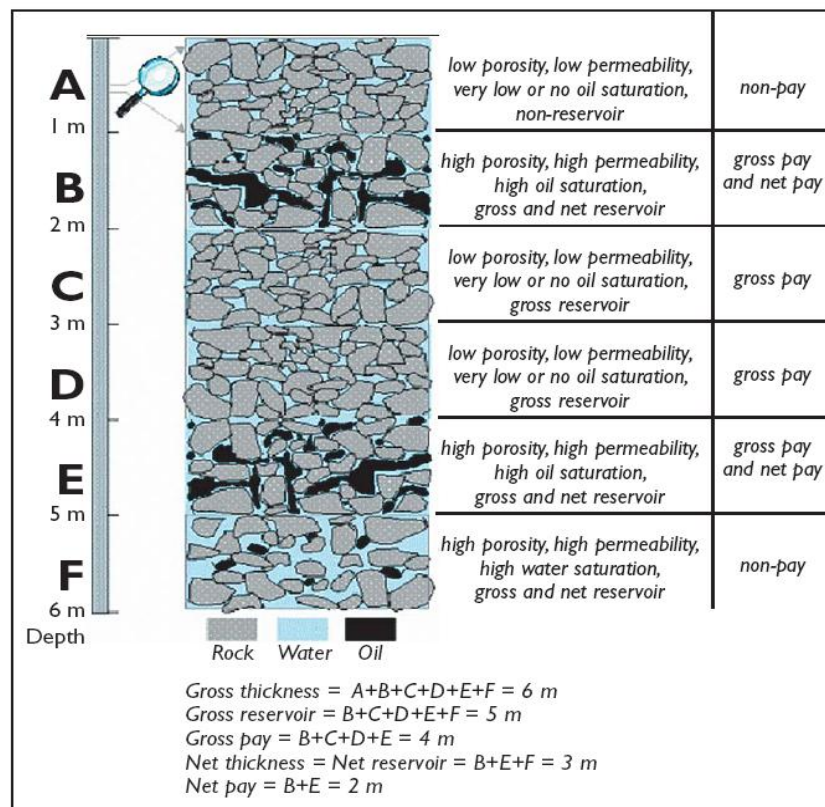
- 1) Calcular un estimado del volumen de hidrocarburo contenido en el subsuelo, para eso debe conocerse el espesor de roca con contenido de aceite y el área en la que se extiende.
- 2) Determinación de la porosidad efectiva.
- 3) Calculo de la saturación de agua

Con el conocimiento de estas propiedades puede ser calculado el volumen de aceite original OOIP.

Cálculo del Volumen de roca: Puede ser calculado por mapas isopacos, siendo necesario calcular el área entre los contornos isopacos.

Net Pay: Es la parte del reservorio con contenido de hidrocarburo que puede ser producida económicamente. La diferenciación del Gross y el NetPay se realiza mediante la aplicación de Cut-off del análisis petrofísico. Esto es calculado entre la relación de porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Ver Figura 40.

Figura 40. Distinción del Gross y el Net Pay



Fuente: DEAN Lisa, 2007 Reservoir Engineering for Geologist Part 3 – Volumetric Estimation

Para realizar el cálculo de aceite original, es necesario calcular las propiedades petrofísicas, y tener todos los demás parámetros requeridos (Grillas, Fallas) para su carga en el software en tal procedimiento.

Para reservorios de aceite el cálculo empleado es:

$$OOIP(m^3) = (\text{Volumen de roca}) * \Phi * (1 - S_w) * \frac{I}{B_0}$$

En donde:

Volumen de Roca (m^3): $10^4 * A * h$

A= Área de drenaje, Hectáreas

h= Espesor Net Pay (m^2).

Φ = Porosidad

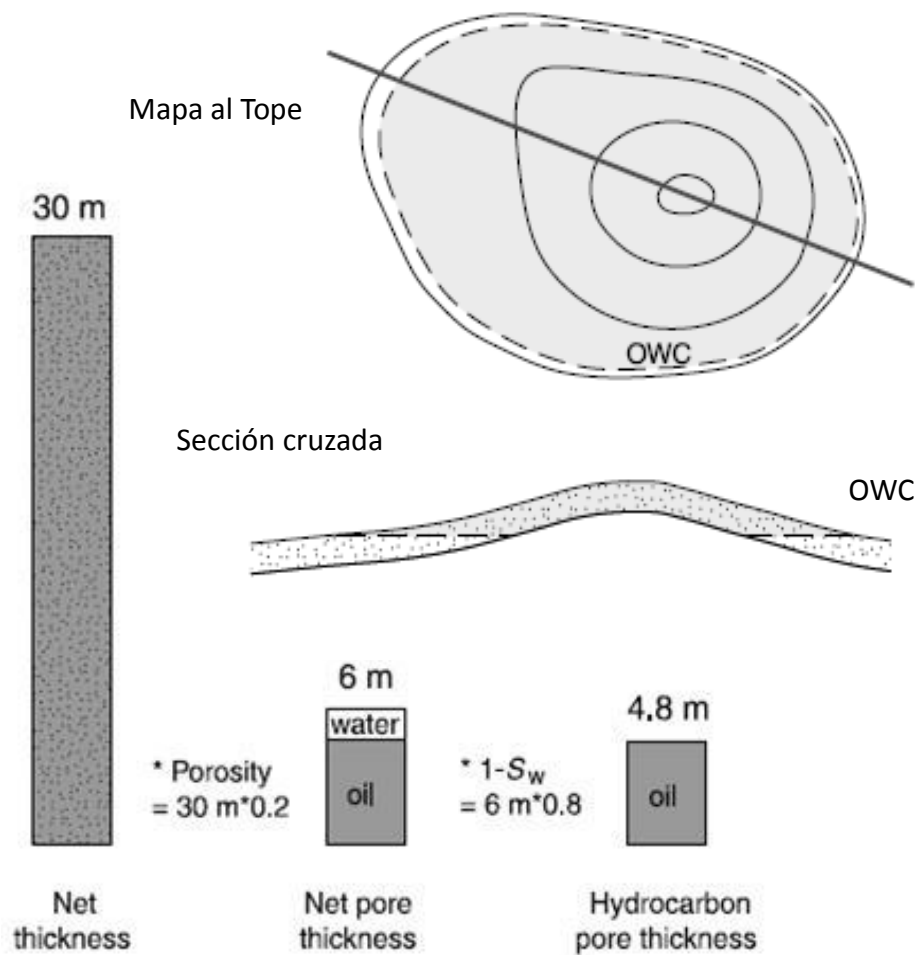
S_w = Saturación de Agua.

B_0 = Factor de formación

$\frac{I}{B_0}$ = Factor de volumen de formación.

En la figura 41 se muestra un esquema para entender el concepto del cálculo de aceite original en sitio, así como del contacto agua aceite.

Figura 41. Esquema para el cálculo del OOIP. (OWC: Contacto Agua Aceite)



Fuente: DEAN Lisa, 2007; Reservoir Engineering for Geologist Part 3 – Volumetric Estimation.

De esta manera se realizó el cálculo de OOIP para los campos Rio de Oro y Puerto Barco, empelando los conceptos y cálculos anteriormente expuestos, en un proceso descrito a continuación:

11.2 GENERACION DEL MODELO TRIDIMENSIONAL DE LOS CMAPOS RIO DE ORO – PUERTO BARCO

El siguiente flujo de trabajo fue el realizado para la construcción del modelo del campo Rio de Oro Puerto Barco. Este esquema de trabajo se realizó conforme al flujo de trabajo requerido en el software Petrel, para realizar el caculo de aceite original en sitio.

Datos de entrada:

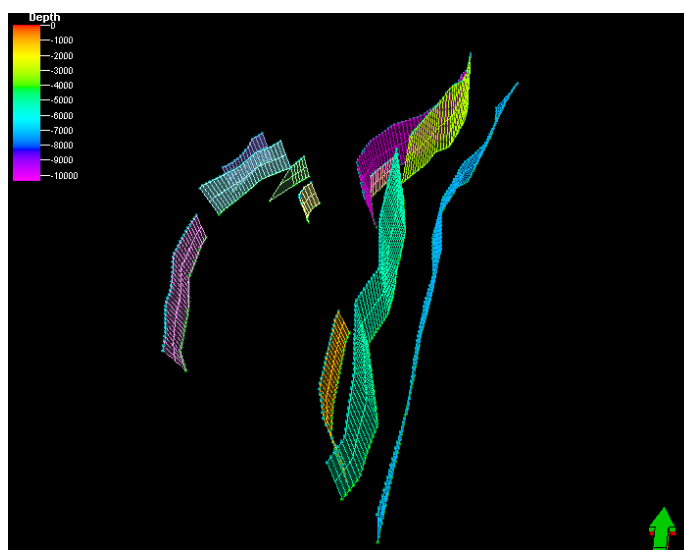
Se hace una evaluación de los datos de entrada necesarios para la construcción del modelo 3D, así como la calidad de los mismos.

- Carga de Pozos; UWI, Coordenadas (m), KB (Pies), Survey (Profundidad, inclinación).
- Topes Estratigráficos: Nombre del tope, Pozo (UWI) Profundidad (pies) MD.
- Polígonos de falla, Nombre de falla.
- Grillas de Mapas estructurales en profundidad, Al tope de las Formaciones.

11.2.1 Construcción de la Estructura en el Software. Esta etapa consiste en la construcción de una malla tridimensional, la cual será poblada con los datos Promedios obtenidos de petrofísica necesarios para el cálculo de aceite original en sitio OOIP, conforme al modelo estructural propuesto para los campos. Para ello se empleó la información cargada previamente interpretada (Sísmica 2D), como fallas seguidas a través de los campos y topes de formaciones para cada uno de los pozos como control para las grillas generadas.

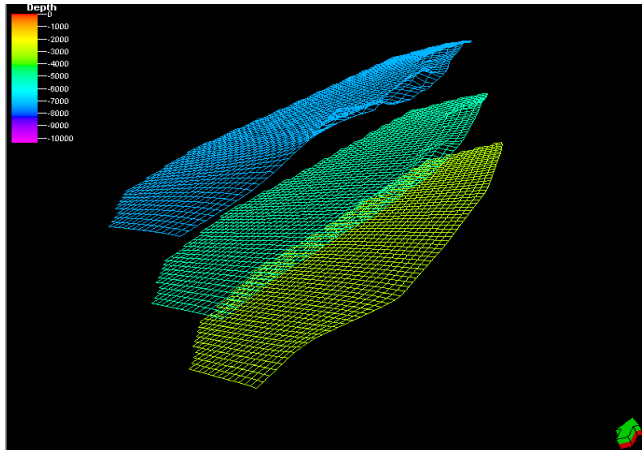
En la Figura 42 se muestran los planos de falla, resultado del montaje de los polígonos de falla correlacionados para cada formación. Este montaje consiste en identificar y asociar las fallas a través de Pilares, los cuales constituirán la estructura de la malla generada para los dos campos.

Figura 42. Planos de fallas generados como armazón para los Campos Rio de Oro Puerto Barco



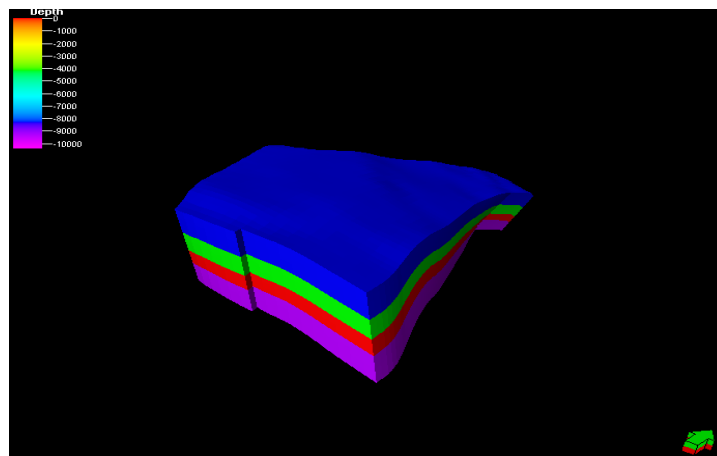
Los planos de falla son los que delimitarán la malla y quienes darán la tendencia de la misma, como dirección o tendencia estructural. Y una vez conocido esto se generará el mallado conforme a los límites establecidos previamente, como se muestra en la Figura 43. Para generar estas mallas, se trabajaron los campos por separado, la Figura 43 muestra el mallado para el campo Rio de Oro.

Figura 43. Esqueleto para la construcción de la malla 3D (Campo Rio de Oro)



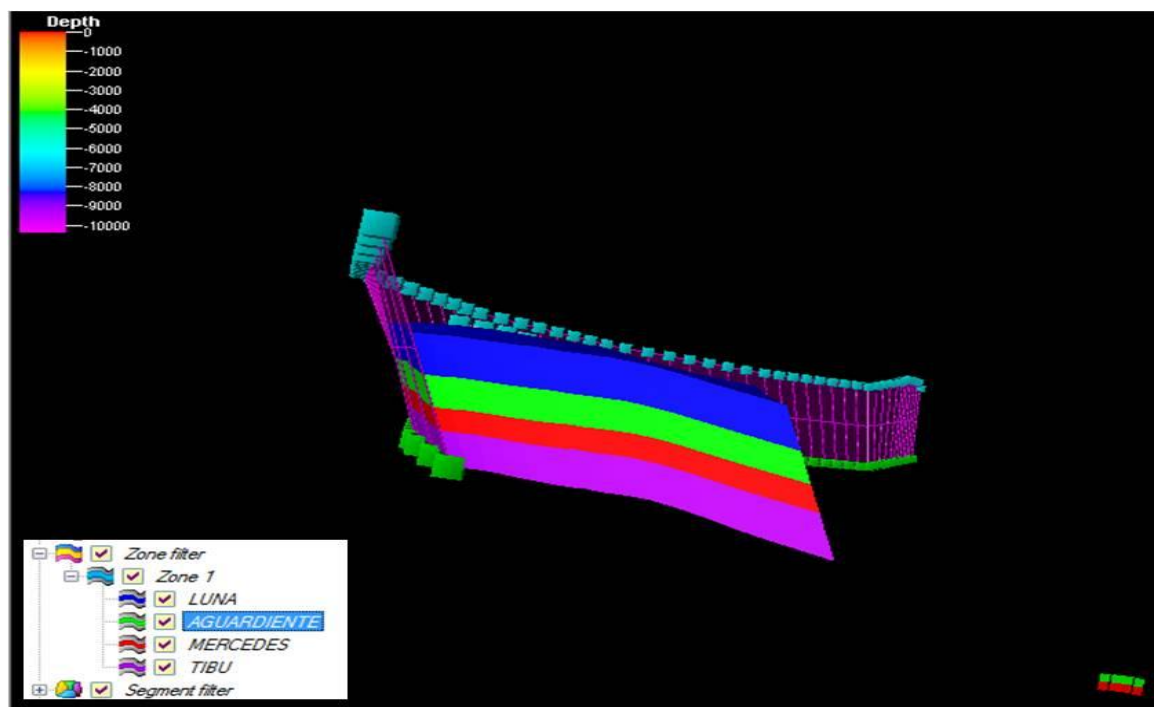
Una vez divididos los campos en sus formaciones, se generaron las mallas para las formaciones productoras dando como resultado una serie de divisiones dentro del modelo 3D. Ver Figura 46. Dentro de la figura 46 se observa la estructura del campo Puerto Barco, dividida en 4 segmentos, el más bajo de color lila a la Formación Tibu, Rojo a la Formación Mercedes, Verde a la Formación Aguardiente y Azul a las Formaciones la Luna y Cogollo, que no son productoras.

Figura 44. Campo Puerto Barco, visualización 3D, de las formaciones divididas verticalmente, conforme a las unidades estratigráficas productoras.



Las figuras 45 y 46 corresponden a cortes realizados sobre el anticlinal de Puerto Barco. En la Figura 45, se muestra el anticlinal en un corte de buzamiento, junto con el plano de falla que genera el cierre de la estructura al costado izquierdo de color rosa, llamado FalnNS03.

Figura 45. Corte en buzamiento sobre la estructura modelada para el campo Puerto Barco

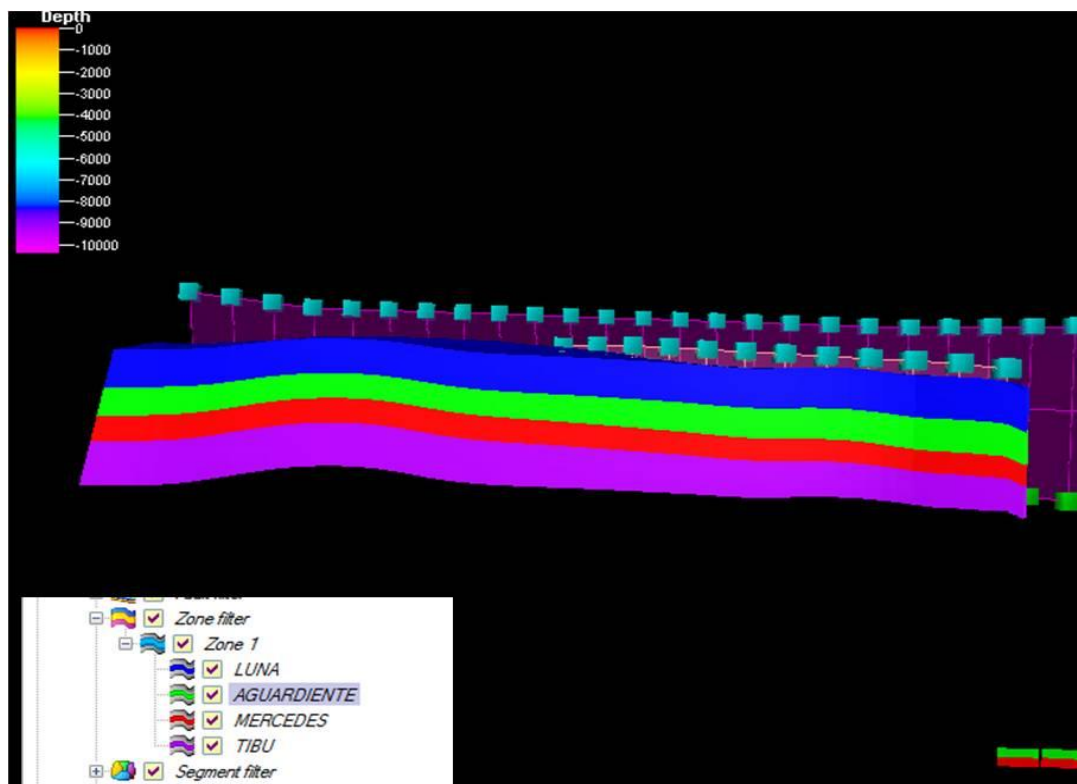


Fuente: Autor

La Figura 46 Corresponde a la vista en Rumbo de la estructura generada tridimensionalmente para el campo Puerto Barco, desde su flanco derecho, donde se observan las formaciones productoras, además de las Formaciones Luna y Cogollo (en azul), Se aprecia un plegamiento al inicio de la estructura, y un posterior declive, lo cual resulta análogo a la sísmica.

De igual forma se elaboró la estructura tridimensional para el campo Rio de Oro, para su posterior cálculo volumétrico.

Figura 46. Corte en rumbo de la estructura modelada para el Campo Puerto Barco.



Fuente: Autor

11.3 CALCULO DE ACEITE ORIGINAL IN SITU (OOIP) POR EL METODO VOLUMETRICO A LOS CAMPOS

La Variable de volumen de roca dentro de la ecuación del Cálculo volumétrico es obtenida por la restricción de las fallas y los contactos que se tengan para cada unidad. La Arena neta, la porosidad y la saturación de agua fueron resultado promediado del análisis petrofísico, y el B_o fue obtenido de los resultados de los análisis PVT o por correlación de otras áreas cuando así se requiriera.

En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos del Calculo Volumétrico por campo, para las formaciones Productoras:

Tabla 6. OOIP para el campo Puerto Barco, por formación productora.

CAMPO PUERTO BARCO							Np (MMBLS) @ Julio 2008	FR (%)		Reservas
FORMACION	Bulk volume[*10^6 barrel]	PHIE	SW	NTG	Bo	STOIIIP (in oil)[MMSTB]		ACTUAL	ESPERADO	Remanentes (MMBLS)
AGUARDIENTE	2348	0,06	0,32	0,16	1,682	9,11	0,09	0,988	20	1,73
MERCEDES	2435	0,04	0,31	0,15	1,565	6,44	0,71	11,025	20	0,58
Total						15,55	0,8			2,31

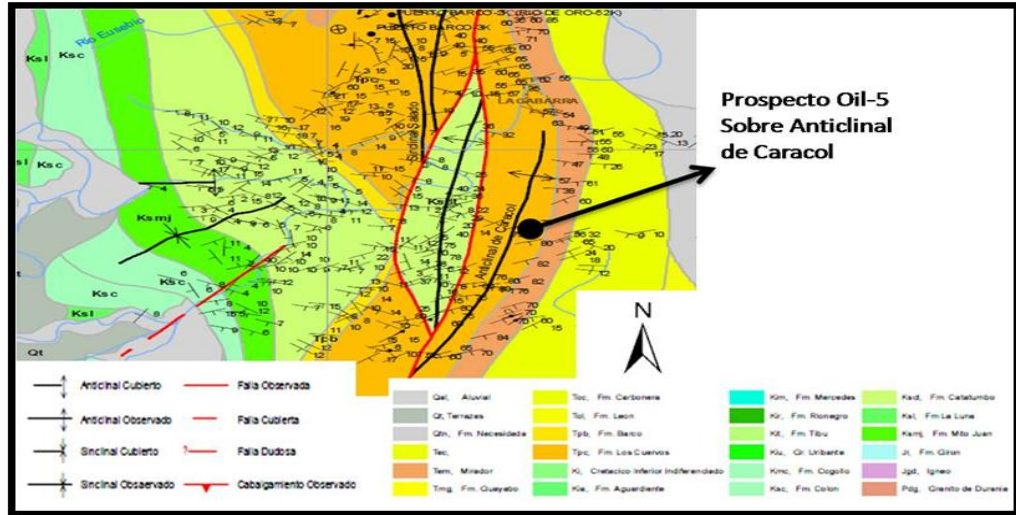
Para el campo Rio de Oro, se dividió en dos secciones que abarcaban las formaciones productoras, generándose dos estructuras para el cálculo de OOIP, entre formaciones cretácicas y terciarias, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 7. OOIP para el campo Rio de Oro, por formación productora

CAMPO RIO DE ORO							Np (MMBLS) @ Julio 2008	FR (%)		Reservas
FORMACION	Bulk volume[MM barrel] ECP	PHIE	SW	NTG	Bo	STOIIIP[MMSTB] ECP		ACTUAL	ESPERADO	Remanentes (MMBLS)
AGUARDIENTE	2334	0,06	0,35	0,17	1,682	9,2	0,45	4,891	20	1,39
MERCEDES	2882	0,05	0,4	0,12	1,565	6,63	0,94	14,178	20	0,39
TIBU	4572	0,04	0,34	0,35	1,672	25,27	5,76	22,794	25	0,56
CAT_MED	2015	0,12	0,4	0,1	1,213	11,96	1,37	11,455	15	0,42
CAT_SUP	1312	0,12	0,4	0,12	1,213	10,12	0,51	5,040	15	1,01
Total:						63,18	9,03			3,77

11.3.1 Prospecto propuesto. El prospecto propuesto se ubica sobre el anticlinal de Caracol (Oil 5) Figura 47, el cual se modelo estructuralmente y se le asignaron las propiedades promedio de las formaciones de interés respecto a los campos Rio de Oro Puerto Barco, este prospecto se encuentra al sur del campo Puerto Barco, obteniendo los siguientes resultados:

Figura 47. Mapa Geológico y ubicación del Prospecto Oil-5



La figura 48 muestra la ubicación y estructura del prospecto Oil-5 sobre el anticlinal de Caracol, en la línea sísmica de buzamiento, se identifica la falla FalnNS05, la cual haría el cierre de la estructura hacia el flanco izquierdo del anticlinal, y la flexión del Catatumbo a su flanco derecho.

Figura 48. Línea Sísmica 2D de Buzamiento CAT-76-24 donde se encuentra la Localización del Prospecto Oil-5

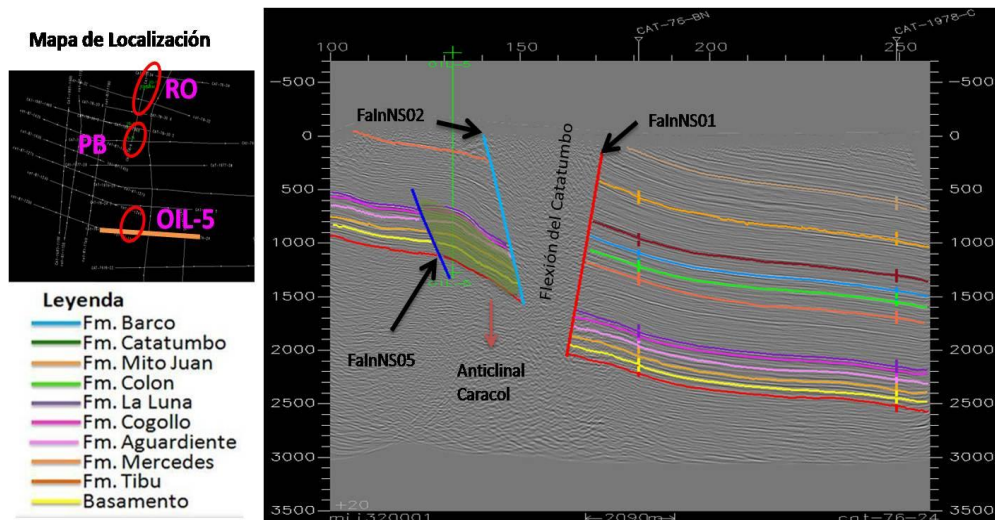


Tabla 8. OOIP para el prospecto NFE Oil 5, por formación productora y propiedades promedio para los campos cercanos.

Prospecto NFE OIL 5							FR (%)	RECURSOS PROSPECTIVOS
FORMACION	Bulk volume[*10 ⁶ barrel]	PHIE	SW	NTG	Bo	STOIP (in oil)[MMSTB]	ESPERADO	(MMBLS)
AGUARDIENTE	1508	0,06	0,32	0,16	1,682	5,85	20	1,17
MERCEDES	1347	0,04	0,31	0,15	1,565	3,56	20	0,71
TIBU	1586	0,04	0,34	0,35	1,672	8,77	20	1,75
TOTALES						18		4

El principal riesgo del prospecto, se encuentra en la definición de la trampa y el tamaño de la estructura, debido a que es necesario el cierre contra fallas que conforman la flexura del Catatumbo. De igual forma la calidad del yacimiento representa un riesgo ya que se espera que este sea de tipo fracturado, y su flujo depende de esto.

12. CONCLUSIONES

El rasgo estructural más característico del sector está representado por la flexura del Catatumbo, ubicada en la parte centro-oriental del bloque Río de Oro, al occidente de la cual se presentan estructuras con vergencia oriental; Campos Río de Oro y Puerto Barco.

La interpretación del Proyecto sísmico lleva a la conclusión de que el campo efectivamente es el resultado de un sistema comprensivo, el cual generó pliegues por propagación de fallas, y que de acuerdo al estilo y la forma de observada es una estructura en flor.

Las correlaciones estructurales mostraron con mayor claridad la estructura de Río de Oro, y se permitió identificar las fallas que limitan el campo sobre los pozos, cuyo análisis fue coherente con los resultados de producción respecto a su ubicación estructural.

Las porosidades de las formaciones del Grupo Uribante, están relacionadas con fracturas de acuerdo a los resultados petrofísicos. Y su verdadero potencial como reservorio se debe cuantificar con medidas de permeabilidad que indiquen la existencia o no de comunicación entre fracturas.

De la información del modelo petrofísico se pudieron obtener los valores promedios de propiedades petrofísicas para las formaciones productoras, donde se estableció una Porosidad promedio para las Formaciones Catatumbo del 12%, Tibu del 4%, Mercedes 5% y Aguardiente del 6% concordantes con campos análogos de la cuenca.

Además el mapeo de las propiedades obtenidas del estudio petrofísico estuvo dentro de un rango normal de los valores y direcciones esperados; Se ajustaron los contornos y las tendencias generales para cada una de las formaciones productoras resultando concordantes entre sus valores.

Los cálculos volumétricos indican un Aceite Original en Sitio para el campo Puerto Barco es de 15.55 MM de Barriles con unas reservas remanentes de 2.31 MM Bls, para las formaciones Mercedes y Aguardiente.

Los volúmenes obtenidos para el campo Rio de Oro son de 63.18 MM Barriles de aceite original, con reservas remanentes de 3.77 MM Barriles. Para las formaciones Tibu, Mercedes, Aguardiente y Catatumbo.

13. RECOMENDACIONES

Es recomendable adquisición de información, que puedan aportar a un mayor control al momento de caracterizar el yacimiento, que fortalezca y haga más óptimo el estudio, integrado de ser posible, con información de campos vecinos, sobre todo a la región fronteriza para un mejor control del campo Rio de Oro.

El cubrimiento sísmico de los campos es pobre, a lo cual no permite visualizar íntegramente la estructura del campo, para este tipo de estructuras, complejamente plegadas y falladas se recomienda una adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D, permitiendo tener una idea más real de la estructura, de los posibles compartimientos, y de nuevas posibilidades exploratorias en el campo.

Con la interpretación de la sísmica 3D, podrían construirse mapas estructurales más confiables, programar nuevos pozos y así realizar un esquema de desarrollo menos especulativo. Haciendo énfasis por toda el área de la flexura por el fallamiento strike-slip, concentrándose en áreas donde el desarrollo de fracturamiento sea máximo y prospectivo, el mapeo detallado de estas fallas es fundamental para el desarrollo del campo.

El factor estructural de la zona hace que sea necesario realizar un estudio en cuanto a fracturamiento natural de los reservorios, para un mejor control de la zona.

BIBLIOGRAFIA

ACEVEDO, C. E. Desarrollo de un programa en Matlab para la evaluación Petrofísica del Yacimiento A-1; Arena J3, Campo Udo”; 2007.

ALFONSO C. A. y MONDRAGON J. C. (2001) Evaluación Regional de La Cuenca del Catatumbo Fase 1. ECOPETROL S. A.

ARIAS, J. A. y CARDONA, L. F. (2001) Análisis del Tren Estructural Soucuavó – Tibu – Sardinata en la Cuenca del Catatumbo. Tesis de Grado. Universidad de Caldas – Ecopetrol S.A. 137p.

BARRERO, Darío et al. 2007. Colombian Sedimentary Basins. ANH

BOGGS, Jr Sam. 2005. Principles of Sedimentology and Stratigraphy, Third Edition, prentice hall, New Jersey.

Bouman, Q.C. & Gibson. G.b., 1964. A Geological Review of the Barco Area.

CHOPRA, Satinder y MARFURT, Kurt. J. 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. En: Geophysical Developments, No 11.

COOPER, Mark. Basin development and tectonic history of the Llanos basin, eastern cordillera and Middle Magdalena valley, Colombia. In: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1995. 79, 10, 1421-1443.

CRISTALLINI, Ernesto 2000 capítulo VII. *Estructuras de rumbo (strike-slip)*.

DEAN Lisa, 2007. Fekete Associates Inc. Reservoir Engineering for Geologist Part 3 – Volumetric Estimation

DOUGLAS J. McGuire. 1998. Petrophysical Characterization of Fractured Reservoir in the Rio de Oro-14k Well, Catatumbo Basin, Colombia

EXXON (1994). Regional Petroleum Geology of the Catatumbo Basin, Colombia Vol 1. P. 42, 46 – 48, 127. Informe Interno ECOPETROL.

GONZALES, Santiago y IDROBO, Eduardo. 2004. Caracterización dinámica de Yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos.

GUERRERO, Benito. 2005-2006. Informe técnico anual de geología, geofísica y contractual Campos Rio de Oro-Puerto Barco.

HERNANDEZ, R. (2000). Geometry and kinematics of Thrust – Related Deformation Between the Petrolea and Aguardiente Structures, In the Catatumbo Subbasin, Colombia. Tesis de Maestría. Universidad de Illinois. P 6-7,37, 61-62, 74.

MESA, Alba G. 1991. Informe Petrológico Convencional Proyecto Catatumbo. ICP.

MIALL, Andrew. The geology of fluvial deposits: sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology. Springer. 1996. 582.

MONDRAGON, J. C. et al. (2002) Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca Catatumbo. ECOPETROL – AEX. Reporte Interno. Pp. 19-49.

MURAT y TRUSKOWSKI. Estudio sedimentológico y bioestratigráfico de intervalos cretácicos de los pozos Sardinata-2 y Río de Oro-14.

NOTESTEIN, F. B., Hubman, C. W., Bowler, J. M., 1944, Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, Bull. Geol. Soc. Amer., vol. 55, p. 1165-1216, New York.

OLSON W. C., 1934. Geology of the Rio de Oro Anticline, Norte de Santander, Colombia.

OSPINA, S. et al. 1994. Evaluación Integrada de Yacimientos, Tibu-Barco, Área A. Informe de Yacimientos, ECOPETROL S. A.

Pindell J., Roger H. Y Dewey J., 1998. Cenozoic Palinspatic Reconstruction, Paleogeographic Evolution and Hydrocarbon Setting of the Northern Margin of South America P. 45-85

TARBUCK, Edward y LUTGENS, Frederick. Ciencias de la tierra una introducción a la geología física. Madrid, Pearson Education, 8ª edición. 2005

VILLAMIL, Tomas, PINDELL, James L., Mesozoic Paleogeographic Evolution of Northern South America: Foundations for Sequence Stratigraphic Studies in Passive Margin Strata Deposited During Non-glacial Times, Paleogeographic Evolution and Non-glacial Eustasy, Northern South America, SEPM Publication especial, N° 58, 1998.

VILLAMIL, Tomas, ARANGO, Claudia, HAY, William W., Plate Tectonic Paleooceanographic Hypothesis for Cretaceous Source Rocks and Cherts of Northern South America, Evolution of the Cretaceous Ocean-Climate System: Boulder, Barrera, E. y Johnson, C. C. eds., Geological Society of America Special Paper 332, 1999.

VILLAMIL, T., ARANGO, C., 1998, Integrated Stratigraphy of Latest Cenomanian and Early Turonian Facies of Colombia, Paleogeographic Evolution and Non-glacial Eustasy, Northern South America, SEPM Publication especial, N° 58, 1998.

YUREWICZ, D. A., Advocate, D. M., Lo, H. B., Hernandez, E. A., 1998, Source Rocks and Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (CatatumboSubbasin), Colombia, Bull. AAPG, vol. 82, No. 7, p. 1329 – 1352.