

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA



**ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS
YACIMIENTOS DEL NIVEL ESTRATIGRÁFICO F5,6 DE LA
FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO OSTRA, OPERADO
POR LA EMPRESA MIXTA PETROLERA
BIELOVENEZOLANA S.A., EL TIGRE, ESTADO
ANZOÁTEGUI.**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR LA BACHILLER
VELÁSQUEZ, VERUSKA
A. PARA OPTAR AL
TÍTULO DE GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, 2024



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

ACTA DE APROBACIÓN

Esta Tesis de Grado, titulada “**ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS DEL NIVEL ESTRATIGRÁFICO F5,6 DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO OSTRAS, OPERADO POR LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA S.A., EL TIGRE, ESTADO ANZOÁTEGUI**”, presentada por la bachiller, **VELÁSQUEZ, VERUSKA A.**, de cédula de identidad No. **26.896.937**, ha sido **APROBADO** como requisito parcial para optar al título de **GEÓLOGO**, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Apellidos y nombres	Firma
_____ José Simón González (Asesor académico)	_____
_____ Berenice Sandoval (Jurado)	_____
_____ Francisco Monteverde (Jurado)	_____
_____ Prof(a). Rosario Rivadulla Jefe de Depto. de Geología	_____ Prof. Francisco Monteverde Director de la Escuela de Ciencias de la Tierra

Ciudad Bolívar, a los 30 días del mes Octubre del año 2024.

DEDICATORIA

Para mi madre, Yenicer, mis abuelos Felipe y Xiomara, y mi tío, Jimmy, quienes han cuidado de mí con esforzado amor y dedicación. Lo que soy hoy se lo debo casi todo a ustedes, y es tanto que una vida no alcanzará para pagarles.

Velásquez, Veruska A.

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios, porque sin su Gracia nada me hubiera sido posible, y a mi familia, por impulsarme siempre a lograr mis metas y por asegurarse de que no me faltara nada en la vida, en especial a mi madre, Yenicer, mis abuelos, Xiomara y Felipe, mi tío, Jimmy, y mi prima, Vanessa.

Doy gracias a la Universidad de Oriente y a cada persona encontrada en el recorrido por la mejor casa de estudio, en especial a mis amigos Gabriel, Francisco, Juan y Rubén, quienes hicieron de cada día y cada clase un encuentro único, y a mi profesor y tutor académico José Simón González, por su paciencia y apoyo en todo este tiempo.

Doy gracias a la empresa Petrolera Bielovenzolana por recibirme aun cuando las circunstancias eran complicadas, a cada persona que me brindo una mano amiga e hizo mi estadía allí más cómoda y segura, en especial a mi tutor industrial Josmar Figueroa, quien hizo todo lo posible, incluso facilitarme su propio lugar de trabajo, para que me fuera posible desarrollar la investigación.

Doy gracias a todas esas personas que de alguna u otra manera me ayudaron a llegar hasta aquí: a Yarimar, mi hermana que me regaló la vida, quien ha sido una presencia indispensable todos estos años y su mamá, Yaritza, quien también es una madre para mí.; a Osmar y Osman, quienes me ayudaron de una manera impagable; a Fátima, quien siempre ha demostrado ser la mejor de las amigas en las buenas y en las malas; a la familia Alcalá Campos por abrirme las puertas de su casa con cariño y cuidarme como una hija, especialmente a Magnellys; a Javier, por ser el mejor apoyo y mi compañía constante y dulce de cada día.

A todas estas personas, y a aquellas que simplemente no tengo espacio para nombrar, gracias, que Dios les bendiga.

RESUMEN

El estudio se basó en la actualización del modelo geológico de los yacimientos del campo Ostra manejado por Petrolera Bielovenzolana, S.A., ubicado a 5 km hacia el Sureste de El Tigre, estado Anzoátegui, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, en el área tradicional de Ayacucho. El objetivo de este trabajo fue la actualización del modelo estático de los yacimientos F5,6 OM 5, F5,6 OM 51 y F5,6 OS 352 del nivel estratigráfico F5,6, para disminuir incertidumbres, reevaluar sus dimensiones y propiedades petrofísicas y calcular sus valores de Petróleo Original En Sitio (POES) y Gas Original en Sitio (GOES). La investigación fue descriptiva y documental, ya que se basó en la caracterización de los yacimientos del campo Ostra a través de la recopilación y validación de datos de registros de pozos y mapas oficiales. Para llevarla a cabo se definieron los marcos sedimentológico, estratigráfico y estructural, mediante la construcción del mapa de paleoambiente y secciones estratigráficas y estructurales, a partir de los cuales se determinó que el ambiente de sedimentación fue fluvial-deltaico, las arenas tienen poco espesor, pero buena comunicación lateral y la estructura es un homoclinal con rumbo Norte 84° Este y buzamiento de 2° al Sureste. A través de la evaluación petrofísica se calcularon promedios de las propiedades petrofísicas de los yacimientos arrojando porosidades en rangos de 26% a 33% y saturaciones de agua entre 31% y 35%. Se generó un mapa isópaco-estructural y los límites de los yacimientos fueron redefinidos con cambios significativos que dieron lugar a variaciones grandes de los valores de POES y GOES calculados frente a los oficiales, siendo estos para el yacimiento F5,6 OM 5, 3260 MBLS y 815 MMPCS, para el yacimiento F5,6 OM 51, 475 MBLS y 181 MMPCS y para el yacimiento F5,6 OM 352, 896 MMPCS.

CONTENIDO

ACTA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE APÉNDICES	xi
LISTA DE ANEXOS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I SITUACION A INVESTIGAR	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Alcances de la investigación	5
1.5 Limitaciones de la investigación	6
CAPÍTULO II GENERALIDADES.....	7
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela	7
2.1.1 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	8
2.1.2 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela	12
2.2 Ubicación geográfica del área de estudio.....	15
2.3 Estructura local.....	16
2.4 Estratigrafía local	17
2.5 Sedimentología local	18
CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO	19
3.1 Antecedentes	19
3.2 Fundamentos teóricos.....	22
3.2.1 Caracterización de yacimientos.....	22
3.2.2 Métodos para el cálculo de reservas.....	23

3.2.3 Mapa de reservas	25
CAPITULO IV METODOLOGÍA DE TRABAJO	26
4.1 Tipo de investigación	26
4.2 Diseño de la investigación	26
4.3. Flujograma de la investigación	27
4.4. Población y muestra de la investigación	28
4.4.1 Población.....	28
4.4.2 Muestra.....	29
4.5. Recopilación y validación de información.....	29
4.5.1 Revisión bibliográfica	29
4.5.2 Datos y mapas oficiales del yacimiento	30
4.5.3 Registros e historias de pozos	30
4.5.4. Descripción de las herramientas utilizadas (software).....	30
4.6 Marco sedimentológico	32
4.6.1 Interpretación de electrofacies	33
4.6.2 Validación de ambiente sedimentario	34
4.7 Marco estratigráfico	34
4.7.1 Correlación geológica	34
4.7.2 Elaboración de secciones estratigráficas.....	34
4.7.3 Elaboración de mapa isópaco de arena neta (AN)	35
4.8 Marco estructural	35
4.8.1 Elaboración de secciones estructurales	35
4.8.2 Elaboración de mapa estructural	36
4.9 Evaluación petrofísica.....	36
4.9.1 Calculo de resistividad del agua de formación (Rw)	36
4.9.2 Estimación de propiedades petrofísicas	39
4.10 Elaboración del mapa isópaco-estructural	45
4.10.1 Construcción del mapa de cuña de agua	45
4.11 Calculo de Reservas	45
4.11.1 Estimación del Petróleo Original En Sitio (POES).....	45
4.11.2 Estimación del Gas Original En Sitio En Solución (GOES en solución)	46
4.11.3 Estimación del Gas Originalmente en Sitio No Asociado (GOES libre)	46

CAPÍTULO V ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	48
.....	
5.1 Base de datos	48
5.2 Marco sedimentológico	48
5.3 Marco estratigráfico	49
5.3.1 Correlación geológica	49
5.3.2 Secciones estratigráficas	49
5.3.3 Mapa isópaco de arena neta (AN)	52
5.4 Marco estructural	52
5.4.1 Secciones estructurales.....	53
5.4.2 Mapa estructural.....	55
5.5 Evaluación petrofísica.....	55
5.5.1 Resistividad del agua de formación (Rw)	55
5.5.2 Propiedades petrofísicas.....	56
5.6 Mapa isópaco-estructural	58
5.6.1 Mapa de cuña de agua	62
5.7 Petróleo Original En Sitio (POES) y Gas Original En Sitio (GOES)	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
Conclusiones	64
Recomendaciones.....	65
REFERENCIAS	67
APÉNDICES.....	69
ANEXOS	76

LISTA DE FIGURAS

2.1	Ubicación Geográfica y extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, 1999).....	7
2.2	Subcuenca de Guárico (Almarza, R., 1995).....	9
2.3	Flanco Norte y Sur de la Subcuenca de Maturín (Almarza, R., 1995).	10
2.4	Sección Geológica Norte – Sur, Cuenca Oriental de Venezuela (Felder, B., 1980).	11
2.5	Columna Estratigráfica de la C.O.V. (PDVSA-INTEVEP, 1999).....	12
2.6	Principales estructuras de la C.O.V (Felder, B. 1980).....	13
2.7	Corrimiento de Anaco (Felder, B et al. 1980).....	14
2.8	Ubicación geográfica del área de estudio.....	15
2.9	Mapa isópaco estructural a nivel estratigráfico F5,6 del Campo Ostra (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2022).	16
2.10	Columna Estratigráfica de la C.O.V. (PDVSA INTEVEP, 1999).....	17
4.1.	Flujograma de la investigación	27
4.2	MicroStation (Bentley Systems, 2008)	31
4.3	Mapa de distribución de electrofacies.....	33
4.4	Gráfica de porosidad en función del volumen de arcilla con ecuación.....	41
4.5	Gráfica de saturación de agua en función de la resistividad verdadera.	44
5.1	Mapa de paleoambiente	49
5.2	Ubicación relativa de las secciones estratigráficas	50
5.3	Mapa isópaco de arena neta en la zona de interés.....	52
5.4	Ubicación relativa de las secciones estructurales.....	53
5.5	Mapa isópaco-estructural de la zona de interés.....	59
5.6	Contacto gas-agua (CGAO).	60
5.7	Mapa oficial	61
5.8	Mapa isópaco-estructural ANP vs mapa oficial.....	61

LISTA DE TABLAS

4.1	Manual de estudios integrados de yacimientos. (PDVSA, 2005).	40
4.2	Manual de estudios integrados de yacimientos. (PDVSA, 2005).	42
5.1	Resistividad del agua de formación (R_w).	56
5.2	Resultados promedio de V_{sh} , Φ , S_w y K	58
5.3	Resultados de Área y Volumen de los yacimientos	62
5.4	Resultados de POES y GOES	63

LISTA DE APÉNDICES

A	BASE DE DATOS	70
	A.1 Base de Datos de los pozos del nivel estratigráfico F5,6 del Campo Ostra	71
B	EVALUACIÓN PETROFÍSICA	73
	B.1 Resultados de Vsh mediante la curva de Potencial Espontaneo	74
	B.2 Resultados de Porosidad efectiva, Saturación de agua y Permeabilidad	74

LISTA DE ANEXOS

1. MAPA DE PALEOAMBIENTE
2. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A'.
3. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B'.
4. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C'.
5. MAPA ISÓPACO DE ARENA NETA
6. SECCIÓN ESTRUCTURAL A-A`
7. SECCIÓN ESTRUCTURAL B-B`
8. SECCIÓN ESTRUCTURAL C-C`
9. SECCIÓN ESTRUCTURAL D-D`
10. MAPA ESTRUCTURAL
11. MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL

INTRODUCCIÓN

Petrolera Bielovenezolana, S.A. fue creada el 8 de Diciembre de 2007 como una empresa mixta constituida por la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP) y la empresa Estatal Unitaria “Asociación de Empresas Productoras Belorusneft”, con el fin de desarrollar actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de petróleo crudo, extracción de petróleo crudo y gas natural asociado, recolección, transporte y almacenamiento iniciales conforme a lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y prestación de servicios a otras empresas ya sean mixtas, estatales u otras.

El área geográfica donde se lleva a cabo el estudio, el campo Ostra, fue asignado a la empresa el 6 de Julio de 2009 y es un campo maduro ubicado en el estado Anzoátegui que cuenta con una superficie de 157,6 Km².

Debido a que Petrolera Bielovenezolana, dentro de sus labores actuales, se orienta a la realización de estudios que permitan la recuperación de petróleo remanente de campos que han sido explotados desde hace más de 40 años y son considerados como muy maduros, se requiere la revisión de las caracterizaciones de los yacimientos con volúmenes significativos de reservas remanentes que han sido explotados de una forma inapropiada y que además presentan incertidumbre en sus modelos geológicos actuales. Por esta razón el objetivo principal de la investigación es la elaboración de un modelo geológico estático del nivel estratigráfico F5,6 de la Formación Oficina en el campo Ostra.

La estructura de la investigación está conformada por cinco capítulos. El capítulo I trata lo concerniente a la situación actual del objeto de estudio, desde el planteamiento del problema, los objetivos general y específicos, hasta la justificación, alcance y límites de la investigación. El capítulo II describe la información general del área de estudio, como su ubicación y su geología regional

y local. El capítulo III trata lo referido al marco teórico, antecedentes relevantes del estudio y conceptos y definiciones necesarios para la comprensión y el progreso óptimo del trabajo. En el capítulo IV se detalla la metodología seguida para el desarrollo de la investigación, definiendo su tipo y diseño primeramente, seguido de la descripción de los marcos de estudio sedimentológico, estratigráfico y estructural que integran el marco geológico y la evaluación de propiedades petrofísicas y posterior cálculo de reservas de hidrocarburos. El capítulo V es una exposición y análisis de los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología explicada en el capítulo IV. Finalmente, se muestran las conclusiones obtenidas junto a las recomendaciones.

CAPÍTULO I

SITUACION A INVESTIGAR

1.1 Planteamiento del problema

El sector petrolero constituye una pieza de vital importancia para la economía venezolana ya que representa gran parte de las exportaciones anuales del país. El Estado Venezolano se encarga del manejo y administración de la industria petrolera desde la extinción de la participación de capital privado en el año 2006 cuando se decretan la “Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Privadas”, el “Decreto Ley 5200, Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco” y la “Ley sobre Efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco”. A consecuencia de esto, el Estado obtiene una participación accionaria mayor y el capital privado debe adaptarse a esta reforma. Es así como surge la creación de las empresas mixtas.

La empresa mixta Petrolera Bielovenzolana S.A. se ha dedicado a la perforación, extracción y producción de crudo desde su creación el 8 de diciembre del 2007. En aquel entonces, inició sus operaciones haciendo revisión de las caracterizaciones de yacimientos con reservas remanentes que no habían sido explotados apropiadamente y que presentaban incertidumbre en sus modelos geológicos. Actualmente, la empresa no cuenta con una producción activa, por motivos que van desde la pérdida y el daño de equipos destinados a la extracción, bombeo y almacenamiento del crudo, hasta la escasez de recursos económicos y humanos. Para retomar sus operaciones se ha hecho necesaria una nueva revisión de toda la información geológica de los yacimientos ubicados en los diferentes campos que son manejados por petrolera Bielovenzolana, por esta razón la actualización de los modelos geológicos es primordial.

El campo Ostra es un campo maduro de la División Faja que está ubicado en el flanco sur de la Cuenca Oriental, a unos 5 km al sureste de la ciudad de El Tigre, en el estado Anzoátegui, y cuenta con una extensión de 157,6 km². En comparación a otros niveles, el nivel estratigráfico F5,6 de este campo ha sido muy pobremente estudiado hasta ahora, por lo tanto, es pertinente un nuevo estudio de sus características geológicas que contribuya a crear un nuevo plan de explotación más acertado.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Actualizar el modelo estático de los yacimientos del nivel estratigráfico F5,6 de la Formación Oficina en el campo Ostra, operado por la Empresa Mixta Petrolera Bielovenzolana S.A., ubicada en El Tigre, estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Definir el marco sedimentológico a partir de la interpretación de patrones de electrofacies y creación de mapa de paleoambiente.

2. Determinar el marco estratigráfico mediante la correlación litoestratigráfica, validación de los topes y construcción de secciones estratigráficas.

3. Establecer el marco estructural a partir de la creación de secciones estructurales.

4. Realizar la evaluación petrofísica de la zona de interés.

5. Delimitar los yacimientos del área de estudio a partir de la generación del mapa isópaco-estructural.

6. Calcular POES y GOES de los yacimientos definidos empleando el método volumétrico.

1.3 Justificación de la investigación

La empresa actualmente se encuentra desarrollando la revisión de todos los yacimientos con reservas negativas, por lo tanto, una caracterización geológica en las zonas es necesaria para determinar las áreas y volúmenes, y estimar las reservas con mayor exactitud aplicando el método volumétrico; esto permitirá crear un nuevo modelo estático más ajustado, además es necesario para crear un plan de explotación adecuado y aumentar la producción de la zona. Con esta caracterización, se actualizará la información existente y se mejorará la base de datos para futuros estudios más especializados.

1.4 Alcances de la investigación

La finalidad de esta investigación es actualizar el modelo estático de los yacimientos contenidos en el nivel estratigráfico F5,6 de la Formación Oficina en el Campo Ostra, Distrito San Tomé; a partir de la integración de marcos de estudio sedimentológico, estratigráfico y estructural, generados por la correlación de los topes estratigráficos, construcción de mapa de paleoambiente, y levantamiento de secciones estratigráficas y estructurales; junto con la elaboración del mapa isópaco-estructural donde se delimiten los yacimientos de hidrocarburos y la evaluación petrofísica de estos, seguidos por el cálculo de reservas de los hidrocarburos del área estudiada según el método volumétrico.

1.5 Limitaciones de la investigación

Al momento de hacer esta investigación los principales factores limitantes fueron la antigüedad y escasez de la data de los pozos del área estudiada. No se contó con muestras de núcleos que hubieran brindado información directa de las propiedades de los yacimientos, y en la mayoría de los casos la información de registros de pozos no se consideró lo suficientemente completa, por consiguiente la precisión de la información es cuestionable. Además, la empresa no contaba con equipos y software actualizados que pudieran facilitar el manejo de la información disponible y aumentar la certidumbre de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, se extiende de Oeste a Este por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre (Figura 2.1); prolongándose por la Plataforma Deltaica hasta el Sur de Trinidad. Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido Oeste, una anchura de 200 km de Norte a Sur y un área total aproximada de 164.000 km² (Di Croce, 1999).

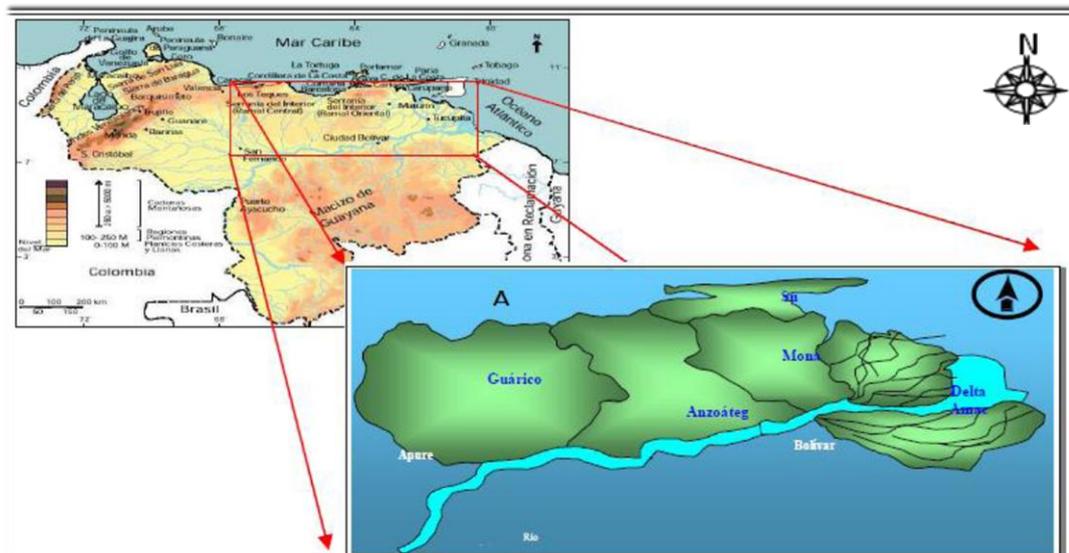


Figura 2.1 Ubicación Geográfica y extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, 1999).

2.1.1 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela desde el punto de vista topográfico se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesa en Anzoátegui y Monagas. Su superficie abarca 164.000 Km² y 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos y Terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte del Escudo de Guayana como límite sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el Norte, y un flanco Norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el Norte. Toda la cuenca se inclina hacia el Este, de manera que su parte más profunda se encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos (González de Juana *et. al.* 1980).

A nivel petrolífero la Cuenca Oriental de Venezuela puede considerarse como un evento de edad Terciaria. Por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico, al Oeste y Subcuenca de Maturín, al Este (Di Croce, 1999).

2.1.1.1 Subcuenca de Guárico

Comprende los campos del estado Guárico y parte norte del estado Anzoátegui. Su Flanco Norte, se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo, en el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales y grábenes, tales como el graben de Espino, en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, y con un acuñamiento de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección (Almarza, R., 1995).

Sus principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del Norte de Guárico, los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades del yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales). Presenta un marco complejo en lo referente a sus sistemas petroleros (Almarza, R., 1995) (Figura 2.2).

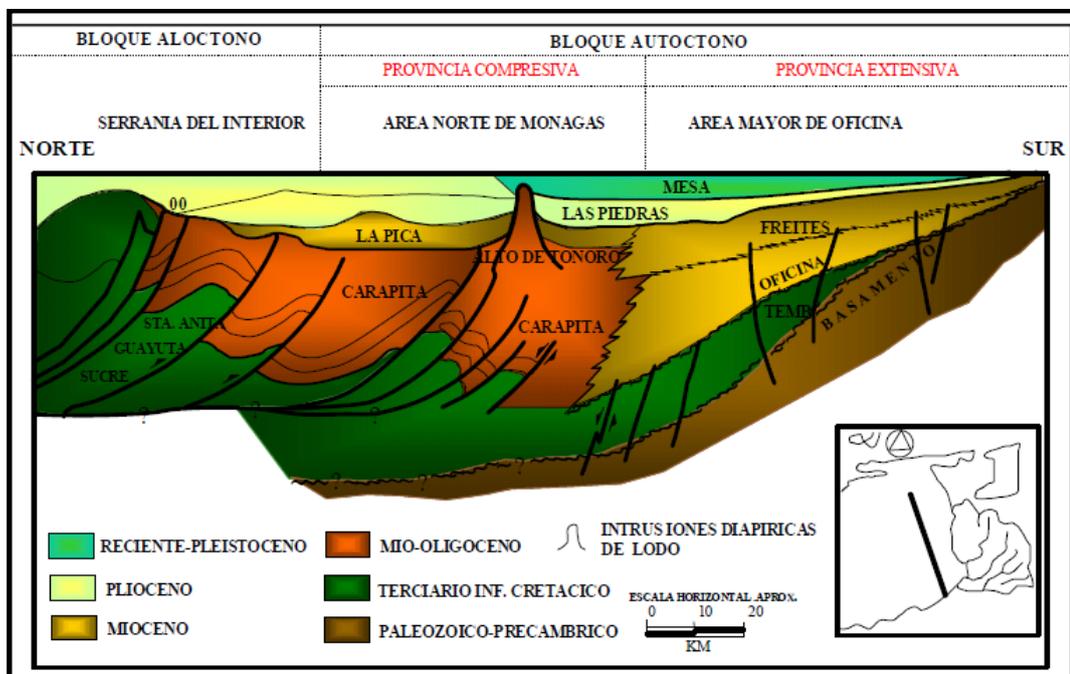


Figura 2.2 Subcuenca de Guárico (Almarza, R., 1995).

2.1.1.2 Subcuenca de Maturín

Constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acñamientos de las unidades estratigráfica hacia el Sur definen dos dominios operacionales: El primero al Norte del corrimiento de Pirital y el segundo hacia el Sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental, representa en buena parte la sedimentación del

flanco Norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico inferior hasta el Pleistoceno. El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía sencilla, semejante a la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno–Pleistoceno, en el que se alternan ambientes de fluvial a deltaico y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Funes, 1994) (Figura 2.3).

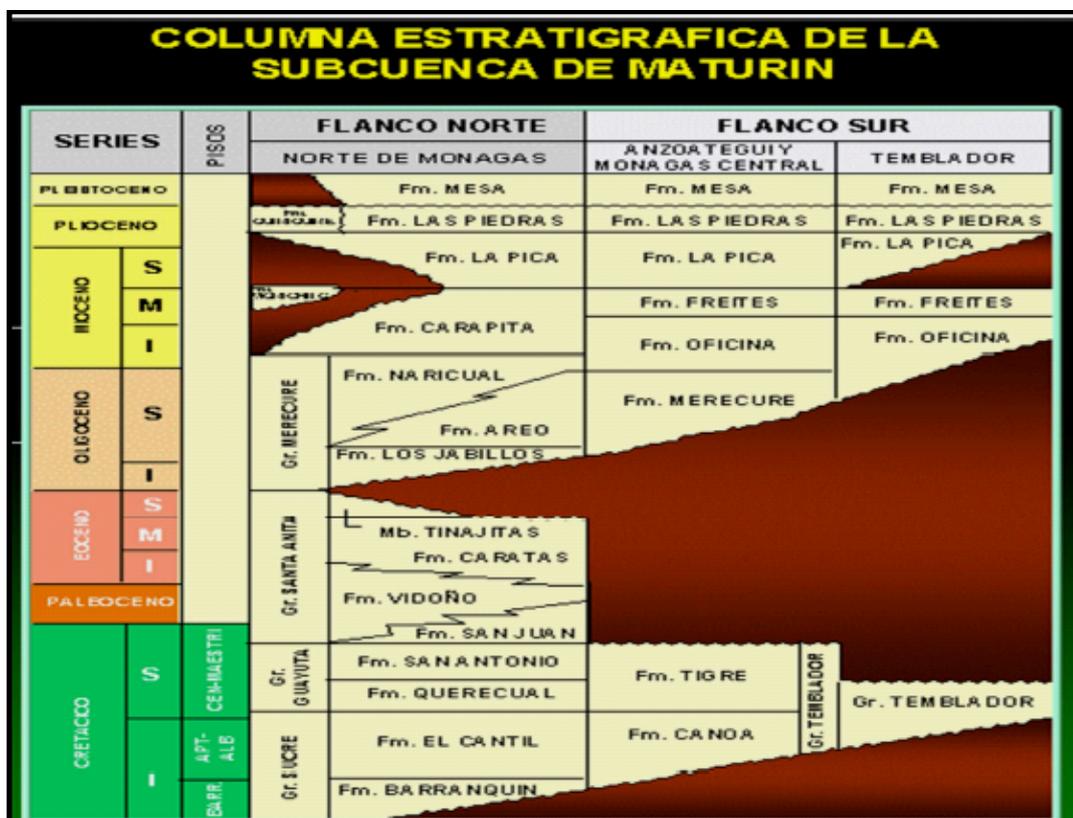


Figura 2.3 Flanco Norte y Sur de la Subcuenca de Maturín (Almarza, R., 1995).

Las dos Subcuencas, localizadas al Noreste de Venezuela, son de tipo “foreland”; y están separadas por unos anticlinales en superficie, y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas, (Felder, B *et al.* 1980) (Figura 2.4).

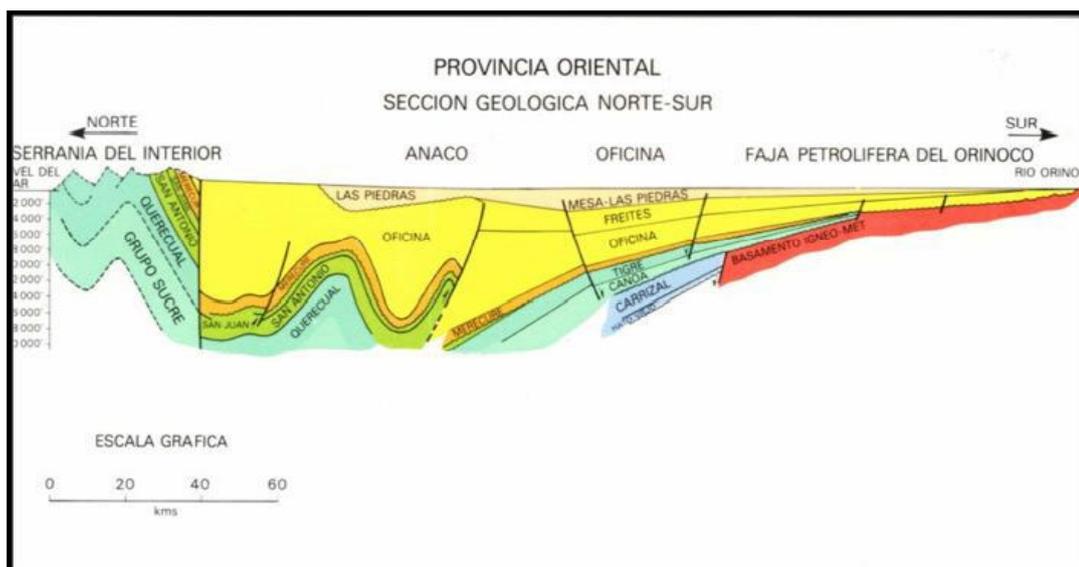


Figura 2.4 Sección Geológica Norte – Sur, Cuenca Oriental de Venezuela (Felder, B., 1980).

González de Juana *et al.* (1980), dividió la Cuenca Oriental de Venezuela en varias subregiones o áreas principales productora de petróleo, desde el punto de vista operacional, y diferenciadas entre sí ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas (Figura 2.5), ellas son:

1. Área Mayor de Oficina.
2. Norte de Anzoátegui: Área de Guaribe- Chaparro en el extremo Noroccidental.
3. Área Mayor de Anaco Hacia el Sur, y el Área de Urica hacia el Este.
4. Área Centro de Anzoátegui y Monagas.
5. Área Norte de Monagas: Quiriquire, Jusepín, Santa Bárbara.
6. Área de Guárico.

7. Área Mayor de Temblador.
8. Pedernales (Delta).
9. Faja Petrolífera del Orinoco.

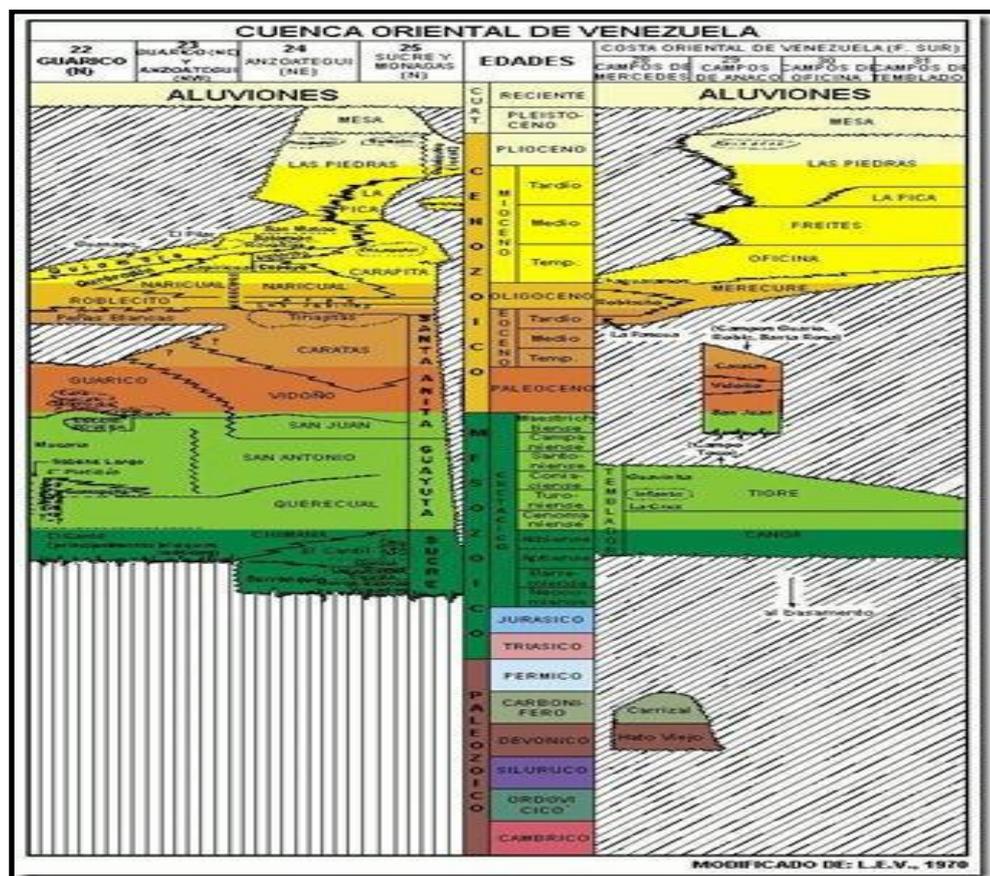


Figura 2.5 Columna Estratigráfica de la C.O.V. (PDVSA-INTEVEP, 1999).

2.1.2 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado final de la colisión oblicua de la placa de Caribe contra la placa Sudamericana, que presenta un movimiento relativo Noroeste. Dicha cuenca es de ante-país directamente asociada con las transgresiones al Norte de Venezuela, las cuales son el producto de la colisión (Di Croce *et al.* 1999).

Entre los principales elementos estructurales que presenta la Cuenca Oriental de Venezuela, los cuales sugieren que la misma sufrió una compleja evolución, podemos mencionar: El Corrimiento Frontal de Guárico, El Corrimiento de Anaco, el Sistema de corrimientos al Sur de la Serranía del Interior Oriental, el Corrimiento de Pirital y el Corrimiento Frontal de Guárico (Felder, B. 1980) (Figura 2.6).



Figura 2.6 Principales estructuras de la C.O.V (Felder, B. 1980).

2.1.2.1 Corrimiento de Anaco

Es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta de forma oblicua el rumbo general del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui delimitando el Área Mayor de Oficina y el Norte de Anzoátegui. Se extiende por aproximadamente 85 Km. desde el Sur del Campo El Toco hasta el Campo La Ceiba, se caracteriza por una línea de corrimiento con rumbo Noroeste y buzamiento promedio de 45 grados al Noreste, en cuyo lado Norte aparece una serie de domos asociados en el bloque levantado, que es donde se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados

estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de Suroeste a Noreste son: Campo de El Toco, Campo San Joaquín, Campo Santa Rosa y Campo La Ceiba, el corrimiento decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamientos. El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7000' en el Campo Santa Rosa y disminuye 700' en Santa Ana; cerca del Campo el Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite Sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco. El geólogo L.M: Banks, define que en sus comienzos la falla de Anaco fue una falla normal de buzamiento al Noroeste, reactivada posteriormente como el corrimiento actual (González de Juana *et al.* 1.980) (Figura 2.7).

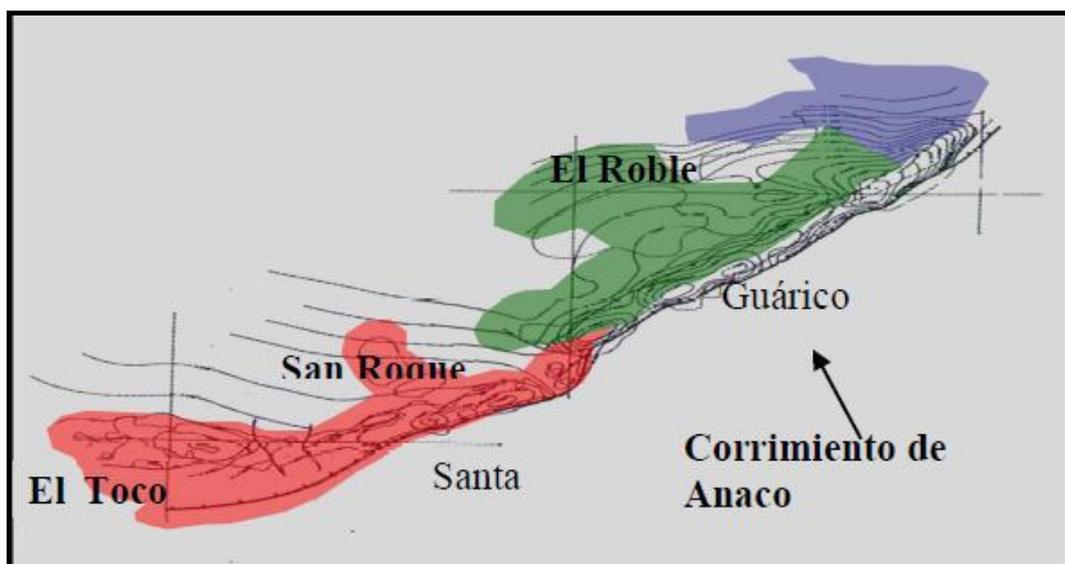


Figura 2.7 Corrimiento de Anaco (Felder, B et al. 1980).

2.1.2.2 Sistema de corrimientos al Sur de la Serranía Interior Oriental

Este sistema de corrimientos se detecta en el subsuelo de la planicie al Sur de la de la Serranía del Interior, principalmente mediante estudios sismográficos y en algunos lugares por medio de perforaciones. Hacia el este a partir de la Falla de Urica, el sistema de corrimientos continúa hasta alcanzar la falla de San Francisco

y desde allí hasta la falla de Los Bajos en el Golfo de Paria, alcanzando aproximadamente 200 Km en extensión (González de Juana *et al.* 1980).

2.2 Ubicación geográfica del área de estudio

Campo Ostra, está ubicado en el flanco sur de la Cuenca Oriental a unos 5 kilómetros al Sur-Este de la ciudad de El Tigre en el Estado Anzoátegui. El campo cubre un área aproximada de 157,6 Kilómetros cuadrados y fue descubierto en el año 1.943 con la perforación del pozo OM-3X. (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2013) (Figura 2.8).

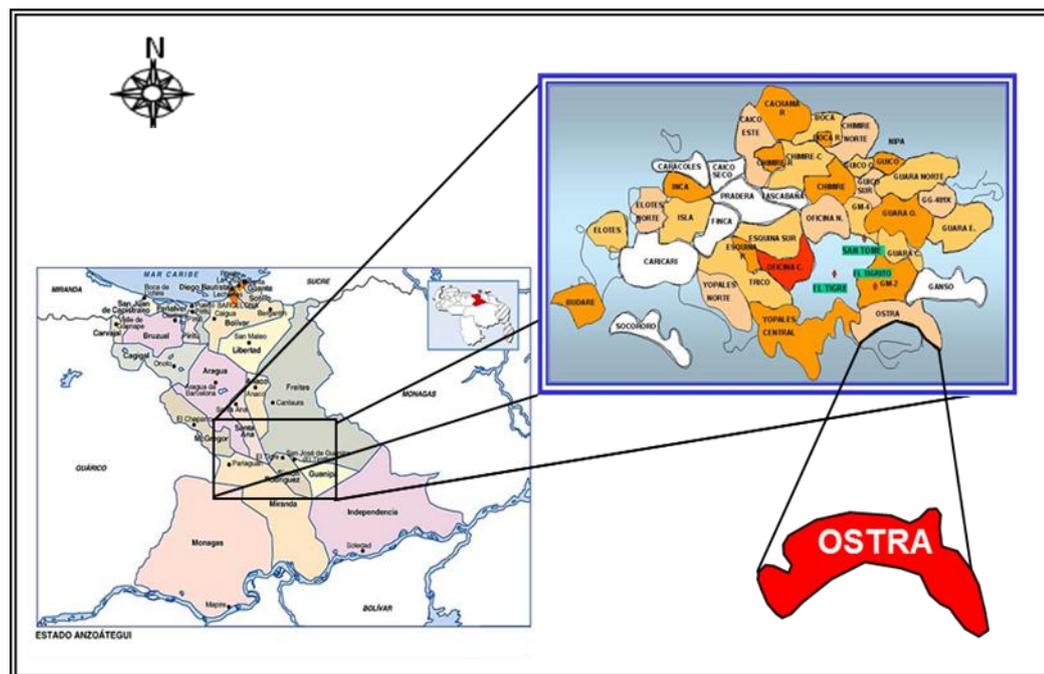


Figura 2.8 Ubicación geográfica del área de estudio.

2.3 Estructura local

El Campo Ostra, se caracteriza por trampas de tipo combinadas (estratigráficas-estructurales) limitadas por dos sistemas de fallas: una con dirección Noreste-Suroeste que buza al Noroeste con la mayoría de las acumulaciones al Noreste y un segundo sistema de menor magnitud de rumbo Noroeste-Sureste que buza al Noreste (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2013) (Figura 2.9).

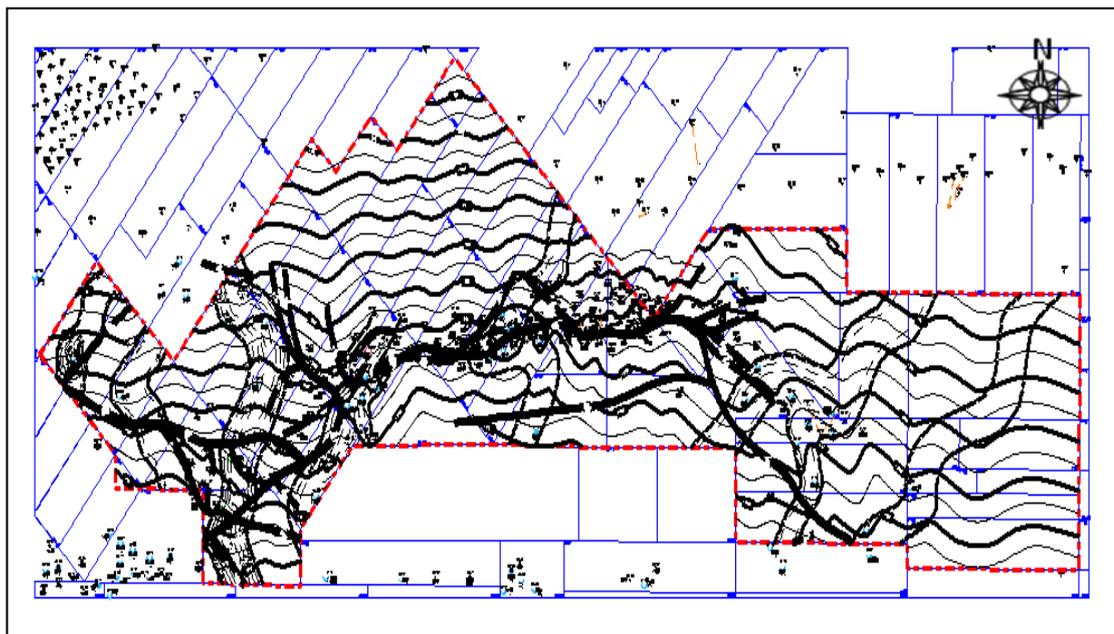


Figura 2.9 Mapa isópaco estructural a nivel estratigráfico F5,6 del Campo Ostra (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2022).

2.4 Estratigrafía local

La Estratigrafía regional de la Cuenca Oriental de Venezuela en el área mayor de Oficina es aplicable para la descripción del Campo. La producción del campo proviene de las arenas de las formaciones Oficina (Mioceno Medio a Inferior) y Merecure (Oligoceno), (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2013) (Figura 2.10).

ERA	EDAD	FORMAC.	ARENA	COLUMNA	DESCRIPCION	AMBIENTE			
C E N O Z O I C R O O	CUAT	FLEISTO CENO	FM			ARENISCAS CONGLOMERATICAS INTERCALADAS CON LIGNITOS Y ARCILLAS	FLUVIO DEL TAICO		
		E	FLIO CENO	MESA			ARENISCAS DE GRANOS GRUESOS A MEDIOS INTERCALAS CON ARCILLAS Y LUITAS DE COLOR VERDE CLARO, LIGNITOS	LLANURA DEL TAICA	
	LAS								
	O	M	I	FIEDRAS	FREITES				
						S			
		O	C	E	OFICINA	A0-A2	LUITAS VERDOSAS SOLUBLES EN LA PARTE SUPERIOR. INTERCALADAS CON LIMOLITAS DE COLOR MARRON Y ARENISCAS DE GRANOS FINOS	NERITICO A BATAL	
						A2-A13			
						B - C - D			
						E			
						F0 - F8	FACIES ARENOSAS DE LA FORMACION OFICINA PRODUCTORA DE HIDROCARBURO.		
						G	ARENISCAS DE COLOR AMARILLENTO DE GRANOS MEDIOS A FINOS EN OCCS. GRUESOS CARACTERÍSTICOS DE CANALES.	FLUVIO DEL TAICO	
						H - I - J K			
						L - M			
N - O - P									
R - S - T U1									
	OLIGO CENO	MERE CURE	U-2	ARENISCAS MASIVAS DE GRANOS GRUESOS A MEDIOS. PROD. DE HIDROCARBURO.	FLUVIO DEL TAICO A TRANSG				

Figura 2.10 Columna Estratigráfica de la C.O.V. (PDVSA INTEVEP, 1999).

2.5 Sedimentología local

La sedimentación de la Formación Merecure, ocurrió en aguas dulces a salobres, típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y en posición más distal, por condiciones deltaicas, preferencial Norte-Sur con predominio de contenido de arena sobre la fracción lutítica. (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2013).

En este campo la Formación Merecure, se compone con un 50% de areniscas de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas, muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. La Formación se adelgaza hacia el sur hasta acuñarse, por debajo de la Formación Oficina en los límites Sur del Área Mayor de Oficina. El contacto superior de la Formación Merecure, es concordante con la Formación Oficina. (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2013).

En el Campo Ostra la parte inferior de la Formación Oficina se inicia con una progradación (relleno de Paleotopografía) seguida por una transgresión (sistema playa-isla de barrera); continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos, caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a caídas del nivel del mar y progradaciones de la plataforma. Posteriormente, se establecen condiciones de costa afuera hacia la parte superior de la formación. (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2013).

En Ostra las arenas productoras en Oficina constituyen sedimentos tipo canal y barras de frente deltaico. Las acumulaciones se presentan desde las arenas “A” hasta “U”. También se consiguen componentes menores pero importantes de la Formación que son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verdes y gris claro. (PDVSA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, 2013).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes

Saavedra, R. (2015) en su tesis de grado titulada, “ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS DEL NIVEL ESTRATIGRÁFICO N1 DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO OSTRÁ, OPERADO POR LA EMPRESA MIXTA BIELOVENEZOLANA S.A., EL TIGRE, ESTADO ANZOÁTEGUI”, inició su investigación con la revisión de los mapas oficiales, registros y carpetas de pozos disponibles para la generación de una base de datos.

Procedió a correlacionar geológicamente los pozos y elaborar secciones estratigráficas con el objetivo de establecer los límites de roca y espesores de arena neta para la elaboración del mapa isópaco de arena neta. Elaboró un mapa de distribución de electrofacies con las respuestas eléctricas de la arena N1 para visualizar el ambiente sedimentario en el que se depositó dicha arena. Posteriormente, construyó secciones estructurales y generó el mapa estructural, el cual integró con el mapa de plano de falla. De esta manera definió tres modelos: estratigráfico, sedimentológico y estructural.

Seguidamente, realizó una evaluación petrofísica de seis (6) pozos y obtuvo los parámetros petrofísicos: resistividad total de la arena (R_t), volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad efectiva (Φ_e), saturación de agua inicial del yacimiento (S_{wi}) y permeabilidad (K). A partir de estos datos construyó el modelo petrofísico, creando los mapas de isopropiedades.

Luego de integrar los mapas isópaco y estructural usando la herramienta SIGEMAP, y definir los límites de los yacimientos, así como su área y volumen;

estimó las reservas mediante el método volumétrico, obteniendo un POES y un GOES para cada yacimiento.

Coa, R. (2011) elaboró el trabajo “VALIDACIÓN DEL MARCO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO R3 GG-404, PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA, DEL CAMPO GUARA ESTE, OPERADO POR LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A”. La metodología que siguió se basó en dividir el trabajo en tres etapas: la primera consistió en la recopilación y validación de información de mapas oficiales y los registros y carpetas de pozos, la segunda fue la revisión del marco geológico, y en la tercera etapa del trabajo calculó las reservas de hidrocarburos del yacimiento.

Para la revisión del marco geológico primeramente realizó una correlación geológica, elaborando un mapa índice de secciones que le facilitó realizar la correlación pozo a pozo para validar los topes y espesores de la arena de interés. Luego procedió a definir el marco sedimentológico, elaborando un mapa de paleoambiente para validar el ambiente de sedimentación a partir de la interpretación de las respuestas de los registros de Potencial Espontáneo, Gamma Ray y Resistividad. Seguidamente definió los marcos estratigráfico y estructural, construyendo secciones estratigráficas para validar los límites estratigráficos y espesores netos para la elaboración del mapa isópaco de arena neta, y validó el mapa de plano de fallas junto con la elaboración de secciones estructurales para validar los límites estructurales y elaborar el mapa estructural.

Posteriormente realizó una evaluación petrofísica seleccionando primeramente los pozos control, los cuales tienen la mayor cantidad de información disponible, y llevó a cabo los cálculos de resistividad de agua de formación (R_w) y las propiedades petrofísicas; con esta información validó los parámetros de corte y elaboró mapas de isopropiedades. Por último, integró los resultados obtenidos en un mapa isópaco-estructural.

Marcano, V. (2009) en su tesis TITULADA “ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LAS ARENAS AM-E2/JM-5 MIEMBRO AMARILLO Y CO-G/JM-27 MIEMBRO COLORADO DEL DOMO CENTRAL Y DOMO NORTE RESPECTIVAMENTE, DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN JOAQUÍN, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”, definió cuatro modelos: sedimentológico, estratigráfico, estructural y petrofísico; para la elaboración de los mapas isópaco-estructural y de isopropiedades.

Primero, recopiló y revisó la información de mapas oficiales, y registros e historias de pozos., seguidamente correlacionó geológicamente usando un sistema de mallado triangular para identificar las unidades estratigráficas y estructurales que son equivalentes y conocer la continuidad lateral de las arenas en estudio. Luego elaboró un mapa de distribución de electrofacies tomando las mejores respuestas de los registros para elaborar el mapa de paleoambiente e interpretó el ambiente sedimentario. Elaboró secciones estratigráficas y estructurales para definir el modelo estratigráfico y estructural, respetivamente.

Posteriormente definió el modelo petrofísico; estimó la resistividad del agua de formación y selecciono 19 pozos que contaban con mayor información de registros y evaluó sus propiedades petrofísicas empleando modelos de Simandoux, Poupon y Timur; posteriormente, determinó los parámetros de corte de la arena CO-G e interpretó los resultados obtenidos. Una vez definidos estos modelos elaboró el mapa isópaco-estructural integrando la información en la herramienta SIGEMAP, y los mapas de isopropiedades a partir de promedios ponderados de las propiedades.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Caracterización de yacimientos

El objetivo principal la caracterización de yacimientos petroleros es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa como cuantitativamente, para así poder determinar la geometría del yacimiento y el volumen de hidrocarburos almacenados, las propiedades físicas de la roca y físico-químicas de los fluidos. Con esta información se puede elaborar, por ejemplo, el modelo que permite simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción, elegir aquel que conlleve a la óptima explotación técnico- económica, lo que implica minimizar tiempo, recursos humanos y financieros. (Carmona Torres, D., Fernández Sánchez, V., 2014).

Existen dos tipos de caracterización de yacimientos: la estática y la dinámica. En la caracterización estática no se requiere analizar el movimiento de fluidos en el medio poroso. Los datos para la caracterización estática provienen de la información sísmica, de la geología, de los registros geofísicos de pozo y de los análisis en laboratorio de muestras de roca y de fluidos. La caracterización estática de yacimientos se puede definir como la disciplina que se encarga de analizar e integrar la geometría y los límites físicos, convencionales, el contacto agua–aceite original, así como las variaciones internas verticales y laterales de sus características petrofísicas, con el fin de precisar la estimación del volumen original de hidrocarburos, reservas probadas, probables y posibles de los yacimientos. La etapa inicial de un proceso de caracterización de yacimiento consiste en la generación de un modelo estático inicial. (Carmona Torres, D., Fernández Sánchez, V., 2014).

3.2.1.1 Modelo estático

Modelo de un volumen específico del subsuelo que incorpora todas las características geológicas del yacimiento. Estos modelos se utilizan para cuantificar características dentro del volumen del subsuelo que son relativamente estables durante largos períodos de tiempo y pueden, por consiguiente, considerarse estáticas. Estos atributos incluyen el modelado de la forma estructural y los espesores de las formaciones dentro del volumen del subsuelo, junto con sus litologías y las distribuciones de porosidad y permeabilidad. Estas dos últimas características a menudo varían significativamente de una ubicación a otra dentro del volumen, lo que genera heterogeneidad. Sin embargo, la porosidad y la permeabilidad son estables en el marco temporal casi geológico y no cambian debido al movimiento de fluidos o gases a través de los espacios porosos en las formaciones. (Schlumberger, 2023)

3.2.2 Métodos para el cálculo de reservas

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos. El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos. (Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, 2005).

3.2.2.1 Método volumétrico

Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original En Sitio (POES, GOES y COES) con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos. El Método Volumétrico es el adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo como Método Oficial para el

cálculo de las reservas. Estos cálculos pueden estar apoyados por cualquier otro método. (Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, 2005).

➤ Petróleo y gas asociado

El Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería (2005), en “DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS”, describe el cálculo para cada caso específico.

Cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES): el Petróleo Original En Sitio se calcula usando la ecuación $POES = 7.758 \times A \times e \times \emptyset \times Soi \times 1/Boi$. Una vez obtenido el POES, al aplicarle el Factor de Recobro, se obtienen las Reservas de Petróleo Recuperables Originales.

Cálculo del Gas en Solución Original En Sitio (GOES): el Gas en Solución Original En Sitio se obtiene en función de la Relación Gas Petróleo Original (Rsi), $GOES = POES \times Rsi$.

Cálculo del Gas Original en Sitio de la Capa de Gas (GOES): el Gas Original En Sitio de la Capa de Gas se obtiene mediante la relación $GOES = 43.560 \times V \times \emptyset \times Sgi \times 1/Bgi$

➤ Gas no asociado

El Gas No Asociado Originalmente En Sitio se obtiene mediante la relación $GOES = 43.560 \times V \times \emptyset \times Sgi \times 1/Bgi$. Para el cálculo del Gas No Asociado debe hacerse hincapié en la determinación de las características intrínsecas de dicho gas (composición, gravedad específica, etc.). (Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, 2005).

3.2.3 Mapa de reservas

Todo yacimiento consignado en el Informe Anual de Reservas debe tener un Mapa Oficial de Reservas asociado a él. Dicho mapa debe contener toda la información necesaria para la cabal interpretación del Modelo Geológico, ya que constituye el soporte de sus Reservas de Hidrocarburos. Los mapas que acompañan la solicitud de cambios de reservas obtienen el rango de Mapas Oficiales al momento en que la solicitud es aprobada por el Ministerio de Energía y Petróleo. El Mapa Oficial debe estar conformado por el mapa isópaco-estructural al tope de la arena yacimiento. (Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, 2005).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

La investigación científica es un proceso metódico y sistemático dirigido a la solución de los problemas o preguntas científicas mediante la producción de nuevos conocimientos, los cuales constituyen la solución o respuesta a tales interrogantes. Se reconocen tres tipos: exploratoria, descriptiva y explicativa (Arias, F., 2016).

Según Arias, F. (2016) “la investigación de tipo descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento”. Así pues, el tipo de investigación del proyecto se adapta mejor al descriptivo, debido a que la investigación consistirá en revisar y validar la información geológica oficial del campo Ostra para generar los marcos sedimentológico, estratigráfico, estructural y petrofísico que conforman el modelo estático del nivel estudiado.

4.2 Diseño de la investigación

El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental (Arias, F., 2016).

Arias, F. (2016) define la investigación documental como “un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”, de manera tal que el proyecto sigue estos patrones, debido a que se realizarán la

recopilación y validación de datos de los registros de pozos, siendo esta fuente casi exclusiva para el cumplimiento de los objetivos de esta investigación.

4.3. Flujograma de la investigación

La Figura 4.1, a continuación, muestra gráficamente el flujo seguido para la realización del trabajo.

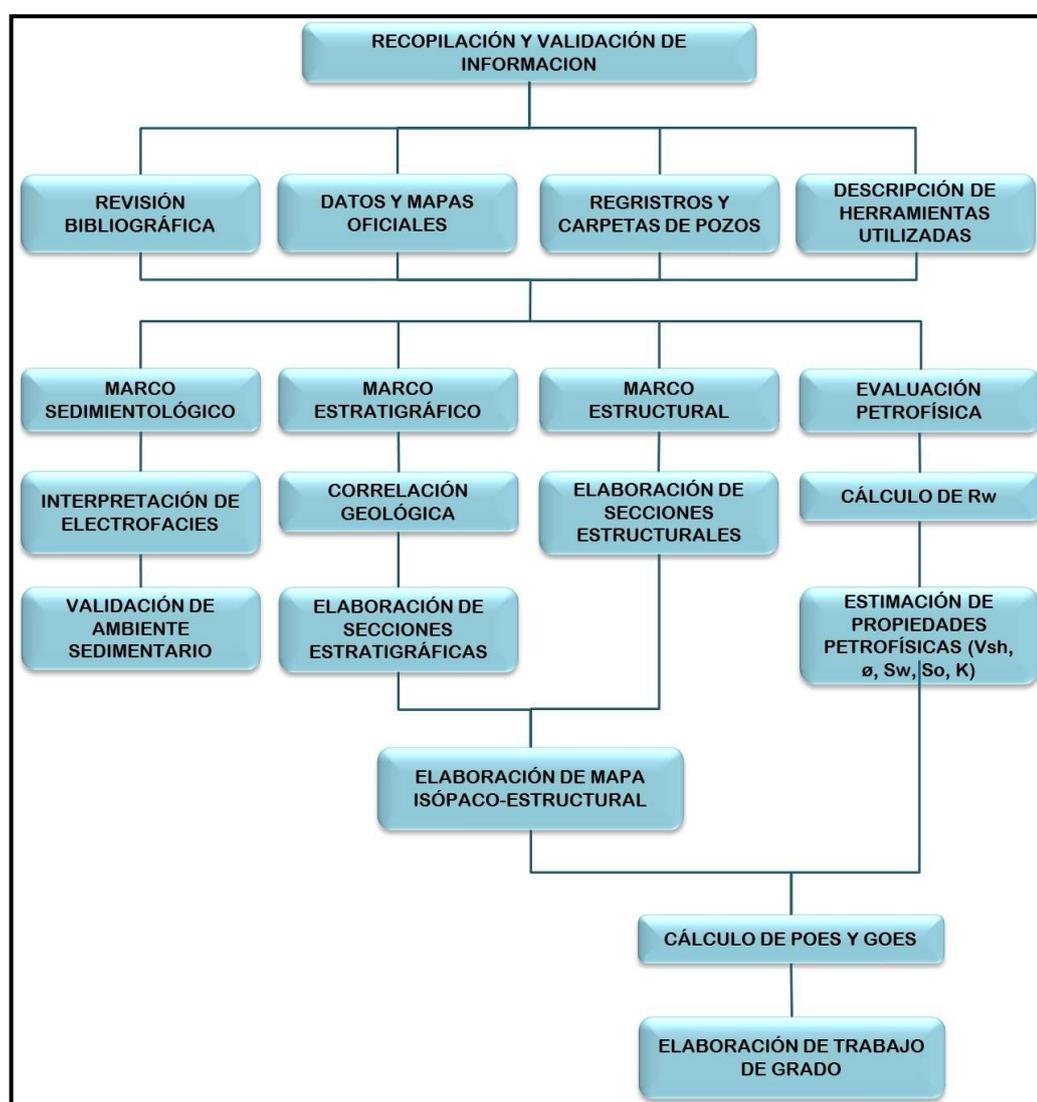


Figura 4.1. Flujograma de la investigación

Se inició con la recopilación y revisión de información disponible de diferentes fuentes como trabajos y estudios previos relacionados al tema, los mapas oficiales del campo, bases de datos digitales, y las carpetas de pozos junto con los registros en formato físico y digital.

Una vez adquiridos estos datos se procedió a validar los topes de arena mediante la correlación litoestratigráfica, extrayendo simultáneamente toda la información de posible interés de los registros con el fin de optimizar la base de datos existente.

Seguidamente, se interpretaron los patrones de electrofacies y se elaboró un mapa de paleoambiente que sirvió para validar el ambiente sedimentario del área estudiada, definiendo así el marco sedimentológico. Los marcos estratigráfico y estructural se constituyeron del levantamiento de secciones estratigráficas y estructurales, respectivamente.

Luego se efectuó la evaluación petrofísica de los pozos yacimiento en el nivel estudiado calculando la resistividad del agua de formación para proceder a la estimación de sus propiedades petrofísicas. Simultáneamente, con el uso de la herramienta *Sigemap*, se empezó a construir el mapa isópaco-estructural del área en el cual se delimitaron los yacimientos y se obtuvieron los datos de área y volumen necesarios para el cálculo de las reservas de hidrocarburos.

4.4. Población y muestra de la investigación

4.4.1 Población

“La población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio”. Arias, F. (2016).

Para este estudio, el universo o población estará en un área delimitada del Campo Ostra de 157,6 km², específicamente en el nivel estratigráfico F5,6, de la Formación Oficina, teniendo un total de ciento treinta y siete (137) pozos perforados.

4.4.2 Muestra

Arias, F. (2016), formula que “la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”.

En este caso la muestra es igual a treinta y siete (37) pozos perforados que cuentan con espesores de arena neta mayor igual a 3 pies en el nivel estratigráfico F5,6 del Campo Ostra.

4.5. Recopilación y validación de información

4.5.1 Revisión bibliográfica

Esta etapa es el inicio de cualquier proyecto, aquí se realiza la revisión de todo material que sirva de ayuda para el desarrollo de la investigación. De esta manera, luego de haberse definido objetivos y alcance del proyecto, se procedió a la búsqueda de información a partir de la revisión de material bibliográfico sobre el tema: trabajos previos de modelos estáticos realizados, situación actual de los yacimientos del Campo Ostra, informe anual de reservas y manuales de interpretación de registros de pozos; así como todos aquellos documentos que pudiesen aportar información con relación a la investigación y orientar el estudio hacia mejores definiciones e interpretaciones.

4.5.2 Datos y mapas oficiales del yacimiento

Para continuar con el desarrollo del proyecto, se consultó en la sala de *Sigemap* de la empresa, los mapas oficiales de los yacimientos objeto de estudio: mapa base del campo Ostra y mapa isópaco-estructural del nivel F5,6 del mismo campo; y los datos básicos (POES, factor volumétrico inicial, etc.) contenidos en el Libro de Reservas y carpetas de pozos. Una vez obtenidos los mapas de los yacimientos, se hizo la revisión de todos los pozos tanto activos, inactivos y abandonados, como los interpretados, y se verificaron los que no penetraron la arena en estudio.

4.5.3 Registros e historias de pozos

El Departamento de Estudios Integrados de la EM Petrolera Bielovenzola proporcionó la información digital concerniente a perfiles eléctricos (Potencial Espontáneo y Resistividad) a escala 1:500 y radiactivos (Gamma Ray y Densidad-Neutrón) a escala 1:200, para efectos de correlación, elaboración de secciones y análisis petrofísico. Por medio de los cabezales de estos registros se obtuvieron datos como la elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie, profundidad total, temperaturas de superficie y fondo, y resistividades de filtrado de lodo; mediante la correlación pozo a pozo se definió el tope, la base y el espesor de la arena F5,6 en los 137 pozos que la atravesaron. Todo esto con el fin de elaborar una base de datos que facilitara el posterior desarrollo del trabajo.

4.5.4. Descripción de las herramientas utilizadas (software)

Para la revisión y validación de la información disponible de los yacimientos del Campo Ostra se utilizaron las herramientas descritas a continuación.

4.5.4.1 MicroStation V8i

MicroStation V8i es un programa de diseño asistido por computadora (CAD) desarrollado por Bentley Systems. Este CAD puede funcionar bajo diversas versiones de Windows como 7, Vista, XP y Server. (Figura 4.2).

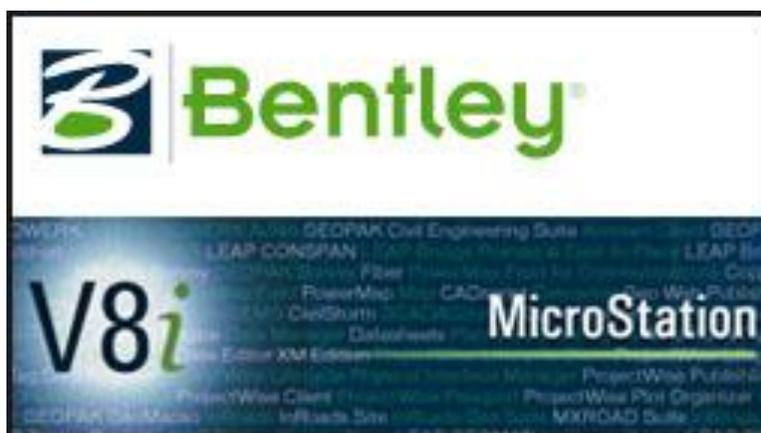


Figura 4.2 MicroStation (Bentley Systems, 2008)

MicroStation V8i es una herramienta muy útil para el geólogo ya que permite la composición de planos 2D, y la visualización y modelado 3D a escalas variables, referencias a archivos DWG y DGN, y es compatible con cientos de sistemas globales de coordenadas geoespaciales. También incluye su propio lenguaje de programación, con lo que se puede crear aplicaciones que utilizan todos los recursos e interfaz gráfica y están completamente integrados con MicroStation.

Para cumplir el acabado final de los mapas tal como exige el Ministerio del Poder Popular de Petróleo se activa un programa similar independiente llamado *Sigemap*. Este posee los mismos comandos que MicroStation más otros específicamente creados con el objetivo de digitalizar de manera óptima los mapas que serán sometidos ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo.

4.5.4.2 Sigemap 8.0

Es un sistema computarizado para la generación, actualización y validación de mapas automatizados. Consta de un ambiente de inicio donde se revisa, prepara

y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema según la filial a la que este asociado cada determinado campo. La información geológica y la posición de los pozos (vertical o desviado) son procesadas bajo el sistema SIGEO (Sistema de Información Geográfica).

El ambiente de edición permite hacer los arreglos necesarios para la construcción de un mapa isópaco-estructural con los datos de límite de roca y los contactos de gas condensado-petróleo original y agua-petróleo original en conformidad a lo exigido por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo. Una vez editado, el mapa es almacenado en una base de datos para consultas posteriores, la cual es accesible a los usuarios autorizados por la empresa.

4.6 Marco sedimentológico

La generación de este marco tiene como premisa visualizar y validar el ambiente sedimentario bajo el cual se depositó la arena en estudio (F5,6), además de la influencia de ésta en la distribución tanto vertical como lateral de la calidad de roca, con el fin de establecer el modelo conceptual de sedimentación, para lo cual se contó con las respuestas de los registros de Potencial Espontáneo (SP) y Resistividad.

4.6.1 Interpretación de electrofacies

Se realizó una revisión de las respuestas eléctricas que mostró la arena F5,6 en los distintos pozos que se encuentran en la zona de estudio y sobre un mapa base del área se colocaron los *track* de las curvas de Potencial Espontáneo de los registros de pozos que alcanzaron la profundidad de la arena de interés para así crear un mapa de distribución de electrofacies (Figura 4.3), de forma tal que mediante la interpretación de las mismas se pudieran diferenciar las unidades sedimentarias presentes en el mapa, para luego definir el ambiente sedimentario en el cual se depositó dicha arena.

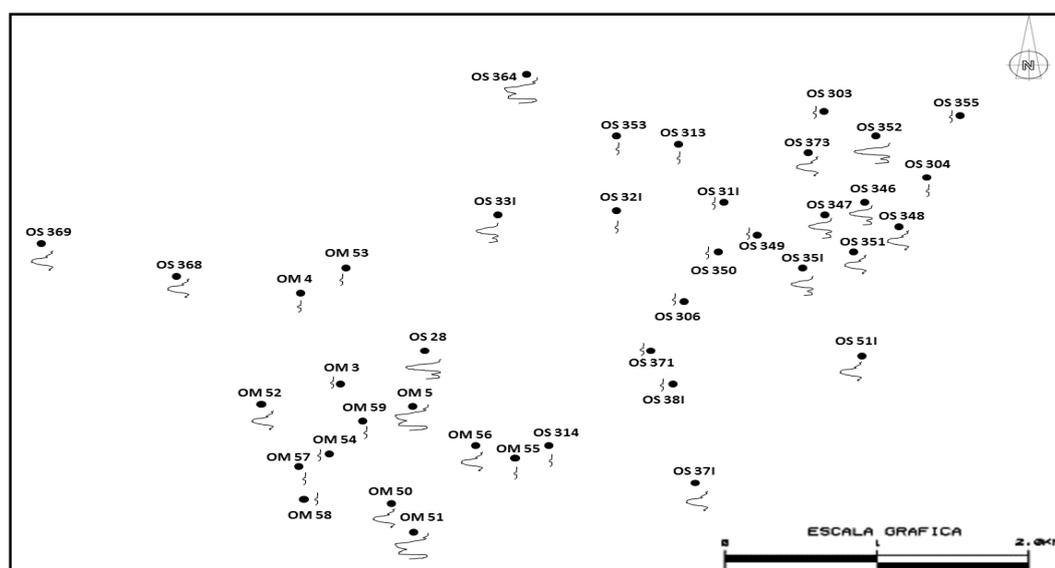


Figura 4.3 Mapa de distribución de electrofacies

Para el análisis de las electrofacies se utilizó como guía el modelo de respuestas eléctricas de Allen y Segura (1989), el cual describe los diferentes ambientes de sedimentación, y según ese modelo se diferenciaron varias de las respuestas electrográficas, unas tipo cilíndricas que se clasificaron como parte central de canal fluvial y otras granodecrecientes “(*finning up*)” que fueron clasificadas como canal fluvial y barras de meandros; también se identificaron respuestas más irregulares sin tendencia que se clasificaron como llanura de inundación.

Debido a la falta de información de núcleos cortados en el área, en este estudio, la interpretación de las electrofacies extraídas de los registros de Potencial Espontáneo fue decisiva para la definición del ambiente de sedimentación.

4.6.2 Validación de ambiente sedimentario

Partiendo del mapa de distribución de electrofacies, y la interpretación de las mismas, simultáneo al desarrollo del marco estratigráfico, se definieron los límites de roca, la geometría, espesor y extensión lateral de la arena en estudio, y se compuso un mapa de paleoambiente con el objetivo de distinguir las facies sedimentarias presentes en la zona y definir el ambiente sedimentario en el cual se depositó la arena F5,6.

4.7 Marco estratigráfico

4.7.1 Correlación geológica

El objetivo de la correlación fue la identificación de la unidad estratigráfica que es equivalente en tiempo geológico, edad o posición estratigráfica a la unidad F5,6, con el fin de observar las variaciones laterales de la misma. A través de la correlación de la arena F5,6 se validó y corrigió la información de tope y base de la arena en estudio, así como de su litología y profundidad.

4.7.2 Elaboración de secciones estratigráficas

Para la demostración de la continuidad lateral de los cuerpos arenosos, su espesor, geometría y arquitectura, se generaron cuatro (4) secciones estratigráficas perpendiculares a la sedimentación; basándose en la interpretación de las electrofacies de los registros de pozos, validando así los límites estratigráficos y espesores de arena neta, los cuales configuran el marco estratigráfico. Las mismas fueron denominadas A-A'; B-B', en dirección noroeste-sureste, C-C', en dirección

suroeste-noreste, y D-D' en dirección noroeste-sureste. Para este proceso se utilizaron los registros de Potencial Espontaneo a escala 1:500 en digital exportados a *PowerPoint*.

4.7.3 Elaboración de mapa isópaco de arena neta (AN)

Se validaron los espesores de arena neta que se determinaron a través de la diferencia entre tope y base del intervalo estudiado, usando para ello la curva de correlación geológica SP a escala 1:500. A partir de las secciones estratigráficas perpendiculares a la sedimentación se observó la disminución en espesor en el intervalo de estudio, validando así los límites estratigráficos de los yacimientos, llamados también límites de roca (espesor de arena neta igual cero pies).

Una vez validada la continuidad lateral de la unidad F5,6, y teniendo los espesores de arena neta, se procedió a elaborar el mapa isópaco de arena neta de manera manual, calcado sobre un mapa base del campo Ostra con sus respectivos pozos. El mismo muestra la distribución areal de la arena de interés y facilitó la definición del ambiente sedimentario. Una vez elaborado el mapa a mano alzada se procedió a digitalizarlo usando la herramienta *Sigemap*.

4.8 Marco estructural

4.8.1 Elaboración de secciones estructurales

El área de estudio es estructuralmente compleja por la presencia de varias fallas, debido a esto para una buena definición del marco estructural fue necesaria la construcción de cuatro (4) secciones estructurales, que se realizaron considerando un *datum* referido al nivel medio del mar, con el objetivo de verificar las fallas presentes en el yacimiento y la estructura característica. Las mismas fueron denominadas A-A', en sentido NW-SE, B-B' en sentido W-NE, y C-C' y D-D' en

dirección NE-SW. Para este proceso se utilizaron los registros de Potencial Espontaneo a escala 1:500 en digital exportados a *PowerPoint*.

4.8.2 Elaboración de mapa estructural

El mapa estructural se realizó primero de manera manual, calcado sobre un mapa base del campo Ostra con sus respectivos pozos a la profundidad a la cual se encuentra el tope de la Arena F5,6 expresado en TVDSS, trazando un contorno estructural cada 50 pies que permitió definir la estructura presente en el yacimiento. Una vez realizado manualmente, se revisó y validó el mapa de plano de fallas, y se procedió a integrar y digitalizar ambos utilizando la herramienta *Sigemap*, obteniendo así el modelo estructural.

4.9 Evaluación petrofísica

4.9.1 Calculo de resistividad del agua de formación (Rw)

El cálculo del R_w se realizó aplicando el método de la curva SP en cinco (5) pozos en los que se encontrase una arena limpia y de suficiente espesor para obtener resultados más confiables respecto al horizonte en estudio. Este método se describe por la siguiente ecuación:

$$R_w = \frac{R_{we} + 0,131 \times 10^{\left[\frac{1}{\log(T_f/19,9)}\right]^{-2}}}{-0,5 \times R_{we} + 10^{\left[\frac{0,0426}{\log(T_f/50,8)}\right]}}$$

Dónde:

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_{we} = Resistividad del agua de formación equivalente.

T_f = Temperatura de la formación.

Para obtener la temperatura de formación se necesita el valor del gradiente geotérmico, que es una variación de la temperatura en función de la profundidad. Ambos factores se determinaron a través de las ecuaciones:

$$GG = \frac{(Tm - Ts)}{Pm}$$

$$Tf = (GG + Pf) \times Ts$$

Dónde:

GG = Gradiente geotérmico.

Tm = Temperatura máxima o de fondo.

Ts = Temperatura de superficie.

Pm = Profundidad máxima o total.

Tf = Temperatura de la formación.

Pf = Profundidad de la formación.

La resistividad de agua equivalente, por su parte, fue calculada por la ecuación:

$$Rwe = Rmfe \times \left\{ 10^{\left[\frac{SSP}{61 + (0.133 + Tf)} \right]} \right\}$$

Dónde:

Rwe = Resistividad del agua equivalente.

$Rmfe$ = Resistividad del filtrado de lodo equivalente a temperatura de formación.

SSP = Diferencia en mv (milivoltios) entre la línea de arenas y la línea base de lutitas.

Tf = Temperatura de la formación.

La resistividad del filtrado del lodo está reflejada en el cabezal del registro, a una temperatura correspondiente, que en el caso de este estudio fue siempre la temperatura de superficie. Ya que la resistividad del filtrado de lodo a 75°C es mayor a 0.1 ohm.m, el cálculo de la resistividad del filtrado de lodo equivalente a temperatura de formación se realizó con la siguiente ecuación:

$$Rmfe = 0,85 \times Rmf \times \left(\frac{6,77 + Ts}{6,77 + Tf} \right)$$

Dónde:

$Rmfe$ = Resistividad del filtrado de lodo equivalente a temperatura de formación.

Rmf = Resistividad del filtrado de lodo a temperatura de superficie.

Ts = Temperatura de superficie.

Tf = Temperatura de la formación.

Dado que en el nivel estudiado F5,6 no había suficientes pozos que cumplieren con las especificaciones de arena mencionadas anteriormente, el cálculo se realizó en arenas aptas de otros niveles y luego se procedió a hacer las correcciones de Rw al nivel de interés en el mismo pozo con la ecuación:

$$Rw F5,6 = Rw \times \left(\frac{Tf + 6,77}{Tf F5,6 + 6,77} \right)$$

Dónde:

$Rw F5,6$ = Resistividad del agua de formación en el nivel F5,6.

Rw = Resistividad del agua de formación obtenida en otro nivel.

Tf = Temperatura de la formación en otro nivel.

$Tf F5,6$ = Temperatura de la formación en el nivel F5,6.

Por último, se obtuvo un valor promedio de R_w para el nivel F5-6.

4.9.2 Estimación de propiedades petrofísicas

La determinación de las propiedades petrofísicas en los pozos seleccionados se llevó a cabo mediante la aplicación de modelos de arcillosidad (V_{sh}), porosidad (Φ), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K); y la introducción de datos y ecuaciones en la hoja de cálculo de Excel.

4.9.2.1 Cálculo de volumen de arcilla (V_{sh})

Por tratarse de rocas del terciario, el volumen de arcilla de las arenas en el nivel F5-6 se estimó con el método de Larinov, el cual se describe con la ecuación:

$$V_{sh} = \frac{2^{(3,7 * Ish)} - 1}{2^{3,7} - 1}$$

Dónde:

V_{sh} = Volumen de arcilla.

Ish = Índice de arcillosidad.

El índice de arcillosidad se obtuvo a través de la curva de los registros de Potencial espontáneo por no contar con suficientes registros de Rayos Gamma para los pozos seleccionados. El cálculo se realizó como se representa a continuación:

$$Ish = 1 - \frac{SP}{SSP}$$

Dónde:

Ish = Índice de arcillosidad.

SP = Diferencia en mv (milivoltios) desde la línea base de lutitas hasta la línea de la arena estudiada.

SPP = Diferencia en mv desde la línea base de lutitas hasta la línea de arenas máxima.

4.9.2.2 Cálculo de porosidad (Φ)

La porosidad total y efectiva se obtuvo a través del método de Densidad-Neutrón el cual se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Manual de estudios integrados de yacimientos. (PDVSA, 2005).

MODELO	ECUACIÓN
Densidad	$\Phi_t = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f}$
Neutrón	$\Phi_t = \Phi_N$
Densidad-Neutrón	$\Phi_D = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f}$ <p>Cuando $\Phi_N < (\Phi_D + \text{GasConst})$, entonces:</p> $\Phi_t = \frac{(\Phi_D^2 + \Phi_N^2)^{1/2}}{2}$ <p>Si no, entonces:</p> $\Phi_t = \frac{(\Phi_D + \Phi_N)}{2}$
Porosidad efectiva	$\Phi_e = \Phi_t \times (1 - V_{sh})$

Dónde:

Φ_t = porosidad total.

ρ_m = densidad de la matriz.

ρ_b = densidad leída en el perfil.

ρ_f = densidad del fluido.

Φ_N = porosidad leída en el perfil de Neutrón.

Φ_D = porosidad calculada a partir del perfil de Densidad.

Φ_e = porosidad efectiva.

V_{sh} = volumen de arcilla.

Solo se dispuso de registros de Densidad-Neutrón en cinco (5) pozos, los cuales fueron tomados como pozos control. A partir de los resultados de porosidad obtenidos en los pozos control, en conjunto con los valores correspondientes al volumen de arcilla, se produjo una gráfica de Φ_e en función del V_{sh} , proporcionando la misma una ecuación empírica necesaria para el cálculo de la porosidad efectiva en los pozos yacimiento que no cuentan con curvas de Densidad y Neutrón. (Figura 4.4)

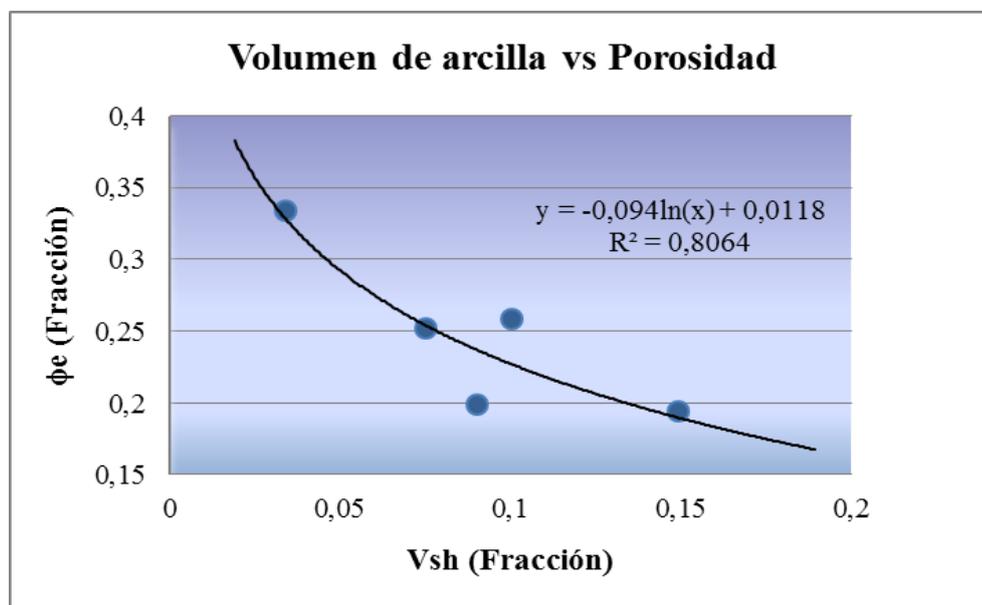


Figura 4.4 Gráfica de porosidad en función del volumen de arcilla con ecuación.

4.9.2.3 Cálculo de saturación de agua (S_w)

La fracción de espacio poroso ocupada por agua se denomina saturación de agua, la fracción restante, contenida de petróleo gas o ambas, se denomina saturación de hidrocarburo (Sh), siendo la suma de ambas saturaciones igual al 100% del espacio poroso efectivo ($1 = S_w + S_h$) (Matute, 2005).

Debido a la ausencia de muestras de núcleo, la S_w se evaluó por diferentes modelos: Simandoux, Archie, Simandoux modificado y Schlumberger, siendo este último el que mejor se adaptó a las arenas arcillosas de la zona en estudio.

Tabla 4.2 Manual de estudios integrados de yacimientos. (PDVSA, 2005).

MODELO	ECUACION
Archie	$S_w = \left(\frac{a}{\Phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n}$
Simandoux	$F = \frac{a}{\Phi^m}$ $S_w = \left[\frac{F \times R_w}{R_t} + \left(\frac{F \times R_w \times V_{sh}}{2 \times R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left(\frac{F \times R_w \times V_{sh}}{2 \times R_{sh}} \right)$
Simandoux Modificado	$F = \frac{a}{\Phi^m}$ $S_w = \left(\frac{0,4 \times R_w}{\Phi^2} \right) \times \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left(\frac{5 \times \Phi^2}{R_w \times R_t} \right)} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \right]$
Schlumberger	$S_w = \frac{\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left[\frac{\Phi^2}{0,2 \times R_w \times R_t \times (1 - V_{sh})} \right]}}{\left(\frac{\Phi^2}{0,4 \times R_w \times (1 - V_{sh})} \right)}$

Dónde:

S_w = Saturación de agua

Φ = porosidad (fracción).

a = factor de tortuosidad.

m = exponente de cementación (adimensional).

R_w = resistividad del agua de formación.

R_t = resistividad verdadera.

n = exponente de saturación.

F = factor de formación.

V_{sh} = Volumen de arcilla.

R_{sh} = Resistividad de lutita cercana.

➤ Saturación de agua irreducible (S_{wirr})

Adicionalmente, de la fracción de agua S_w , va a haber una S_{wirr} , que se define como la fracción de agua que no puede ser desplazada de la roca, debido a que es retenida por la tensión superficial de los granos, el contacto entre granos y los intersticios más pequeños (Matute, 2005).

El valor de la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se obtuvo a partir de un gráfico de dispersión de S_w en función de la resistividad verdadera, donde se probó con varias líneas de tendencia y se estableció que la línea potencial fue la que presentó mejor comportamiento ante los puntos. Luego, se extrapolo esta línea hasta encontrar el punto donde empezaba a hacerse asintótica respecto al eje "x", y se trazó una paralela a este eje hasta cortar el eje "y", donde se leyó el valor correspondiente a la S_{wirr} (Figura 4.5).

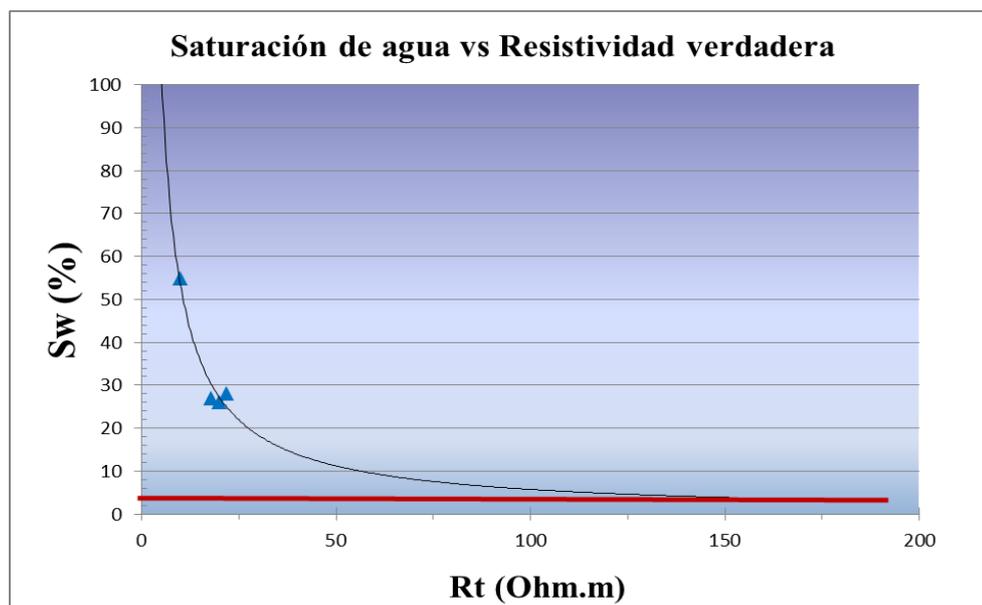


Figura 4.5 Gráfica de saturación de agua en función de la resistividad verdadera.

4.9.2.4 Cálculo de permeabilidad (K)

Al no contar con muestras de núcleos, fue necesario ensayar con varios métodos en función de la Sw_{irr} para la estimación de la permeabilidad: Timur, Schlumberger y Smith; siendo este último el que arrojó los resultados más aceptables. La ecuación de Smith está expresada de la siguiente manera:

$$K = 100 \times \Phi e^m \times \left(\frac{1 - Sw_{irr}}{Sw_{irr}} \right)$$

Dónde:

K = permeabilidad (mildarcy).

Φe = porosidad efectiva (fracción).

m = exponente de cementación (adimensional).

Sw_{irr} = saturación de agua irreducible (fracción).

4.10 Elaboración del mapa isópaco-estructural

Una vez finalizados el mapa estructural y el mapa isópaco, se integró la información, obteniendo un mapa isópaco-estructural, el cual fue digitalizado mediante el programa *Sigemap* versión 8.0.

4.10.1 Construcción del mapa de cuña de agua

Sobre el mapa isópaco-estructural se elaboró un mapa de cuña de agua con el objetivo de determinar el área y volumen de los yacimientos a nivel estratigráfico F5,6 del Campo ostra a través del método de polígonos.

4.11 Calculo de Reservas

4.11.1 Estimación del Petróleo Original En Sitio (POES)

Las reservas de petróleo se estimaron mediante el método volumétrico, el cual está expresado por la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 \times V \times \Phi \times (1 - Swi)}{Boi}$$

Dónde:

POES= Petróleo original en sitio (MBLS).

V= Volumen del yacimiento obtenido a través del mapa de cuña de agua (Acres-pies).

Φ = Porosidad efectiva del yacimiento, obtenida a través de la evaluación petrofísica (fracción).

Swi= Saturación de agua del yacimiento a condiciones iniciales, obtenida a través de la evaluación petrofísica (fracción).

B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales (BY/BN).

4.11.2 Estimación del Gas Original En Sitio En Solución (GOES en solución)

La determinación del gas original en sitio en solución se realizó a partir del método volumétrico con la ecuación descrita a continuación:

$$GOES = POES \times R_{si}$$

Dónde:

$GOES$ = gas en solución original en sitio (MMPCS).

$POES$ = petróleo original en sitio (MBLS).

R_{si} = relación gas disuelto-petróleo inicial (PCY/BN)

4.11.3 Estimación del Gas Originalmente en Sitio No Asociado (GOES libre)

Para calcular las reservas de yacimiento de gas natural no asociado se utilizó el método volumétrico, descrito para este caso como:

$$GOES = \frac{43560 \times V \times \Phi \times S_{gi}}{B_{gi}}$$

Dónde:

$GOES$ = gas originalmente en sitio no asociado (MMPCS)

V = Volumen del yacimiento obtenido a través del mapa de cuña de agua (Acres-pies).

Φ = porosidad efectiva del yacimiento, obtenida a través de la evaluación petrofísica (fracción).

S_{gi} = saturación de gas del yacimiento a condiciones iniciales (fracción).

B_{gi} = factor volumétrico del gas a condiciones iniciales (PCY/PCN).

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Base de datos

El Apéndice A muestra la base de datos con la información clave para iniciar el estudio de los 37 pozos que alcanzaron la profundidad de la arena F5,6, como: nombre del pozo, tope (TVD y TVDSS), base, elevación de la mesa rotaria (EMR), arena neta y arena neta petrolífera (AN y ANP). El Apéndice B contiene los datos necesarios para la evaluación petrofísica, y los resultados de la misma en los 4 pozos en los que se determinó la existencia de hidrocarburo; estos datos son: profundidad máxima alcanzada (PM), temperatura máxima (TM), temperatura de superficie (TS), el valor de la curva de potencial espontáneo en la arena de interés (SP arena), potencial espontáneo estático (SSP), índice de arcillosidad (Ish), volumen de arcilla calculado (Vsh), porosidad (Φ), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K).

5.2 Marco sedimentológico

La elaboración del mapa de paleoambiente permitió distinguir las facies sedimentarias presentes en la zona y así definir el ambiente sedimentario en el cual se depositó en el nivel estratigráfico F5,6. (Figura 5.1) (Anexo 1).

De acuerdo al mapa elaborado se observa que el ambiente de depositación del nivel estratigráfico en estudio corresponde a un ambiente deltaico con dominio fluvial, característico de la Formación Oficina, por la presencia facies de canales de tipo distributivo limitados por llanuras deltaicas de extensa zona pantanosa de baja energía y abundante vegetación. Los sedimentos provenientes del Cratón de Guayana se depositaron en sentido SW-NE y no existe comunicación vertical con las arenas suprayacentes o infrayacentes.

Hacia el Norte y Sur de los yacimientos el ambiente sedimentario fue inferido, debido a que no se posee información de esas zonas o no hay pozos perforados.

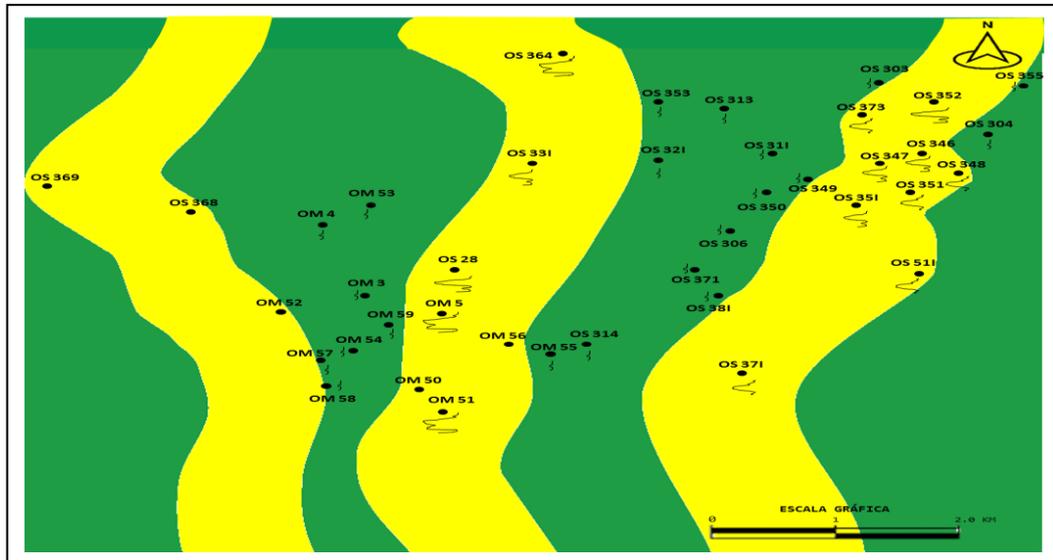


Figura 5.1 Mapa de paleoambiente

5.3 Marco estratigráfico

5.3.1 Correlación geológica

La correlación geológica de los 137 pozos facilitó el reconocimiento del horizonte de la unidad en estudio F5,6, así como su continuidad lateral. Este procedimiento sirvió para validar y corregir las correlaciones ya existentes realizadas por la empresa en el momento de la perforación del pozo.

5.3.2 Secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas permitieron verificar la continuidad vertical y lateral de la arena F5,6, la conectividad de la misma, los espesores verdaderos y sus cambios de facies, determinando así sus geometrías en tiempo y espacio de sedimentación (Figura 5.2).

La sección estratigráfica D-D', mencionada en el capítulo anterior, no se tomó en cuenta para el desarrollo de este capítulo debido a que se encuentra ubicada en una zona que no es de interés para el estudio.

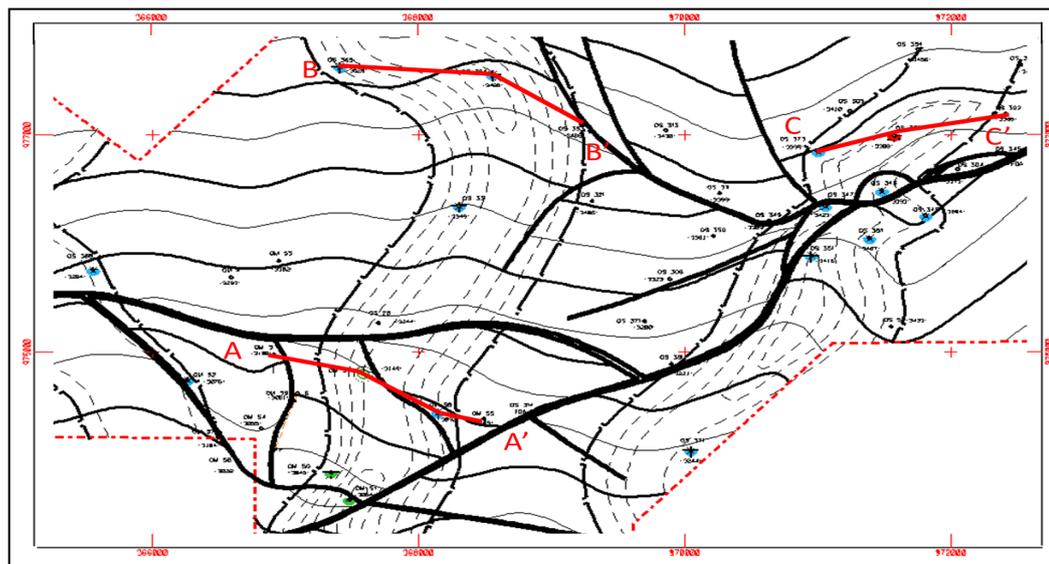


Figura 5.2 Ubicación relativa de las secciones estratigráficas

5.3.2.1 Sección estratigráfica A-A'

Está representada por los pozos OM 3, OM 5, OM 56 y OM 55, en sentido NW-SE, perpendicular a la dirección de sedimentación. Se realizó con el objetivo de validar el límite de roca ubicado en la parte Oeste del yacimiento F5,6 OM 5.

Partiendo del pozo OM 3, se observa un espesor de arena de cero (0) pies en su respuesta electrográfica en la curva de potencial espontáneo. Se asume que no existe continuidad con respecto al pozo OM 5, el cual posee un espesor de quince (15) pies, por lo que se encuentra en el centro del canal, y mantiene continuidad con el pozo OM 56, en el cual el espesor de la arena disminuye a cinco (5) pies y se ubica cerca del límite de roca hacia el Este. Luego, el pozo OM 56 pierde continuidad con el pozo OM 55, cuyo espesor de arena es de cero (0) pies.

Por las respuestas electrográficas, a lo largo de esta sección se pudo observar facies de tipo canal para los pozos OM 5 y OM 56, y de llanura deltaica para OM 3 y OM 55. (Anexo 2).

5.3.2.2 Sección estratigráfica B-B'

Está representada por los pozos OS 365, OS 364 y OS 353, en sentido NW-SE, atravesando perpendicularmente a la dirección de sedimentación; esta sección sirvió para validar esta última.

Al no contar con un pozo próximo en la misma dirección de la sección para validar el límite de roca en la parte Oeste, se parte del pozo OS 365, cuyo espesor de arena es de cinco (5) pies, y se encuentra ubicado cerca del límite de roca mencionado anteriormente. Se observa continuidad lateral entre los pozos OS 365 y OS 364, encontrándose este último en el centro del canal con un espesor de arena de veintiún (21) pies, presentando ambos pozos facies de canal distributivo. Finalmente, en el pozo OS 353, donde se observa espesor de arena de cero (0) perteneciente a la facies de llanura deltaica, representa el límite de roca Este. (Anexo 3).

5.3.2.3 Sección estratigráfica C-C'

Está representada por los pozos OS 373, OS 352 y OS 302, en sentido SW-NE, perpendicular a la dirección de sedimentación. Fue realizada con la finalidad de validar los límites de roca, Oeste y Este, del yacimiento F5,6 OS 352.

Partiendo del pozo OS 373, en cuya respuesta electrográfica en la curva de potencial espontáneo se observa un espesor de arena de cuatro (4+0) pies, y se encuentra ubicado próximo al límite de roca en la parte Oeste, el cual no se pudo validar por no contar con un pozo cercano con espesor de arena de cero (0) pies.

Hacia el centro del canal se encuentra el pozo OS 352, con espesor de (2+12) pies. El límite de roca en la parte Este está representado por el pozo OS 302, con espesor de arena de cero (0) pies.

En esta sección, por las respuestas electrográficas, se observan facies de canal distributivo en los pozos OS 373 y OS 352, y de llanura deltaica en el pozo OS 302. (Anexo 4).

5.3.3 Mapa isópaco de arena neta (AN)

Habiendo definido los límites estratigráficos, y validados los espesores netos con la correlación, se procedió a la elaboración del mapa isópaco de arena neta siguiendo los pasos descritos en el capítulo IV (Figura 5.3). Aunque los espesores netos no variaron de manera representativa, sí hubo una diferencia distintiva en el trazado de los límites de roca y las líneas isópacas a causa de una nueva interpretación geológica. (Anexo 5).

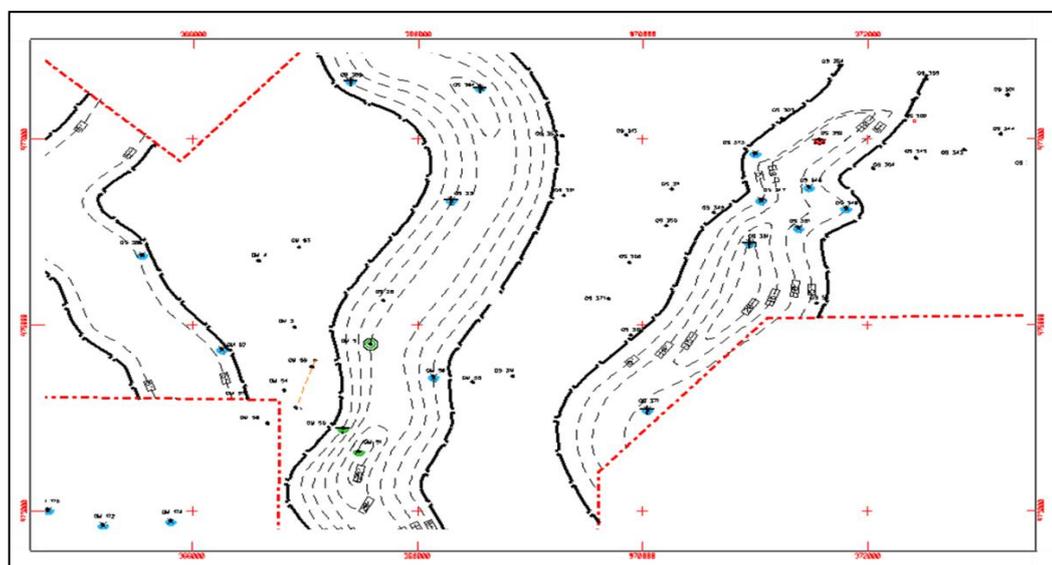


Figura 5.3 Mapa isópaco de arena neta en la zona de interés.

5.4 Marco estructural

5.4.1 Secciones estructurales

A continuación se muestra e mallado de las secciones estructurales construidas en la zona de interés (Figura 5.4).

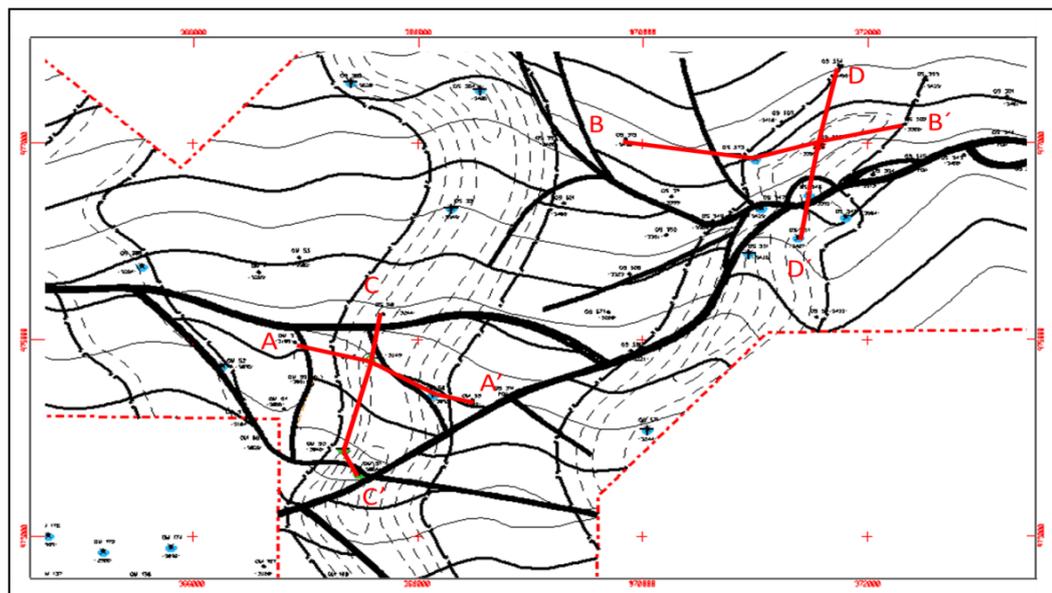


Figura 5.4 Ubicación relativa de las secciones estructurales

5.4.1.1 Sección estructural A-A'

Esta sección fue realizada en sentido NW-SE, constituida por los pozos OM 3, OM 5, OM 56 y OM 55, con el datum estructural ubicado a una profundidad de @-2950'. Permite validar dos fallas: la primera, entre los pozos OM 3 y OM 5, es una falla normal secundaria con un salto de ± 30 pies, de rumbo $N2^\circ W$ y buzamiento hacia el NE; la segunda, entre los pozos OM 5 y OM 56, es una falla normal secundaria con un salto de ± 50 pies, de rumbo $N34^\circ W$ y buzamiento hacia el SW, siendo también el sello y límite Este del yacimiento F5,6 OM 5. (Anexo 6).

5.4.1.2 Sección estructural B-B'

Está representada por los pozos OS 313, OS 373, OS 352 y OS 302; en sentido W-NE, más o menos paralela a la estructura. En esta sección el datum está ubicado @-3200' y se puede observar una falla normal secundaria entre los pozos OS 313 y OS 373, cuyo salto es de $\pm 20'$ y su rumbo de $N19^\circ W$ buzando hacia el SW. Esta falla sella parcialmente al yacimiento F5,6 OS 352 en su parte SW. (Anexo 7).

5.4.1.3 Sección estructural C-C'

Representada por los pozos OS 28, OM 5, OM 50 y OM 51, fue construida en sentido NE-SW casi perpendicularmente respecto a la estructura, por lo que se puede apreciar la forma de rampa propia de los homoclinales. El datum estructural fue ubicado @-3000' y se puede observar en ella el fallamiento existente entre los pozos OS 28 y OM 5, conformado por dos fallas normales secundarias: una con rumbo de $N80^\circ W$ y buzamiento en dirección NE y la otra, descrita en la sección A-A', de rumbo $N34^\circ W$ y buzamiento hacia el SW; ambas sellando parcialmente al yacimiento F5,6 OM 5 hacia el Norte y el Este, respectivamente. Además, se observa la falla normal secundaria ubicada entre los pozos OM 50 y OM 51 de rumbo $N46^\circ W$ y buzamiento hacia el SW, que separa y sella parcialmente a los yacimientos F5,6 OM 5 y F5,6 OM 51 en sus límites Sur y Norte, respectivamente. (Anexo 8).

5.4.1.4 Sección estructural D-D'

Esta sección, constituida por los pozos OS 354, OS 352, OS 346 y OS 351; fue elaborada en sentido NE-SW y al igual que la anterior es casi perpendicular a la estructura del campo, distinguiéndose mejor su forma característica. En este caso, el datum se encuentra @-3200', apreciándose dos fallas. La primera de estas, ubicada entre OS 352 y OS 346, es una falla normal secundaria de rumbo $N57^\circ E$ que buza hacia el SE y sella parcialmente el Sur del yacimiento OS 352. La segunda, es la falla normal principal que atraviesa al campo Ostra en dirección $N85^\circ E$ (casi

paralela al rumbo de la estructura) y buza hacia el SE, con un salto de $\pm 90^\circ$, siendo también sello parcial del yacimiento OS 352 en su parte Sur. (Anexo 9)

5.4.2 Mapa estructural

La elaboración del mapa estructural, junto al levantamiento de las secciones estructurales, permitió la apreciación de la estructura distintiva del campo Ostra y específicamente de los yacimientos F5,6 OM 5, F5,6 OM 51 y F5,6 OS 352; la cual corresponde a un homoclinal de rumbo $N84^\circ E$ y buzamiento suave de 2° hacia el NW.

Luego de su revisión, no hubo ningún cambio en las fallas respecto al mapa oficial, verificando la dirección generalizada de la falla principal en sentido SW-NE y buzamiento hacia el SE. La existencia exclusiva de fallas normales, de las cuales 6 son parcialmente sellantes, nos permite concluir que esfuerzos ocurridos en la zona han sido de tipo extensivo. (Anexo 10).

5.5 Evaluación petrofísica

Por medio de la evaluación petrofísica se determinó el volumen poroso, saturación de fluidos y capacidad de almacenamiento de la arena F5,6 perteneciente a la Formación Oficina.

5.5.1 Resistividad del agua de formación (R_w)

El cálculo del parámetro fijo de resistividad del agua de formación (R_w), se realizó a través del método del Potencial Espontáneo (SP) en los pozos MS 305, OS 348, OS 364, OS 373 y OS 375. Una vez ejecutada la metodología desarrollada en el capítulo IV para llevar a cabo este método, se determinó un R_w promedio para el nivel estratigráfico F5,6 de 0.28 Ohm-m, como se muestra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resistividad del agua de formación (Rw).

POZO	NIVEL	Rw (Ohm-m)	Rw-F5,6 (Ohm-m)
MS 305	U3	0,23542369	0,261648055
OS 348	U3	0,252796274	0,281139459
OS 364	F4	0,273990483	0,27314591
OS 373	M2,3	0,266803132	0,283901599
OS 375	F5,6	0,286004194	0,286004194
		Promedio	0,277167843

5.5.2 Propiedades petrofísicas

Una vez ejecutada la metodología descrita en el capítulo IV, se plasmaron en el apéndice B los resultados de volumen de arcilla, calculado mediante la curva de Potencial Espontáneo, y de porosidad, saturación de agua y permeabilidad de la arena de interés en los pozos que conforman los yacimientos F5,6 OM 5, F5,6 OM 51 y F5,6 OS 352.

5.5.2.1 Volumen de arcilla (Vsh)

Al aplicar el método de Larinov, se obtuvo un rango de volumen de arcilla que va desde 3% como mínimo y 15% como máximo, encontrándose que los pozos con menor volumen de arcilla son los que se encuentran en los centros de los canales y observándose un incremento de este valor en los pozos en la medida en que se acercan al límite de roca. Luego, se estimó el volumen de arcilla promedio de los yacimientos (Tabla 5.2).

5.5.2.2 Porosidad (Φ)

La estimación de la porosidad en función del volumen de arcilla arrojó resultados donde se evidencia la relación de proporcionalidad inversa existente entre ambas propiedades, siendo los pozos con mayores valores de porosidad aquellos que cuentan con los menores volúmenes de arcilla, y al contrario, donde la porosidad resultó relativamente baja, el volumen de arcilla fue el más elevado. La porosidad máxima fue de 33% y la mínima de 19%, correspondiendo esta última al pozo más lejano al centro del canal. La porosidad promedio de los yacimientos también fue calculada. (Tabla 5.2)

5.5.2.3 Saturación de agua (S_w)

Siguiendo el método de Schlumberger, se obtuvieron valores en un rango de 31% y 54% para el valor de saturación de agua, observándose nuevamente la relación existente entre los resultados obtenidos y la ubicación de los pozos en los canales, donde los valores más bajos de saturación de agua corresponden a los centros y el valor mayor, de 54%, corresponde al pozo más cercano al límite de roca. No obstante, al promediar la saturación de agua de los yacimientos (Tabla 5.2) no se observa una variación significativa de esta propiedad entre un yacimiento y el otro.

➤ Saturación de agua irreducible (S_{wirr})

A partir del gráfico de saturación de agua en función de la resistividad verdadera se determinó que la fracción de agua que no puede ser desplazada de la arena F5,6 corresponde a un 4%.

5.5.2.4 Permeabilidad (K)

Al evaluar la permeabilidad con el modelo de Smith y promediar este valor en cada yacimiento (Tabla 5.2), encontramos que la permeabilidad es menor en zonas de alta arcillosidad y baja porosidad, y aumenta a medida que el volumen de arcilla disminuye y la porosidad aumenta.

Tabla 5.2 Resultados promedio de Vsh, Φ , Sw y K.

Yacimiento	Vsh (%)	Φ (%)	Sw (%)	K (mD)
F5,6 OM 5	8	26	35	282
F5,6 OM 51	3	33	32	400
F5,6 OS 352	4	32	31	380

5.6 Mapa isópaco-estructural

Mediante la integración de los marcos de estudio estratigráfico y estructural, se obtuvo el mapa isópaco-estructural del nivel estratigráfico F5,6 de la formación Oficina en el campo Ostra, donde se delimitaron tres (3) yacimientos probados cuyos límites son combinados de tipo estructural y estratigráfico. Estos son F5,6 OM 5, F5,6 OM 51 y F5,6 OS 352 (Figura 5.5). (Anexo 11).

El yacimiento F5,6 OM 5 está limitado hacia el Norte por una falla normal secundaria de rumbo generalizado hacia el NW y buzamiento hacia el NE, con un salto de $\pm 50'$; hacia el NE por una falla normal secundaria en dirección NW y buzamiento hacia el SW, con un salto de $\pm 50'$; hacia el SE por una falla normal secundaria en dirección SW y buzamiento hacia el SE, con un salto de $\pm 90'$; y hacia el SW por una falla normal secundaria en dirección NW y buzamiento hacia el SW. En la parte Oeste del yacimiento se encuentra un límite de roca.

En el caso del yacimiento F5,6 OM 51, éste también se encuentra limitado en su parte NE y SE por las mismas fallas que limitan al yacimiento F5,6 OM 5 hacia el SW y SE, respectivamente, y del mismo modo, su parte Este está demarcada por el mismo límite de roca.

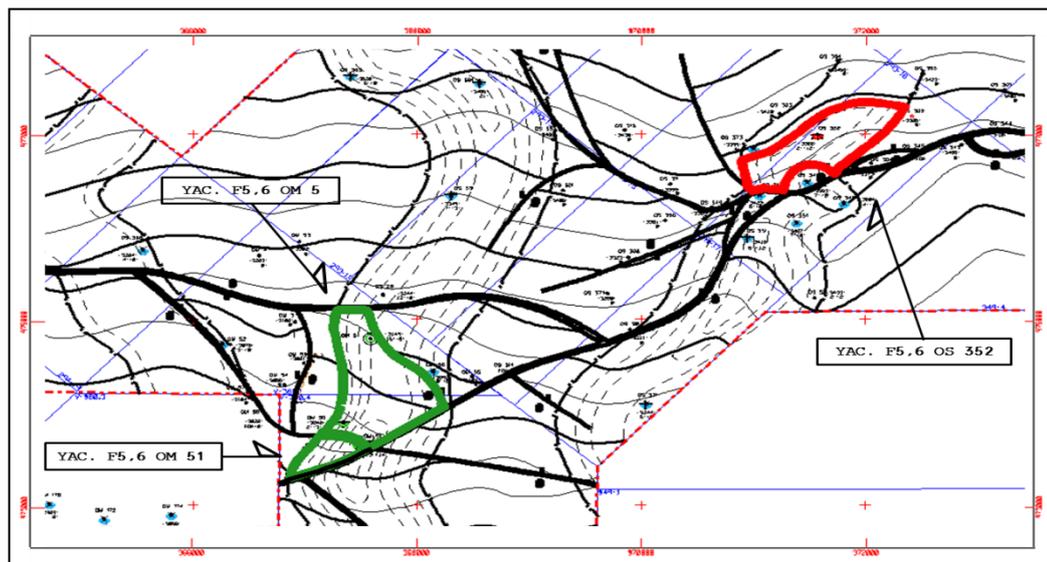


Figura 5.5 Mapa isópaco-estructural de la zona de interés.

En el yacimiento F5,6 OS 352 se observa un contacto gas-agua (CGAO) estimado a profundidad @-3390' (EST.) (Figura 5.6) que constituye su límite Norte. Sus flancos Este y Oeste están demarcados por límites de roca, y en el Oeste, también parcialmente por una falla en dirección NW. Su parte Sur está delimitada por tres fallas normales, de las cuales una es la falla principal con salto de $\pm 90'$ con rumbo generalizado hacia el NE, y las otras son fallas secundarias en la misma dirección general.

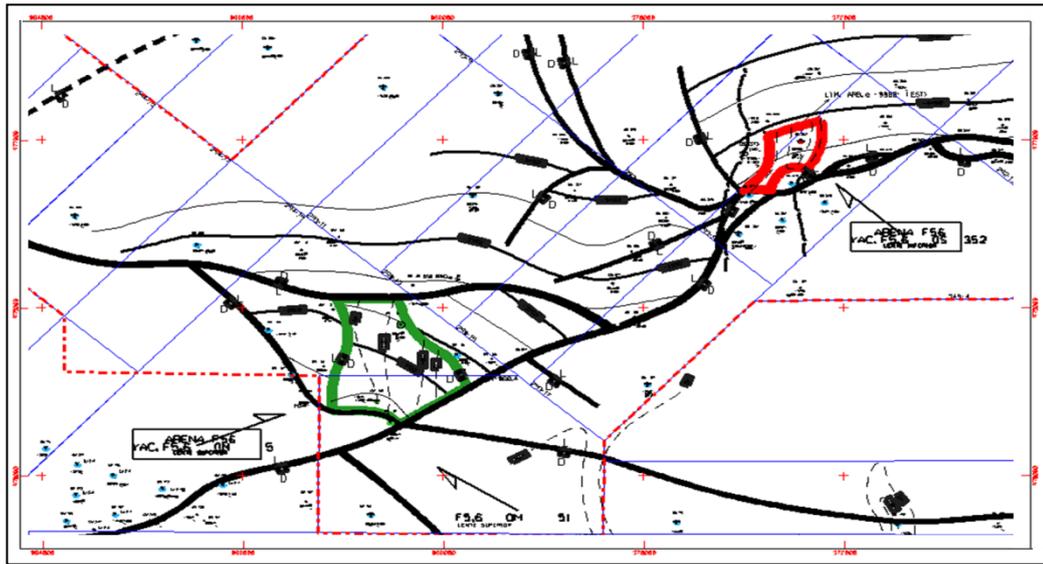


Figura 5.7 Mapa oficial

Haciendo la comparación entre el mapa obtenido y el mapa oficial queda en evidencia la diferencia significativa entre las delimitaciones de los yacimientos que viene a ser consecuencia de una interpretación geológica distinta (Figura 5.8).

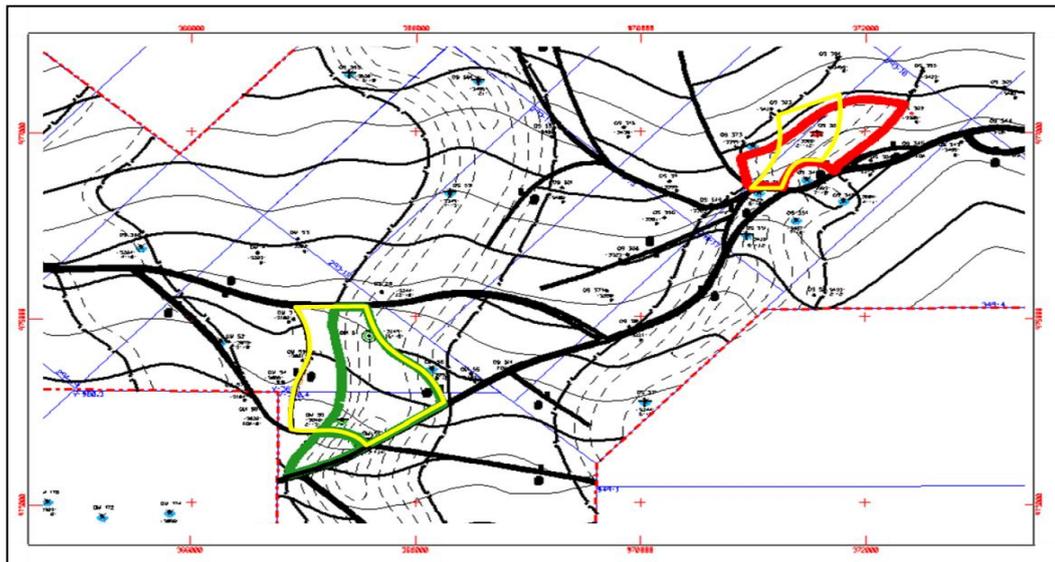


Figura 5.8 Mapa isópaco-estructural ANP vs mapa oficial.

5.6.1 Mapa de cuña de agua

El mapa de cuña de agua se elaboró con el objetivo de determinar los valores de área y volumen de los yacimientos en el nivel estratigráfico F5,6 de la formación Oficina, obteniéndose los valores que se muestran en la Tabla 5.3, junto con los valores oficiales de área y volumen encontrados en el libro de reservas.

Tabla 5.3 Resultados de Área y Volumen de los yacimientos

Yacimiento	Calculado		Oficial	
	Área (Acres)	Volumen (Acres-Pies)	Área (Acres)	Volumen (Acres-Pies)
F5,6 OM 5	227	2760	286	3000
F5,6 OM 51	45	462	14	129
F5,6 OS 352	167	1145	70	570

Para el yacimiento F5,6 OM 5, se observa una reducción de área de 21% y 8% de volumen respecto a los valores oficiales, debido a la reinterpretación del canal asociado al yacimiento, cuyo límite Oeste fue reubicado en sentido Este para coincidir con el nuevo límite de roca del canal, resultando en la reducción del área del yacimiento.

En el yacimiento F5,6 OM 51, el área y volumen aumentaron significativamente frente a los valores oficiales, observándose incrementos de 221% y 258% respectivamente.

Para el yacimiento F5,6 OS 352 también se distinguen aumentos significativos de área, en 139% y volumen, en 101%; vinculados a la reinterpretación del canal asociado al yacimiento, cuyos límites se expandieron hacia el Este y el Oeste para coincidir con los nuevos límites de roca del canal.

5.7 Petróleo Original En Sitio (POES) y Gas Original En Sitio (GOES)

En la tabla 5. se muestran los resultados de POES, GOES solución y GOES libre para cada yacimiento, obtenidos mediante la ecuación del método volumétrico descrita en el capítulo IV, junto a los valores oficiales encontrados en el libro de reservas.

Tabla 5.4 Resultados de POES y GOES

Yacimiento	Calculado			Oficial		
	POES (MBLS)	GOES solución (MMPCS)	GOES libre (MMPCS)	POES (MBLS)	GOES solución (MMPCS)	GOES libre (MMPCS)
F5,6 OM 5	3260	815	0	4452	1113	0
F5,6 OM 51	475	181	0	144	55	0
F5,6 OS 352	0	0	896	0	0	531

En el caso del yacimiento F5,6 OM 5 los valores de POES y GOES en solución experimentaron una disminución de 27% frente a los valores oficiales como consecuencia de la reducción del área y volumen del yacimiento.

En los yacimientos F5,6 OM 51 y F5,6 OS 352, en cambio, se observaron incrementos respecto a los valores oficiales. El POES y GOES en solución del yacimiento F5,6 OM 51 aumentaron en 229%, mientras que el GOES libre del yacimiento F5,6 OS 352 aumentó en un 69%. Estos resultados están asociados al aumento del área y volumen de los yacimientos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El nivel estratigráfico F5,6 se depositó en un ambiente deltaico con dominio fluvial, caracterizado por facies de canales de tipo distributivo limitados por llanuras deltaicas de extensa zona pantanosa de baja energía, con aporte de sedimentos del Cratón de Guayana y dirección de sedimentación en sentido Suroeste-Noreste.

2. La arena F5,6 tiene buena comunicación y extensión lateral, y poco espesor vertical, con espesores mínimos de 3 pies y máximo de 42 pies.

3. La estructura del área en estudio es un homoclinal de rumbo Norte 84° Este y buzamiento suave de 2° hacia el Noroeste, con presencia de sistemas de fallas normales ocasionados por esfuerzos extensivos.

4. La resistividad del agua de formación promedio para la arena F5,6 se estima en 0,28 Ohm-m.

5. La evaluación petrofísica del nivel F5,6 para cada yacimiento arrojó resultados en rangos de 3% a 8% para el volumen de arcilla, 26% a 33% para la porosidad, 31% a 35% para la saturación de agua y de 282 mD a 400 mD para la permeabilidad.

6. Se delimitaron tres yacimientos, F5,6 OM 5, F5,6 OM 51 y F5,6 OS 352; y sus límites son combinados de tipo estructural y estratigráfico.

7. En comparación a los datos oficiales del libro de reservas, el área y volumen en el yacimiento F5,6 OM 5 (227 Acres y 2760 Acres-Pies) disminuyó en 21% y 8%, en el yacimiento F5,6 OM 51 (45 Acres y 462 Acres- Pies) aumentó en

221% y 258% y en el yacimiento F5,6 OS 352 (167 Acres y 1145 Acres-Pies) aumentó en 139% y 101%, respectivamente.

8. El valor de POES y GOES solución en el yacimiento F5,6 OM 5 (3260 MBLS y 815 MMPCS) disminuyó en 27%, mientras que en el yacimiento F5,6 OM 51 (475 MBLS y 181 MMPCS) aumentó de manera significativa en 229% y. en el yacimiento de gas libre F5,6 OS 352 el GOES (896 MMPCS) aumentó en 69% frente a los datos oficiales.

Recomendaciones

1. Actualizar los perfiles de los pozos con la toma continua de registros más modernos para aumentar el grado de certidumbre de estudios petrofísicos posteriores.

3. Construir secciones estructurales a escala 1:1 para la estimación del ángulo de buzamiento de las fallas y estructuras presentes en el área.

2. Realizar la extracción de núcleos en los pozos nuevos a perforar a nivel de arena F5,6, de manera que los modelos sedimentológico y petrofísico puedan construirse con mayor certitud.

3. Ejecutar un estudio que permita la adquisición de datos sísmicos y poder, de esta manera, tener mejor definido el modelo estructural-estratigráfico del campo Ostra.

4. Realizar un estudio dinámico, para la caracterización de los parámetros que controlan las propiedades de los fluidos en los yacimientos del nivel stratigráfico F5,6 del campo Ostra, y así definir lo más exacto posible a los mismos.

5. Adquirir software especializado, y actualizar los existentes con sus respectivas licencias, para aumentar la eficacia de los trabajos realizados al reducir el tiempo de elaboración y ser capaces de realizar cálculos más exactos.

REFERENCIAS

Allen, G.P, y F. Segura (1989). **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS CLÁSTICOS**. Total Exploration Laboratory, pp 44.

Almarza R. PDVSA-INTEVEP. (1995) **CAMPOS PETROLÍFEROS DE VENEZUELA**.

Arias, F. (2016) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp. 20-21.

Carmona Torres, D., Fernández Sánchez, V. (2014). **CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS**. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México, pp 26, 47

Coa, R. (2011). **VALIDACIÓN DEL MARCO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO R3 GG-404, PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA, DEL CAMPO GUARA ESTE, OPERADO POR LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A**. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar, Venezuela, P 155

Di Croce, J.; Bally, A. W. & Vail, P. (1999) **SEQUENCE STRATIGRAPHY OF THE EASTERN VENEZUELAN BASIN**. En: MANN, P. (Editores). Elsevier Science B. V.,Amsterdam.

Felder, B. et al. (1980) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN VENEZUELA**. Schlumberger. pp 14-27.

Funes D. Itriago, J. (1994) **EXPLOTACIÓN DE TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. CORPOVEN pp. 119-126.

Marcano, V. (2009). **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LAS ARENAS AME2/JM-5 MIEMBRO AMARILLO Y CO-G/JM-27 MIEMBRO COLORADO DEL DOMO CENTRAL Y DOMO NORTE RESPECTIVAMENTE, DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN JOAQUÍN, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar, Venezuela, P 220.

Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería (2005). **DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS**. Dirección General De Exploración, Reserva Y Tierra, Caracas, Venezuela, pp 15-16, 22.

PDVSA-Intevep (1999) **CÓDIGO GEOLÓGICO DE VENEZUELA (CGV)**. 3 de Marzo 2022. [[http:// www.pdv.com/lexico](http://www.pdv.com/lexico)].

PDVSA-PETROLERA BIELOVENEZOLANA S.A., (2013) **PLAN DE DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACION Y PRODUCCION DE PETROLERA BIELOVENEZOLANA AÑO 2014**. pp 5.

PDVSA-CIED. (2005) **MANUAL DE ESTUDIOS INTEGRADOS DE YACIMIENTOS**. P 170.

Saavedra, R. (2015). **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS DEL NIVEL ESTRATIGRÁFICO N1 DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO OSTRÁ, OPERADO POR LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA S.A, EL TIGRE, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar, Venezuela, P 128.

Schlumberger (2023). **ENERGY GLOSSARY: MODELO DE CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS**. 10 de Febrero de 2022: [https://glossary.slb.com/es/terms/r/reservoir_characterization_model].

APÉNDICES

APÉNDICE A
BASE DE DATOS

A.1 Base de Datos de los pozos del nivel estratigráfico F5,6 del Campo Ostra

POZO	TOPE (ft)		BASE (ft)	EMR (ft)	AN (ft)	ANP (ft)
	TVD	TVDSS				
GS-351	-4160	-4953	-4187	793	0 + 8	0
GS-352	-4163	-4955	-4189	792	0 + 10	0
GS-355	-4260	-5084	-4287	824	0 + 4	0
GS-503	-4399	-5207	-4421	808	0 + 4	0
MG-353	-4055	-4831	-4086	776	0 + 4	0
MS-301	-4123	-4916	-4143	793	0 + 5	0
MS-305	-4080	-4876	-4110	796	0 + 6	0
MS-306	-4120	-4912	-4145	792	0 + 3	0
MS-308	-4001	-4787	-4020	786	0 + 3	0
OM-168	-3832	-4502	-3842	670	3 + 0	0
OM-5	-3973	-4797	-4000	824	15 + 0	15
OM-50	-3794	-4544	-3810	750	2 + 3	3
OM-51	-3773	-4492	-3812	719	13 + 14	13
OM-52	-3892	-4709	-3905	817	3 + 0	0
OM-56	-3869	-4646	-3898	777	0 + 5	0
OS-28	-4099	-4954	-4123	855	12 + 0	0
OS-307	-4194	-5056	-4204	862	2 + 0	0
OS-316	-4258	-5116	-4273	858	2 + 1	0
OS-317	-4285	-5117	-4305	832	0 + 3	0
OS-320	-4356	-5231	-4368	875	1 + 2	0
OS-324	-4212	-5070	-4227	858	0 + 3	0

Continuación de la Tabla A.1

POZO	TOPE (ft)		BASE (ft)	EMR (ft)	AN (ft)	ANP (ft)
	TVD	TVD				
OS-339	-4392	-5246	-4407	854	0 + 3	0
OS-346	-4251	-5109	-4273	858	7 + 0	0
OS-347	-4268	-5113	-4286	845	5 + 0	0
OS-348	-4357	-5210	-4382	853	4 + 1	0
OS-351	-4310	-5153	-4323	843	7 + 0	0
OS-352	-4239	-5112	-4268	873	2 + 12	12
OS-364	-4328	-5171	-4357	843	21 + 0	0
OS-365	-4412	-5304	-4422	892	5 + 0	0
OS-368	-4200	-5117	-4215	917	6 + 0	0
OS-369	-4270	-5170	-4285	900	4 + 0	0
OS-370	-4193	-5041	-4216	848	3 + 0	0
OS-373	-4240	-5081	-4260	841	4 + 0	0
OS-375	-4223	-5120	-4238	897	42	0
OS-378	-4270	-5100	-4290	830	FDA + 4	0
OS-381	-4330	-5157	-4345	827	6	0
OS-389	-4219	-5063	-4233	844	0 + 2	0

APÉNDICE B
EVALUACIÓN PETROFÍSICA

B.1 Resultados de Vsh mediante la curva de Potencial Espontaneo

POZO	PM (ft)	TM (°F)	TS (°F)	SP (mv)	SSP (mv)	Ish	Vsh (%)
OM 5	-4611	160	88	-90	-115	0,22	6
OM 50	-5046	158	90	-30	-50	0,40	15
OM 51	-5361	163	89	-95	-110	0,14	3
OS 352	-5755	142	81	-85	-100	0,15	4

B.2 Resultados de Porosidad efectiva, Saturación de agua y Permeabilidad

POZO	Φ_e (%)	Sw (%)	K (mD)
OM 5	27	31	303
OM 50	20	54	176
OM 51	33	32	400
OS 352	32	31	380

ANEXOS

HOJA DE METADATOS

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

Título	Actualización del modelo estático de los yacimientos del nivel estratigráfico F5,6 de la Formación Oficina en el campo Ostra, operado por la empresa mixta petrolera Bielovenezolana S.A., el tigre, estado Anzoátegui.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código ORCID / e-mail	
Velásquez Veruska Andrea	ORCID	
	e-mail	veruskavelasquez.16@gmail.com
	e-mail	
	ORCID	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

yacimientos petroleros
registros de pozos
estratigrafía
sedimentología
petrofísica
reservas hidrocarburos

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

Área o Línea de investigación:

Área	Subárea
Departamento de Geología	Geología
Línea de investigación: Estudios Integrados	

Resumen (abstract):

Resumen

El estudio se basó en la actualización del modelo geológico de los yacimientos del campo Ostra manejado por Petrolera Bielovenezolana, S.A., ubicado a 5 km hacia el Sureste de El Tigre, estado Anzoátegui, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, en el área tradicional de Ayacucho. El objetivo de este trabajo fue la actualización del modelo estático de los yacimientos F5,6 OM 5, F5,6 OM 51 y F5,6 OS 352 del nivel estratigráfico F5,6, para disminuir incertidumbres, reevaluar sus dimensiones y propiedades petrofísicas y calcular sus valores de Petróleo Original En Sitio (POES) y Gas Original en Sitio (GOES). La investigación fue descriptiva y documental, ya que se basó en la caracterización de los yacimientos del campo Ostra a través de la recopilación y validación de datos de registros de pozos y mapas oficiales. Para llevarla a cabo se definieron los marcos sedimentológico, estratigráfico y estructural, mediante la construcción del mapa de paleoambiente y secciones estratigráficas y estructurales, a partir de los cuales se determinó que el ambiente de sedimentación fue fluvial-deltaico, las arenas tienen poco espesor, pero buena comunicación lateral y la estructura es un homoclinal con rumbo Norte 84° Este y buzamiento de 2° al Sureste. A través de la evaluación petrofísica se calcularon promedios de las propiedades petrofísicas de los yacimientos arrojando porosidades en rangos de 26% a 33% y saturaciones de agua entre 31% y 35%. Se generó un mapa isópaco-estructural y los límites de los yacimientos fueron redefinidos con cambios significativos que dieron lugar a variaciones grandes de los valores de POES y GOES calculados frente a los oficiales, siendo estos para el yacimiento F5,6 OM 5, 3260 MBLS y 815 MMPCS, para el yacimiento F5,6 OM 51, 475 MBLS y 181 MMPCS y para el yacimiento F5,6 OM 352, 896 MMPCS.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código ORCID / e-mail								
González José Simón	ROL	CA		AS		TU	X	JU	
	ORCID								
	e-mail	jsgonzalez78udo@gmail.com							
	e-mail								
Monteverde Francisco	ROL	CA		AS		TU		JU	X
	ORCID								
	e-mail	monteverdefr@gmail.com							
	e-mail								
Sandoval Berenice	ROL	CA		AS		TU		JU	X
	ORCID								
	e-mail	sandovalbereni@gmail.com							
	e-mail								

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2024	10	30

Lenguaje: spa

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
NBOTTG_V0VA2024

Alcance:

Espacial: empresa mixta petrolera Bielovenezolana, S.A.

Temporal: intemporal

Título o Grado asociado con el trabajo: Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pregrado

Área de Estudio: Departamento de Geología

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

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR Martínez
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CURVELO
Secretario



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

JABC/ YGC/maruja

Apartado Correos 094 / Telfs: 4008042 - 4008044 / 8008045 Telefax: 4008043 / Cumaná - Venezuela

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

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

AUTOR

TUTOR