

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

| | |
|------------------|--|
| Título | Actualización del modelo estático de los yacimientos ubicados en los niveles estratigráficos B1 y B2 de la formación oficina en el campo ostra, operado por la empresa mixta petrolera Bielovenezolana S.A (Oriente), ubicada en El Tigre, Estado Anzoátegui |
| Subtítulo | |

Autor(es)

| Apellidos y Nombres | Código CVLAC / e-mail | |
|-------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Margenis Charles | CVLAC | 20.806.106 |
| | e-mail | mrfchn@gmail.com |
| | e-mail | |
| Irama Villafaña | CVLAC | 25.362.829 |
| | e-mail | victoriacuarez24@gmail.com |
| | e-mail | |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |

Palabras o frases claves:

| |
|--------------------------------|
| Niveles Estratigráficos |
| Modelo Estático |
| Monoclinal |
| Distrito San Tomé |
| Estado Anzoátegui |
| Faja Petrolífera |

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

Líneas y sublíneas de investigación:

| Área | Subárea |
|----------|----------|
| Geología | Geología |
| | |

Resumen (abstract):

Este proyecto fue basado en la actualización del modelo estático de los niveles estratigráficos B1 y B2, pertenecientes al Campo Ostra, Distrito San Tomé. Este campo está ubicado a unos 5Km al sur-este de la ciudad del Tigre, pertenece a la Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el área de Ayacucho. El objetivo de este estudio fue revisar el modelo estático de los Yacimientos encontrados en los niveles estratigráficos B1 y B2, para disminuir las incertidumbres geológicas, validar sus dimensiones, evaluar sus propiedades petrofísicas y calcular POES-GOES; para cumplir con este objetivo fue realizado el modelo sedimentológico y estratigráfico, a partir de la elaboración de secciones estratigráficas, las cuales permitieron verificar la continuidad lateral y vertical de la arena en estudio, además de determinar su ambiente de depositación, el cual corresponde a un ambiente deltaico con influencia fluvial, posteriormente se elaboró el modelo estructural, a partir de la revisión del mapa de plano de falla y la elaboración de secciones estructurales; este modelo quedó caracterizado por un monoclinal buzante con dirección promedio (S-SE), con presencia de un sistema de fallas normales. A través de la evaluación petrofísica se obtuvieron los siguientes resultados: B1: Sw menor a 39,75%; Vsh mayor a 19,25%; Porosidad menor a 18%; Permeabilidad menor a 835 mD. Nivel B2: Sw menor a 36%; Vsh mayor a 12,5%; Porosidad menor a 25%; Permeabilidad menor a 775 mD. El Cálculo de POES y GOES de los yacimientos definidos, empleando el método volumétrico, arrojaron los siguientes resultados: POES Yac B1,2 OS 359: 13782099,01-MMBN; POES Yac B1,2 OS 316: 2058802,973- MMBN; GOES Yac B1 OM 50: 4204718467-MMPCN; GOES Yac B1 OS 370: 520346287- MMPCN; GOES Yac B1, 2 OM 57: 2111945693- MMPCN; GOES Yac B2 OS 302: 4147259984- MMPCN.

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

Contribuidores:

| Apellidos y Nombres | ROL / Código CVLAC / e-mail | |
|--------------------------|-----------------------------|---|
| Berenice Sandoval | ROL | CA <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> T <input checked="" type="checkbox"/> J <input type="checkbox"/> |
| | CVLAC | 8.884.428 |
| | e-mail | Beresandoval@hotmail.com |
| | e-mail | |
| Rosario Rivadulla | ROL | CA <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/> J <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | 3.825.175 |
| | e-mail | rosariorivadulla@gmail.com |
| | e-mail | |
| Jorge Abud | ROL | CA <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/> J <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | 4.984.842 |
| | e-mail | abuds@yahoo.com |
| | e-mail | |
| | ROL | CA <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/> J <input type="checkbox"/> |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |

Fecha de discusión y aprobación:

Año Mes Día

| | | |
|------|----|----|
| 2018 | 11 | 06 |
|------|----|----|

Lenguaje Spa _____

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

Archivo(s):

| Nombre de archivo |
|-------------------|
| Tesis-.Doc |
| |
| |
| |
| |
| |

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

Alcance:

Espacial: Extensión de investigación previa

Temporal: 1 año (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Área de Estudio: Geología

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

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR *Mazley*
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

Juan A. Bolanos Curvelo
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.

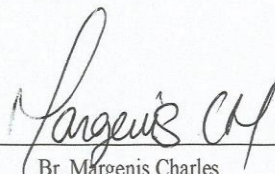
JABC/YGC/maruja

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

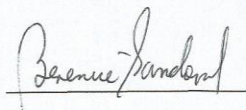
Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009) : "Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo,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



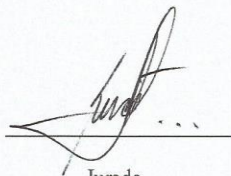
Br. Iramá Villafaña



Br. Margeis Charles



Tutor
Prof. Berenice Sandoval



Jurado
Prof. Rosario Rivadulla



Jurado
Prof. Jorge Abud

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



ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS UBICADOS EN LOS NIVELES ESTRATIGRÁFICOS B1 Y B2 DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO OSTRÁ, OPERADO POR LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA S.A (ORIENTE), UBICADA EN EL TIGRE, ESTADO ANZOÁTEGUI

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR LAS
BACHILLER (S): MARGENIS
ROMINA F., CHARLES, N., E
IRAMA V. VILLAFANA, C.,
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
GEOLOGO.**

CIUDAD BOLÍVAR, SEPTIEMBRE 2018



ACTA DE APROBACIÓN

Este Trabajo de Grado, intitulado, **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS UBICADOS EN LOS NIVELES ESTRATIGRÁFICOS B1 Y B2 DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO OSTRA, OPERADO POR LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA S.A (ORIENTE), UBICADA EN EL TIGRE, ESTADO ANZOÁTEGUI** presentado por las bachilleres: **MARGENIS ROMINA F., CHARLES, N., C.I: 20.806.106 E IRAMA V. VILLAFAÑA, C., C.I: 25.362.829**, para optar al título de Geólogo, ha sido aprobado de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

| Nombre: | Firma: |
|---|---------------|
| Prof. Berenice Sandoval _____ (Asesor) | _____ |
| Prof. Rosario Rivadulla _____ (Jurado) | _____ |
| Prof. Jorge Abud _____ (Jurado) | _____ |

**Jefe del Departamento de Geología
Prof. Rosario Rivadulla**

**Director Escuela de Ciencias de la Tierra
Prof. Francisco Monteverde**

Ciudad Bolívar, 06 de Noviembre 2018.

DEDICATORIAS

A dios y a la vida porque sin ellos no hubiese llegado a esta meta.

A mis padres Ramon Charles y Biannerys Navarro, por haberme guiado por el buen camino, enseñándome valores y que la constancia es la clave del éxito

A mi nana, tía y madre Bilmania Navarro por guiarme desde pequeña, formarme como persona y jamás dejar de aconsejarme.

A Lismar Álvarez, que siempre creyó en mí.

Margenis Charles.

A Dios, sin Él nunca hubiese logrado nada.

A mi madre, Maribel Cuarez. Tu firmeza y carácter me hicieron la mujer que soy hoy, fuiste y eres mi motivo de superación, gracias por todo, para ti este logro. Y a mi ángel personal, mi abuela, Ligia María, donde quiera que te encuentres, espero que estés orgullosa de mí.

Irama Villafaña

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a la Vida y a Dios por las oportunidades puestas en mi camino y cada uno de los momentos que me hicieron llegar hasta aquí.

A la Universidad de Oriente, por permitirme pertenecer a la casa más alta y formarme como profesional.

A mi tutor académico, Berenice Sandoval, mi tutor industrial, Tailisnar Padrón, y a el Ing. Ángel Mariño, por el apoyo, y por aceptar formar parte de este proyecto.

A mi compañera de tesis y amiga, Irama Villafaña, por su paciencia, compañerismo y emprendimiento en este proyecto.

A mis compañeros de estudios, con los cuales forme un equipo para nuestra formación, en especial, a Giovanna Vásquez, por su apoyo.

A Lismar Álvarez, por creer fielmente en mí, apoyarme y no dejarme caer cuando sentía que ya no podía

Margenis Charles

Principalmente quiero darle gracias a Dios por regalarme la perseverancia. A la Universidad de Oriente, por formarme y dejarme pertenecer a la casa más alta de oriente.

A Reddy, a Vallito, a Ligreg; y a María, gracias por su apoyo y esos encuentros fugaces donde me demostraban que a pesar de todo siempre cuento con Uds.

A mi tutor académico, Berenice Sandoval, mi tutor industrial, Tailisnar Padrón, por las enseñanzas y todo el apoyo. Al Ing. Angel Mariño, por su apoyo incondicional en este proyecto.

A mi compañera de tesis, Margenis Charles, gracias por soportarme y apoyarme en este proyecto final.

A mis compañeros de estudio y amigos, gracias por estos años de alegrías y buenos momentos. Especialmente a Gabriel Muñoz, Paola Franco y Giovanna Vásquez.

Irama Villafaña

RESUMEN

Este proyecto fue basado en la actualización del modelo estático de los niveles estratigráficos B1 y B2, pertenecientes al Campo Ostra, Distrito San Tomé. Este campo está ubicado a unos 5Km al sur-este de la ciudad de El Tigre, pertenece a la Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el área de Ayacucho. El objetivo de este estudio fue actualizar el modelo estático de los Yacimientos encontrados en los niveles estratigráficos B1 y B2, para disminuir las incertidumbres geológicas, validar sus dimensiones, evaluar sus propiedades petrofísicas y calcular POES-GOES; para cumplir con este objetivo fue realizado el modelo sedimentológico y estratigráfico, a partir de la elaboración de secciones estratigráficas, las cuales permitieron verificar la continuidad lateral y vertical de la arena en estudio, además de determinar su ambiente de depositación, el cual corresponde a un ambiente deltaico con influencia fluvial, posteriormente se elaboró el modelo estructural, a partir de la revisión del mapa de plano de falla y la elaboración de secciones estructurales; este modelo quedó caracterizado por un monoclinal buzante con dirección promedio (S-SE), con presencia de un sistema de fallas normales. A través de la evaluación petrofísica se obtuvieron los siguientes resultados: B1: Sw menor a 39,75%; Vsh mayor a 19,25%; Porosidad menor a 18%; Permeabilidad menor a 835 mD. Nivel B2: Sw menor a 36%; Vsh mayor a 12,5%; Porosidad menor a 25%; Permeabilidad menor a 775 mD. El Cálculo de POES y GOES de los yacimientos definidos, empleando el método volumétrico, arrojaron los siguientes resultados: POES Yac B1,2 OS 359: 13782099,01-MMBN; POES Yac B1,2 OS 316: 2058802,973- MMBN; GOES Yac B1 OM 50: 4204718467-MMPCN; GOES Yac B1 OS 370: 520346287-MMPCN; GOES Yac B1, 2 OM 57: 2111945693- MMPCN; GOES Yac B2 OS 302: 4147259984- MMPCN.

CONTENIDO

Página

| | |
|--|-------|
| ACTA DE APROBACIÓN | viii |
| AGRADECIMIENTOS | x |
| RESUMEN | xii |
| CONTENIDO | xiii |
| LISTA DE FIGURAS | xvi |
| LISTA DE TABLAS | xviii |
| LISTA DE APÉNDICES | xix |
| LISTA DE ANEXOS | xxi |
| INTRODUCCION | 1 |
| | |
| CAPÍTULO I.SITUACIÓN A INVESTIGAR | 3 |
| | |
| 1.1 Planteamiento del problema..... | 3 |
| 1.2 Objetivos de la investigación | 5 |
| 1.2.1 Objetivo general | 5 |
| 1.2.2 Objetivos específicos | 5 |
| 1.3 Justificación de la investigación..... | 6 |
| 1.4 Alcances de la investigación | 7 |
| 1.5 Limitaciones de la investigación..... | 7 |
| | |
| CAPÍTULO II.GENERALIDADES | 8 |
| | |
| 2.1 Ubicación geográfica del área de estudio..... | 8 |
| 2.1.1 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela..... | 10 |
| 2.1.2 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela | 17 |
| 2.1.3 Marco tectónico de la Cuenca Oriental de Venezuela | 18 |
| 2.2 Geología local | 19 |
| 2.2.1 Área Mayor de Oficina (A.M.O) | 19 |
| 2.2.2 Estructura del Área Mayor de Oficina | 20 |
| 2.2.3 Características de las acumulaciones en el Área Mayor de Oficina | 20 |
| 2.2.4 Ambiente sedimentario en el Área Mayor de Oficina | 21 |
| 2.2.5 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina..... | 23 |
| 2.2.6 Campo Ostra | 24 |
| | |
| CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO | 26 |
| | |
| 3.1 Antecedentes o estudios previos | 26 |
| 3.2 Fundamentos teóricos | 28 |
| 3.2.1 Caracterización de yacimientos..... | 28 |
| 3.2.2 Modelo estático de un yacimiento..... | 29 |

| | |
|---|-----------|
| 3.2.3 Geología de subsuelo | 35 |
| 3.2.4 Secciones geológicas..... | 36 |
| 3.2.5 Secciones estratigráficas | 36 |
| 3.2.6 Secciones estructurales..... | 36 |
| 3.2.7 Mapas geológicos..... | 36 |
| 3.2.8 Mapa de paleoambiente | 37 |
| 3.2.9 Mapas estructurales..... | 37 |
| 3.2.10 Mapas isópacos | 38 |
| 3.2.11 Fallas | 39 |
| 3.2.12 Entrampamiento de hidrocarburos | 40 |
| 3.2.13 Registros de Pozos | 40 |
| 3.2.14 Resistividad | 46 |
| 3.2.15 Yacimiento | 52 |
| 3.2.16 POES | 54 |
| 3.2.17 GOES | 55 |
| | |
| CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE TRABAJO..... | 57 |
| | |
| 4.1 Tipo de investigación | 57 |
| 4.2 Diseño de la investigación | 57 |
| 4.3 Población de la investigación..... | 58 |
| 4.4 Muestra de la investigación..... | 58 |
| 4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos..... | 59 |
| 4.5.1 Observación directa..... | 59 |
| 4.5.2 Entrevista informal..... | 59 |
| 4.5.3 Revisión bibliográfica | 60 |
| 4.5.4 Instrumentos de recolección de datos | 60 |
| 4.6 Flujograma de metodología aplicada | 61 |
| 4.7 Elaboración de una base de datos con la información geológica..... | 62 |
| 4.7.1 Recopilación de la información documental..... | 62 |
| 4.7.2 Validación de la información | 62 |
| 4.8 Evaluación de la continuidad lateral, cambios de facies y espesor de Arena Neta (AN) y Arena Neta Petrolífera (ANP) de las Arenas B1 y B2 | 63 |
| 4.8.1 Correlación geológica | 63 |
| 4.8.2 Elaboración de secciones estratigráficas | 65 |
| 4.9 Elaboración de un mapa de paleoambiente en las arenas B1 y B2, del Campo Ostra | 66 |
| 4.9.1 Interpretación de las electrofacies | 66 |
| 4.9.2 Interpretación de Ambiente..... | 68 |
| 4.10 Delimitación de la orientación, buzamiento de las estructuras y deformaciones encontradas en el área de estudio | 68 |
| 4.10.1 Revisión del mapa de plano de falla | 69 |
| 4.10.2 Elaboración de secciones estructurales | 70 |
| 4.11 Identificación de arenas prospectivas a partir de las propiedades petrofísicas del área..... | 71 |
| 4.11.1 Evaluación Petrofísica..... | 71 |

| | |
|--|----|
| 4.12 Elaboración del mapa Isópaco – Estructural de cada nivel..... | 81 |
| 4.12.1 Generación de mapas de isopropiedades..... | 81 |
| 4.12.2 Elaboración de mapa isópaco de arena neta (AN) | 81 |
| 4.12.3 Mapas estructurales | 82 |
| 4.12.4 Creación del mapa isópaco-estructural | 82 |
| 4.13 Estimación del POES y reservas en el área de estudio | 82 |
| 4.13.1 Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES) | 82 |
| 4.13.2 Cálculo de gas en solución original en sitio (GOES)..... | 83 |

CAPÍTULO V. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS 84

| | |
|--|-----|
| 5.1 Elaboración de una Base de datos | 84 |
| 5.2 Evaluación de la continuidad lateral, cambios de facies y espesor de Arena Neta (AN) y Arena Neta Petrolífera (ANP) de las Arenas B1 y B2 | 85 |
| 5.2.1 Correlación Geológica | 85 |
| 5.2.2 Análisis de secciones estratigráficas | 88 |
| 5.3 Elaboración de un mapa de paleoambiente en las arenas B1 y B2, del Campo Ostra | 92 |
| 5.3.1 Interpretación del mapa de paleoambiente..... | 92 |
| 5.4 Determinación de la orientación y buzamiento de las estructurasb y deformaciones encontradas en el área de estudio | 95 |
| 5.4.1 Revisión del mapa de plano de falla | 95 |
| 5.4.2 Análisis de secciones Estructurales..... | 95 |
| 5.5 Identificación de arenas prospectivas a partir de las propiedades petrofísicas del área..... | 99 |
| 5.5.1 Estimación de la resistividad del agua de formación (Rw)..... | 100 |
| 5.5.2 Parámetros de corte | 100 |
| 5.5.3 Valores de los promedios ponderados de los parámetros petrofísicos..... | 105 |
| 5.5.4 Generación de mapas de isopropiedades..... | 106 |
| 5.6 Delimitación de los yacimientos mediante el mapa Isópaco-Estructural..... | 114 |
| 5.7 Estimación del POES, GOES y reservas en el área de estudio | 117 |

CONCLUSIONES Y RECOMEDNACIONES..... 120

| | |
|----------------------|-----|
| Conclusiones | 120 |
| Recomendaciones..... | 122 |

REFERENCIAS 123

APÉNDICES..... 126

LISTA DE FIGURAS

| | Página |
|--|--------|
| 1.1. Ubicación Geográfica del Campo Ostra. (EMX. Petrolera Bielovenzolana S.A, 2017). | 4 |
| 2.1 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela (Gonzalez de Juana, 1980) | 8 |
| 2.2 Extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, 1999). | 9 |
| 2.3 Corte geológico conceptual N-S, del cinturón de deformación del caribe en Curazao hasta el río Orinoco. (Tomado de F., Yoris y M., Ostos., 1997). | 11 |
| 2.4 Subcuenca de Guárico (Almarza, R., 1995). | 12 |
| 2.5 Corte geológico conceptual NO-SE, desde la plataforma de Margarita- Los Testigos hasta el río Orinoco (Tomado de Yoris, F. y Ostos, M., 1997). | 13 |
| 2.6 Flanco Norte y Sur de la Subcuenca de Maturín (Almarza, 1995). | 14 |
| 2.7 Sección Geológica Norte – Sur. Cuenca Oriental de Venezuela. (Felder, B., 1980). | 14 |
| 2.8 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA INTEVEP, 1990). | 16 |
| 2.9 Principales estructuras de la C.O.V. (Felder, B., 1980). | 18 |
| 2.10 Campos del Área Mayor De Oficina (A.M.O. González de Juana, 1980)... | 19 |
| 2.11 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (Pdvs Gas, 2017). | 23 |
| 2.12 Ubicación Geográfica del área en estudio (PDVSA Petrolera Bielovenzolana, 2014). | 25 |
| 3.1 Modelos involucrados en la caracterización de un yacimiento (Rosales, E., 2006). | 28 |
| 3.2 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Alfonsi, P., 1999). | 32 |
| 3.3 Tipos de canales dentro de los sistemas fluviales. (Serra, O., 1.986). | 33 |
| 3.9 Modelo de registro de pozos. | 41 |
| 3.10 Registro <i>Gamma Ray</i> | 43 |
| 3.11 Saturación de Formación (Alcalá, E., 2012). | 48 |
| 3.12: Esquemización de un material poroso (Alcalá, E., 2012). | 51 |
| 4.1 Flujograma de metodología aplicada. | 61 |
| 4.2 Mallado de correlación. | 64 |
| 4.3 Mapa índice de secciones estratigráficas. | 66 |
| 4.4 Subsurface facies analysis. <i>In</i> Facies Models: Response to Sea level Change (Adaptado de Cant, D.J., 1992). | 67 |
| 4.5 Mapa Oficial de fallas. | 69 |
| 4.6 Mapa índice de secciones estructurales. | 70 |
| 4.7 Gráfica de porosidad en función del volumen de arcillosidad. | 76 |
| 4.8 Gráfica de saturación de agua en función de la resistividad total de la arena. (Método de Archie). | 78 |
| 5.1 Sección estratigráfica A-A’ | 89 |
| 5.2 Sección estratigráfica B-B’ | 90 |
| 5.3 Sección estratigráfica C-C’ | 91 |
| 5.4 Sección estratigráfica D-D’ | 92 |

| | |
|---|-----|
| 5.5 Mapa de Paleoambiente, Arena B1..... | 94 |
| 5.6 Mapa de Paleoambiente, Arena B2..... | 94 |
| 5.7 Sección Estructural A-A'..... | 96 |
| 5.8 Sección Estructural B-B'..... | 97 |
| 5.9 Sección Estructural C-C'..... | 98 |
| 5.10 Sección Estructural D-D'..... | 98 |
| 5.11 Sección Estructural E-E'..... | 99 |
| 5.12 Rt vs. Sw, Yacimiento B1, 2 OS 359..... | 101 |
| 5.13 Vsh vs. Sw, Yacimiento B1 OS 359..... | 102 |
| 5.14 Ø vs. Vsh, Yacimiento B2 OS 302..... | 103 |
| 5.15 Permeabilidad vs. Ø Yacimiento, B2 OS 302..... | 103 |
| 5.16 Isosaturación de agua. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359..... | 107 |
| 5.17 Isosaturación de Agua. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50..... | 107 |
| 5.18 Isosaturación de Agua. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y B2 OS 321..... | 107 |
| 5.19 Isoarcillosidad. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359..... | 108 |
| 5.20 Isoarcillosidad. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50..... | 109 |
| 5.21 Isoarcillosidad. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y OS 321..... | 109 |
| 5.22 Isoporosidad. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359..... | 110 |
| 5.23 Isoporosidad. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50..... | 111 |
| 5.24 Isoporosidad. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y OS 321..... | 111 |
| 5.25 Isopermeabilidad. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359..... | 112 |
| 5.26 Isopermeabilidad. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50..... | 113 |
| 5.27 Isopermeabilidad. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y OS 321..... | 113 |
| 5.28 Isópaco estructural B1..... | 114 |
| 5.29 Isópaco estructural B2..... | 115 |
| 5.30 Yacimientos B1, 2 OM 57 y B1 OM 50..... | 115 |
| 5.31 Yacimiento B1 OS 370 y yacimiento B1, 2 OS 359..... | 116 |
| 5.32 Yacimiento B2 OS 302, OS 316 y OS 321..... | 117 |

LISTA DE TABLAS

| | Página. |
|---|---------|
| 3.1 Calidad de una roca en función de su permeabilidad (Djebbar & Donaldson, 1996). | 52 |
| 4.1 Manual de estudios integrados de yacimientos (PDVSA, 2005). | 75 |
| 4.2 Manual de estudios integrados de yacimientos (PDVSA, 2005). | 77 |
| 5.1 Base de datos de los pozos Arenas B1, B2 campo Ostra | 84 |
| 5.2 Base de datos de los pozos actualizados de las Arenas B1, B2 campo Ostra . | 85 |
| 5.3 Datum de los pozos arenas B1 campo Ostra | 86 |
| 5.3 Datum de los pozos arenas B1 campo Ostra... ¡Error! Marcador no definido. | |
| 5.4 Datum de los pozos arenas B2 campo Ostra | 87 |
| 5.1 Valores de Corte para el Nivel estratigráfico B1. | 104 |
| 5.2 Valores de Corte para el Nivel estratigráfico B2. | 104 |
| 5.3 Valores promedios Nivel B1. | 105 |
| 5.4 Valores promedios Nivel B2. | 105 |
| 5.5. Cálculo de POES Yac B1,2 OS 359. | 118 |
| 5.6. Cálculo de POES Yac B1,2 OS 316. | 118 |
| 5.7. Cálculo de GOES Yac B1 OM 50. | 118 |
| 5.8. Cálculo de GOES Yac B1 OS 370. | 119 |
| 5.9. Cálculo de GOES Yac B1,2 OM 57. | 119 |
| 5.10. Cálculo de GOES Yac B2 OS 302. | 119 |
| 5.11. Cálculo de GOES Yac B2 OS 321. | 119 |

LISTA DE APÉNDICES

| | Página. |
|--|---------|
| A. PROPIEDADES PETROFÍSICAS CORTE DE ARENA B1 | 127 |
| A1. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 359 | 128 |
| A2. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 370 | 128 |
| A3. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 50 | 129 |
| A4. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 57 | 129 |
| A5. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 359 | 130 |
| A6. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 370 | 130 |
| A7. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 50 | 131 |
| A8. Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 57 | 131 |
| A9. Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OS 359 | 132 |
| A10. Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OS 370 | 132 |
| A11. Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OM 50 | 133 |
| A12. Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OM 57 | 133 |
| A13. Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OS 359 | 134 |
| A14. Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OS 370 | 134 |
| A15. Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OM 50 | 135 |
| A16. Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OM 57 | 135 |
| | |
| B. PROMEDIOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS CORTE DE ARENA B1-B2 | 136 |
| B1. Promedio de Propiedades Petrofísicas Corte B1 | 137 |
| B2. Promedio de Propiedades Petrofísicas Corte B2 | 137 |
| | |
| C. PROPIEDADES PETROFÍSICAS CORTE DE ARENA B2 | 138 |
| C1. Rt vs. Sw, Yacimiento B2 OS 302 | 139 |
| C 2. Rt vs. Sw, Yacimiento B2 OS 316 | 139 |
| C3. Vshc vs Swc Yacimiento B2 OS 302 | 140 |
| C4. Vshc vs Swc Yacimiento B2 OS 316 | 140 |
| C5. Porosidad vs Vshc Yacimiento B2 OS 302 | 141 |
| C6. Porosidad vs Vshc Yacimiento B2 OS 316 | 141 |
| C7. Porosidad vs Perm Yacimiento B2 OS 302 | 142 |
| C7. Porosidad vs Perm Yacimiento B2 OS 316 | 142 |
| | |
| D. DATUM POZOS B1-B2 | 143 |
| D.1 Datum Pozos Arena B1 | 144 |
| D.2 Datum Pozos Arena B2 | 148 |
| | |
| E. DATUM POES GOES POZOS B1-B2 | 150 |
| E1. POES yacimiento B1, 2 OS 359 | 151 |

| | |
|---------------------------------------|-----|
| E2. POES yacimiento B1, 2 OS 316..... | 151 |
| E3. GOES yacimiento B1 OM 50..... | 151 |
| E4. GOES yacimiento B1 OS 370 | 151 |
| E5. GOES yacimiento B1,2 OM 57..... | 152 |
| E6. GOES yacimiento B2 OS 302 | 152 |
| E7. GOES yacimiento B2 OS 321 | 152 |

LISTA DE ANEXOS

1. MAPA ISOARCILLOSIDAD YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
2. MAPA ISOARCILLOSIDAD YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
3. MAPA ISOPOROSIDAD YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
4. MAPA ISOPOROSIDAD YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
5. MAPA ISOPERMEABILIDAD YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
6. MAPA ISOPERMEABILIDAD YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
7. MAPA ISOSATURACIÓN DE AGUA YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
8. MAPA ISOSATURACIÓN DE AGUA YACIMIENTOS NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
9. MAPA ISOARCILLOSIDAD YACIMIENTOS NIVEL B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
10. MAPA ISOARCILLOSIDAD YACIMIENTOS NIVEL B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
11. MAPA ISOPERMEABILIDAD YACIMIENTOS NIVEL B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
12. MAPA ISOSATURACIÓN DE AGUA YACIMIENTOS NIVEL B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
13. MAPA ISOSATURACIÓN DE AGUA YACIMIENTOS NIVEL B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
14. MAPA DE PALEOAMBIENTE NIVEL B1 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA

15. SECCIÓN ESTRUCTURAL A-A' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
16. SECCIÓN ESTRUCTURAL B-B' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
17. SECCIÓN ESTRUCTURAL C-C' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
18. SECCIÓN ESTRUCTURAL D-D' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
19. SECCIÓN ESTRUCTURAL E-E' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
20. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
21. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
22. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
23. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA D-D' YACIMIENTOS NIVEL B1, B2 CAMPO OSTRÁ FORMACIÓN OFICINA
24. MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL ARENA B1 CAMPO OSTRÁ PETROLERA BIELOVENEZOLANA
25. MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL ARENA B2 CAMPO OSTRÁ PETROLERA BIELOVENEZOLANA

INTRODUCCION

La Empresa Mixta Petrolera Bielovenzolana, S.A., conformada por la Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) y la Unión de Empresas Productoras Belorusneft, creada el 8 de diciembre del 2007, tiene como principal objetivo desarrollar actividades primarias de exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento inicial de hidrocarburos, siendo orientada a un programa de ganancias económicas para el país, contando con distintas áreas operacionales de gran importancia dentro de la industria petrolera, entre las cuales se encuentran las áreas tradicionales de San Tomé. Los yacimientos presentes en esta zona se caracterizan por poseer grandes acumulaciones de petróleo liviano/mediano/pesado y gas, generalmente sus mecanismos de producción lo conforman acuíferos asociados al yacimiento. En la actualidad Petrolera Bielovenzolana, dentro de sus labores, orienta la realización de estudios que permitan la recuperación de petróleo remanente de estos campos que han sido explotados desde hace más de 40 años y son considerados como muy maduros.

Por operar en campos de alta madurez se requiere la revisión de las caracterizaciones geológicas de los yacimientos significativos de reservas remanentes que han sido explotados de una forma inapropiada y que además presentan incertidumbre en sus modelos geológicos actuales.

Considerando lo anterior, surge el interés de actualizar el modelo estático de los niveles estratigráficos B1 y B2 de la Formación Oficina en el campo ostra asignada a la empresa.

Partiendo una serie de objetivos específicos planteados, entre los cuales podemos mencionar: la definición de un modelo sedimentológico mediante la

elaboración de mapas de paleoambiente; un modelo estratigráfico a través de la elaboración de secciones estratigráficas que permitan la visualización de la continuidad lateral del Miembro en estudio; un modelo estructural, mediante la elaboración de las secciones estructurales y un modelo petrofísico para evaluar las propiedades petrofísicas que permitan definir la calidad de la roca (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla).

La investigación se estructuró en cinco capítulos. Los cuales están organizados de la siguiente manera: el capítulo I abarca el planteamiento del problema, el objetivo general, los objetivos específicos, justificación, limitaciones y alcances. Seguidamente el capítulo II corresponde a las generalidades del área de estudio, continuando con el capítulo III donde se ubica el marco teórico, el capítulo IV representa la metodología empleada para el desarrollo de la investigación; y por último el capítulo V, muestra el análisis de los resultados obtenidos. Como parte final del contenido se muestran las conclusiones y recomendaciones

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Planteamiento del problema

En Venezuela el petróleo constituye la principal fuente económica, por lo que continuamente se invierten recursos que permiten potenciar y apoyar el desarrollo en la exploración, perforación, explotación y producción de crudo.

Empresa Mixta Petrolera Bielovenzolana S.A., es una empresa mixta, dedicada a la perforación, extracción y producción de crudo, así como también servicios de reacondicionamiento, recompletación, tratamiento, estimulación de pozos, entre otros. Creada el 8 de Diciembre del 2007, por la unión de PDVSA y la Estatal Unitaria Asociación de Empresas Productoras Belorusneft de Belarús, está ubicada en La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

La Empresa Mixta Petrolera Bielovenzolana S.A, suma un total de seis campos en la Faja Petrolífera del Orinoco, División Ayacucho; los cuales son Guara Este, con una producción promedio de petróleo de 2.646 BPPD y una producción de gas de 1.037 MMPCGD. Ostra con una producción promedio de petróleo de 1.009 BPPD, y una producción de gas de 0,523 MMPCGD y Oritupano Norte con producción promedio de crudo de 348 BPPD y de gas de 6.994 MMPCGD; estos son campos maduros pertenecientes al Distrito San Tomé, División Ayacucho. Adicionalmente los campos Soto, Mapiri y La Ceibita tienen una producción de petróleo de 257 BPPD y una producción de gas de 13.269 MMPCGD; la cual se espera maximizar a mediano plazo con la inversión tecnológica de la empresa de Belarús.

El departamento de estudios integrados, Gerencia técnica de yacimientos, Distrito San Tomé, perteneciente a la Empresa Mixta Bielovenezolana exploración y producción, ha estado realizando estudios de yacimientos con el fin de maximizar la producción de crudo y gas, para lo cual es necesario corroborar la información geológica y actualizar modelos estáticos de cada arena, con la finalidad de reactivar o generar nuevos pozos sostenibles económicamente.

El proyecto nace de la necesidad de actualizar los modelos estáticos de los niveles estratigráficos, el área de estudio no ha sido suficientemente caracterizada a escala de yacimiento y, adicionalmente a esto, la interpretación de estos niveles son producto de un estudio regional (PINM, 2001) y no toma en cuenta la información de los pozos recientemente perforados.

El 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. (Figura 1.1)

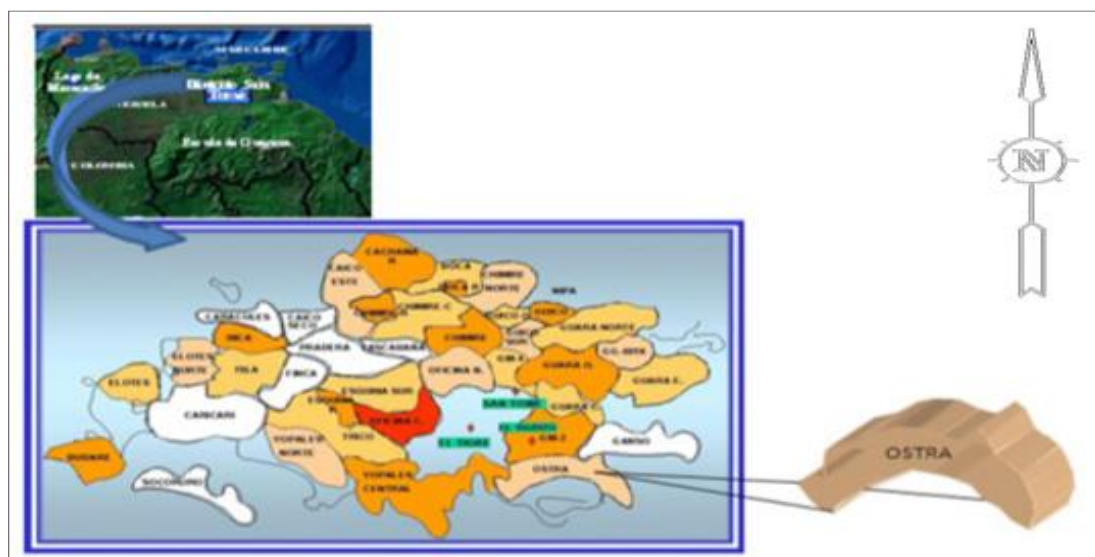


Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Campo Ostra. (EMX. Petrolera Bielovenezolana S.A, 2017).

El petróleo es la fuente de energía más importante de nuestra sociedad; todas las actividades económicas en todo el mundo se sustentan en este recurso, el cual representa alrededor del 40% de las necesidades energéticas mundiales.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Actualizar el Modelo Estático de los yacimientos ubicados en los niveles estratigráficos B1 y B2 de la Formación Oficina en el Campo Ostra, operado por la Empresa Mixta Petrolera Bielovenezolana S.A (Oriente), El Tigre, Estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

✓ Elaborar una base de datos con la información geológica a partir de la recopilación de la información geológica existente de las carpetas de pozos, informes, registros, trabajos previos, mapas existentes.

✓ Evaluar la continuidad lateral, cambios de facies y espesor de Arena Neta (AN) y Arena Neta Petrolífera (ANP) de las Arenas B1 y B2, mediante la correlación estratigráfica en cada pozo.

✓ Determinar orientación y buzamiento de las estructuras y sus deformaciones encontradas en el área de estudio, soportado por el plano de falla existente y las secciones estructurales.

- ✓ Definir el modelo sedimentológico del área a partir de un mapa de paleoambiente en las arenas B1 y B2, del Campo Ostra, analizando las respuestas electrográficas de los pozos del área en estudio.
- ✓ Determinar la distribución de fluidos dentro del yacimiento elaborando los mapas Isópacos-Estructurales de cada nivel, mediante los espesores obtenidos y rasgos estructurales más resaltantes.
- ✓ Identificar arenas prospectivas mediante el mapa de paleoambiente, a partir de las propiedades petrofísicas del área.
- ✓ Estimar el POES y reservas en el área de estudio, por el método volumétrico por el cual se rige el Ministerio de Poder Popular de Petróleo.

1.3 Justificación de la investigación

En los últimos años la gerencia técnica ha aumentado la explotación y producción del Campo Ostra a través de la perforación de nuevos pozos. La investigación propuesta es llevar a cabo una investigación, cuyo principal objetivo es actualizar geológicamente los niveles estratigráficos B1 y B2, a fin de obtener el modelo estático actualizado de dichas arenas del campo, el cual permitirá determinar toda la información geológica necesaria para conocer los pozos prospecto en los niveles estudiados y reactivar pozos del campo, a fin de obtener una explotación más efectiva de los yacimientos situados en dichos niveles.

La evaluación geológica de los niveles estratigráficos B1 y B2 del Campo Ostra, se logrará mediante la realización e interpretación de una evaluación estratigráfica, una evaluación estructural, una evaluación sedimentológica y una

evaluación petrofísica, con el fin de construir un modelo estático y así poder estimar sus reservas.

1.4 Alcances de la investigación

La presente investigación pretende revisar y actualizar, con base en la información disponible de 149 pozos, las Arenas B1 y B2, perteneciente al Campo Ostra, con la finalidad de actualizar el modelo estático, y evaluar la factibilidad de reactivación de pozos para la producción de hidrocarburos.

1.5 Limitaciones de la investigación

Debido a lo antigüedad de la información suministrada en la empresa, la exactitud de los resultados es poco confiable ya que no fueron obtenidos a través de software actualizados que generen una confiabilidad en la data.

No contar con un núcleo para su análisis, es otra de las limitaciones de esta investigación, puesto que, brinda valiosa información directa de las propiedades del yacimiento y provee bases para la calibración de otras herramientas de evaluación.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra situada en la zona Centro- Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural, limitada al Sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado al borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el mencionado cratón que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao y al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco, según (González de Juana., 1980) (Figura 2.1).

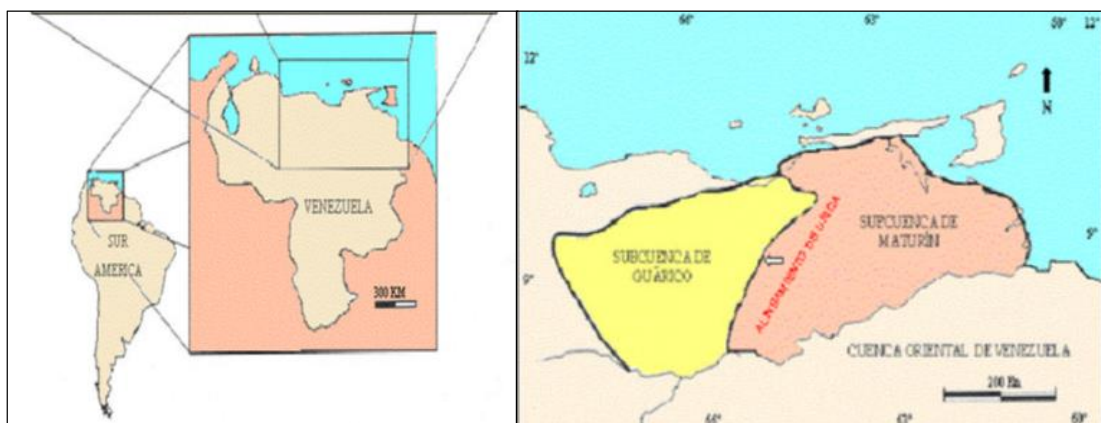


Figura 2.1 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela (Gonzalez de Juana, 1980)

La extensión de la cuenca es de Oeste a Este y abarca los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre (Figura 2.2). 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 2200 kilómetros de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km (Di Croce, 1999).

Por su contenido de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur y de Venezuela, después de la cuenca del Lago de Maracaibo. Más de 12.000 pozos han sido perforados, 35 grandes campos, y 260 campos menores han sido descubiertos en los 90 años de exploración y producción (Almarza, R., 1995).

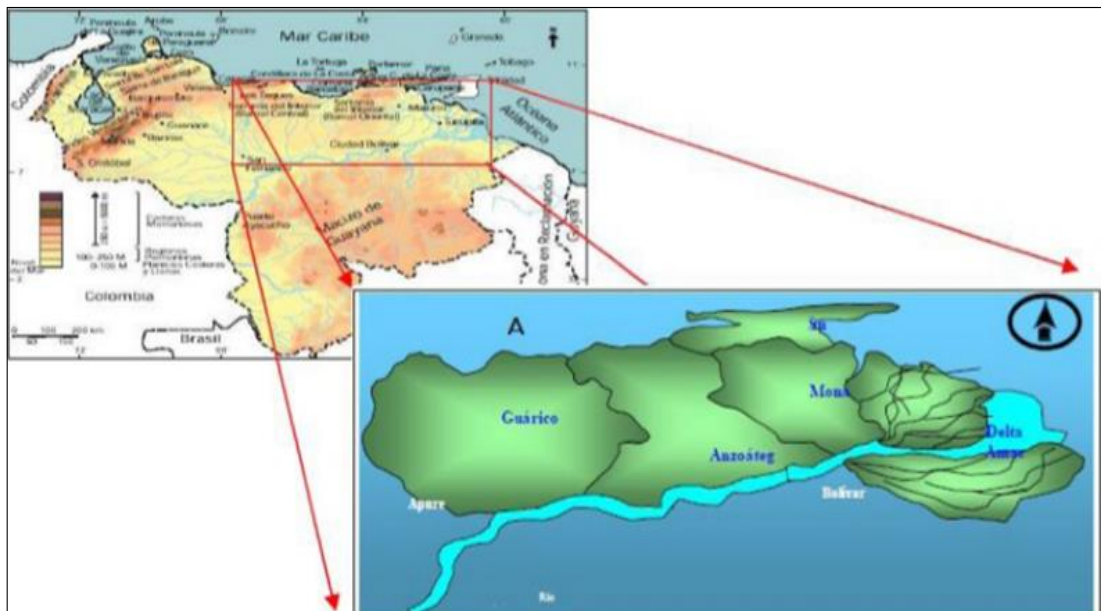


Figura 2.2 Extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, 1999).

2.1.1 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estados Anzoátegui y Monagas. La superficie abarca 165.000 Km² y un promedio de 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos y Terciarios entre cadenas montañosas situadas al Norte y el Escudo de Guayana emplazado al Sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco Norte más tectonizado y con mayores buzamiento, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan con la Cuenca Oriental de Venezuela hacia la Norte.

La depresión topográfica indica una depresión ligera hacia el norte y un flanco que según F., Yoris & M., Ostos (1997), muestra mayores evidencias de procesos tectónicos causados por su evolución dinámica, observándose, principalmente pliegues, fallas y sobre crecimientos.

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, 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

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y norte del estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (Figura 2.3), el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (Yoris, F. y Ostos, M., 1997).

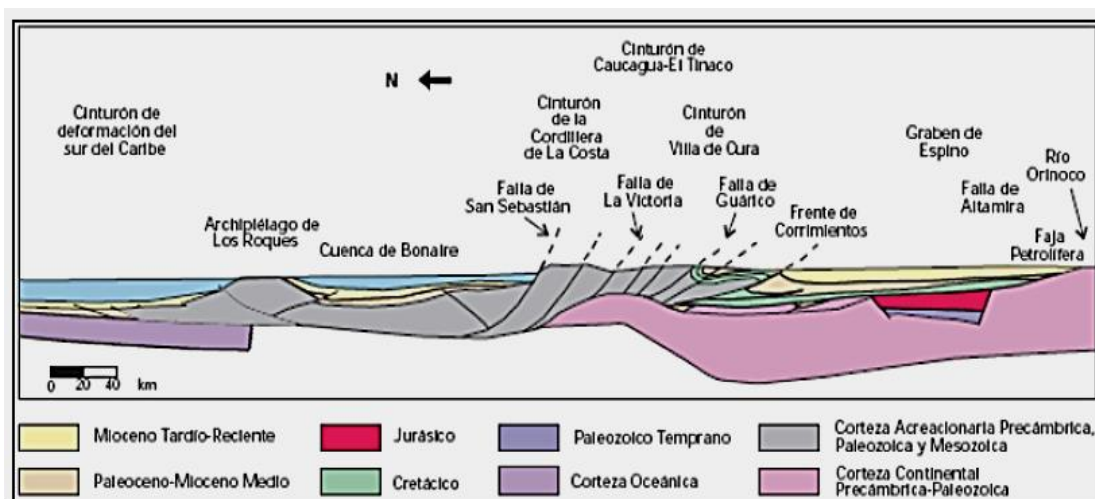


Figura 2.3 Corte geológico conceptual N-S, del cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el río Orinoco. (Tomado de F., Yoris y M., Ostos., 1997).

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 2.4).

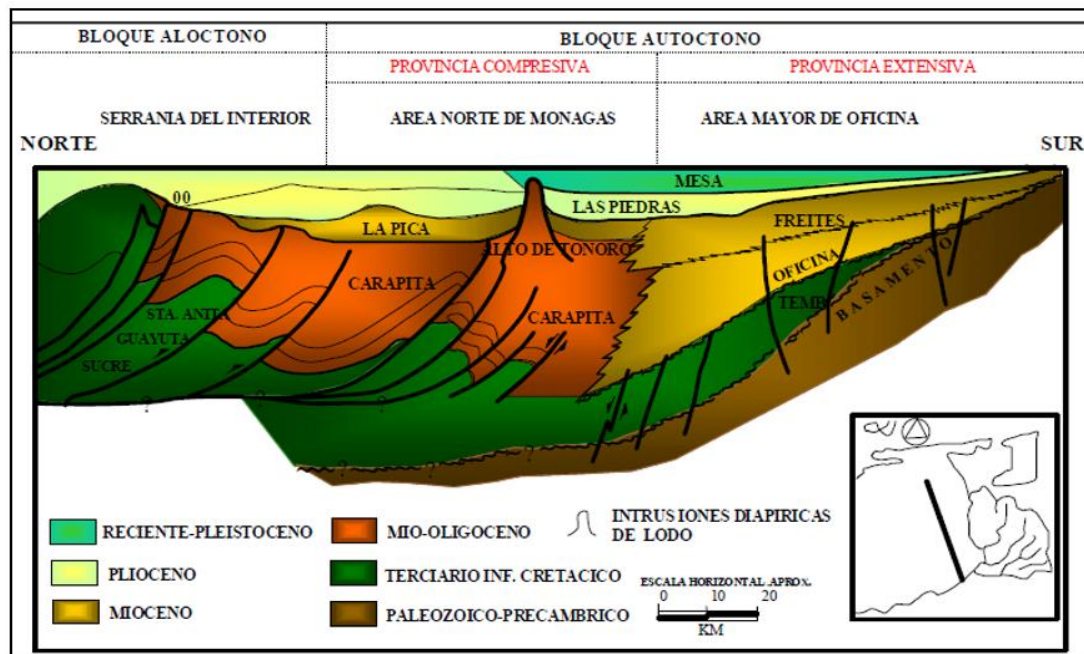


Figura 2.4 Subcuenca de Guárico (Almarza, R., 1995).

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 (Funes, 1994) (Figura 2.5).

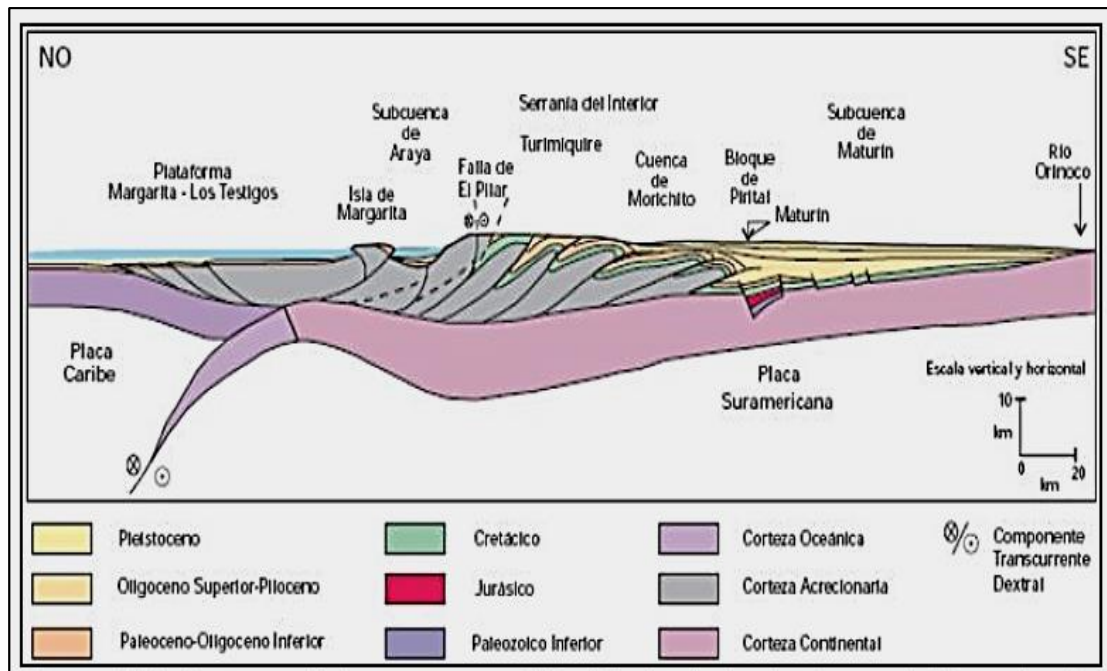


Figura 2.5 Corte geológico conceptual NO-SE, desde la plataforma de Margarita- Los Testigos hasta el río Orinoco (Tomado de Yoris, F. y Ostos, M., 1997).

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 sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y una sección terciaria suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en la que se alternan ambientes fluviales, deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Schlumberger, 1997) (Figura 2.6).



Figura 2.6 Flanco Norte y Sur de la Subcuenca de Maturín (Almarza, 1995).

Las dos Sub-cuencas, 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, 1980) (Figura 2.7).

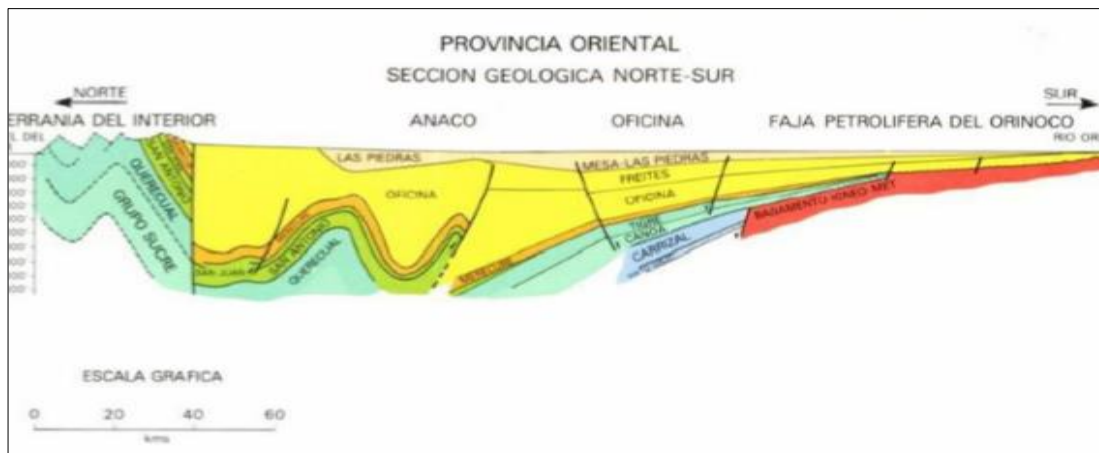


Figura 2.7 Sección Geológica Norte – Sur. Cuenca Oriental de Venezuela. (Felder, B., 1980).

Sánchez (1990), dividió La Cuenca Oriental de Venezuela en varias sub-regiones (figura 2.8), las cuales son:

- 1) Área Mayor de Oficina.
- 2) Norte de Anzoátegui: Área de Guaribe-Chaparro en el extremo Nor-Occidental.
- 3) Área Mayor de Anaco al Sur, y el Área de Úrica al 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.

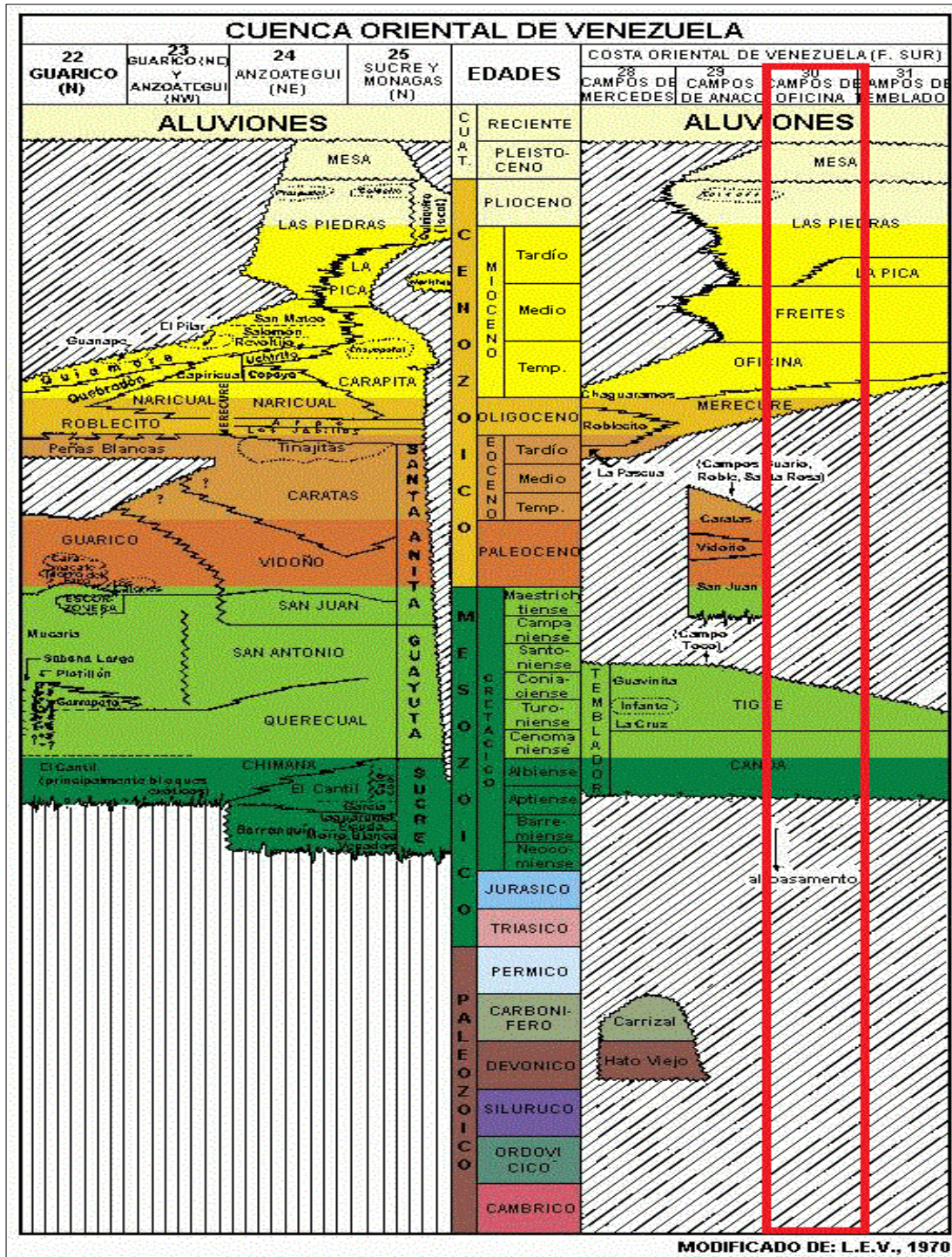


Figura 2.8 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA INTEVEP, 1990).

2.1.2 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela

Estructuralmente es asimétrica, presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de la cordillera que sirven de límite para la cuenca. Ambos flancos de la cuenca han sido productores, de hecho, es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur por sus recursos de hidrocarburos (González, C., 1980).

La Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado final de la colisión oblicua de la placa del 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, 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 y el Corrimiento de Pirital (Figura 2.9).



Figura 2.9 Principales estructuras de la C.O.V. (Felder, B., 1980).

2.1.3 Marco tectónico de la Cuenca Oriental de Venezuela

El margen continental suramericano se originó como consecuencia del proceso de divergencia que generó la separación del continente de Pangea durante el Jurásico. Esta separación produjo el adelgazamiento y “rifting” de la corteza paleozoica del Norte de Suramérica, dando origen a un margen continental pasivo tipo Atlántico. La cuenca antepaís comienza a formarse en el occidente de Venezuela a finales del período Cretácico e inicios del Paleoceno, cuando la Placa Caribe comienza a desplazarse hacia el Sur–Este mediante un movimiento de transpresión, lo que la hizo colisionar con la Placa Suramericana y compactó el material cortical originando un cinturón de deformación en la región Norte del país. En este cinturón, las napas o material cortical están limitadas en su tope y base por fallas de corrimiento. El conjunto de fallas de corrimiento aunado a fallas laterales permiten el acomodo del material rocoso en la medida en que éste se va desplazando producto del movimiento transpresivo (Jordan, 1975).

2.2 Geología local

2.2.1 Área Mayor de Oficina (A.M.O)

Se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. Limitada arbitrariamente al este por una línea rumbo NNO, entre el extremo occidental del Campo Oritupano hacia el sur y el Campo Onado al norte; al sur por una línea este-oeste situada al sur de los Campos Los Melones, Miga y Yopales Sur, que marca el límite convencional entre los crudos pesados del sur del Área de Oficina y los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco; al oeste por el Campo Budare y al noroeste, por el corrimiento de Anaco entre los campos El Toco y Guárico. La extensión superficial es de aproximadamente 14500 kilómetros cuadrados (González de Juana, 1980) (Figura 2.10).



Figura 2.10 Campos del Área Mayor De Oficina (A.M.O. González de Juana, 1980).

2.2.2 Estructura del Área Mayor de Oficina

La estructura del Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el norte-noreste, cortados por alineamiento de fallas normales con rumbo entre este-oeste franco y este-noreste, algunas de las cuales buzanan y presentan desplazamientos hacia el norte y hacia el sur. Algunas fallas de este sistema se encuentran ramificadas o unidas a otras fallas convergentes (González de Juana, 1980).

La magnitud de su buzamiento fue estimada por HEDBERG (1947) alrededor de 45° y por CEBULL (1972) entre 22° y 46° con un promedio de 34°. El plegamiento es muy suave y suele consistir en arqueamiento semi-anticlinal más o menos alargados contra los planos de falla, declives confinados entre planos de fallas divergentes y homoclinales oblicuos a una falla longitudinal con buzamiento sur. Estos accidentes parecen ser consecuencia del movimiento y reajuste entre fallas, más bien que de empujes tectónicos compresivos (González de Juana, 1980).

2.2.3 Características de las acumulaciones en el Área Mayor de Oficina

Los hidrocarburos producidos en el Área Mayor de Oficina fueron generados en horizontes estratigráficos muy cercanos a los recipientes petrolíferos actuales (HEDBERG, 1947), es decir, en las lutitas de la Formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras, el cual migró lateralmente sólo por distancias moderadas en estas arenas, dentro del Área Mayor de Oficina (González de Juana, 1980).

La mayor parte del petróleo producido en esta zona se encuentra atrapado contra algunas de las fallas mayores de rumbo predominantemente este-oeste. Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos

y tectónicos entre los cuales se destacan los canales de arenas, con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contactos de agua-petróleo; la oblicuidad entre los rumbos de la falla y el homoclinal, con desaparición lateral de la permeabilidad (González de Juana, 1980).

Es importante destacar que prácticamente todas las acumulaciones de hidrocarburo se encuentran en el lado norte de las fallas, independientemente que éste sea el lado levantado o deprimido de la misma. El gradiente del flanco sur de la cuenca indica que el movimiento del petróleo fue de norte a sur antes de entramparse contra la falla. También las alienaciones de campos productores principales se encuentran al norte de las líneas de fallas subparalelas y más o menos igualmente espaciadas entre sí. Así, los campos principales de Mapiri, Soto, Mata y Aguasay se encuentran a lo largo de la falla de Mapiri – Zorro y Nardo – Zumo contra la falla de Laysme situada a unos 15 kilómetros al sur de la anterior (González de Juana, 1980).

Para explicar que el petróleo entrampado contra la falla de Laysme proviene de las lutitas del centro de la cuenca, se hace necesario admitir que el alineamiento de la falla Mapiri – Zorro dejó pasar grandes cantidades de petróleo hacia el sur, o sea que la falla este – oeste no se comporta como barrera durante la migración, esto conduce a pensar que durante estas primeras etapas de la sedimentación las fallas no iniciadas o apenas iniciadas no pudieron constituir barreras a la migración del petróleo (Alfonsi, Pedro P., 2002).

2.2.4 Ambiente sedimentario en el Área Mayor de Oficina

En base al cuadro regional del ambiente de sedimentación y el comportamiento de la curva de potencial espontáneo (SP) en los perfiles eléctricos las secuencias sedimentarias corresponden a un mega ciclo deltaico que se inicia con sedimentos continentales fluviales en su base (U2), alcanza su máximo desarrollo en las arenas de

la llanuras deltaica (T – F) y termina en un ciclo completamente marino en la sección lutítica de la Formación Freites, conformando una típica secuencia transgresiva (Alfonsi, Pedro P., 2002).

Según Alfonsi, la formación Merecure y Oficina fueron sedimentadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la Cuenca, que presentaba muy bajo relieve, de forma que las aguas llanas se extendían considerablemente de norte a sur, lentamente subsidentes con suaves oscilaciones que favorecieron el avance y retroceso de las aguas. En la parte meridional del área tanto de la Formación Merecure como de Oficina, sugiere ambientes de llanura deltáica con extensas zonas pantanosas tranquilas, intercalaciones de agua salobres, sistemas de caños de dirección generalizadas al norte y ocasionales incursiones marinas, la parte norte tiene las mismas características en el sector sur.

Bajo estas condiciones de sedimentación es común observar cuerpos arenosos lenticulares como canales, barras, abanicos de rotura, playas, barras de meandros y capas de lutitas con extensión regional. Este cuadro sedimentario en conjunto con la presencia de los sistemas de fallas normales existentes en el Área Mayor de Oficina favoreció la acumulación de hidrocarburo (Alfonsi, Pedro P., 2002).

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

correlaciones. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación (Hedberg, 1947).

2.2.5 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina

La columna estratigráfica se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno y está constituido por las siguientes formaciones: Mesa de Edad Pleistoceno, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure del Grupo Terciario, el Grupo Temblador del Cretáceo constituido por la Formaciones Canoa y Tigre. Las principales Formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. El área de Oficina tiene alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 pies y noventa pies, algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por Kilómetros cuadrados; otras son arenas de canal situadas preferentemente en la parte media de la Formación y se extiende por distancia considerable (Alfonsi, Pedro P., 2002) (Figura 2.11).

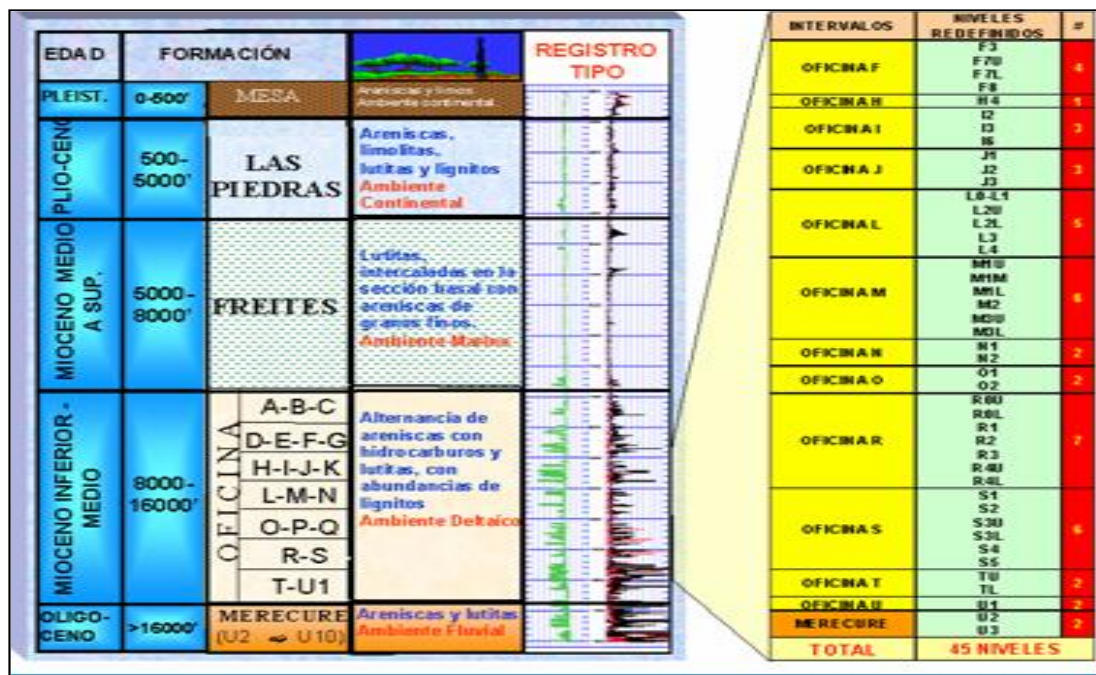


Figura 2.11 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (Pdvs Gas, 2017).

2.2.6 Campo Ostra

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 (Petróleos de Venezuela, 2017).

El Campo Ostra se caracteriza por trampas de tipo combinadas (estratigráficas-estructurales) limitadas por dos sistemas de fallas: una con dirección noroeste-sureste que buza al suroeste con la mayoría de las acumulaciones al noreste y un segundo sistema de menor magnitud de rumbo noreste suroeste que buza al sureste (PDVSA Petrolera Bielovenzolana, 2014).

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 Bielovenzolana, 2014).

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 Bielovenzolana, 2014).

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, arcilitas verdes y gris claro (PDVSA Petrolera Bielovenzolana, 2014).

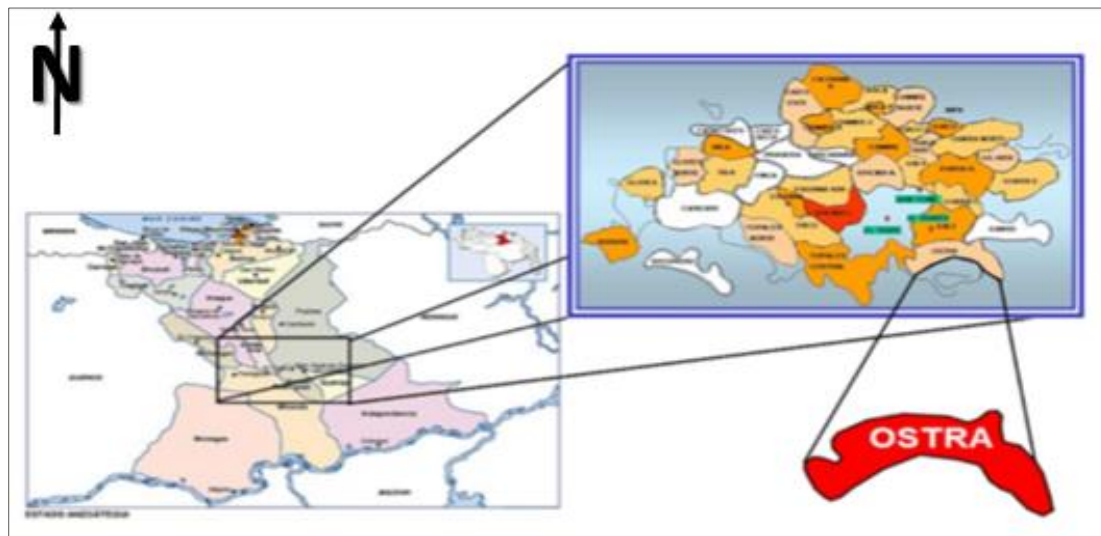


Figura 2.12 Ubicación Geográfica del área en estudio (PDVSA Petrolera Bielovenzolana, 2014).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes o estudios previos

PDVSA INTEVEP (2002). Realizó un informe Técnico titulado “Modelo estructural regional en profundidad del Norte de Monagas”. El objetivo principal de dicho estudio fue realizado un modelo estructural regional en profundidad, a fin de obtener un marco de referencia para modelos estructurales más detallados para la explotación de los yacimientos de los campos del Norte de Monagas. Y al mismo tiempo que sirva de base para el modelo de compartimentos, en el componente estructural, con el impacto asociado a la optimización de los planes de explotación de los principales yacimientos.

Bosset, J.C., & Gou, Y., (2004). Prepararon un informe para PDVSA EXPLORACION Y PRODUCCION Estudios integrados Norte Monagas, titulado “Revisión Modelo Estructural Campo Santa-Bárbara / Pirital”. El principal objetivo fue obtener un modelo estructural (grueso) consistente para la simulación dinámica, revisando y mejorando los antiguos modelos existentes. Por eso, se trató de amarrar la interpretación sísmica y la construcción del esquema de fallas con toda la información de pozo disponible (topes geológicos, fallas observadas en los pozos, tipo de fallas y saltos, datos de presión, etc). También, se integró en la construcción del modelo estructural los conocimientos sobre el contexto regional.

PDVSA E&P (2010). Presento una propuesta de homologación de la nomenclatura estratigráfica de los yacimientos de los campos del norte del estado Monagas (Santa Bárbara, Pirital, Carito, Mulata, Travi, Muri, El Furrial, Jusepín,

Cotoperí, Coroza, Chaguaramal y Orocual), incluyendo todas las formaciones comprendidas entre las edades Cretácico tardío hasta el Mioceno temprano, mediante el análisis de los datos bioestratigráficos, sedimentológicos y de registros eléctricos de 57 pozos claves, tomando como punto de partida las unidades formales definidas en el Código Estratigráfico de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela (2010) y los conceptos expresados en la Guía Estratigráfica Internacional (1999). De acuerdo a estos conceptos, el Código Estratigráfico de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela (2010) incurrió en un error de duplicidad, al usar el nombre de Grupo “Merecure” para agrupar las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual, ya que el término “Merecure” fue usado con anterioridad para denominar una formación que aún prevalece como formal. Además, se propone emplear el nombre de Formación Merecure para denominar a los paquetes de areniscas masivos de edad Oligoceno, en los campos petrolíferos profundos del norte de Monagas, y restringir el uso del término Formación Naricual al dominio de la Serranía del Interior, en función de las diferencias en cuanto a características litológicas y genéticas, siendo la unidad descrita en el subsuelo diferente a la Formación Naricual en su localidad tipo, tanto en lo referente a su marco tectónico como de sedimentación.

PDVSA EEIY Oriente División Punta de Mata (2015) generó una reinterpretación sísmico-estructural en el área de los campos El Carito y Mulata y un nuevo esquema complejo de fallas que define una mayor compartimentalización del campo, lo cual puede ayudar a entender los comportamientos diferentes de producción entre los yacimientos y pozos del área. La nueva definición de estos compartimientos puede tener un impacto en las operaciones con la disminución del nivel de riesgo por la perforación asociada a un esquema de falla mejor detallado y controlado por los pozos, los cuales fueron validados desde los datos básicos, curvas así como registros sísmicos Checkshots y VSP. También, se espera una mayor eficiencia en los programas de inyección para la recuperación secundaria debido a un mejor conocimiento de la heterogeneidad estructural. Dicha interpretación y criterio

estructural es lo que se busca propagar inicialmente al área de estudio del presente trabajo de tesis y en general hacia el Campo Santa Bárbara, integrando la información de pozos reciente.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Caracterización de yacimientos

La caracterización de yacimientos (descripción de las propiedades del sistema, roca-fluido) es una tarea compleja, en las que intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, producción, entre otros. Si tomamos en cuenta la integración de equipos, los avances realizados en visualización, la generación de nuevas técnicas de análisis e interpretación en las diferentes disciplina, (núcleos, registro, sísmica, pruebas de pozos y datos de producción), se observa que la realización de estudios integrados ha evolucionado a grandes pasos, abriendo nuevos horizontes que permitan desarrollar procedimientos y estudios cada vez más sofisticados, los cuales han permitido obtener una mejor comprensión del sistema roca-fluido (Rosales, E., 2006) (Figura 3.1).

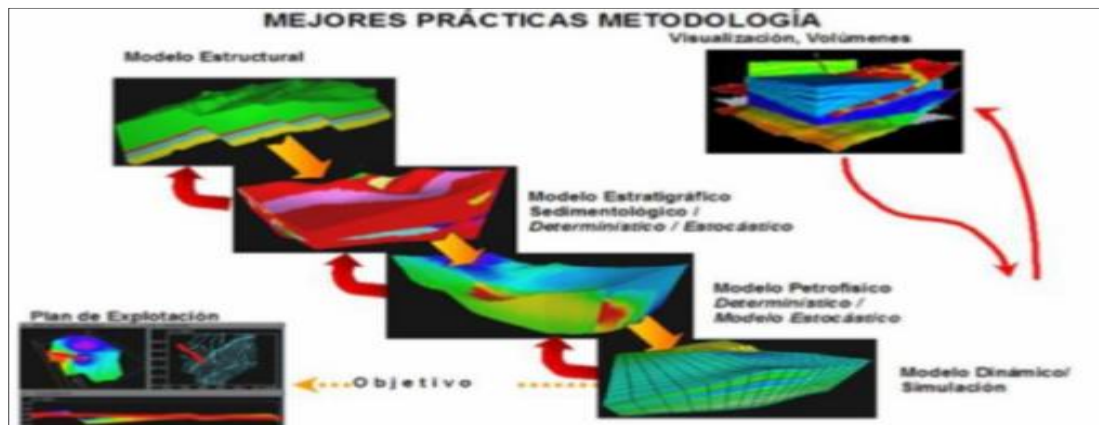


Figura 3.1 Modelos involucrados en la caracterización de un yacimiento (Rosales, E., 2006).

3.2.2 Modelo estático de un yacimiento

El modelo estático de un yacimiento, es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísica de los lentes, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos (datos y pruebas de presión, producción), permiten definir con mayor claridad el yacimiento (Rosales, E., 2006). El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, dichos modelos son los siguientes:

3.2.2.1 Modelo estratigráfico

El objetivo básico del modelo estratigráfico es demostrar la arquitectura de las unidades de flujo presentes en el área determinada y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico (PDVSA-CIED, 1997).

El primer paso para la construcción de éste, consiste en realizar una correlación regional con perfiles o registro eléctricos de pozos y a la vez una correlación detallada del horizonte estratigráfico prospectivo basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestran buena continuidad lateral en la secuencia sedimentaria y que se aprecian en los registros (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.2.2 Modelo estructural

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio que pudieran intervenir en el entrapamiento del yacimiento de interés y permiten determinar la posición exacta

del yacimiento en el subsuelo. La estructura a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos (Holmes, A., 1962).

La construcción del modelo estructural se basa en la sísmica y registros de pozos con el objeto de demostrar la profundidad de las estructuras a través de mapas estructurales de topes marcadores y planos de fallas. (PDVSA-CIED, 1997). El datum en las secciones estructurales es un valor numérico de profundidades del cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien. La dirección o rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para la cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizan en dos direcciones, paralela al eje de la estructura y perpendiculares a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real de la estructura como falla existente (Holmes, A., 1962).

3.2.2.3 Modelo petrofísico

Este estudio permite caracterizar las propiedades físicas de las rocas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de rocas y sus fluidos e historias de producción. En la evaluación de formaciones, cuantificar las propiedades físicas de las rocas es fundamental, ya que con ellos se puede estimar cuan prospectiva es una unidad sedimentaria (CORPOVEN, 1991).

Para evaluar un reservorio se requiere conocer los siguientes parámetros: porosidad, saturación de fluidos, espesor permeable de la capa y su permeabilidad, los cuales pueden ser deducidos de perfiles eléctricos, nucleares y acústicos (CORPOVEN, 1991).

3.2.2.4 Modelo sedimentológico

Los ambientes sedimentarios son una parte de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo los cuales se acumulan los sedimentos. Tal conjunto de condiciones incluye la geología, la geomorfología, el clima, la flora y la fauna, y si el ambiente es subacuático, profundidad, salinidad, temperatura y movimiento del agua. Las propiedades de los sedimentos depositados en un ambiente determinado, estarán altamente influenciadas por las características de ese ambiente. (Alfonsí, P., 1.999).

Los distintos ambientes de sedimentación están influenciados por las diversas características climáticas en los medios continentales; la batimetría, transporte y origen de los sedimentos en los medios marinos; son divididos en ambientes continentales, marinos y transicionales. (Figura 3.2).

De acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la Cuenca Oriental, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente de fluvial a deltaico. La sedimentación de fluvial a deltaica tiene lugar en tres ambientes distintos de fuerte interrelación que son los ambientes fluviales, deltaico y prodeltaico.

Se considera que la Formación Oficina se depositó en un ambiente con influencia fluvial y marina, definidas por sus unidades arenosas, alternando con limolitas, lutitas y numerosas capas de lignitos. (Alfonsí, P., 1.999).

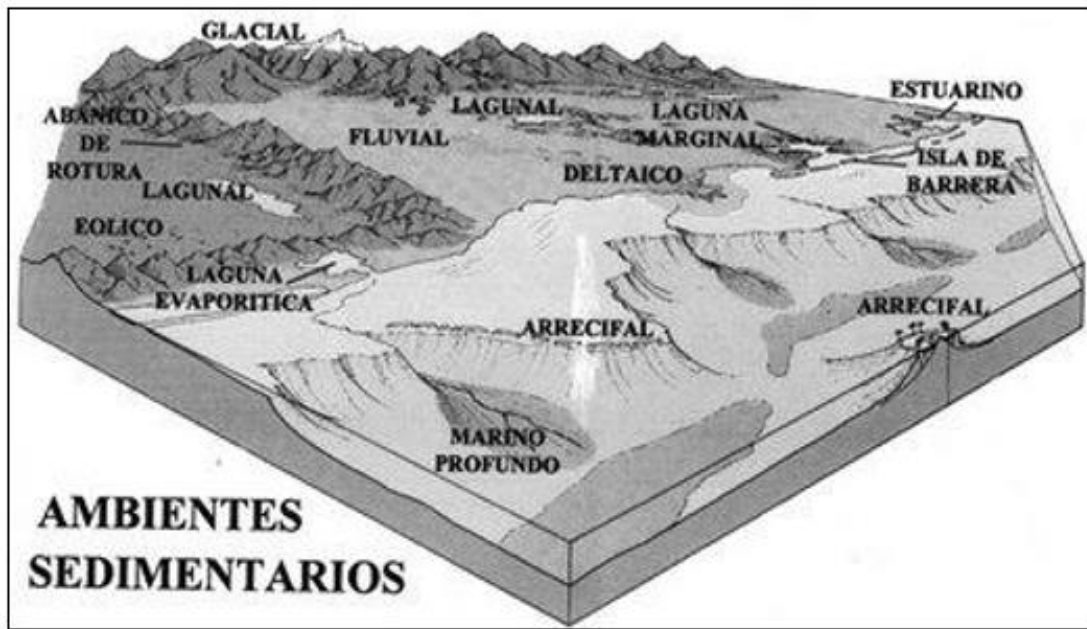


Figura 3.2 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Alfonsi, P., 1999).

✓ Ambiente continental: en lo que respecta al depósito continental, podemos mencionar que los sedimentos son acumulados dentro de cinco sistemas bien definidos: fluvial, desértico, lacustre, glacial y volcánico. Cada uno de ellos presenta ambientes sedimentarios característicos, aunque esto no quiere decir que sean exclusivos de dicho sistema. Por ejemplo, los sedimentos fluviales son depositados principalmente por ríos generados en regiones húmedas; sin embargo, dentro de los sistemas desérticos, volcánico y glacial, también se tiene el desarrollo de ríos que depositan el material, pero con características sedimentológicas diferentes (Allen, G., 1989).

Los depósitos que se generan en los sitios continentales son sedimentos predominantemente detríticos que se caracterizan por un contenido fosilífero escaso, llegando a dominar en algunos casos, restos de madera fósil y algunos vertebrados. Sin embargo, pueden presentarse productos subordinados tales como calizas de agua

dulce que contengan una gran cantidad de invertebrados fósiles. Inclusive, en aquellos sedimentos finos de planicies de inundación fluvial o lacustre, podemos encontrar una diversidad de polen y esporas (Allen, G., 1989).

✓ Ambiente Fluvial: comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque generalmente los conos o abanicos aluviales suelen tratarse como un ambiente separado. La energía de este ambiente está representada por el flujo de la corriente, y el material sedimentario puede variar desde bloques hasta arcilla. Según la distribución de los ríos en superficie, estos han sido clasificados como: rectilíneos, meandriformes entrelazados y anastomosados (Figura 3.3) (Alfonsí, 1983).

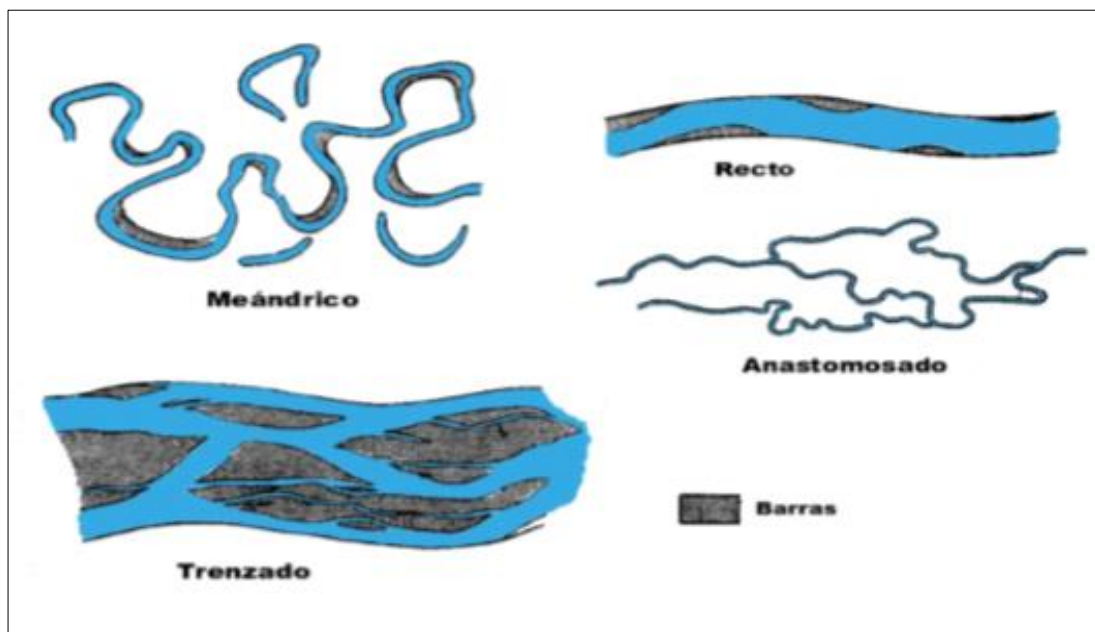


Figura 3.3 Tipos de canales dentro de los sistemas fluviales. (Serra, O., 1986).

Además de su papel como receptores de información geológica valiosa, los depósitos fluviales también son importantes en el aspecto económico, ya que son,

desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores de yacimientos minerales y de agua subterránea (Allen, G., 1989).

Métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los sedimentos fluviales de una manera estandarizada están basados en parámetros como: la jerarquía de los estratos y las superficies limítrofes; las litofacies; la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y la geometría de los cuerpos sedimentarios (Allen, G., 1989).

✓ Ambiente Deltaico: un delta se forma cuando un río cargado de sedimentos entra a un cuerpo de agua, perdiendo de esta manera su capacidad de carga o transporte de sedimento. En general la forma del depósito deltaico depende de: La relación de densidades entre el agua proveniente del río y la del cuerpo de agua en la cual el río desemboca. La capacidad de los procesos marinos, olas y mareas para re TRABAJAR la carga sedimentaria aportada por el río (Alfonsí, 1983).

Existen además de los factores ya mencionados, otros que pueden influir en la morfología de los depósitos deltaicos y en la dinámica de construcción/destrucción del sistema tales como la naturaleza y geometría de la cuenca receptora, naturaleza de la cuenca hidrográfica drenada, el marco tectónico, el gradiente de la plataforma y el clima, además de los cambios relativos del nivel del mar (Alfonsí, 1983).

Un delta se produce por la competencia entre la depositación debido a procesos constructivos del sistema fluvial, el retrabajo y la redistribución de los sedimentos debido a los procesos destructivos. Dentro de los procesos constructivos están el relleno y la migración de canales, avulsión de canales y formación de lóbulos, abanicos de rotura y agradación de la planicie deltaica. Como procesos destructivos se pueden mencionar la redistribución de los sedimentos causada por el oleaje,

corrientes, mareas, la compactación y los transportes gravitacionales de masa (Alfonsí, 1983).

3.2.3 Geología de subsuelo

Para evaluar adecuadamente los fenómenos geológicos del subsuelo el geólogo debe tener un conocimiento pleno de los fundamentos y diversificaciones de la geología de superficie (Código Geológico de Venezuela, 1997). La Geología del subsuelo aumenta en utilidad y comprensión cuando más perforaciones son hechas en una región debido a:

1. Mayor perforación e interpretación sísmica, mayor es la dificultad de hallar nuevas anomalías estructurales que perforar. Se da particular atención a las anomalías estratigráficas que pueden ser determinadas sólo por la cartografía del subsuelo.

2. Mayor exploración y desarrollo, mayor cantidad de datos disponibles para el estudio y su comparación con otros más antiguos.

De acuerdo a lo expuesto en el Código Geológico de Venezuela (CGV, 1997), la Geología del Subsuelo cambia con el tiempo. Cuando se desarrolla la exploración de una región se da más atención a los métodos de subsuelo para cartografiar la estructura. Una vez que la estructura es ubicada e interpretada, rara vez hay necesidad de rehacer la cartografía completa. El énfasis se traslada a cualquier variedad de rasgos estratigráficos asociados con la estructura que pueda formar trampas, lo que requiere una reevaluación a medida que cada nuevo registro en la vecindad es disponible.

3.2.4 Secciones geológicas

Es el aspecto de la cartografía que muestra las características del subsuelo en plano vertical y se clasifican en: estratigráficas y estructurales. (PDVSA, CIED, 1998).

3.2.5 Secciones estratigráficas

Son aquellas que ilustran correlaciones estratigráficas, discordancias, barreras de permeabilidad, cambios del grosor estratigráfico, cambios de facies, cambios de ambientes de depositación, y otras características estratigráficas. (PDVSA, CIED, 1998).

3.2.6 Secciones estructurales

Esta sección se realiza con el objetivo de ayudar en la interpretación del marco estructural, resolver problemas relativos a fallas, buzamiento o correlación. Describe la configuración de muchas formaciones como usualmente son vistas en un plano vertical, constituyen una muy importante una herramienta de explotación, son útiles en todas las fases de geología del subsuelo, tal como en un reservorio de ingeniería, usadas para resolver problemas estructurales, proveen una visión dimensional que sirve en la descripción geológica en tres dimensiones. (PDVSA, CIED, 1998).

3.2.7 Mapas geológicos

Se definen de una manera muy general como aquellos que muestran la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo (Rivadulla, R., 2004).

Los mapas más utilizados en geología de yacimientos es el mapa estructural, el mapa isópaco, mapa de facies, el mapa de superficie de fallas, los mapas de isopropiedades, los mapas de geoquímica y geofísicos entre otros que contemplan con su información el modelo geológico establecido (Rivadulla, R., 2004).

3.2.8 Mapa de paleoambiente

Los mapas de paleoambiente tiene como finalidad mostrar la naturaleza y la dirección de las gradaciones que puede sufrir un horizonte en particular, podemos visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, lo que permite compararlas con otros atributos de las arenas, para así complementar la evaluación de las condiciones de estas con respecto a la posición estructural, geometría, extensión y características de producción (Rivadulla, R., 2004).

3.2.9 Mapas estructurales

Muestra la configuración geométrica de una superficie de roca, perteneciente a un estrato, por medio de curvas de nivel que pasan por puntos de igual elevación respecto a un plano de referencia seleccionado. El plano de referencia que se usa comúnmente es el nivel del mar, y la elevación de la capa clave arriba o debajo de dicho plano de referencia se indica en cada punto de control sobre el mapa. El mapa estructural con curvas de nivel se prepara trazando la elevación de la parte superior de la unidad estratigráfica en cada punto de control en el mapa.

Las curvas de nivel de la estructura se trazan a través del campo resultante de números en cualquiera de tres formas. El trazado mecánico, se efectúa por interpolación distribuyendo las diferencias de elevación aritméticamente entre dos puntos cualesquiera. El trazado de espacios iguales mantiene una pendiente uniforme en el mapa (dentro de los límites de los datos disponibles), y puede enseñar en

consecuencia altos y bajos en donde no se dispone de datos reales. El trazado interpretativo consiste en aportar un " grano " al mapa de conformidad con las tendencias conocidas o inferidas estructurales o de otra índole, en el área mapeada (Rivadulla, R., 2004).

3.2.10 Mapas isópacos

Es la representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos o de entidades en el subsuelo. Un mapa isópaco es extremadamente útil debido a que proporciona información directa sobre el lugar de máximo espesor, o de la terminación lateral de las formaciones porosas o permeables que pueden coincidir con trampas estratigráficas; además de proporcionar las bases para la interpretación de la historia geológica de una región durante la sedimentación de las formaciones consideradas, la forma de la cuenca, la posición de la línea de costa, áreas de levantamiento, entre otras (PDVSA-CIED, 1997).

Según PDVSA-CIED, 1997, los mapas isópacos se clasifican en tres clases:

a) Mapa Isópaco de Arena Neta Total: Es la representación en el plano vertical del espesor total de un cuerpo de arena medido a partir de los perfiles de pozos. La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en el área.

b) Mapa Isópaco de Arena Neta: Se construye de igual manera que el anterior, solo que el espesor de arena se determina estableciendo un límite de arena permeable. Es decir, es una representación en un plano horizontal del espesor permeable de un cuerpo de arena.

c) Mapa Isópaco de Arena Neta Petrolífera: Este corresponde a la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburo, se elabora a partir del mapa de arena neta considerando en espesor saturado de hidrocarburos, integrando los límites del yacimiento, que generalmente son los siguientes:

1. Falla normal sellante buzamiento arriba.
2. Contacto Agua-Petróleo original buzamiento abajo (CAPO).
3. Para precisar mejor el volumen de arena neta con hidrocarburos se diseña la cuña de agua en el área ubicada entre las dos trazas del CAPO (tope y base de la arena).
4. La traza del CAPO en el tope de la arena corresponde al valor cero de arena neta petrolífera.

3.2.11 Fallas

Las fallas son estructuras dinámicas que se desarrollan en tiempo y en espacio, estas cambian de forma, crecen o mueren a lo largo del tiempo. La mayoría de las fallas no son simples estructuras planas, sino que muestran complejos cambios de forma en tres dimensiones. Estos cambios deben generar necesariamente estructuras de acomodación: pliegues, fallas, desarrollo de clivaje o pérdida de volumen. Las fallas ocurren usualmente como sistemas ligados entre sí. Estas uniones usualmente siguen reglas geométricas y mecánicas que permiten formar patrones característicos que pueden ser fácilmente reconocibles. La deformación alcanzada por fallamiento frágil en la corteza superior debe ser balanceada por deformación plástica en la corteza inferior. La relación entre la corteza superior e inferior depende del régimen tectónico (Tarbuck, E. y Lulgens, F., 2000).

3.2.12 Entrampamiento de hidrocarburos

El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, el petróleo o el gas están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca yacimiento.

La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del petróleo o del gas natural. Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas) o estratigráfico (lentes, acuíferos de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos). Toda trampa presenta como característica principal una roca de yacimiento, limitada en su tope y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar. Aunque generalmente se encuentra asociado al petróleo, existen yacimientos donde el principal producto es el gas y a los cuales se les denomina yacimientos gasíferos. Los criterios geológicos de clasificación se basan en las formas físicas de la parte sólida del yacimiento, tipificándolos como trampas dentro de las cuales destacan: las trampas estructurales, estratigráficas y mixtas.

3.2.13 Registros de Pozos

Es una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas atravesadas, hechas por aparatos de medición (herramientas) en el hoyo del pozo. (PDVSA-CIED., 1998) (Figura 3.9).

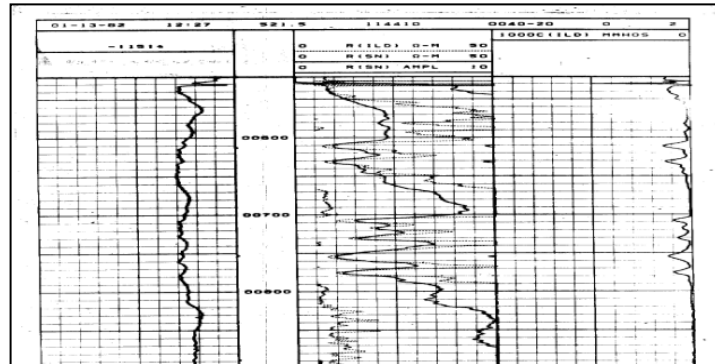


Figura 3.9 Modelo de registro de pozos.

3.2.13.1 Potencial Espontáneo

Es un método de prospección eléctrica que se encarga de medir la diferencia de potencial eléctrico en el subsuelo, esta diferencia se mide en un pozo tomando registro del potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y comparándolo con el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, este método genera un registro medido en milivoltios (mV). (PDVSA-CIED, 1998).

1. Enfrente de lutitas, por lo general el método las registra con una línea más o menos recta, llamada así línea base de lutitas.
2. La posición de la línea de referencia de lutita en el registro no tiene significado útil, su utilidad radica simplemente para diferenciar el cambio a una formación permeable.
3. Enfrente a formaciones permeables se genera una curva que muestra excursiones (deflexiones) que tienden a ser generalmente constantes definiendo así la línea de arena.

4. La deflexión de la curva puede ser negativa cuando se dirige a la izquierda, esto a causa de que la salinidad del agua de formación es mayor a la salinidad del lodo de perforación; inversamente la curva es positiva si la curva reflexiona a la derecha, esto debido a que la salinidad del agua de formación es menor a la del lodo de perforación.

5. No se puede registrar una curva de potencial espontáneo en pozos llenos con lodos no conductivos, ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación, además si las resistividades del lodo y de la formación son muy similares no se generan una curva significativa para realizar interpretaciones.

3.2.13.2 Rayos Gamma

Es el registro que mide las variaciones de la radiación natural de las rocas y sedimentos del subsuelo para poder obtener un perfil detallado de las capas sedimentarias y rocosas que en él se encuentran. (PDVSA-CIED, 1998).

1. Estos registros se miden en la unidad de grados API (American-Petroleum-Institute) a una escala que va desde 0 a 100 o 150 grados API.

2. Los niveles altos de radiación que detecta el método es a causa de los elementos potasio (K), torio (Th) y uranio (U) que se encuentran en los minerales de las partículas de arcilla, es decir que en el subsuelo las lutitas dan valores altos de radiactividad mostrando en el registro con una deflexión hacia la derecha (sucio)

3. Las areniscas y calizas son los cuerpos rocosos con menor nivel de radiación y por eso en los registros se muestran más limpios y con una deflexión a la izquierda (limpio).
4. Este tipo de registro nos ayuda a evaluar y definir minerales radiactivo
5. Es de gran utilidad para determinar el porcentaje de arcillosidad de las capas de arena.
6. Es de utilidad para definir capas permeables, debido a que menor contenido de arcilla tenga mayor se será el porcentaje de espacios porosos interconectado permitiendo el paso de los fluidos de interés
7. Se utiliza para realizar correlaciones en pozos con revestimiento, para terminar los cambios de facies sedimentarias y determinar los ambiente deposición de los sedimentos.

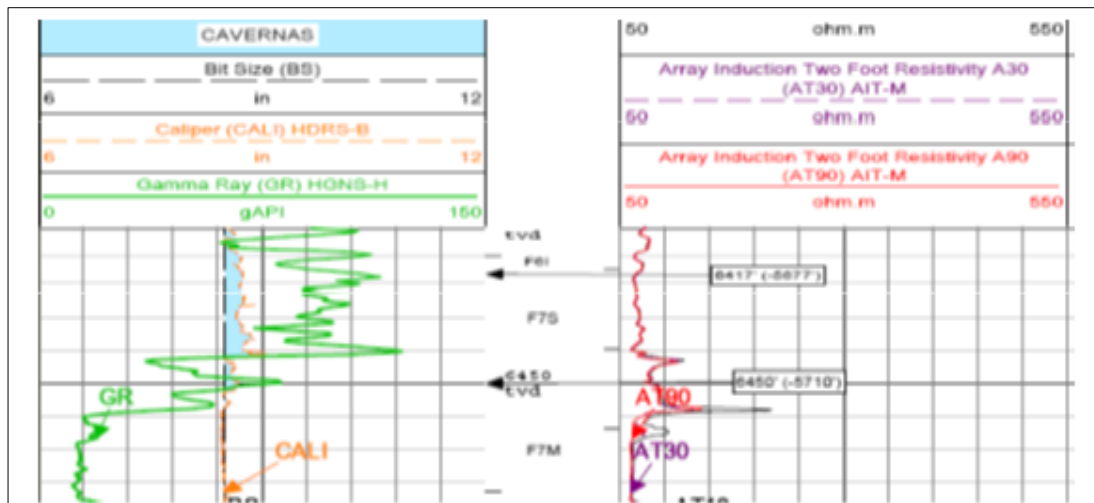


Figura 3.10 Registro *Gamma Ray*.

3.2.13.3 Inducción

En él se hace circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada la cual reacciona con la formación dando una respuesta eléctrica de resistencia y conductividad, esta información es recibida por una bobina receptora. (PDVSA-CIED, 1998).

El espaciamiento entre las bobinas receptora y transmisora, es un compromiso entre la profundidad de investigación y la resolución en la identificación de los estratos delgados mediante el instrumentó del registro. A fin de enfocar la corriente en la formación, es normal colocar bobinas adicionales arriba y debajo de la receptora y la transmisora. (PDVSA-CIED, 1998).

Por estudios de PDVSA, se conoce que bajo condiciones favorables es posible usar los valores obtenidos en el registro de inducción en la determinación de la resistividad real.

3.2.13.4 Perfil de Densidad Compensada

El registro de Densidad, es un registro continuo de las variaciones en la densidad de la columna litológica atravesada por el pozo. El término “densidad total” se aplica al peso total de una unidad de volumen de la roca. En caso de rocas porosas, dicho término incluye la densidad del fluido en el espacio poroso como así mismo la densidad del grano de la roca. Debe existir una relación entre el fluido alojado en los poros de la roca, que contribuye a la densidad total, y la porosidad de la roca. Esta relación constituye la base para el cálculo de la porosidad mediante el registro de Densidad.

La herramienta de Densidad percibe la densidad de formación al medir la atenuación de Rayos Gamma entre una fuente y un detector. Cuando más alta es la densidad, más baja será la intensidad de RG registrada en los detectores. La respuesta es una medida de la densidad que se encuentra frente a la sonda.

Por lo que el perfil de Densidad es una medida de la densidad total de la formación, es decir, es función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido. (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.13.5 Perfil Neutrón

El neutrón es una partícula del átomo, eléctricamente neutra y cuya masa es igual a la masa del hidrogeno. El hidrogeno se encuentra presente en el agua y en los hidrocarburos. Los registros Neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. (PDVSA-CIED, 1998).

Continuando con la fuente anterior, se conoce que la herramienta de este registro posee una fuente de neutrones rápidos y dos detectores termales. Una fuente radiactiva emite neutrones de alta energía hacia la formación, ellos chocan con los núcleos de átomos, perdiendo cierta cantidad de energía en cada choque. Esta pérdida depende de la masa nuclear con la que choquen. Las colisiones continúan hasta presentarse neutrones de muy baja energía (neutrones termales) los cuales son absorbidos por núcleos de átomos y se emiten rayos gamma (RG de captura).

La resolución vertical es de 3 pies aproximadamente, pudiéndose reducir al disminuir la velocidad de la corrida. Normalmente en petróleos o arenas de agua, la porosidad neutrón oscila entre los valores de 15-30%, pero en arenas de gas, los valores de porosidad neutrón se encuentran entre 10-15%. La porosidad en zonas de gas es baja porque la cantidad de átomos de hidrogeno en el gas es menor que en el

agua o petróleo comparada a un mismo volumen. En el Carbón, las lecturas están entre 40-50% debido a la mayor cantidad de agua entrampada. (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.14 Resistividad

“La resistividad eléctrica de una sustancia es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es ohmio-metro²/metro, generalmente expresada como ohmio-metro. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en milimhos por metro (mmho/m)” (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.14.1 Resistividad del agua de formación

El medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o tres al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos, sin embargo, contienen siempre cierta cantidad de agua de formación, aun cuando se aproximen a condiciones de ser mojadas por petróleo. El conocimiento sólido de la resistividad del agua de formación, es factor básico para la interpretación de los perfiles de pozos (Alcalá, E., 2012).

El agua contenida en los poros de los estratos penetrados por la perforación, puede variar considerablemente de acuerdo a la localización geográfica, a la profundidad y a la edad geológica (Alcalá, E., 2012).

Las aguas superficiales por lo general son más dulces y de resistividad alta, a medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada; sin embargo, cabe señalar que este fenómeno no tiene nada de uniforme o regular. Son muchos los factores que pueden influir en la

salinidad de los acuíferos profundos. Uno de ellos es la salinidad del mar que estaba presente cuando se depositaron los sedimentos; otro lo constituye la proximidad a las antiguas desembocaduras del río y sus aguas dulces; o bien un aumento de concentración salina por percolación cuando los sedimentos eran aún jóvenes (Alcalá, E., 2012). En la ecuación 3.1 se muestra lo anteriormente descrito:

$$R2 = \frac{R1 * (T1 + 6.77)}{(T2 + 6.77)} \quad (3.1)$$

Dónde:

R2 (ohm-m): Resistividad del agua a la temperatura T2.

R1 (ohm-m): Resistividad del agua a la temperatura T1.

6.77: Constante (T en °F).

3.2.14.2 Temperatura de la formación

En vista que la resistividad de las soluciones acuosas está en función de la temperatura y para interpretar cuantitativamente los registros, es necesario conocer la resistividad del agua de la formación y del barro de perforación a la profundidad de la formación que nos interesa, por consiguiente, es preciso determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad. La temperatura de las formaciones es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico (la proporción en que aumenta la temperatura de acuerdo a la profundidad) del área considerada (Alcalá, E., 2012).

3.2.14.3 Saturación de la formación

La saturación de una formación es la fracción del volumen de poros ocupados por el fluido considerado. La saturación de agua, es entonces, la fracción o porcentaje del volumen de poros que contiene agua de la formación. Pero si nada más existe agua en los poros, una formación tiene una saturación de agua del 100%. El símbolo para la saturación es “S”; varios subíndices son utilizados para denotar saturación de un fluido en particular (S_w , para saturación de agua, S_o para saturación de petróleo, S_h , para saturación de hidrocarburos, etc.)

La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen de poros que contiene petróleo o gas. Los poros deben estar saturados con algún líquido. Así, la sumatoria de todas las saturaciones en una roca de formación dada debe ser de un total de 100% (Alcalá, E., 2012) (Figura 3.11).



Figura 3.11 Saturación de Formación (Alcalá, E., 2012).

3.2.14.4 Gradiente geotérmico

“El gradiente geotérmico es la variación de temperatura, es decir gradiente térmico, que se produce en el material de un planeta rocoso (de ahí el prefijo GEO) cuando se avanza desde la superficie hacia el centro por un radio de sus esferas, esto es avanzando perpendicularmente desde la superficie del planeta hacia su interior”. (Alcalá, E., 2012).

3.2.14.5 Exponente de cementación (m)

El factor de cementación “m” es afectado por el gran número de factores que incluyen:

“Forma, tipo y empaque de los sistemas de partículas, configuración y tamaño de los poros, tortuosidad, tipo de sistema poroso (intergranular, intercrystalina, fracturado, etc.), compactación debido a la presión de sobrecarga, presencia de minerales arcillosos y la expansión térmica” (Hunt, E., 1998).

En areniscas normales, se toma $m=2$; para formaciones compactas o carbonatos “m” puede llegar a 2.5 (Alcalá, E., 2012).

3.2.14.6 Exponente de saturación (n)

“El exponente de saturación es una medida del grado de conductividad del fluido; es decir, del agua; ya que éste es medido a varias saturaciones de agua. Es importante que sea usado el valor de exponente de saturación más representativo cuando se realice una evaluación petrofísica” (Alcalá, E., 2005).

El exponente de saturación “n” depende de la humectabilidad de la roca, varía por lo general entre 1.80 y 2.20. El uso de valores de “n” mayores al real, podría originar valores de saturación de agua mayores (Alcalá, E., 2012).

Rocas preferencialmente mojadas por agua: $n=2$ Rocas preferencialmente mojadas por petróleo: $n>2$

3.2.14.7 Factor de tortuosidad (a)

El factor “a” depende del tipo de roca y se considera constante para una litología dada.

Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos ni tampoco tienen pared lisa. Debido a la presencia de interfases entre fluidos, que originan presiones capilares que afectan los procesos de desplazamiento, es necesario definir la tortuosidad como la medida de la desviación que presenta el sistema poroso real, respecto a un sistema equivalente de tubos capilares (Alcalá, E., 2012).

1. Arenas no consolidadas: $a= 0.81$.
2. Arenas consolidadas: $a= 1$.

3.2.14.8 Porosidad

Es el volumen poroso por unidad de volumen de la formación. Es la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o espacios vacíos.

La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente. Los carbonatos densos (Calizas y Dolomitas) y las evaporitas (Sales, Anhídritas y Yeso) pueden tener 0% de porosidad, para todos los efectos prácticos. Por su parte, las areniscas bien consolidadas pueden tener 10% a 15% de porosidad, mientras que las no consolidadas pueden tener 30% o más de porosidad. Finalmente, las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor de 40% llena de agua, pero estos poros individualmente considerados son por lo general tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de los fluidos (Alcalá, E., 2012) (Figura 3.12).

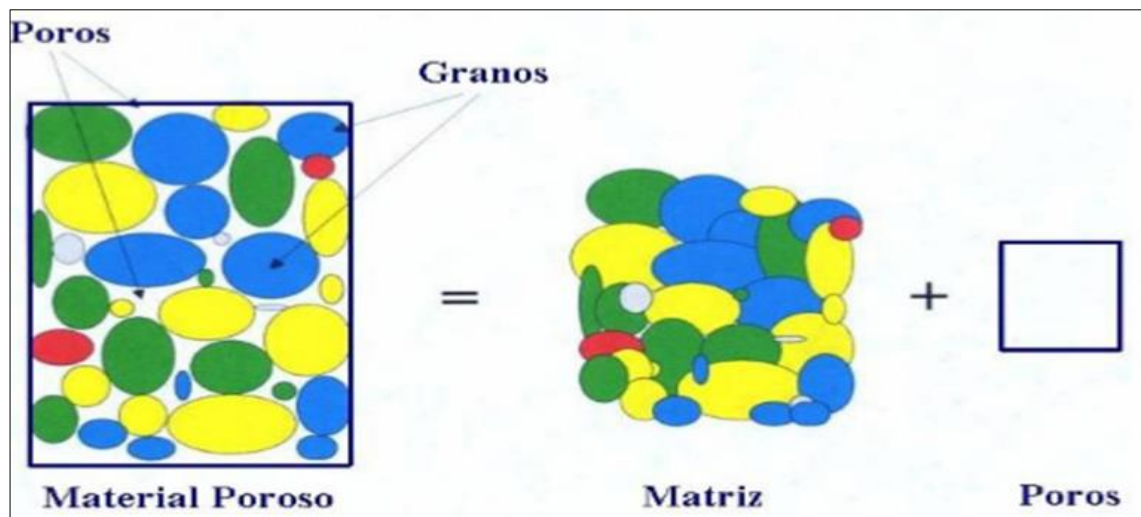


Figura 3.12: Esquemización de un material poroso (Alcalá, E., 2012).

3.2.14.9 Permeabilidad

Es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de un espacio poroso. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el “Darcy”, la cual es bastante grande, por ello se emplea la milésima parte, o sea, el milidarcy (mD). Para que sea permeable, la roca

debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto, hay una relación de tipo general entre la porosidad y la permeabilidad. Una mayor permeabilidad, generalmente se corresponde con una mayor porosidad, aunque esto no siempre constituye una regla absoluta. Las lutitas y algunas arenas tienen una alta porosidad, pero los granos son tan pequeños que los conductos aprovechables para el movimiento del fluido son bastante restringidos y tortuosos. Por tal motivo, la permeabilidad puede ser muy baja en tales casos. Otras formaciones como las calizas, pueden estar compuestas de roca dura interrumpida por fisuras muy pequeñas o por fracturas de gran extensión. La porosidad de tales formaciones puede ser baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande (Alcalá, E., 2012) (Tabla 3.1).

Tabla 3.1 Calidad de una roca en función de su permeabilidad (Djebbar & Donaldson, 1996).

| Calidad de la Roca | Permeabilidad (mD) |
|---------------------------|---------------------------|
| Pobre | $K < 1$ |
| Regular | $1 < k < 10$ |
| Moderada | $10 < k < 50$ |
| Buena | $50 < k < 250$ |
| Muy buena | $k > 250$ |

3.2.15 Yacimiento

Acumulación de minerales o hidrocarburos en cantidades económicamente rentables. (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.15.1 Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos de hidrocarburos pueden ser clasificados en yacimiento de gas o en yacimiento de petróleo los cuales se subdividen, dependiendo de la fase en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos en la formación, además de las características que presenta el hidrocarburo a condiciones de superficie, tomando en cuenta el cambio de fase y su grado de estabilidad de la misma (Hernando, L., 1985).

3.2.15.2 Yacimientos de petróleo

En éstos el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento. Reciben el nombre de yacimientos saturados cuando el petróleo no acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperaturas y presión existentes, lo que ocasiona que cualquier exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura. En yacimientos de petróleo no saturados también se desarrolla la capa de gas por los vapores que se desprenden en el yacimiento al descender la presión (Hernando, L., 1985).

3.2.15.3 Yacimientos de gas-petróleo

Son aquellas acumulaciones de petróleo que tienen una capa de gas en la parte más alta de la trampa. La presión ejercida por la capa de gas sobre la del petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos. Cuando baja la presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo (Hernando, L., 1985).

3.2.15.4 Yacimientos de condensado

En estos yacimientos de hidrocarburos están en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Este tipo de gas recibe el nombre de gas húmedo. Durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído (Hernando, L., 1985).

3.2.15.5 Yacimientos de gas seco

Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en las bombonas, donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del envase (Hernando, L., 1985).

3.2.15.6 Yacimientos de gas asociado

El gas que se produce en los yacimientos de petróleo, el gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de gas asociado, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos. El gas que se genera en yacimientos de gas seco se denomina gas no asociado o gas libre y sus partes líquidas son mínimas (Hernando, L., 1985).

3.2.16 POES

Es la cantidad original o inicial de petróleo existente en la roca yacimiento antes de empezar a producir. Está definida por la ecuación 3.2:

$$N = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (3.2)$$

Dónde:

N= POES (petróleo original en sitio), en BN (barriles normales o a superficie).

A= Área del yacimiento, en acres.

h= Espesor de la roca yacimiento, en pies.

Fi= Porosidad de la roca yacimiento, es una fracción adimensional.

1-Sw = Saturación de petróleo inicial, es una fracción adimensional.

B_{oi} = Factor volumétrico de formación inicial del petróleo, en BY/BN

3.2.17 GOES

Corresponde al gas original en sitio o la cantidad de gas en pies cúbicos originalmente en el yacimiento. Está definida por la ecuación 3.3:

$$G = \frac{43560 \times A \times h \times \phi \times S_{gi}}{B_{gi}} \quad (3.3)$$

Dónde:

G= GOES, gas original en sitio, en pies cúbicos (PCN).

A= Área del yacimiento, en acres.

h= espesor de la roca yacimiento, en pies.

Fi= porosidad de la roca yacimiento, en fracción.

S_{gi}= Saturación de gas inicial, en fracción.

S_{gi}= 1-Sw

B_{gi} = factor volumétrico inicial de formación del gas, en PCY/PCN.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Como lo señala Sabino, C (2000) “Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles de un fenómeno específico que se somete a un análisis”; por lo que esta investigación es una investigación descriptiva al inicio, ya que, para realizar una actualización o reinterpretación geológica, se deben estudiar las propiedades y características de la roca, de igual modo se debe contar con la información previa suministrada por la data de yacimientos para la evaluación de la arena de interés.; y termina como explicativa, donde los estudios van más allá de la descripción de conceptos o fenómenos; están dirigidos a responder a las causas de los eventos.

4.2 Diseño de la investigación

Como lo expresa Sabino, C (2000) en su libro Metodología de la Investigación: “Un estudio no experimental; es aquella investigación que se realiza sin manipular deliberadamente variables, pues en ésta se observan fenómenos tales y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos”. El diseño de la investigación es no experimental, debido a que se desarrolla a partir de la adquisición directa de los datos reales del campo.

4.3 Población de la investigación

La población por estudiar, se concibe como el espacio de donde se extraerá la muestra que se va a utilizar en la investigación, en tal sentido, Balestrini (1997), expresa que: “Una población o universo puede estar referido a cualquier conjunto de elementos de los cuales pretendemos indagar y conocer sus características, o una de ellas, y para el cual serán válidas las conclusiones obtenidas en la investigación”

Para este estudio, la población estará en un área delimitada del Campo Ostra de 157.8 kilómetros cuadrados en las cuales hay ciento cuarenta y nueve (149) pozos perforados, específicamente en los niveles estratigráficos B1 y B2, de la Formación Oficina.

4.4 Muestra de la investigación

“Una muestra, en un sentido amplio, no es más que eso, una parte del todo que llamamos universo y que sirve para representarlo. Sin embargo, no todas las muestras resultan útiles para llevar a cabo un trabajo de investigación. Lo que se busca al emplear una muestra es que, observando una porción relativamente reducida de unidades, se obtengan conclusiones semejantes a las que lograríamos si estudiáramos el universo total. Cuando una muestra cumple con esta condición, es decir, cuando nos refleja en sus unidades lo que ocurre en el universo, la llamamos muestra representativa” (Sabino, C., 1992).

El área de Ostra, se encuentra conformada por 149 pozos; se seleccionaron 20 de los pozos que penetraron en las arenas B1 y B2 de la Formación Oficina, con la finalidad de obtener resultados de los yacimientos de interés, a fin de presentar los arreglos necesarios para el modelo geológico actual.

4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

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

4.5.1 Observación directa

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

La validación del modelo geológico de las arenas B1 y B2 del Campo Ostra implica el uso de esta técnica, lo que permitió observar directamente a través de los registros eléctricos y/o especiales delimitando tope y base del horizonte en estudio, así como también los datos necesarios para la determinación de las propiedades petrofísicas, interpretación y descripción del ambiente sedimentario, entre otros. Y de esta forma obtener un modelo estático confiable del yacimiento.

4.5.2 Entrevista informal

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

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

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

4.5.3 Revisión bibliográfica

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

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

4.5.4 Instrumentos de recolección de datos

Las herramientas empleadas en el acopio de información para el desarrollo de este estudio, consta de la utilización de computadoras, pendrive, lápices de colores, resaltadores, goma de borrar, fotocopidora, impresora, resmas de papel tamaño carta, Internet, y el manejo de los programas como *MICROSOFT WORD*, *MICROSOFT EXCEL*, *MICROSOFT POWERPOINT* , *SOFTWARE PETREL 2009*, *SOFTWARE OFM 2005*, *SIGEMAP Y OPENWORKS*.

4.6 Flujograma de metodología aplicada

El proceso metodológico se muestra a continuación en el siguiente flujograma de trabajo (Figura 4.1).

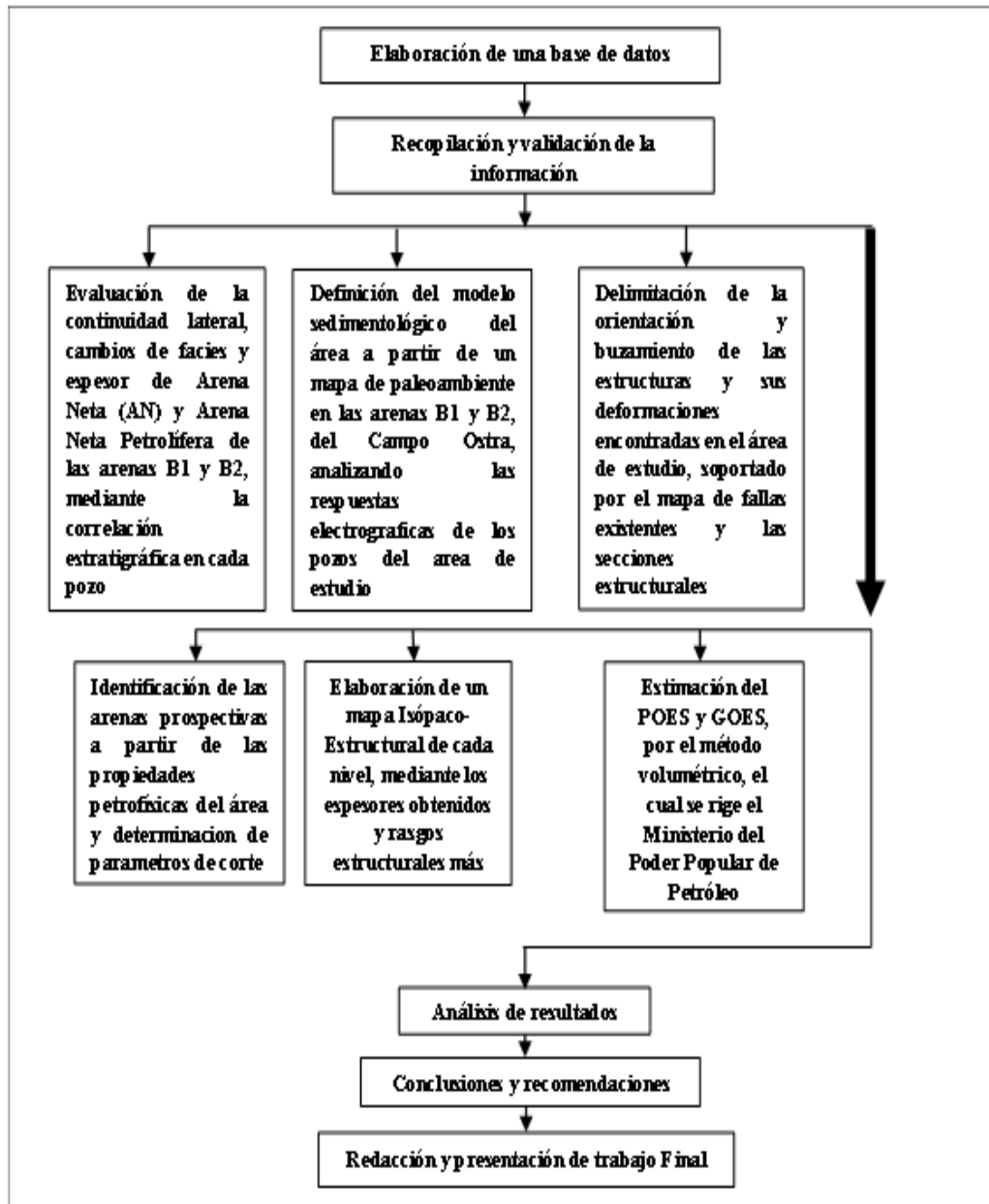


Figura. 4.1 Flujograma de metodología aplicada.

4.7 Elaboración de una base de datos con la información geológica

4.7.1 Recopilación de la información documental

Esta fase del trabajo consistió en la búsqueda y consulta de documentos del Campo Ostra, tales como; tesis de grado, informes de perforación y planificación, mapas del campo y de producción de intervalos infrayacentes, bibliografía de la estratigrafía de la zona y del marco estructural en el cual está contemplado el Campo Ostra, informe anual de reservas, sumarios de producción; así como todos aquellos documentos que pudiesen aportar información con relación a la investigación y orientar el estudio hacia mejores definiciones e interpretaciones.

4.7.2 Validación de la información

Una vez obtenida la información se procedió a validarla con el fin de aumentar el grado de confiabilidad de los datos.

Para dar inicio al desarrollo del proyecto, se consultó en la sala de Sigemap de la empresa, los mapas oficiales de los yacimientos: mapa base, plano de fallas e isópaco-estructural; y los datos básicos (POES, °API, Rwi, Presión inicial, entre otros.) en el Libro de Reservas y en carpetas de pozos.

Los mapas adquiridos que eran oficiales, de arenas de producción infrayacentes a los intervalos B1 y B2, sirvieron como mapas base. En estos mapas se validaron las coordenadas de superficie y fondo con ayuda de los reportes de perforación.

Las curvas de los pozos en digital obtenidas por parte de la Gerencia, se compararon con los registros en físico de cada uno de los pozos a evaluar en el estudio. Los registros de perforación sirvieron para validar los informes previos

estratigráficos de la zona. De las carpetas de pozo se validó y documentó, la información de diagramas mecánicos, elevación de la mesa rotaria, así como los distintos tipos de registros que fueron tomados en cada pozo, obteniéndose así el tope y la base de la unidad sedimentaria asociada a las arenas en estudio; esto se realizó para un total de 149 pozos que atravesaron las arenas B1 y B2. Todo con el fin de validar el tope oficial de dicha arena y elaborar una base de datos con todas estas informaciones, de manera tal, que facilitara el desarrollo del trabajo.

4.8 Evaluación de la continuidad lateral, cambios de facies y espesor de Arena Neta (AN) y Arena Neta Petrolífera (ANP) de las Arenas B1 y B2

4.8.1 Correlación geológica

El objetivo de la correlación es identificar la unidad estratigráfica, que es equivalente en tiempo geológico, edad o posición estratigráfica, con el fin de observar las variaciones laterales de las unidades B1 y B2, conociendo así la geometría externa de los cuerpos sedimentarios que conforman al yacimiento. A través de la correlación de las arenas B1 y B2, se identificó el tope y la base de las arenas en estudio, profundidad, saltos de fallas, litología y profundidad

Cumpliendo de esta manera con definir mejor los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés ya que de ello depende el diseño apropiado del marco geológico del prospecto que se evalúa y se pretende explotar.

En esta etapa primeramente se elaboró un sistema de mallado triangular de correlación, a través del módulo *Cross Section* de la plataforma *OpenWorks* lo cual contaba con la base creación de datos Finder (pozos, curvas de perfiles, coordenadas y otros), el cual permite asegurar la continuidad y cierre de la correlación hasta cubrir

el área de estudio. La correlación debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés.

Una vez que se ha elaborado el mallado de correlación y definido el marcador lutítico, se procede a correlacionar. La correlación geológica consiste en unir los pozos uno al lado del otro, utilizando un espaciado regular, manteniendo un nivel de referencia guía o nivel base para alinear los pozos y seguidamente organizar o definir las unidades por su relación de edad, seguimiento lateral, semejanza litológica y posición en la secuencia estratigráfica (Figura 4.2).

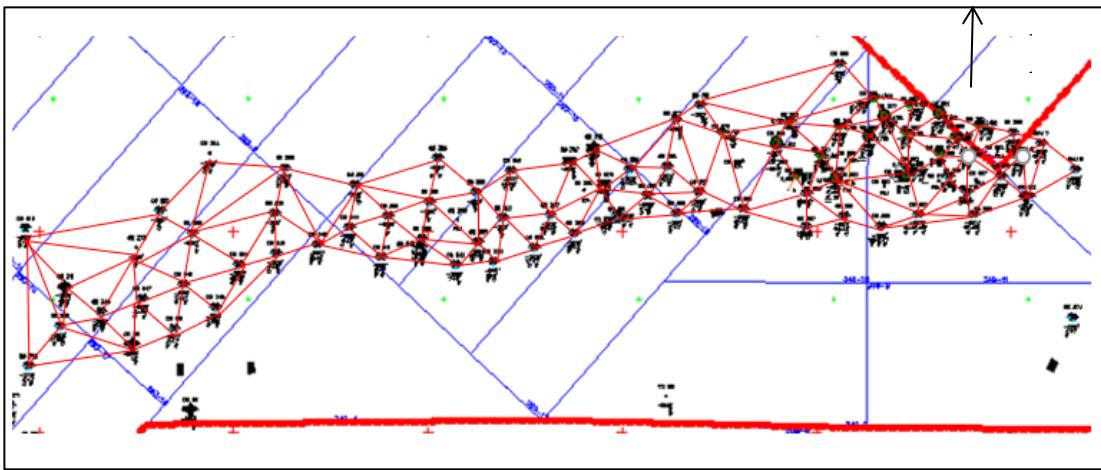


Figura. 4.2 Mallado de correlación.

Finalizada la correlación de todos los pozos del yacimiento, se creó con la herramienta Excel de *Microsoft Office* una base de datos para la arena en estudio con el nombre del pozo, elevación de la mesa rotaria (EMR), coordenadas de superficie y de fondo, tope en MD (*Measured Depth*) que es la profundidad medida durante la perforación sin considerar la desviación del pozo, tope en TVD (*True Vertical Depth*) que es la profundidad vertical verdadera por ser corregida con la desviación del hoyo y el TVDSS (*Sub Sea True Vertical Depth*) que se trata de la profundidad cuyo

Datum de referencia es el nivel del mar, utilizado en geología del subsuelo para elaborar los mapas estructurales, además de los topes, bases y espesores de la arena (Apéndice D).

De esta manera se cumple con la base fundamental y básica en toda geología del subsuelo, que es el control geológico y la correlación de los sondeos o registros de pozos; así como definir mejor los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés ya que de ello depende el diseño apropiado del marco geológico del prospecto que se evalúa y se pretende explotar.

4.8.2 Elaboración de secciones estratigráficas

A partir de las secciones estratigráficas perpendiculares a la sedimentación (Secciones A-A', B-B', C-C' y D-D') se observaron hacia los laterales de las mismas, con la disminución en espesor en el intervalo de estudio, la discontinuidad de las arenas B1 y B2, validando así los límites estratigráficos de los yacimientos, llamados también límites de roca (espesor de arena neta igual cero pies).

Luego de haberse definido los límites estratigráficos de los yacimientos, se procedió a la validación de espesores de arena neta que se determinaron a través de la diferencia entre tope y base del intervalo estudiado, para ello son de importancia las curvas de correlación geológica SP a escala 1:500 (Figura 4.3).

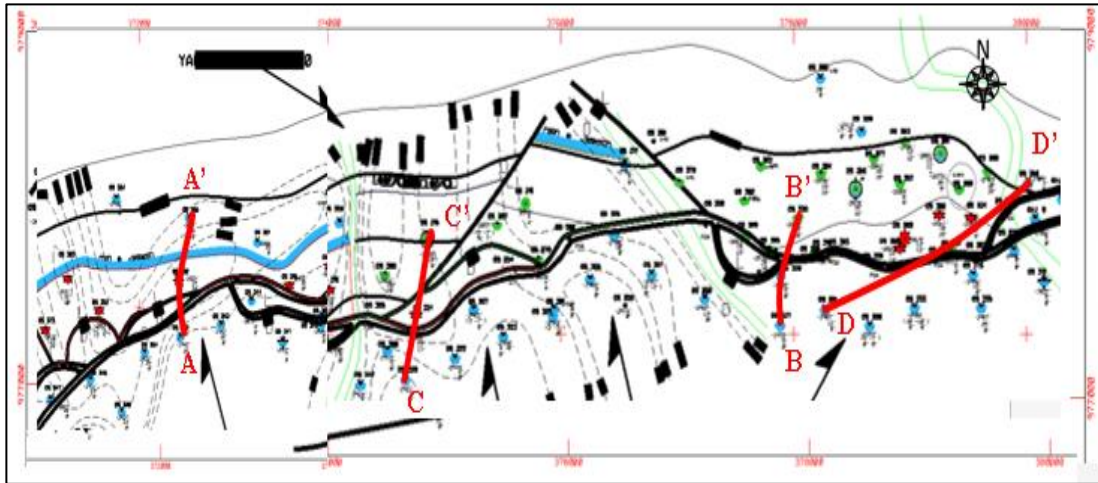


Figura 4.3 Mapa índice de secciones estratigráficas.

4.9 Elaboración de un mapa de paleoambiente en las arenas B1 y B2, del Campo Ostra

La determinación sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de técnicas cuyo objetivo es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. La generación de este marco tiene como premisa visualizar el ambiente sedimentario bajo el cual se depositaron las arenas en estudio (B1 y B2), además de la influencia de ésta en la distribución tanto vertical como lateral de la calidad de la 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.

4.9.1 Interpretación de las electrofacies

Terminada las correlaciones y las secciones estratigráficas, el siguiente paso es determinar el paleoambiente para poder ubicar el intervalo de B1 y B2 en un sistema depositacional determinado. Se tomaron las mejores respuestas visibles, de forma tal

que permitiera mediante la interpretación de las mismas diferenciar cada una de las unidades sedimentarias presentes en el mapa, para luego definir el ambiente sedimentario en el cual se depositaron dichas arenas.

En este estudio, la interpretación de las electrofacies de dichos registros fue decisiva para la definición del ambiente de sedimentación, dada la falta de información de núcleos cortados en el área.

Basados en el modelo de respuestas eléctricas asociados al ambiente de sedimentación, se agruparon las electroformas por los patrones, y se pudo identificar las diferentes facies que prevalecían en el momento de la depositación de los intervalos B1 y B2 (Figura 4.4).

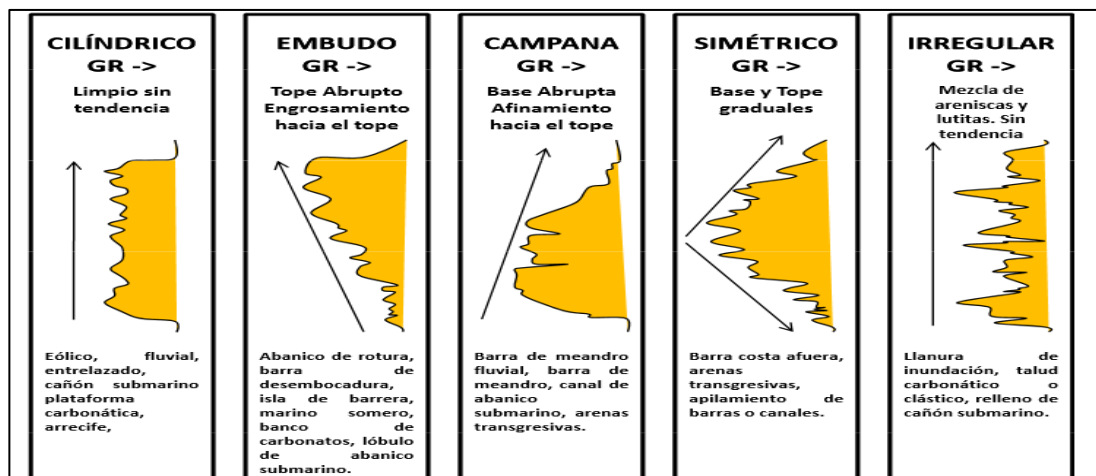


Figura 4.4 Subsurface facies analysis. *In* Facies Models: Response to Sea level Change (Adaptado de Cant, D.J., 1992).

En los yacimientos se diferenciaron varias de las respuestas, unas tipos cilíndricas y granodecrecientes “(*finning up*)” identificadas como canal y otras granocrecientes “(*coarsing up*)”, identificadas como barras intermareales, además de

estas se identificaron respuestas irregulares sin tendencia, identificadas como llanura de inundación.

4.9.2 Interpretación de Ambiente

La elaboración del mapa de paleoambiente tuvo como objetivo principal el definir el sitio donde se depositaron los sedimentos, lo cual se logra con la interpretación de cada electroforma plasmada en el mapa base del área, contorneando los cuerpos sedimentarios identificados y así obtener conjuntamente con la información obtenida del análisis visual realizado al núcleo presente en la zona, la descripción del ambiente sedimentario.

El mapa fué realizado de la siguiente manera: Utilizando las curvas de GR, SP y Resistividad de la arena a evaluar. Estos registros se trabajaron desde la Plataforma de *OpenWorks* y SIGEMAP donde automáticamente se coloca cada curva en su respectivo pozo en un mapa base del campo Ostra, contorneando cada uno de los cuerpos sedimentarios definidos ya en el mapa en físico de trabajo. Además, se señaló también la dirección de la sedimentación de la zona.

4.10 Delimitación de la orientación, buzamiento de las estructuras y deformaciones encontradas en el área de estudio

Este marco es de suma importancia para la investigación, debido a que el área de estudio es estructuralmente compleja por la presencia de varias fallas, para una buena definición del marco se necesita de la validación de fallas y la elaboración de secciones estructurales.

4.10.1 Revisión del mapa de plano de falla

Se realizó una revisión del mapa oficial del plano de falla de los Yacimientos, con el objetivo de verificar las fallas presentes en ellos, dirección y desplazamientos de las mismas. Para esta revisión se consideraron los pozos que atravesaron las fallas, profundidad en la cual estaban fallados y posteriormente se cotejó con el mapa oficial.

Habiendo revisado toda la información existente, se dispuso evaluar junto a los mapas oficiales de las arenas infrayacentes, la existencia y extensión de las fallas así como también los contornos estructurales. Esto produjo la elaboración de un mapa hecho a mano, que posteriormente fue escaneado y digitalizado en SIGEMAP V8 (Figura 4.5).

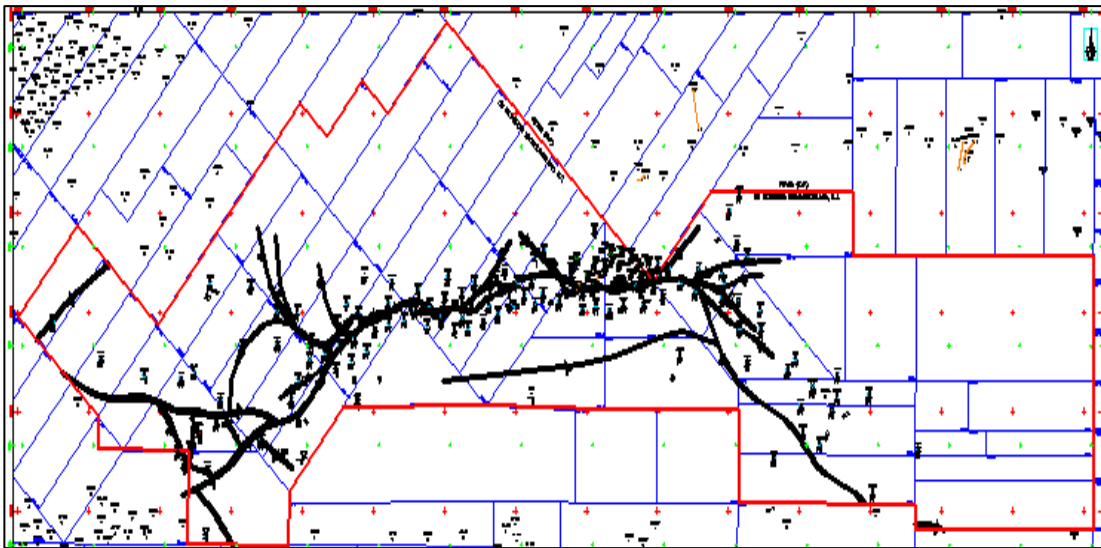


Figura 4.5 Mapa Oficial de fallas.

4.10.2 Elaboración de secciones estructurales

Se realizaron secciones estructurales considerando un datum referido al nivel medio del mar, este se obtuvo a partir del primer pozo de cada sección que se encuentra más alto en la estructura, al cual se restó la elevación de la mesa rotaria (EMR), la profundidad resultante se consideró como referencia para ubicar a los pozos vecinos, a los cuales se les sumó su respectiva elevación de la mesa rotaria de cada pozo para conseguir el *datum* equivalente a la referencia del pozo inicial.

Estas secciones fueron realizadas con la finalidad de observar los rasgos estructurales más relevantes en el área de estudio como variaciones de profundidad de la arena, fallas y buzamientos de la estructura, se utilizó el mapa base del Campo para representar el número de secciones a evaluar considerando las orientaciones perpendiculares y paralelas a la dirección de la sedimentación (Figura 4.6).

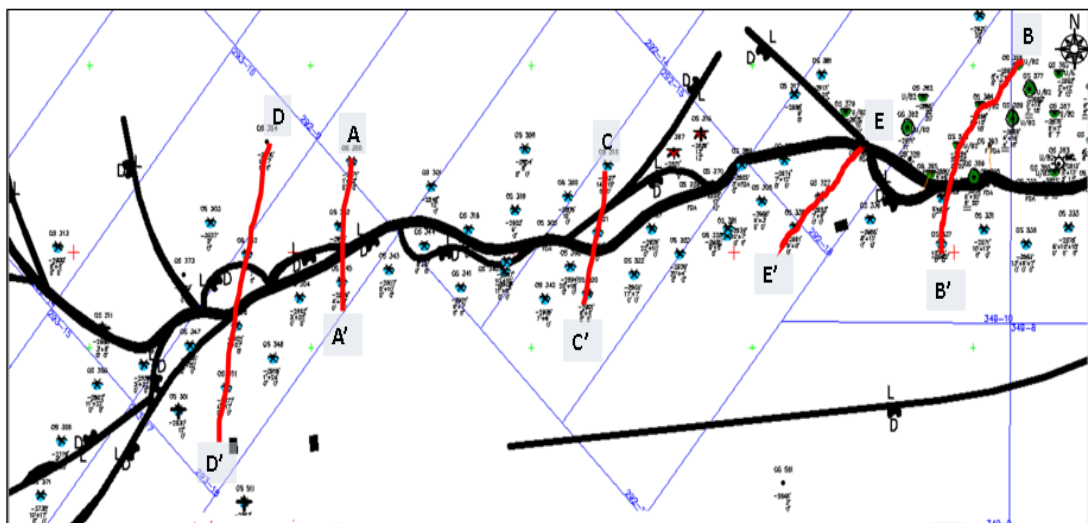


Figura 4.6 Mapa índice de secciones estructurales.

Haciendo uso de la herramienta New Well Section Window del *SOFTWARE PETREL 2009* se puede escoger la escala vertical y horizontal hasta que las secciones se puedan apreciar fácilmente, insertando los perfiles de los pozos a su distancia correspondiente de acuerdo al espaciamiento que muestran en el mapa base, a escala horizontal, alineando cada uno al datum, Posterior a esto se extrae la imagen y son digitalizadas en *Powerpoint* del *Software Microsoft Office* donde se trazaron líneas de la arena en estudio y sus respectivos saltos de falla.

4.11 Identificación de arenas prospectivas a partir de las propiedades petrofísicas del área

4.11.1 Evaluación Petrofísica

La evaluación petrofísica permite obtener una descripción detallada tanto de las propiedades de la roca y su distribución dentro del yacimiento como de la naturaleza de los fluidos que están almacenados dentro de la misma, ayudando a definir su calidad prospecto. Estas propiedades son generalmente medidas en el laboratorio mediante análisis de toma de núcleo o muestras de pared. En este estudio no se dispuso de ninguno de estos recursos, por consiguiente, las propiedades petrofísicas se obtuvieron analizando la información de perfiles densidad- neutrón e información de cabezal de los mismos.

Primeramente, se determinó el gradiente geotérmico y la temperatura de la formación.

El gradiente geotérmico permite obtener la temperatura del objetivo a evaluar. El gradiente geotérmico y la temperatura de formación se determinaron a través de las ecuaciones:

$$GG = 100 \frac{(T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.1)$$

$$P_f = \frac{(T_o + B)}{2} \quad (4.2)$$

$$T_f = T_s + (P_f \times GG) \quad (4.3)$$

Dónde:

GG = Gradiente Geotérmico (°F/pies)

T_m = Temperatura máxima (°F)

T_f = Temperatura de la formación (°F)

T_s = Temperatura media de la superficie (°F)

P_f = Profundidad de la formación de interés (pies)

T_o = Profundidad a la cual se encuentra el tope de la arena (pies)

B = Profundidad a la cual se encuentra la base de la arena (pies)

P_m = Profundidad máxima (pies).

4.11.1.1 Determinación de la resistividad del agua de formación (R_w)

La resistividad del agua de formación es uno de los parámetros básicos de mayor importancia en la definición del modelo petrofísico.

El cálculo del R_w se realizó mediante el método de la curva SP, el cual se describe por las siguientes ecuaciones:

$$R_w = \frac{R_{weq} + 0,131 * 10 \left[\frac{1}{\log \left[\frac{T_f}{19,9} \right]} \right]^{-2}}{-0,5 * R_{weq} + 10 \left[\frac{0,0426}{\log \left[\frac{T_f}{50,8} \right]} \right]} \quad (4.4)$$

Dónde:

R_w = Resistividad del agua de formación en el intervalo de la arena de agua (Ωm)

R_{weq} = Resistividad del agua equivalente en la arena de agua (Ωm)

T_f = Temperatura de la arena de agua ($^{\circ}F$)

La resistividad del agua utilizada para los pozos del yacimiento que no contaban con el registro de Potencial Espontáneo (SP), fue el promedio a partir del cálculo de R_w en los pozos control.

La resistividad del filtrado del lodo a la temperatura de la formación: la resistividad del filtrado del lodo está reflejada en el cabezal del registro, a una temperatura correspondiente (generalmente, la temperatura de superficie), para la evaluación petrofísica esta resistividad debe ser llevada a la temperatura de formación, para ello se la siguiente fórmula:

$$R_{mfeq} = R_{mf} * \frac{T_1 + 6,77}{T_2 + 6,77} \quad (4.5)$$

Dónde:

R_{mfeq} = Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura de la arena de interés (Ωm)

R_{mf} = Resistividad del filtrado del lodo a la temperatura de referencia (cabezal del registro) (Ωm)

T_1 = Temperatura de referencia (cabezal del registro)

T_2 = Temperatura de la arena de interés.

4.11.1.2 Determinación del volumen de arcilla (Vsh)

La arcilla es uno de los componentes más importantes de las rocas en el análisis de perfiles eléctricos, además de sus efectos en la porosidad y la permeabilidad, la importancia de su determinación surge por sus propiedades eléctricas que tienen una gran influencia en la determinación de la saturación de fluidos

El cálculo del volumen de arcilla fue determinado por el método de Larinov a través de la curva de Gamma Ray (GR), este se describe por la ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}} \quad (4.6)$$

Dónde:

Vsh = Volumen de arcilloidad

GR = GR leído en la zona a evaluar (ohm-m)

GRcl = GR leído en la zona más limpia (ohm-m)

GRsh = GR leído en la zona más arcillosa (ohm-m)

4.11.1.3 Determinación de Porosidad (Φ)

La porosidad total y efectiva se obtuvo a través del método de Densidad-Neutrón tal como se muestra en la tabla 4.1.

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

| MODELO | Ecuación |
|--------------------|---|
| Densidad | $PHIT = (RhoM - RHOB) / (RhoM - RhoF)$ |
| Neutron | $PHIT = PHIN$ |
| Densidad-Neutron | $PHID = (RhoM - RHOB) / (RhoM - RhoF)$ Cuando la $PHIN$ es $< (PHID + GasConst)$, calcular la $PHIT$ con la siguiente ecuación: $PHIT = ((PHID^2 + PHIN^2) / 2)^{0.5}$ Si no $PHIT = (PHID + PHIN) / 2$ |
| Porosidad efectiva | $PHIE = PHIT * (1 - Vsh)$ |

Dónde:

Rhom = Densidad de la matriz

Rhob = Perfil de densidad

Rhof = Densidad del fluido

Phin = Porosidad a partir del perfil de Neutrón

GasConst = Constante de Gas

PHIE = Porosidad efectiva

Vsh = volumen de arcilla

A partir de los resultados arrojados en los pozos control y en conjunto a los valores correspondiente al volumen de arcillosidad se realiza una gráfica Vsh en función de la Φ_e (Figura 4.7), proporcionando la misma una ecuación empírica (Ecuación 4.8) la cual es necesaria para el cálculo de porosidad efectiva de los demás pozos del yacimiento que no cuentan con curvas de densidad y neutrón.

$$y = -0,03\ln(x) + 0,136 \quad (4.8)$$

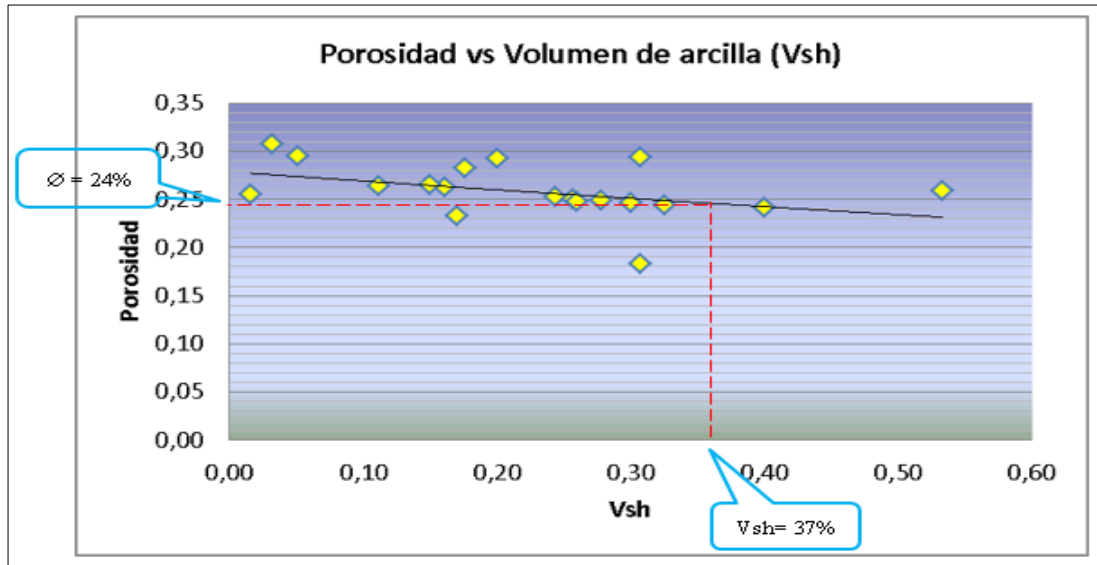


Figura 4.7 Gráfica de porosidad en función del volumen de arcillosidad.

4.11.1.4 Cálculo de la 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 (S_h), siendo la suma de ambas saturaciones igual al 100% del espacio poroso efectivo ($1 = S_w + S_h$) (Matute, 2005).

La S_w , fue estimada por varios métodos, como: Simandoux, Archie y Simandoux Modificado, siendo este último el que mejor se adaptó a las diferentes arenas con lentes arcillosos que predomina en la zona de estudio (Tabla 4.2).

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

| MODELO | ECUACIÓN |
|------------|---|
| Archie | $S_w = (a * R_w / (R_t * PHIT^m))^{(1/n)}$ |
| | $F = a / PHIE^m$ |
| Simandoux | $S_w = ((F R_w / R_t) - (F R_w V_{sh} / R_{shl}) S_w)^{(1/n)}$ |
| Modificado | $F = a / PHIE^m$ |
| Simandoux | $S_w = ((F * R_w / R_t) + ((F * R_w * V_{sh}) / (2 * R_{shl}))^n)^{(1/n)} - (F * R_w * V_{sh}) / (2 * R_{shl})$ |

✓ Cálculo de la saturación de agua irreductible (S_{wir}): adicionalmente, de la fracción de agua S_w , va a haber una S_{wir} , 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).

Con los valores obtenidos para R_t y S_w en cada pozo, se procedió a elaborar una gráfica de S_w (eje “Y”) vs. R_t (eje “X”), posteriormente se generaron varias líneas de tendencia, siendo la que mejor comportamiento presentaba frente a los puntos, la línea potencial. Luego, a partir del punto donde la curva se hace asintótica con el eje “X” se traza una paralela a este eje hasta interceptar el eje “Y”, leyéndose en este el valor correspondiente a la S_{wir} . (Figura 4.8)

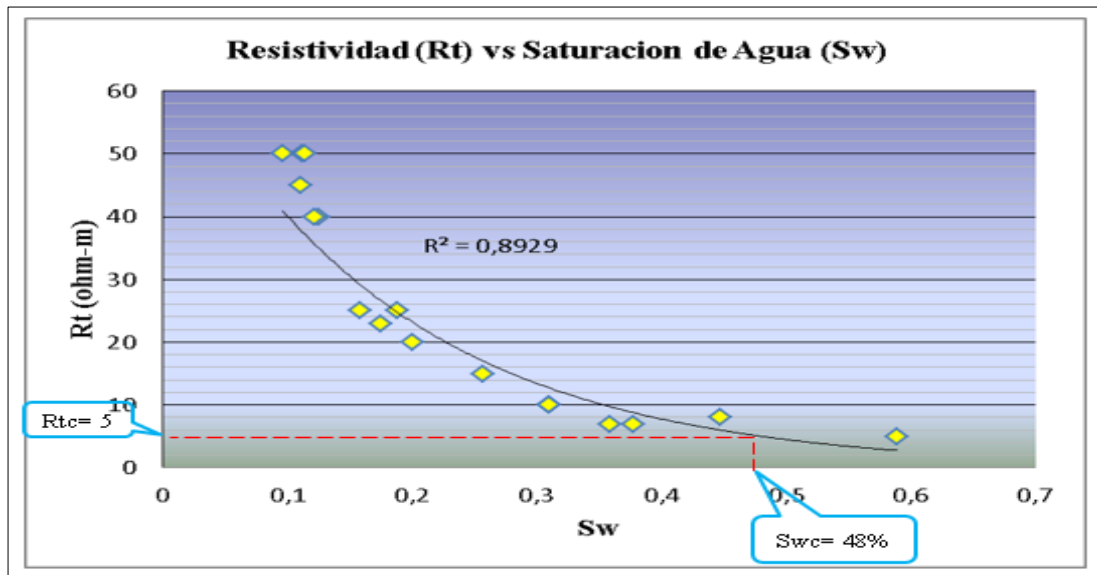


Figura 4.8 Gráfica de saturación de agua en función de la resistividad total de la arena. (Método de Archie).

4.11.1.5 Cálculo de la permeabilidad (K)

Fue necesario ensayar con varios métodos para el cálculo de la permeabilidad, (Timur, Schlumberger y Smith) siendo la ecuación de Smith (Ecuación 4.13) la que mejores resultados presentó, en vista que no se contó con análisis de núcleo, para determinar cuál de todos arroja valores más aceptables.

$$K = 100 * \Phi_e^{m*} (1-S_{wirr})/S_{wirr} \quad (4.13)$$

Dónde:

K = Permeabilidad

Φ_e = Porosidad efectiva

m = Exponente de cementación

S_{wirr} = Saturación de agua irreductible

4.11.1.6 Cuantificación de las propiedades de rocas promedios

Para obtener estos valores se procedió a realizar un promedio por pozo de las arenas evaluadas, utilizando para ello las fórmulas que se presentan a continuación:

Volumen de arcilla promedio

$$Vsh_{prom} = \frac{\sum(Vsh_i \times AN_i)}{\sum AN_i} \quad (4.14)$$

Volumen de porosidad efectiva promedio

$$\phi_{e_{prom}} = \frac{\sum(\phi_i \times AN_i)}{\sum AN_i} \quad (4.15)$$

Volumen de saturación de agua promedio

$$Sw_{prom} = \frac{\sum(Sw \times AN_i)}{\sum AN_i} \quad (4.16)$$

Volumen de permeabilidad promedio

$$K_{prom} = \frac{\sum(K_i \times AN_i)}{\sum AN_i} \quad (4.17)$$

Dónde:

Vsh_{prom} = Volumen de arcilla promedio, (fracción)

Vsh_{i} = Volumen de arcilla por pozo, (fracción)

AN_i = Arena neta petrolífera por pozo, (pies)

Φ_{prom} = Porosidad promedio, (fracción)

Φ_i = Porosidad promedio por pozo, (fracción)

Sw_{prom} = Saturación promedio, (fracción)

Sw = Saturación de agua promedio por pozo, (fracción)

K_{prom} = Permeabilidad promedio, (fracción)

K_i = Permeabilidad promedio por pozo, (fracción)

4.11.1.7 Determinación de los parámetros de corte

Los parámetros de corte o *CutOff*, son importantes para tener una idea más amplia de la capacidad y calidad de roca, ya que son indicativos de los valores a partir de los cuales las propiedades petrofísicas de las rocas se hacen poco prospectivas o dejan de ser rentables.

Los gráficos realizados para la determinación de estos parámetros fueron:

- a. Saturación del agua de formación en función de la resistividad verdadera de la formación.
- b. Saturación del agua de formación en función del volumen de arcilla.
- c. Volumen de arcilla en función de la porosidad efectiva.
- d. Porosidad efectiva en función de la permeabilidad.

La resistividad verdadera de corte (R_{tc}) y la saturación de agua de corte (S_{wc}) se obtienen mediante el gráfico de saturación de agua en función de la resistividad verdadera de la formación, en el punto donde la curva se hace asintótica con el eje de las X se encuentra el valor de R_{tc} y el valor S_{wc} se encuentra en el punto final de la curva.

Para determinar el volumen de arcillosidad crítica (V_{shc}) o de corte se genera la gráfica de saturación de agua en función del volumen de arcilla, en la cual se entra con el valor de S_{wc} establecido, se corta la curva o línea de tendencia y se obtiene el valor de V_{shc} , este parámetro es el que nos va indicar si el intervalo es prospectivo o no rentable.

De la misma manera se entra con el valor de V_{shc} en la gráfica de volumen de arcilla en función de la porosidad efectiva y obtenemos el valor de la porosidad

efectiva de corte (Φ_{ec}), el cual representa el valor mínimo por debajo del cual la arena comienza a ser poco porosa.

Y finalmente con este valor de Φ_{ec} se entra en la gráfica de porosidad efectiva en función de la permeabilidad y obtenemos el valor de permeabilidad de corte (K_c).

4.12 Elaboración del mapa Isópaco – Estructural de cada nivel

4.12.1 Generación de mapas de isopropiedades

Una vez definidas las propiedades petrofísicas se elaboraron los mapas de isopropiedades, con el objetivo de observar el comportamiento, la distribución de las propiedades petrofísicas en el área de estudio y determinar las zonas más prospectivas.

Para la elaboración de estos mapas se plasmaron los resultados de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y arcillosidad en el mapa base, considerando la tendencia de sedimentación del yacimiento. Luego fueron digitalizados en el Programa PowerPoint.

4.12.2 Elaboración de mapa isópaco de arena neta (AN)

Teniendo registrados todos los espesores de arena neta en una base de datos, se procede a realizar los mapas isópacos, primeramente, de manera manual, a escala 1:20000, colocando en el plano horizontal los topes y espesores válidos para cada nivel. Los mismos muestran la orientación, la distribución areal de la arena de interés y su geometría, lo que facilita la identificación e interpretación del tipo de depósito y ambiente sedimentario. Luego de haber elaborado los mapas a mano alzada se procede a digitalizarlos en la herramienta Sigemap V8.

4.12.3 Mapas estructurales

La elaboración de los mapas estructurales se realizó empleando un mapa base del área en estudio a mano alzada, en el cual se indicó la profundidad del tope de las arenas B1 y B2, respectivamente, expresado en TVDSS y se realizó el contorno estructural cada 50 pies, el cual permitió definir la estructura presente en el yacimiento, una vez realizada la revisión del mapa de plano de falla y el mapa estructural se procedió a la integración de ambos, obteniendo así el modelo estructural.

4.12.4 Creación del mapa isópaco-estructural

Finalizado el mapa estructural y el mapa isópaco se integró la información, obteniendo como resultado el mapa isópaco- estructural, el cual fue digitalizado mediante el Programa SIGEMAP (Sistema de Generación de Mapas), versión 3.0.

4.13 Estimación del POES y reservas en el área de estudio

4.13.1 Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES)

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

$$POES = \frac{7758 \times V \times \Phi \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (4.18)$$

Dónde:

POES= Petróleo original en sitio (MBIs).

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 mediante la evaluación petrofísica (Fracción).

Boi= Factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales (BY/BN).

4.13.2 Cálculo de gas en solución original en sitio (GOES)

Para la determinación del gas en solución original en sitio (GOES) se escogió el método volumétrico, debido a su sencillez y a su alto grado de certeza. La ecuación 4.15 fue la utilizada para el cálculo GOES.

$$\text{GOES} = \text{POES} \times \text{Rsi} \quad (4.19)$$

Dónde:

GOES = Gas en solución original en sitio.

POES = Petróleo original en sitio.

Rsi = Relación gas disuelto-petróleo inicial (PCN/BN).

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Elaboración de una Base de datos

La base de datos desarrollada para el proyecto contiene información recopilada de informes técnicos, carpetas y registros de pozos, donde se tomó en cuenta ítems como nombre del pozo, nivel estratigráfico de interés, elevación de la mesa rotaria (KB), profundidades en TVD y TVDSS, valores de arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP), de los cuales se llevó a cabo la actualización de otros pozos existentes de los niveles B1,B2 de campo Ostra, como puede observar en las tablas 5.1 y 5.2 y el Apéndice D.

Tabla 5.1 Base de datos de los pozos Arenas B1, B2 campo Ostra

| NOMBRE | NIVEL | TVD | KB | TVDSS | AN | ANP |
|--------|-------|------|------|-------|-------|-------|
| OM 50 | B1 | 3259 | 750 | -2509 | 41' | 41' |
| OS 359 | B1 | 3720 | 852 | -2868 | 4' | 4' |
| OS 359 | B2 | 852 | 3730 | -2878 | 18' | 18' |
| OS 316 | B2 | 858 | 3713 | -2855 | 5'+7' | 5' 7' |
| OS 370 | B1 | 3650 | 841 | -2809 | 0' | 0' |

Tabla 5.2 Base de datos de los pozos actualizados de las Arenas B1, B2 campo Ostra

| NOMBRE | NIVEL | TVD | KB | TVDSS | AN | ANP |
|--------|-------|------|------|-------|-----|-----|
| OM 59 | B1 | 3350 | 822 | -2528 | | |
| MS 312 | B1 | 3573 | 816 | -2757 | 11' | 0' |
| OM 59 | B2 | 822 | | u/B1 | | |
| MS 312 | B2 | 816 | 3588 | -2772 | 29' | 0' |

5.2 Evaluación de la continuidad lateral, cambios de facies y espesor de Arena Neta (AN) y Arena Neta Petrolífera (ANP) de las Arenas B1 y B2

5.2.1 Correlación Geológica

Para establecer la correlación del campo desde el punto de vista geológico, se realizó una correlación del tipo litoestratigráfica a los 149 pozos que se encuentran dentro del área de estudio. A partir de ella se revisaron y actualizaron los topes de algunos pozos que conforman los niveles B1 y B2 se tomó en cuenta ítems como nombre del pozo, nivel estratigráfico de interés, elevación de la mesa rotaria (KB), profundidades en TVD y TVDSS, valores de arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP) presentados en las tablas 5.3, 5.4 y los apéndice D.

Tabla 5.3 Datum de los pozos arenas B1 campo Ostra

| NOMBRE | NIVEL | TVD | KB | TVDSS | AN | ANP |
|--------|-------|------|-----|-------|-----|-----|
| GS 350 | B1 | 3686 | 821 | -2865 | 10' | 0' |
| GS 351 | B1 | 3621 | 793 | -2828 | 12' | 0' |
| GS 352 | B1 | 3580 | 792 | -2788 | 9' | 0' |
| GS 353 | B1 | 3793 | 864 | -2929 | 13' | 0' |
| GS 354 | B1 | 3747 | 836 | -2911 | 4' | 0' |
| GS 355 | B1 | 3695 | 824 | -2871 | 14' | 0' |
| GS 357 | B1 | 3852 | 894 | -2958 | 3' | 0' |
| GS 358 | B1 | 3746 | 844 | -2902 | 12' | 0' |
| GS 359 | B1 | 3756 | 834 | -2922 | 8' | 0' |
| GS 361 | B1 | 3610 | 794 | -2816 | 8' | 0' |
| GS 503 | B1 | 3792 | 808 | -2984 | 9' | 0' |
| GVJ 1 | B1 | 3779 | 850 | -2929 | 8' | 0' |
| GVJ 2 | B1 | 3856 | 843 | -3013 | 7' | 0' |
| GVJ 3 | B1 | 3735 | 825 | -2910 | 10' | 0' |
| GVJ 4 | B1 | 3869 | 850 | -3019 | 7' | 0' |
| GVJ 5 | B1 | 3780 | 834 | -2946 | 8' | 0' |
| GVJ 6 | B1 | 3760 | 841 | -2919 | 8' | 0' |
| GVJ 7 | B1 | 3740 | 839 | -2901 | 10' | 0' |
| GVJ 8 | B1 | 3775 | 837 | -2938 | 6' | 0' |
| MG 353 | B1 | 3523 | 776 | -2747 | 10' | 0' |
| MS 301 | B1 | 3553 | 793 | -2760 | 10' | 0' |
| MS 302 | B1 | 3640 | 797 | -2843 | 8' | 0' |
| MS 303 | B1 | 3568 | 794 | -2774 | 9' | 0' |
| MS 304 | B1 | 3562 | 792 | -2770 | 7' | 0' |
| MS 305 | B1 | 3534 | 796 | -2738 | 15' | 0' |
| MS 306 | B1 | 3567 | 792 | -2775 | 8' | 0' |
| MS 308 | B1 | 3462 | 786 | -2676 | 13' | 0' |
| MS 309 | B1 | 3570 | 808 | -2762 | 11' | 0' |
| MS 310 | B1 | 3560 | 795 | -2765 | 10' | 0' |
| MS 312 | B1 | 3573 | 816 | -2757 | 11' | 0' |
| OM 3 | B1 | 3432 | 836 | -2596 | 28' | 0' |
| OM 4 | B1 | 3617 | 905 | -2712 | 20' | 0' |
| OM 5 | B1 | 3426 | 824 | -2602 | 20' | 0' |
| OM 50 | B1 | 3259 | 750 | -2509 | 41' | 41' |
| OM 51 | B1 | 3313 | 719 | -2594 | 33' | 0' |
| OM 52 | B1 | 3424 | 817 | -2607 | 13' | 0' |
| OM 53 | B1 | 3637 | 904 | -2733 | 10' | 0' |
| OM 54 | B1 | 3280 | 765 | -2515 | 25' | 0' |
| OM 55 | B1 | 3405 | 739 | -2666 | 0' | 0' |
| OM 57 | B1 | 3300 | 754 | -2546 | 5' | 5' |
| OM 59 | B1 | 3350 | 822 | -2528 | | |
| OS 28 | B1 | 3537 | 855 | -2682 | 18' | 0' |
| OS 301 | B1 | 3707 | 859 | -2848 | 12' | 0' |
| OS 302 | B1 | 3692 | 877 | -2815 | 8' | 0' |
| OS 303 | B1 | 3688 | 851 | -2837 | 3' | 0' |

Tabla 5.4 Datum de los pozos arenas B2 campo Ostra

| NOMBRE | ARENA | KB | TVD | TVDSS | AN | ANP |
|--------|-------|-----|------|-------|-----------|----------|
| GS 350 | B2 | 821 | 3696 | -2875 | 0' | 0' |
| GS 351 | B2 | 793 | 3633 | -2840 | 27' | 0' |
| GS 352 | B2 | 792 | 3590 | -2798 | 17' | 0' |
| GS 353 | B2 | 864 | 3810 | -2946 | 9' | 0' |
| GS 354 | B2 | 836 | 3753 | -2917 | 0' | 0' |
| GS 355 | B2 | 824 | 3710 | -2886 | 5' | 0' |
| GS 357 | B2 | 894 | 3866 | -2972 | 8' | 0' |
| GS 358 | B2 | 844 | 3763 | -2919 | 12' | 0' |
| GS 359 | B2 | 834 | 3765 | -2931 | 2'+3' | 0' 0' |
| GS 361 | B2 | 794 | 3620 | -2826 | 5'+2'+12' | 0' 0' 0' |
| GS 503 | B2 | 808 | 3802 | -2994 | 17' | 0' |
| GS 64I | B2 | | | -2901 | 5' | 0' |
| GVJ 1 | B2 | 850 | 3787 | -2937 | 8' | 0' |
| GVJ 2 | B2 | 843 | 3867 | -3022 | 31' | 0' |
| GVJ 3 | B2 | 825 | 3753 | -2928 | 10' | 0' |
| GVJ 4 | B2 | 850 | 3880 | -3026 | 10' | 0' |
| GVJ 5 | B2 | 834 | 3798 | -2964 | 7' | 0' |
| GVJ 6 | B2 | 841 | 3770 | -2929 | 6' | 0' |
| GVJ 7 | B2 | 839 | 3758 | -2913 | 22' | 0' |
| GVJ 8 | B2 | 837 | 3792 | -2948 | 6' | 0' |
| MG 353 | B2 | 776 | 3534 | -2758 | 14' | 0' |
| MS 301 | B2 | 793 | 3566 | -2773 | 22' | 0' |
| MS 302 | B2 | 797 | 3650 | -2853 | 5'+3' | 0' 0' |
| MS 303 | B2 | 794 | 3577 | -2783 | 30' | 0' |
| MS 304 | B2 | 792 | 3570 | -2778 | 28' | 0' |
| MS 305 | B2 | 796 | 3552 | -2756 | 15' | 0' |
| MS 306 | B2 | 792 | 3576 | -2784 | 12'+5' | 0' 0' |
| MS 308 | B2 | 786 | 3475 | -2689 | 20' | 0' |
| MS 309 | B2 | 808 | 3582 | -2774 | 16' | 0' |
| MS 310 | B2 | 795 | 3572 | -2777 | 26' | 0' |
| MS 312 | B2 | 816 | 3588 | -2772 | 29' | 0' |
| OM 3 | B2 | 836 | | u/B1 | | |
| OM 4 | B2 | 905 | 3640 | -2735 | 26' | 0' |
| OM 5 | B2 | 824 | 3460 | -2622 | 21' | 0' |
| OM 50 | B2 | 750 | | u/B1 | | |
| OM 51 | B2 | 719 | | u/B1 | | |
| OM 52 | B2 | 817 | 3440 | -2623 | 20' | 0' |
| OM 53 | B2 | 904 | 3670 | -2744 | 12' | 0' |
| OM 54 | B2 | 765 | 3290 | u/B1 | | |
| OM 55 | B2 | 739 | 3425 | -2671 | 14' | 0' |
| OM 56 | B2 | 773 | | FDA | | |
| OM 57 | B2 | 754 | | u/B1 | | |
| OM 59 | B2 | 822 | | u/B1 | | |
| OS 28 | B2 | 855 | | -2700 | 33' | 0' |
| OS 301 | B2 | 859 | 3721 | -2868 | 16' | 0' |
| OS 302 | B2 | 877 | 3700 | -2823 | 24' | 24' |
| OS 303 | B2 | 851 | 3705 | -2841 | 35' | 10' |

5.2.2 Análisis de secciones estratigráficas

Para la demostración de la continuidad lateral de los cuerpos arenosos, fue necesario generar 4 secciones estratigráficas a detalle; 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 he aquí el análisis.

Las secciones estratigráficas permitieron verificar la continuidad vertical y lateral de las arenas, la conectividad de la misma; los espesores verdaderos y sus cambios de facies, determinando así sus geometrías en tiempo y espacio de sedimentación.

5.2.2.1 Sección estratigráfica A-A'

Está representada por los pozos OS 345, OS 302 y OS 355, en sentido SO-NE, usando como marcador estratigráfico la Arena A10, visualizando la continuidad lateral de las arenas, se determina que en el pozo OS 302 existe un engrosamiento de espesor de arena con respecto a los otros dos de 3 a 6 pies, considerándose que su ubicación está en el centro de Canal (Figura 5.1) (Anexo 20).

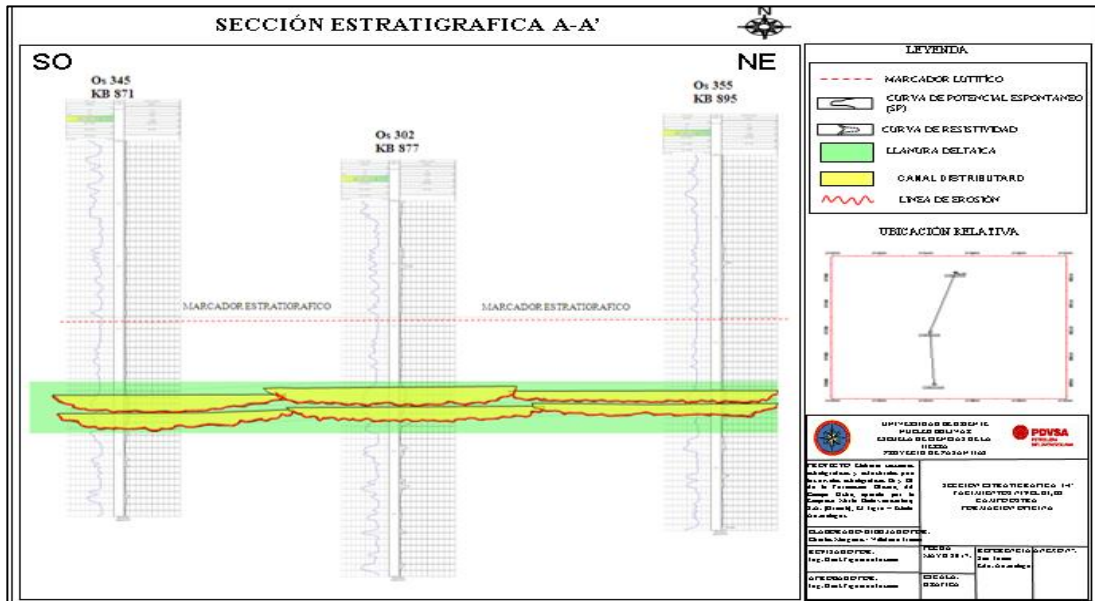


Figura 5.1 Sección estratigráfica A-A'.

5.2.2.2 Sección estratigráfica B-B'

Está representada por los pozos OS 337, OS 329, OS 330, en sentido SO-NE, usando como marcador estratigráfico la arena A10. Permitiendo observar la continuidad lateral de los pozos con respecto a la arena B1 con espesores entre 5 a 10 pies, determinando que existe un cambio de facies de canales a barras, observándose una respuesta similar en la arena B2 de espesores de 5 pies, con un cambio en el pozo OS 330 con 20 pies, siendo este una representación de canal (Figura 5.2) (Anexo 21).

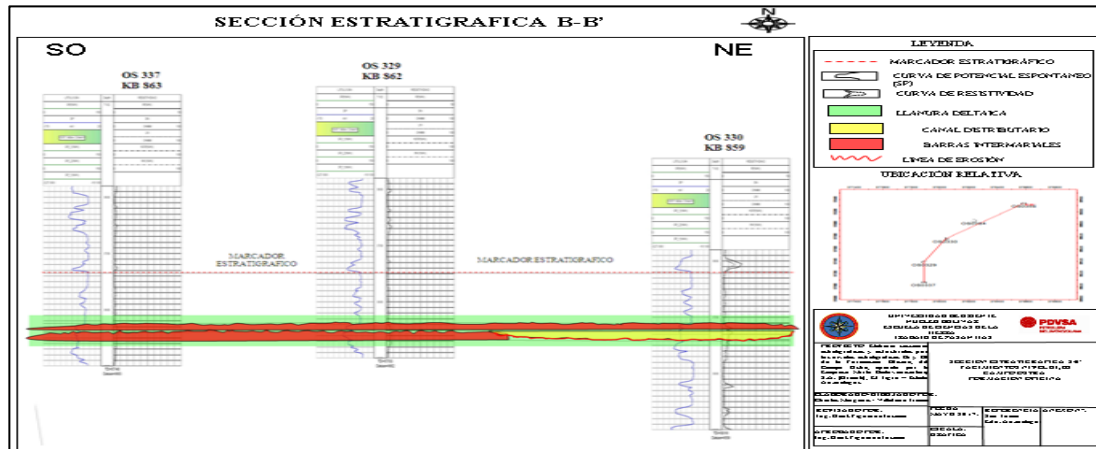


Figura 5.2 Sección estratigráfica B-B’.

5.2.2.3 Sección estratigráfica C-C’

Está representada por los pozos OS 320, OS 321, OS 315, en sentido SO-NE, observándose la continuidad lateral de los pozos, se determina que en la arena B1, los pozos OS 321 y OS 315 se encuentran en el centro de canal y el OS 320 forma parte del borde de Canal, con espesores entre 10 y 12 pies; mientras que en la arena B2 el pozo OS 320 forma parte de una Barra con un espesor de 3 pies y los pozos OS 321 y OS 315 se encuentran en el centro de canal, presentando espesores de 13 y 15 pies respectivamente (Figura 5.3) (Anexo 22).

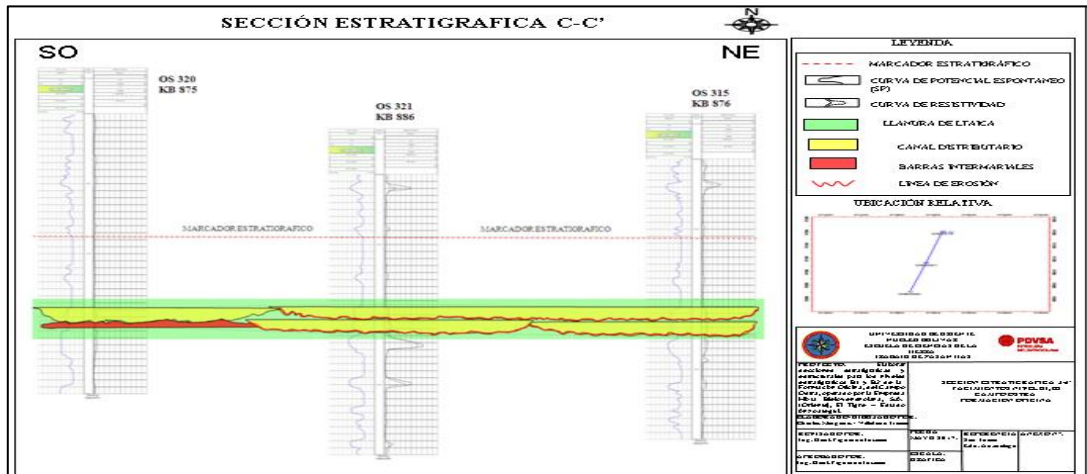


Figura 5.3 Sección estratigráfica C-C’.

5.2.2.4 Sección estratigráfica D-D’

Está representada por los pozos OS 331, OS 311 y GS 356, en sentido SW-NE, usando como marcador estratigráfico la arena A10, se realizó con el objetivo de validar los límites de roca ubicada en el Oeste y Este del yacimiento B1, 2 OS 359, los cuales delimitan en esa dirección respectivamente al yacimiento. Esta sección atravesó perpendicularmente la dirección de sedimentación.

Estudiando la respuesta electrográfica de la curva de potencial espontaneo en cada uno de los pozos que conforman la sección, se observa que existe una coalescencia de cuerpos en los pozos OS 311 y GS 356 con espesor neto entre 12 y 15 pies, por lo que se interpreta que las arenas B1 y B2 se unen y crean un solo nivel estratigráfico (Figura 5.4) (Anexo 23).

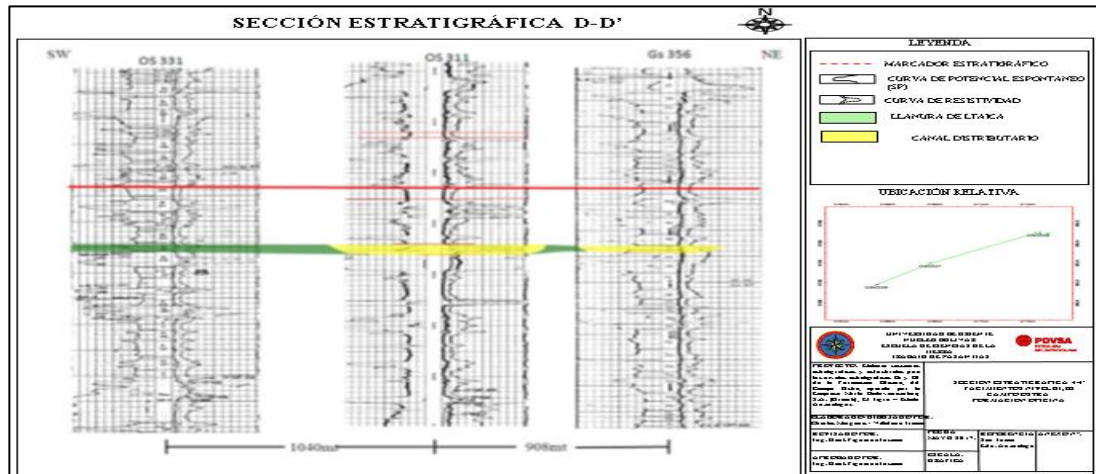


Figura 5.4 Sección estratigráfica D-D'.

5.3 Elaboración de un mapa de paleoambiente en las arenas B1 y B2, del Campo Ostra

5.3.1 Interpretación del mapa de paleoambiente

Producto de la interpretación de las electro formas, se puede describir el ambiente de sedimentación de los niveles B1 y B2 de la Formación Oficina en el Campo Ostra, como un ambiente deltaico, muy probablemente con la presencia de cuerpos sedimentarios como llanuras deltaicas, canales distributarios con cierto grado de influencia de mareas más al Noreste (NE), evidenciado por algunas barras centrales que pueden ser producto de corrientes de flujo y refluo, además de la presencia de barras de meandro en algunas zonas de los canales distributarios. De acuerdo a Hedberg, *et al.* (1947, Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas), describe la formación Oficina en el Área Mayor de Oficina, como un inmenso complejo deltaico; en la parte meridional del Área Mayor de Oficina, este sugiere que la formación se desarrolla en ambientes deltaicos, con abundante vegetación,

intercalaciones de aguas salobres, sistemas de canales con dirección en promedio al norte y ocasionalmente incursiones marinas.

A través de la interpretación de las electroformas haciendo uso de modelos teóricos, y posterior análisis de los mapas de paleoambiente, se identificaron series de facies sedimentarias en los niveles B1 y B2. Dentro de las cuales podemos dar mención a facies de canales distributarios, con curvas cilíndricas y limpias, y presentando algunas barras centrales con cierto grado de influencia de mareas en ambos niveles, facies de llanura de inundación representada por electroformas irregulares.

Esto permitió delimitar los yacimientos del nivel B1 dentro de facies de los canales distributarios yacimiento OM 50, y facies de canales distributarios y barras con influencias de marea yacimiento OS 316 y OS 390; y los yacimientos del nivel B2 dentro de facies de canales distributarios en el yacimiento OS 373, que los yacimientos OM 50 y OS 390 son coalescentes con el nivel B1 presentando las mismas facies (Figuras 5.5 y 5.6) (Anexo 14).

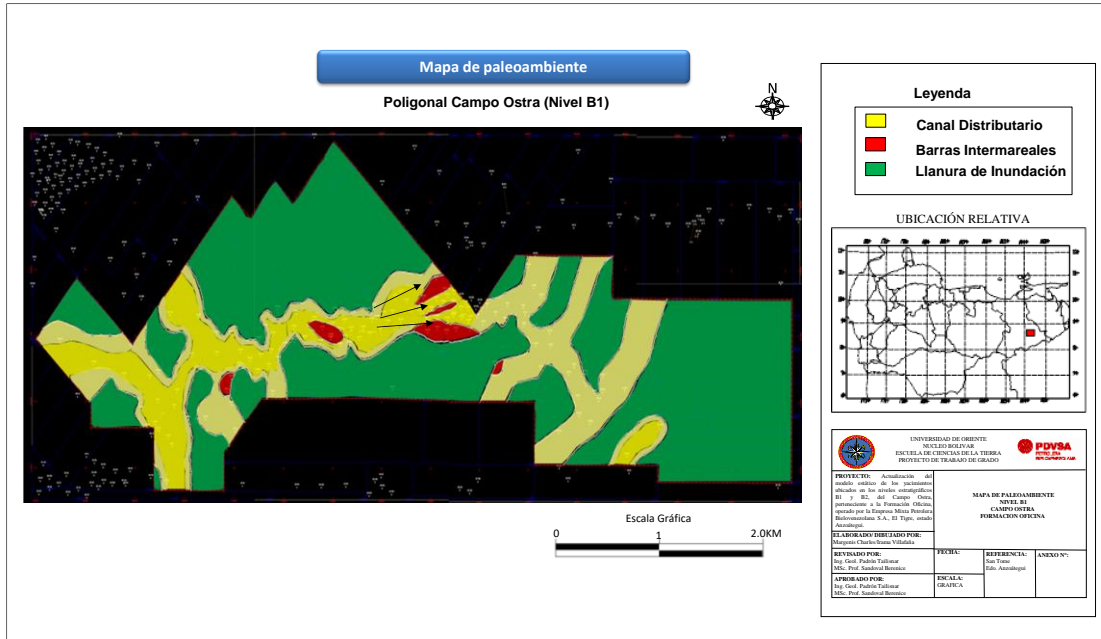


Figura 5.5 Mapa de Paleambiente, Arena B1.

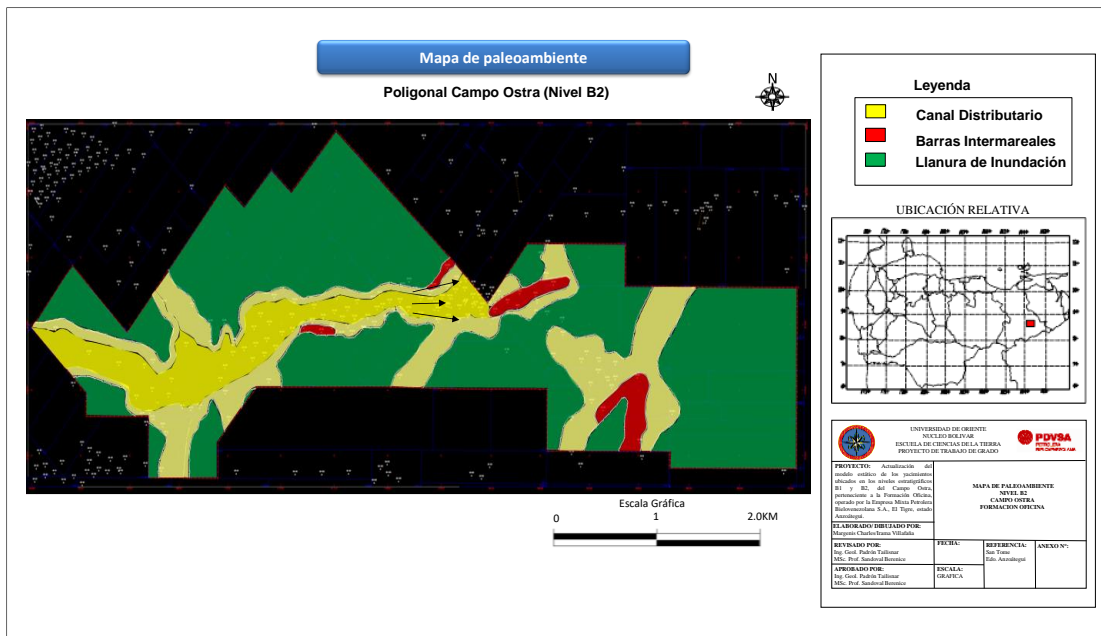


Figura 5.6 Mapa de Paleambiente, Arena B2.

5.4 Determinación de la orientación y buzamiento de las estructuras y deformaciones encontradas en el área de estudio

La realización del modelo estructural permitió conocer la configuración en la cual se encuentran los niveles B1 y B2, además de conocer los sistemas de fallas presentes y conocer por tanto el estilo estructural predominante en el área de estudio.

5.4.1 Revisión del mapa de plano de falla

Una vez ejecutada la revisión del mapa oficial de falla de los yacimientos de los niveles estratigráficos B1 y B2 pertenecientes al Campo Ostra, no se realizaron modificaciones debido a que no se presentaron cambios significativos en el mismo.

A través de esta revisión del mapa de plano de falla se validó la falla principal y las series de fallas secundarias que separan los yacimientos en ambos niveles, se perfeccionó que estas fallas son de tipo normal, las cuales son sellantes y por lo tanto son límites entre los yacimientos existentes, lo cual permite concluir que en esta zona ocurrieron esfuerzos extensivos. La falla principal es de tipo normal y constituye el límite Sur de varios yacimientos tanto en el nivel B1 como B2, con dirección generalizada SW-NE. La estructura predominante en el Campo Ostra es un monoclinial buzante con dirección promedio (S-SE)

5.4.2 Análisis de secciones estructurales

De acuerdo a Saavedra M., Robinson 2015, estudios realizados en el los yacimientos del nivel estratigráfico N1 de la Formación Oficina en el campo Ostra, la revisión del mapa de plano de falla y la elaboración de secciones estructurales; este modelo quedó caracterizado por un monoclinial de rumbo S85°W con buzamiento suave hacia el N5°W, con presencia de un sistema de fallas normales.

5.4.2.1 Sección Estructural A-A'

Está representada por los pozos OS 345, OS 302, OS 355, en sentido SE-NE, la sección fue colgada en un datum @ -2800'; es importante resaltar la existencia de una falla normal con buzamiento generalizado al SO, entre los pozos OS 345 y OS 302, con un salto vertical de +/- 110 pies (Figura 5.7) (Anexo 15).

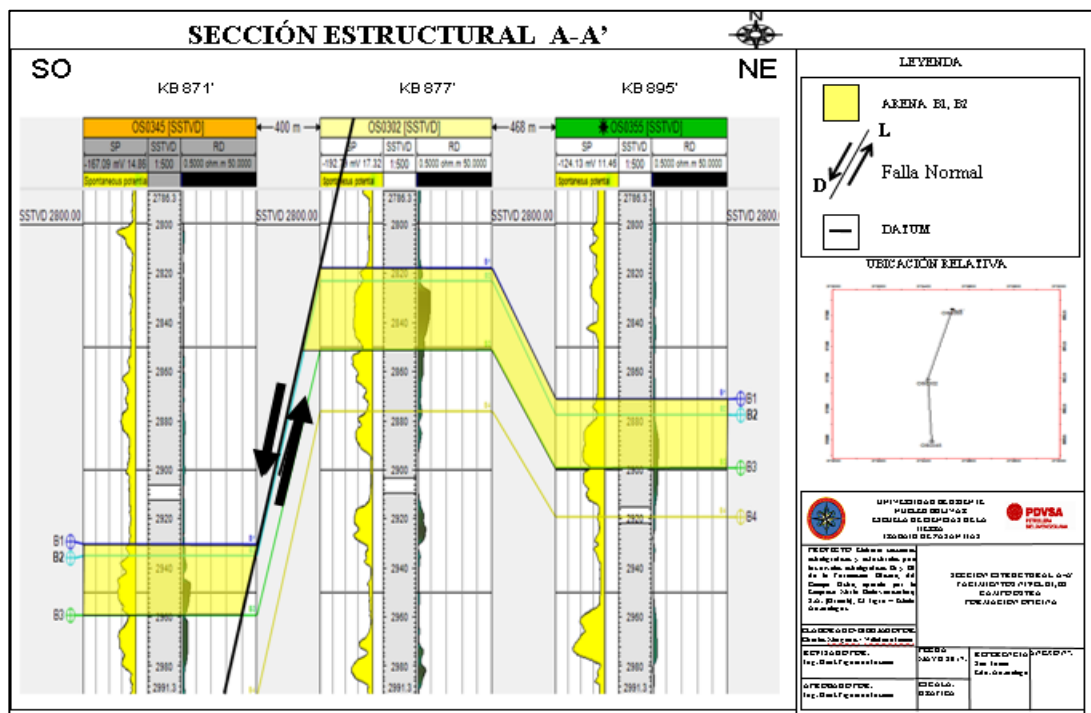


Figura 5.7 Sección Estructural A-A'.

5.4.2.2 Sección Estructural B-B'

Está representada por los pozos OS 337, OS 329, OS 330, OS 358, en sentido SE-NE, la sección está comprendida en un datum @ -2840', sin cambios notables de profundidad en las arenas estudiadas de los pozos OS 337 y OS 329, observando una

falla normal notable entre el pozo OS 329 y el OS 330, manteniendo el nivel con el OS 330 y el OS 358 (Figura 5.8) (Anexo 16).

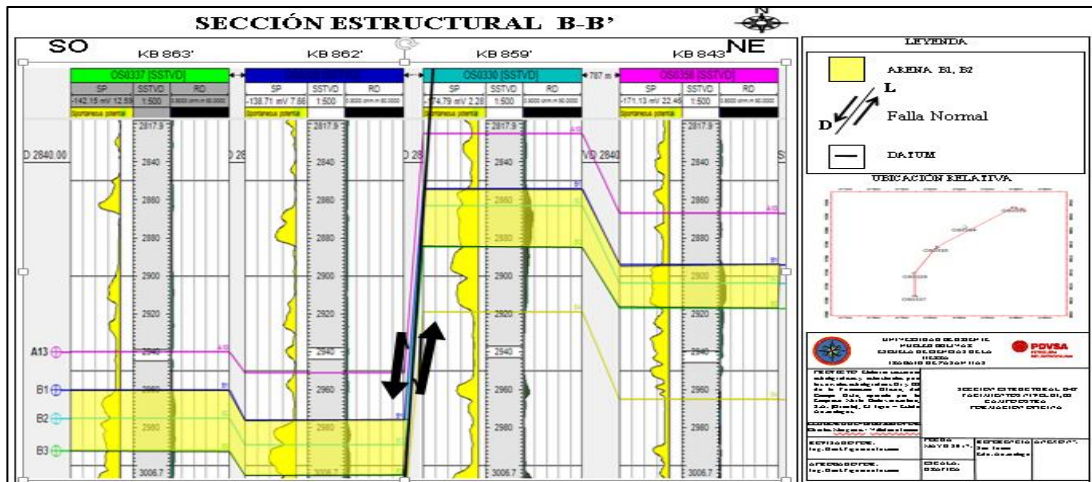


Figura 5.8 Sección Estructural B-B'.

5.4.2.3 Sección Estructural C-C'

Está representada por los pozos OS 320, OS 321, OS 315, en sentido SO-NE, en esta sección el datum es de @-2800', con una falla normal de +/-100 pies de salto vertical entre el pozo OS 320 y el OS 321 (Figura 5.9) (Anexo 17).

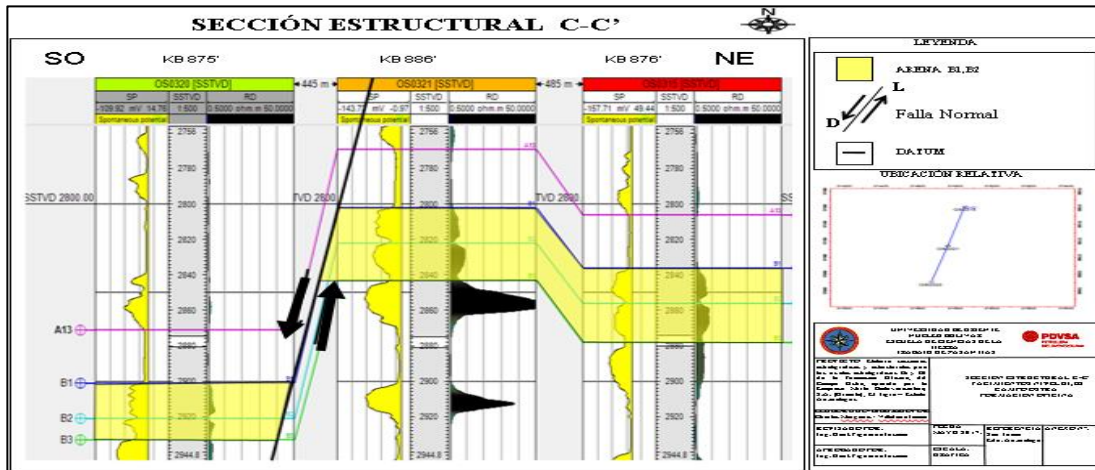


Figura 5.9 Sección Estructural C-C'.

5.4.2.4 Sección Estructural D-D'

Está representada por los pozos OS 351, OS 346, OS 352, OS 354, en sentido SO-NE, y la sección está comprendida en el datum @-2800', el OS 351 y el OS 346 mantienen la profundidad de las arenas, con una falla de +/- 120 pies de salto vertical con el OS 352 siendo monoclinal y continuo con el OS 354 (Figura 5.10) (Anexo 18).

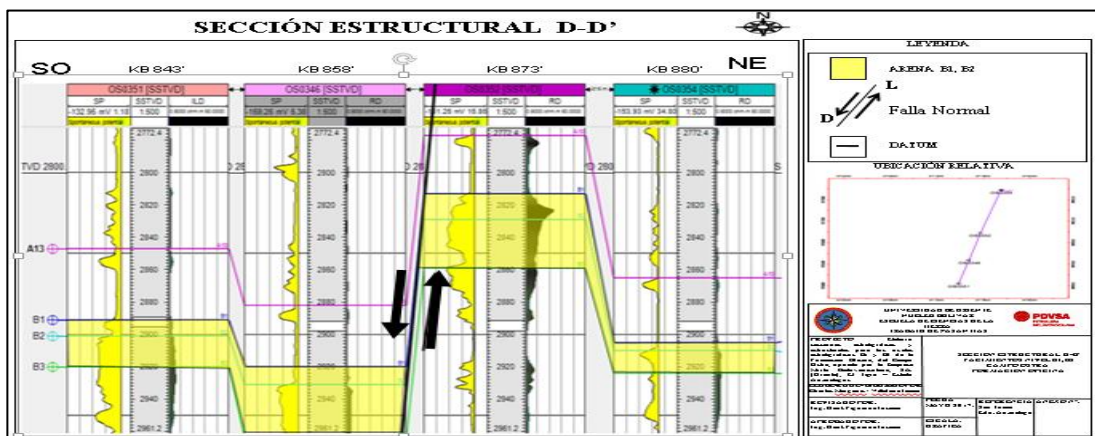


Figura 5.10 Sección Estructural D-D'.

5.4.2.5 Sección Estructural E-E'

Está representada por los pozos OS 339, OS 327, OS 309, en sentido SO-NE, colgada en el datum @-2900', no existe un cambio brusco de profundidad entre los mismos, presentando un anticlinal (Figura 5.11) (Anexo 19).

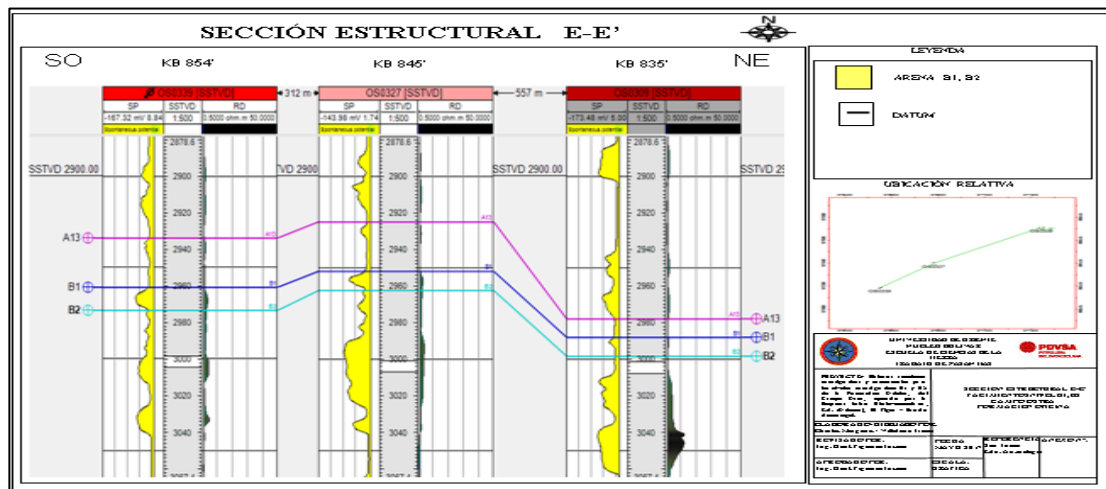


Figura 5.11 Sección Estructural E-E'.

5.5 Identificación de arenas prospectivas a partir de las propiedades petrofísicas del área

Mediante la evaluación petrofísica se estimaron las propiedades de la roca de los yacimientos necesarias para los cálculos volumétricos, además con estos valores se identificaron las zonas más prospectivas de los mismos, lo que permita la optimización de la explotación de los hidrocarburos.

En el estudio de los 149 pozos que componen el Campo Ostra, identificamos las arenas netas de cada uno de los niveles estudiados, ubicando 27 pozos con características favorables para contener arenas netas petrolíferas prospectivas para su

estudio e interpretación petrofísica, además estos contaban con el set de registro necesario para su evaluación. A partir de dicha información se procedió al cálculo de las propiedades petrofísicas y parámetros de corte, que determinarían las zonas óptimas para explotación.

5.5.1 Estimación de la resistividad del agua de formación (R_w)

Con la finalidad de trabajar con un valor de resistividad del agua de formación (R_w) adecuado para los niveles estratigráficos B1 y B2, se realizó el cálculo de este parámetro fijo a través del método de la curva SP. La resistividad del agua utilizada para los pozos del yacimiento que no contaban con el registro de Potencial Espontáneo (SP), fue el promedio a partir del cálculo de R_w en los pozos control. Una vez ejecutada la metodología desarrollada en el capítulo IV para llevar a cabo este método, se determinó un R_w de 0.29 ohm-m.

5.5.2 Parámetros de corte

Los parámetros críticos, también conocidos como parámetros de corte (*cut off*), determinan los límites de calidad de la arena y el contenido de hidrocarburos o agua en la misma. Estos parámetros son establecidos de acuerdo a las características comunes obtenidas de la evaluación de numerosos intervalos en los diferentes pozos del área, con el promedio de estos datos se generan rangos de valores dentro de los cuales las arenas presentan un comportamiento definido. Basándose en un conjunto de consideraciones teóricas se procedió a definir los valores de corte de saturación de agua, resistividad de la formación, volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad, que permitieran definir las áreas de los yacimientos atractivas para la explotación, y

determinar a partir de estos los mapas de isopropiedades, necesarios para la definición del modelo estático y el cálculo de fluidos originales en sitio. Un punto en consideración es que los *Cross-Plott* a realizar se realizaron en los yacimientos en estudio donde existían gran cantidad de datos representativos.

Se realizaron serie de *Cross-Plott* de resistividad versus la saturación de agua a partir de los datos obtenidos de la evaluación a los yacimientos en estudio para los dos niveles estratigráficos, el valor de saturación de agua de corte se determinó con el valor de resistividad de corte o de resistividad mínima con el cual se considerará una arena como productora, tanto para la arena B1 como la arena B2, este valor como fue mencionado en el capítulo IV, coincide con el punto donde la curva comienza hacer asintótica con el eje de las X se encuentra el valor de R_{tc} y el valor S_{wc} será el proyectado al eje X (Figura 5.12) (Apéndice A1).

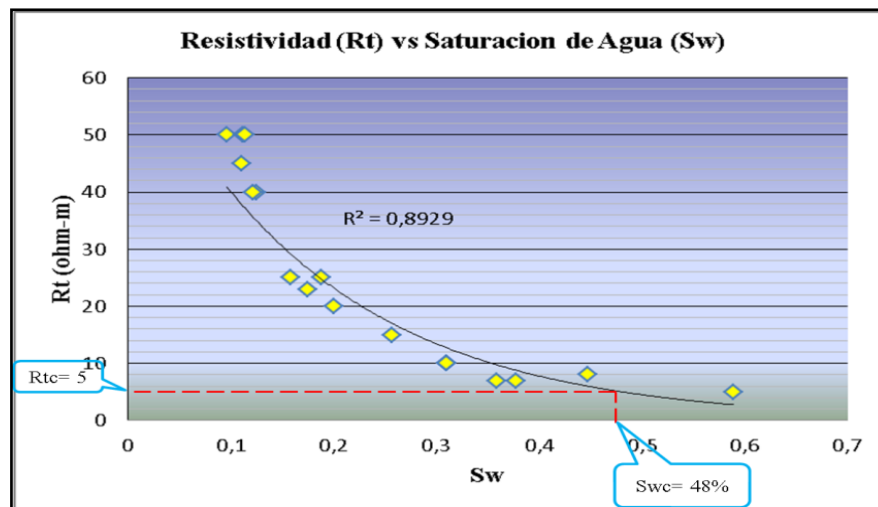


Figura 5.12 Rt vs. Sw, Yacimiento B1, 2 OS 359.

A partir del *cross-plott* de Volumen de arcilla vs. Saturación de agua, se obtuvieron valores de corte de arcillosidad, esto trazando una recta desde el valor de

saturación de agua de corte obtenido con el gráfico anterior, donde esta se intercepte con la curva se estima el valor de la arcillosidad (Figura 5.13), la gráfica presenta una dispersión de puntos debido a que los registros de información son viejos y presentan incertidumbre en las lecturas de sus curvas, por tanto se observa cierto grado de afectación en los valores que arroja la evaluación petrofísica.

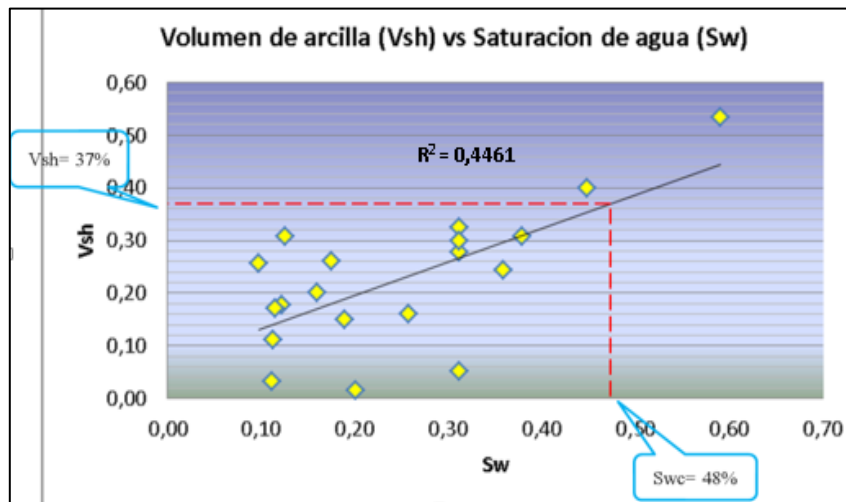


Figura 5.13 Vsh vs. Sw, Yacimiento B1 OS 359.

Para estimar la porosidad de corte de los yacimientos presentes en los dos niveles estratigráficos, se realizó un gráfico de porosidad efectiva versus volumen de arcilla, se definió la tendencia de estos puntos y entrando con el valor de arcillosidad de corte se estima la porosidad de corte de los yacimientos, en el punto donde se intercepta este valor con la curva resultante de los gráficos, como se muestra en la figura 5.14. Esta grafica al igual que la anterior presenta una dispersión de puntos debido a que los registros de información no son claros en las lecturas de sus curvas, por tanto, esto afecta los valores arrojados en la evaluación petrofísica (Apéndice C5).

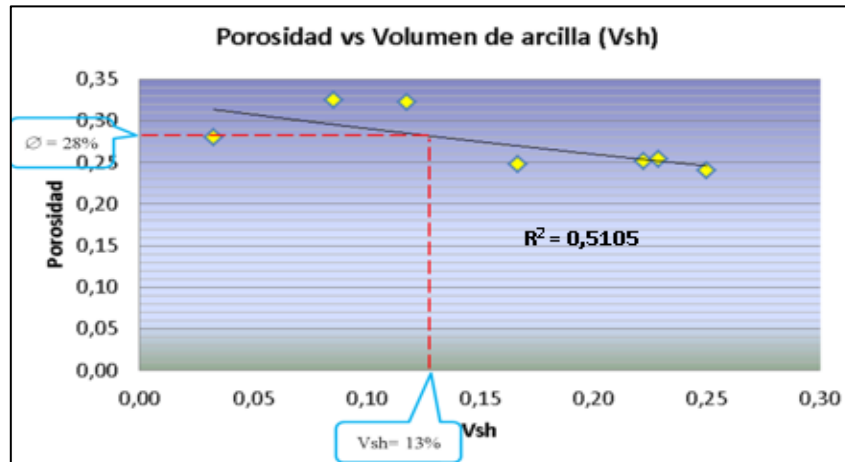
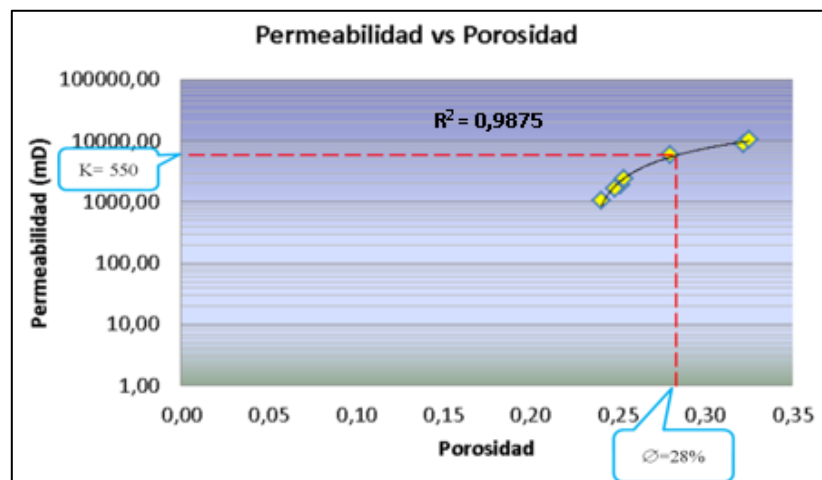


Figura 5.14 \varnothing vs. Vsh, Yacimiento B2 OS 302.

La estimación de la permeabilidad de corte de los yacimientos se realizó partiendo de la ecuación de Timur. Esta es función de la saturación de agua irreducible (S_{wir}) y la porosidad de la arena en una zona dada. Esto implica que al realizar una curva de permeabilidad versus porosidad y entrando con la porosidad corte es posible determinar el valor de la permeabilidad corte del área de estudio (Figura 5.15) (Apéndice C7).



5.15 Permeabilidad vs. \varnothing Yacimiento, B2 OS 302.

Luego de haber realizado la evaluación petrofísica a los niveles estratigráficos B1 y B2, se generaron los gráficos mostrados anteriormente para determinar los parámetros de corte de los yacimientos ubicados en ellos (Tablas 5.1 y 5.2) (Apéndice B1, B2).

Tabla 5.1 Valores de Corte para el Nivel estratigráfico B1.

| Nivel Estratigráfico B1 | Parametros de Corte | | | | |
|--------------------------------|----------------------------|----------------|-----------------|---------------|----------------|
| Nombre del Yacimiento | Rtc (ohm-m) | Swc (%) | Vshc (%) | Øc (%) | Kc (mD) |
| B1,2 OS 359 | 5 | 48 | 37 | 24 | 1100 |
| B1 OS 370 | 10 | 38 | 20 | 22 | 750 |
| B1 OM 50 | 50 | 47 | 12 | 3 | 400 |
| B1,2 OM 57 | 15 | 26 | 8 | 23 | 1090 |

Tabla 5.2 Valores de Corte para el Nivel estratigráfico B2.

| Nivel Estratigráfico B2 | Parametros de Corte | | | | |
|--------------------------------|----------------------------|----------------|-----------------|---------------|----------------|
| Nombre del Yacimiento | Rtc (ohm-m) | Swc (%) | Vshc (%) | Øc (%) | Kc (mD) |
| B2 OS 302 | 7 | 35 | 13 | 28 | 550 |
| B2 OS 316 | 10 | 37 | 12 | 22 | 1000 |

En función de estos resultados se promedió cada uno de los parámetros de corte obteniendo las siguientes características para los niveles estratigráficos B1 y B2:

Nivel B1:

1. Sw mayor a 39,75% se estima producción de hidrocarburo con agua
2. Sw menor a 39,75% se estima saturado de hidrocarburo
3. Vsh mayor a 19,25% se considera intervalo moderadamente arcilloso
4. Porosidad menor a 18% se considera baja porosidad efectiva
5. Permeabilidad menor a 835 mD se considera arenas con baja permeabilidad

Nivel B2:

1. Sw mayor a 36% se estima producción de hidrocarburo con agua
2. Sw menor a 36% se estima saturado de hidrocarburo
3. Vsh mayor a 12,5% se considera intervalo moderadamente arcilloso.
4. Porosidad menor a 25% se considera baja porosidad efectiva.
5. Permeabilidad menor a 775 mD se considera arenas con baja permeabilidad.

5.5.3 Valores de los promedios ponderados de los parámetros petrofísicos

Finalmente se realizó un promedio ponderado por espesor de cada una de las propiedades petrofísicas estimadas en los yacimientos, es decir, Porosidad, Arcillosidad, Saturación de agua, Permeabilidad y Saturación de Hidrocarburos. Los resultados obtenidos se muestran en las tablas 5.3 y 5.4.

Tabla 5.3 Valores promedios Nivel B1.

| Nivel Estratigráfico B1 | Promedio de Propiedades Petrofísicas | | | |
|--------------------------------|---|----------------|--------------|---------------|
| Nombre del Yacimiento | Sw (%) | Vsh (%) | Ø (%) | K (mD) |
| B1,2 OS 359 | 25 | 23 | 26 | 4054 |
| B1 OS 370 | 32 | 17 | 23 | 1125 |
| B1 OM 50 | 27 | 7 | 15 | 2168 |
| B1,2 OM 57 | 18 | 15 | 26 | 2505 |

Tabla 5.4 Valores promedios Nivel B2.

| Nivel Estratigráfico B2 | Promedio de Propiedades Petrofísicas | | | |
|--------------------------------|---|----------------|--------------|---------------|
| Nombre del Yacimiento | Sw (%) | Vsh (%) | Ø (%) | K (mD) |
| B2 OS 302 | 28 | 16 | 27 | 4614 |
| B2 OS 316 | 25 | 12 | 22 | 1015 |

5.5.4 Generación de mapas de isopropiedades

Una vez obtenidos los datos de la evaluación petrofísica se elaboraron los mapas de isopropiedades, los cuales muestran la distribución de las propiedades petrofísicas en los yacimientos. A continuación se describen los mapas de isopropiedades obtenidos.

5.5.4.1 Mapa de isosaturación de agua

Las mayores saturaciones de agua (50 % - >50 %) se localizaron en las zonas interpretadas como zonas menos prospectivas, debido a que allí se acumula la mayor cantidad de arcilla, lo cual facilita la acumulación de agua y están representadas por el color azul oscuro, el cual se va degradando hasta alcanzar las menores saturaciones de agua (10 % - <10 %), las cuales se encuentran en el centro de los canales y están representadas por el color azul más claro (Figuras 5.16, 5.17 y 5.18) (Anexos 7, 8, 12).

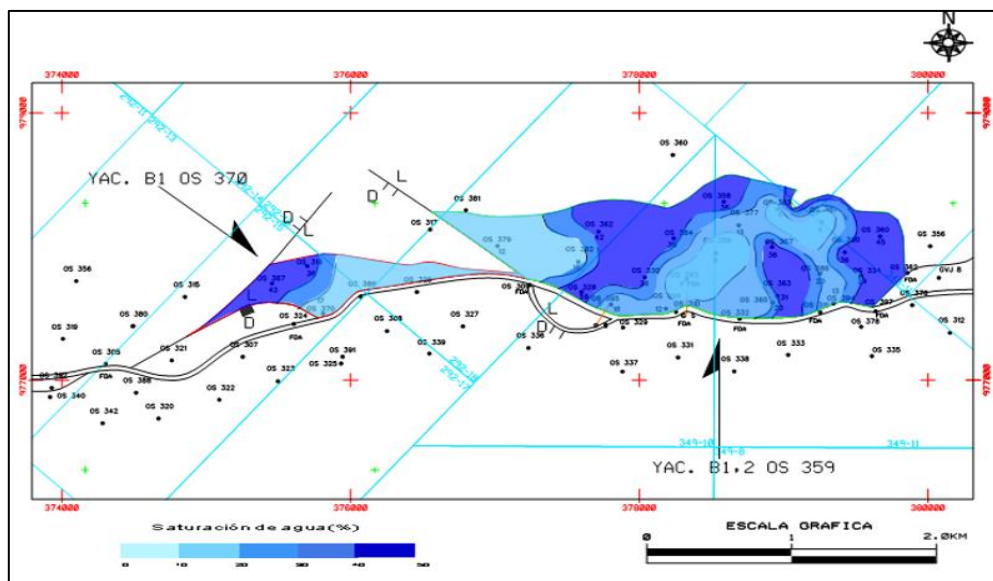


Figura 5.16 Isosaturación de agua. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359.

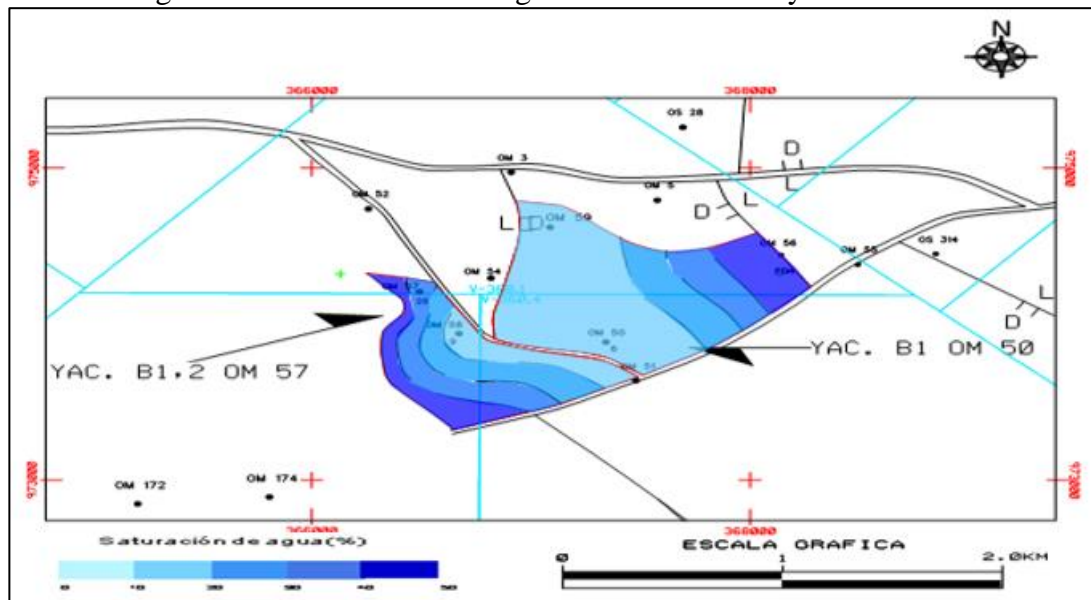


Figura 5.17 Isosaturación de Agua. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50.

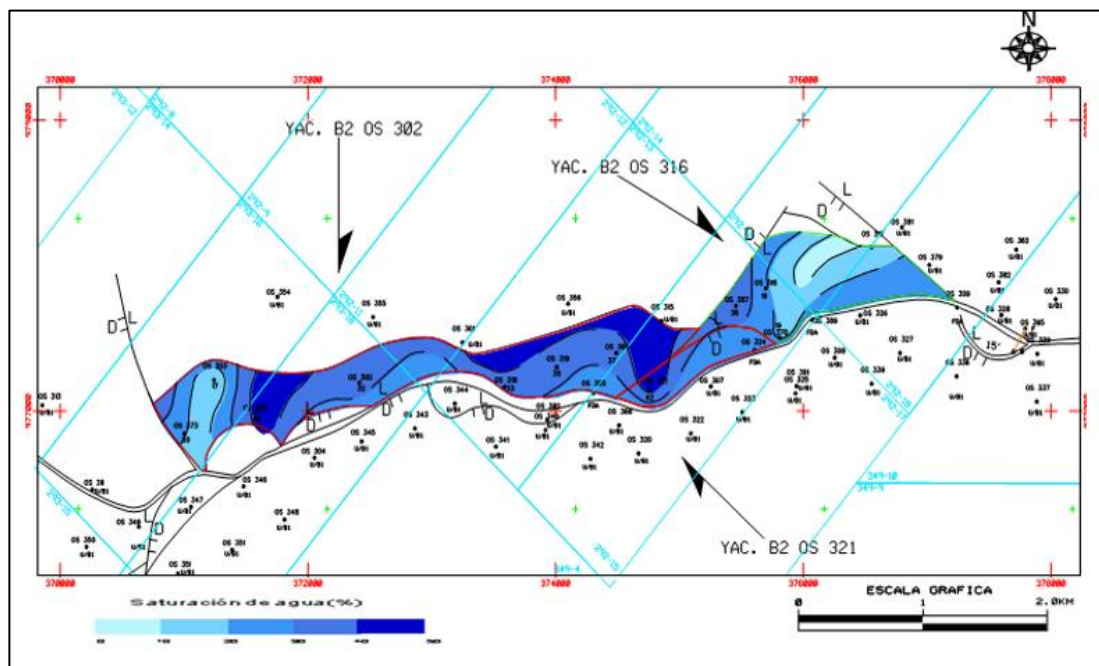


Figura 5.18 Isosaturación de Agua. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y B2 OS 321.

5.5.4.2 Mapa de isoarcillosidad

El mapa muestra la distribución de las arcillas en el horizonte estratigráfico, encontrándose los menores valores de arcilla (5% - <5%) hacia el centro de los canales con el color amarillo, ya que allí se acumulan bien definidos los paquetes arenosos y representan las zonas más prospectivas del área en estudio, las zonas donde se observó la mayor cantidad de arcilla se ubican cercanas a los límites de roca de los yacimientos con el color verde oscuro, es decir estas zonas representan la zona marginal del horizonte en estudio, debido a la gran cantidad de intercalaciones de sedimentos finos (Figuras 5.19, 5.20 y 5.21) (Anexos 1, 2, 9).

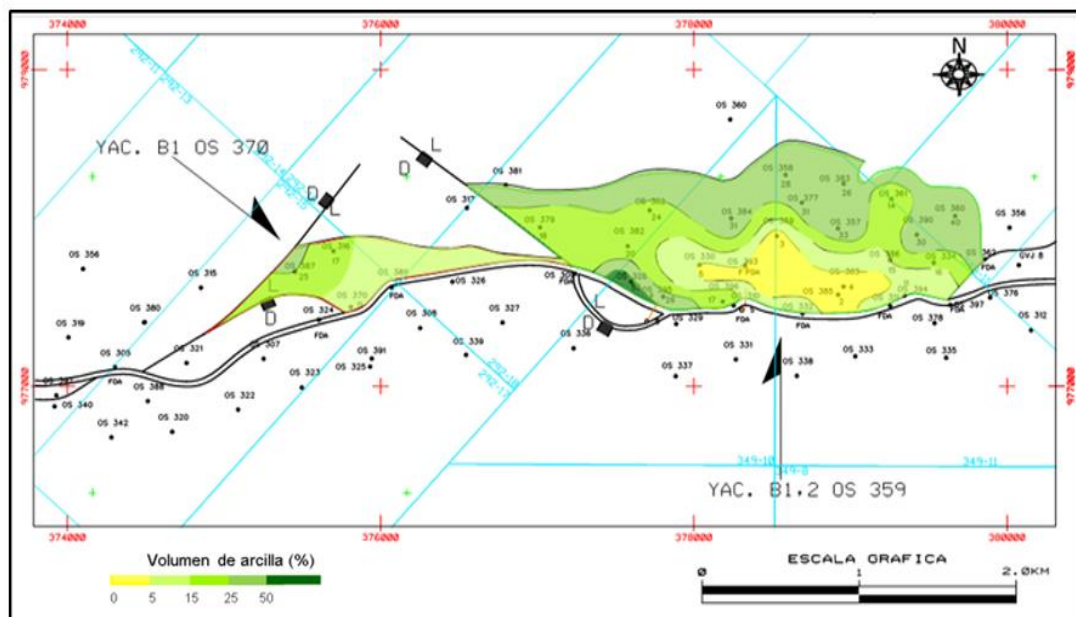


Figura 5.19 Isoarcillosidad. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359.

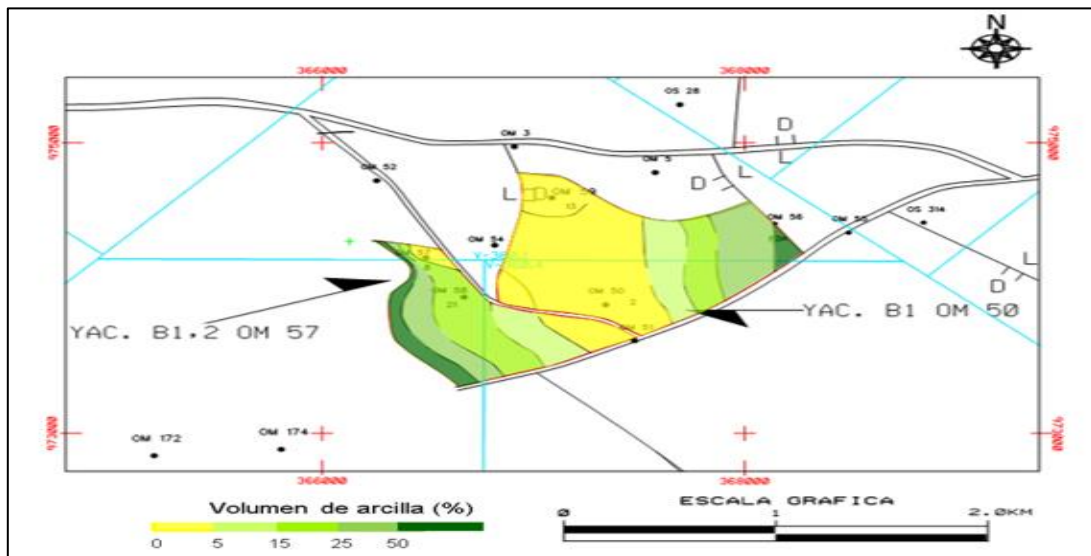


Figura 5.20 Isoarcillosidad. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50.

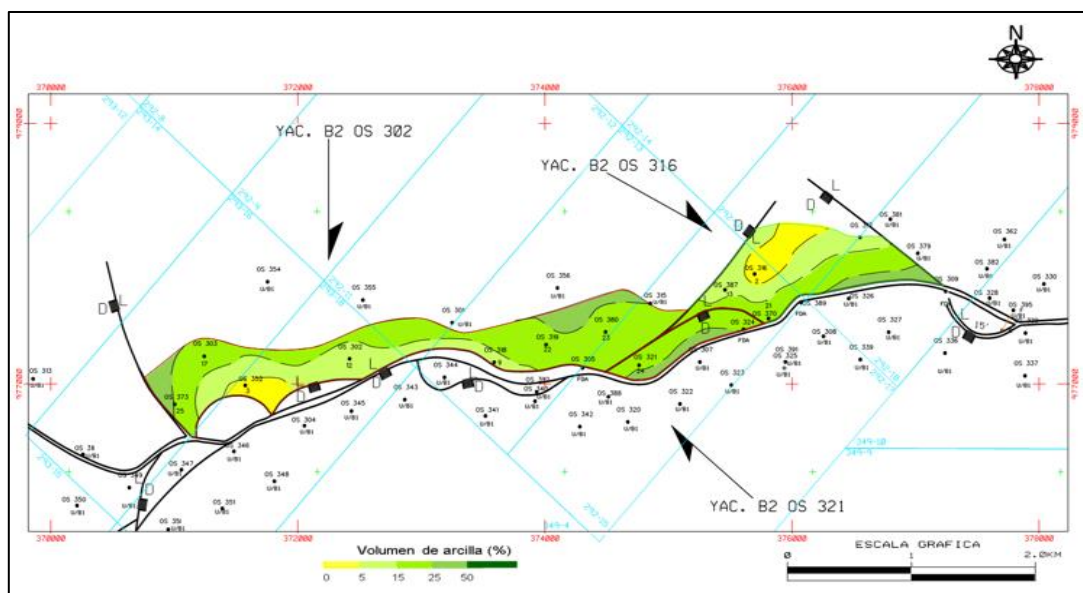


Figura 5.21 Isoarcillosidad. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y OS 321.

5.5.4.3 Mapa de isoporosidad

Las mejores porosidades (30 % - >30 %) se encuentran en los depocentros de los canales representados con el color más oscuro, debido a las condiciones de facies de mayor energía; las porosidades de menor valor (10 % - <10 %) de color más claro, se encuentran hacia las zonas marginales de los canales ya que allí se encuentran los mayores volúmenes de arcilla, reflejándose de esta manera la relación de proporcionalidad inversa existente entre ambos parámetros (Figuras 5.22, 5.23 y 5.24) (Anexos 3, 4, 10)

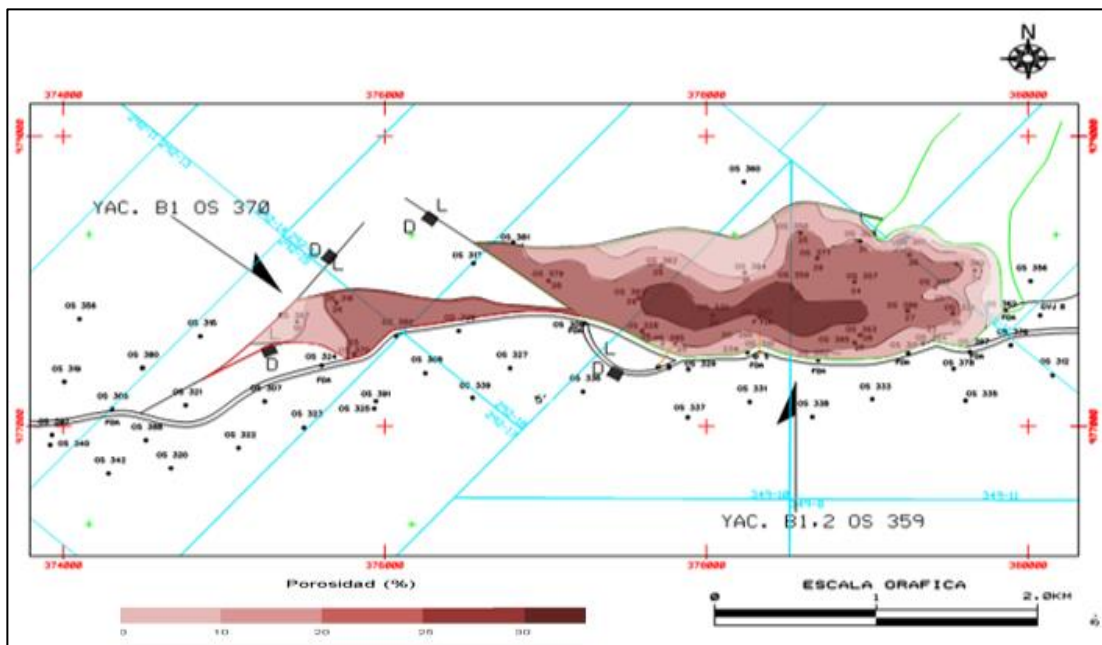


Figura 5.22 Isoporosidad. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359.

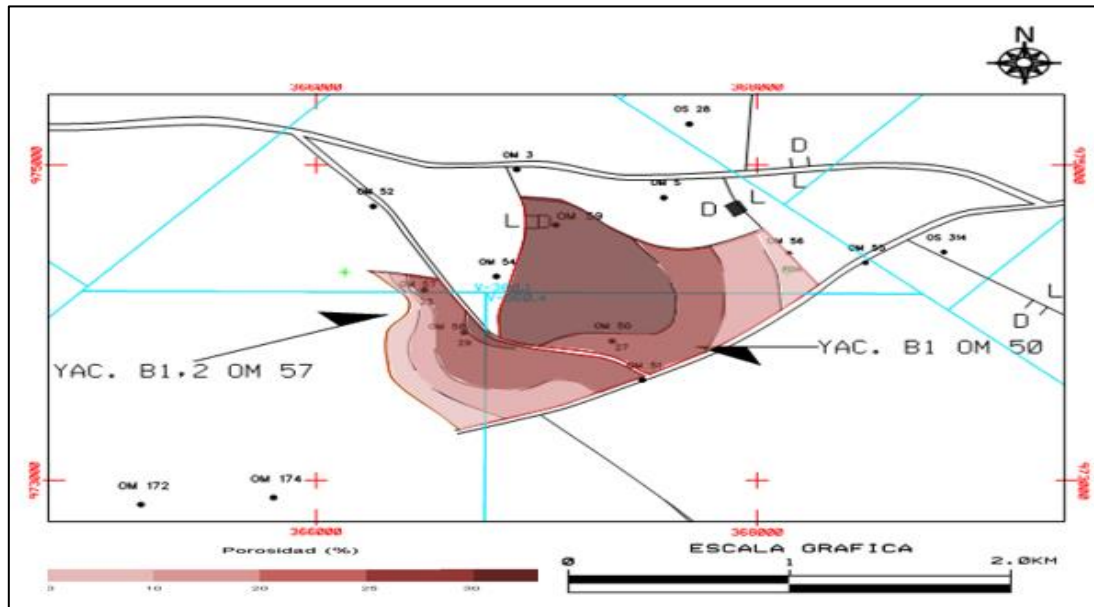


Figura 5.23 Isoporosidad. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50.

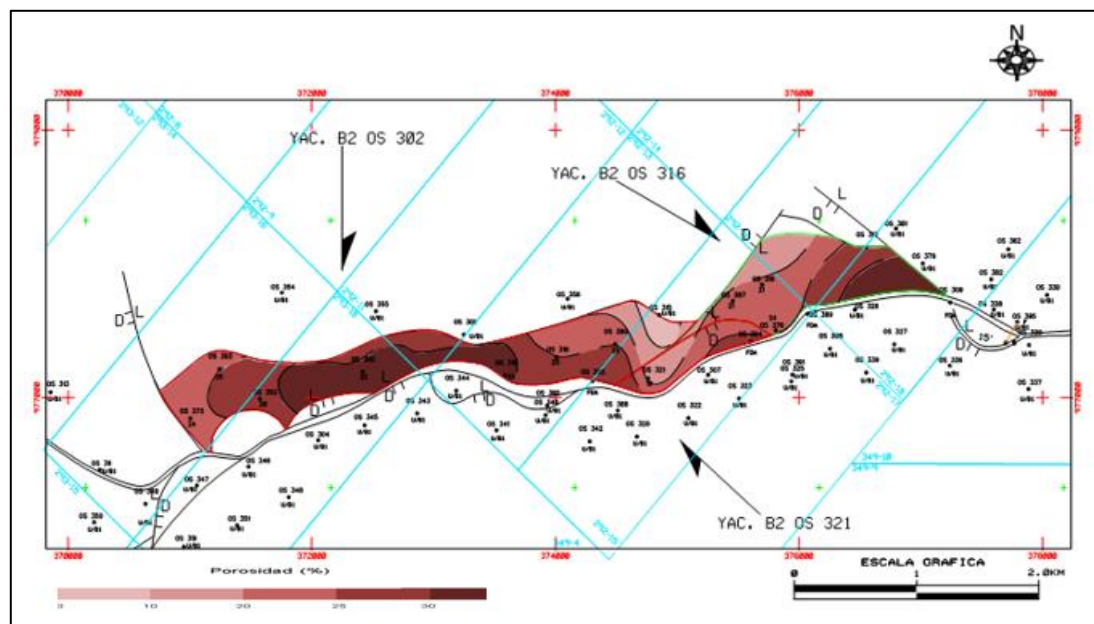


Figura 5.24 Isoporosidad. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y OS 321.

5.5.4.4 Mapa de isopermeabilidad

Los depocentros de los canales presentan los valores más altos de permeabilidad (400 mD - >400 mD), existiendo una disminución de la misma (100 mD - <100 mD) hacia las zonas interpretadas en el mapa de ambiente como las zonas marginales del yacimiento, observándose que los mapas de porosidad y permeabilidad muestran una marcada similitud ya que estas propiedades están relacionadas (Figuras 5.25, 5.26 y 5.27) (Anexos 5, 6, 11).

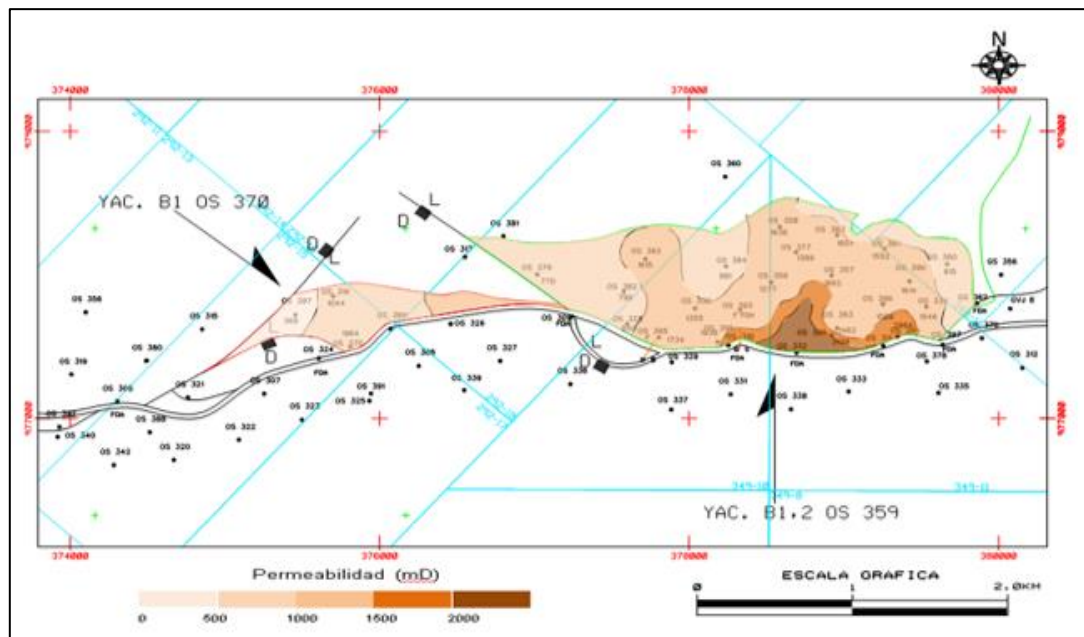


Figura 5.25 Isopermeabilidad. Yac B1 OS 370 y B1 2 OS 359.

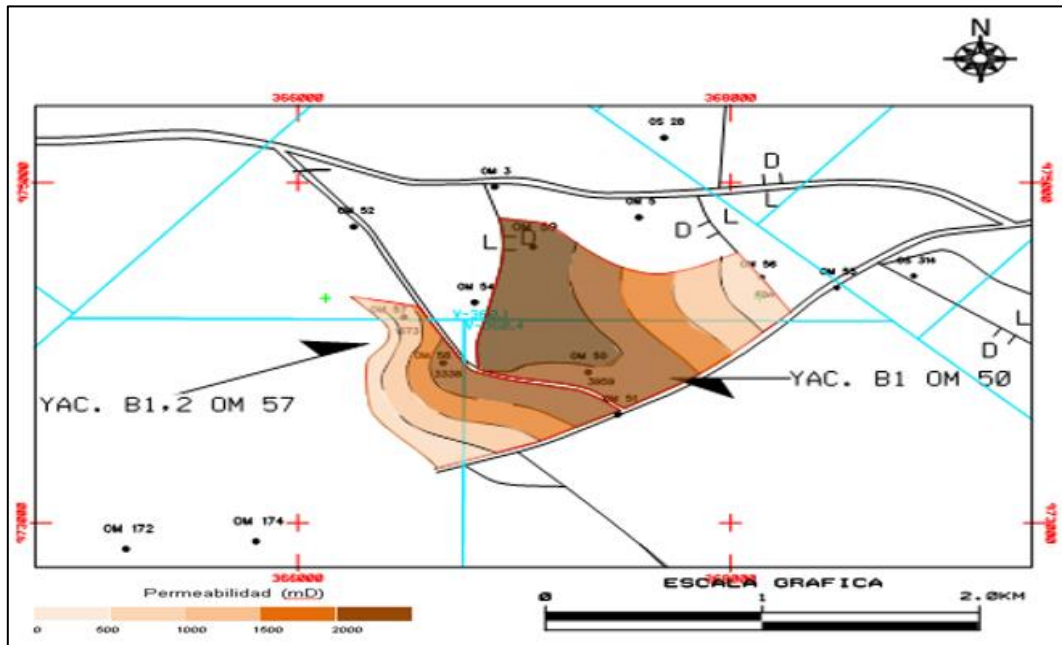


Figura 5.26 Isopermeabilidad. Yac B1 2 OM 57 y B1 OM 50.

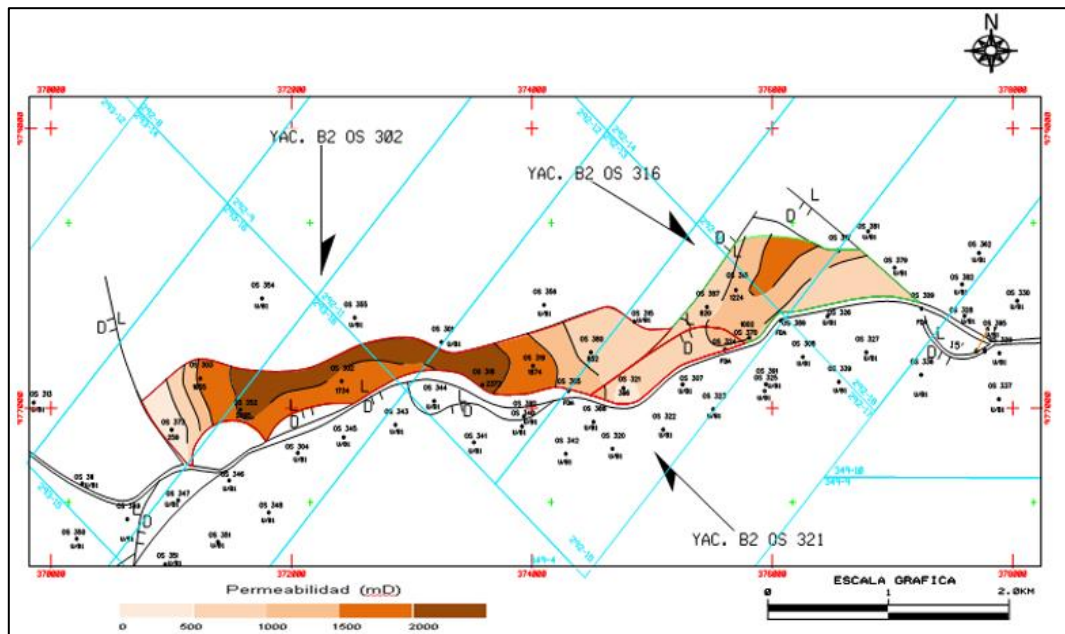


Figura 5.27 Isopermeabilidad. Yac B2 OS 302, B2 OS 316 y OS 321.

5.6 Delimitación de los yacimientos mediante el mapa Isópaco-Estructural

Los mapas isópaco - estructural de los niveles B1 y B2 fueron elaborados a partir de los valores obtenidos arena neta de cada uno de los pozos y de la revisión y validación del mapa del plano falla del área de estudio, lo que permitió certificar las fallas principales y secundarias que afectan los yacimientos, además de permitir realizar contornos estructurales acordes con el modelo estructural. Se digitalizó utilizando el software corporativo SIGEMAP 3.0. Estos mapas son el producto final de la actualización del modelo estático de los niveles B1 y B2 y permitió establecer los límites de los yacimientos en dichos niveles estratigráficos (Figuras 5.28 y 5.29) (Anexos 24, 25).

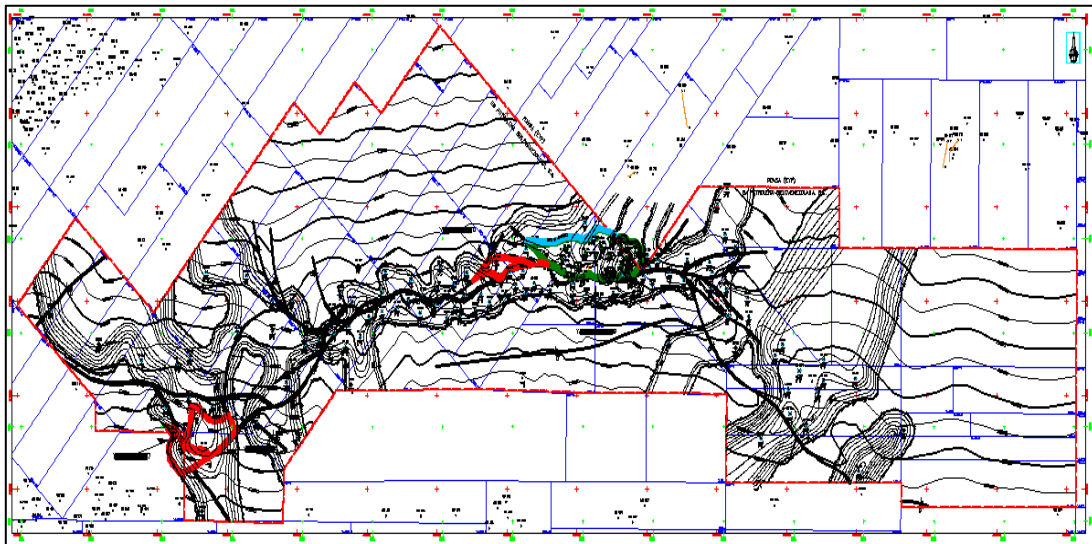


Figura 5.28 Isópaco estructural B1.

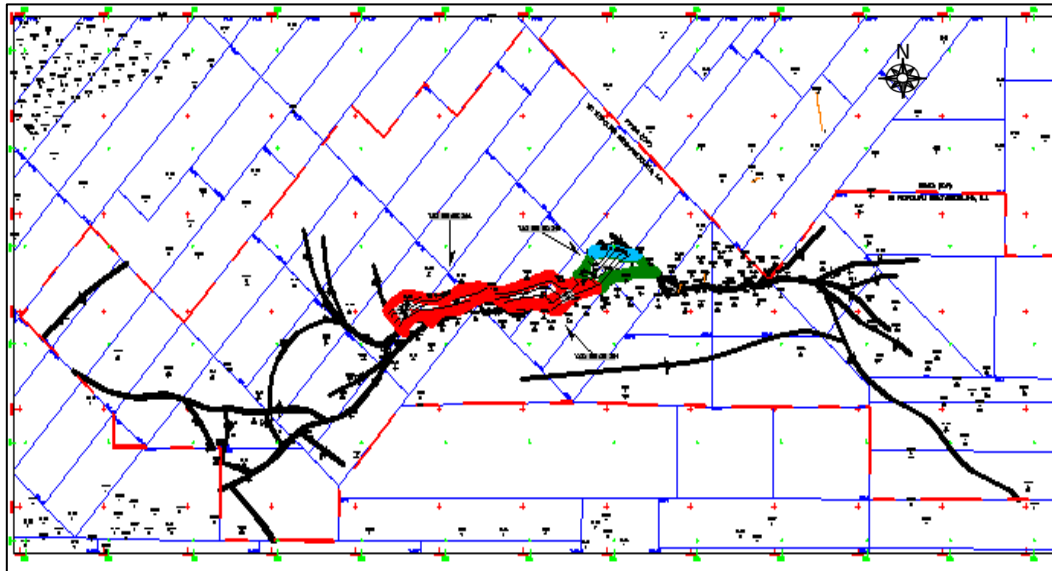


Figura 5.29 Isópaco estructural B2.

El yacimiento B1,2 OM 57 se encuentra delimitado al Sur y Este por series de fallas de tipo normal y al Oeste por el límite de rocas, mientras el yacimiento B1 OM 50, también presenta un cierre estructural al Sur, Este y Oeste, al Norte por un límite de fluido (CGAO) a la profundidad de $-2560'$. Todo esto compartamentaliza los yacimientos en esta zona (Figura 5.30).

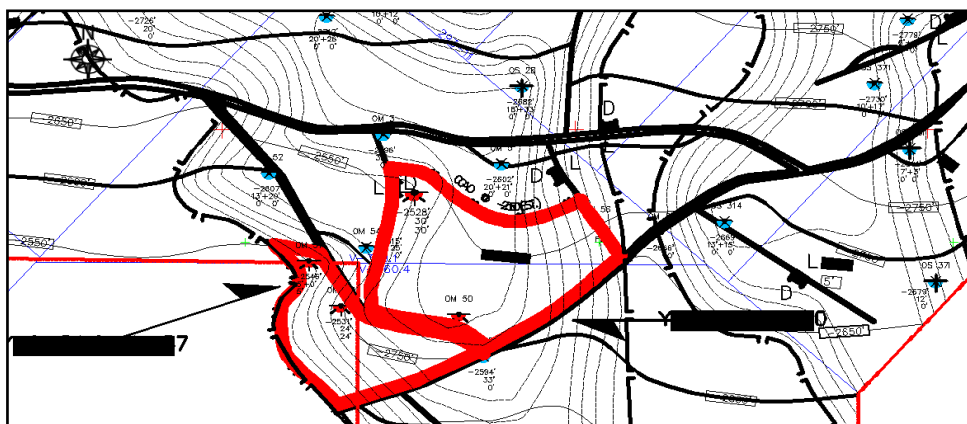


Figura 5.30 Yacimientos B1, 2 OM 57 y B1 OM 50.

Los yacimientos B1 OS 370 y B1, 2 OS 359 se encuentran delimitados al sur por una falla principal de tipo normal que recorre todo el Campo Ostra, además el yacimiento B1 OS 370 presentan dos fallas de tipo normal tanto al este como Oeste que genera cierres estructurales en estas direcciones y al Norte por un límite de fluido (CGAO) a la profundidad de $-2850'$. El yacimiento B1,2 OS 359 también presenta un cierre estructural al Oeste, al Norte por un límite de fluido (CGAO) a la profundidad de $-2850'$ y un límite de rocas al Este, todo esto compartamentaliza al yacimiento (Figura 5.31).

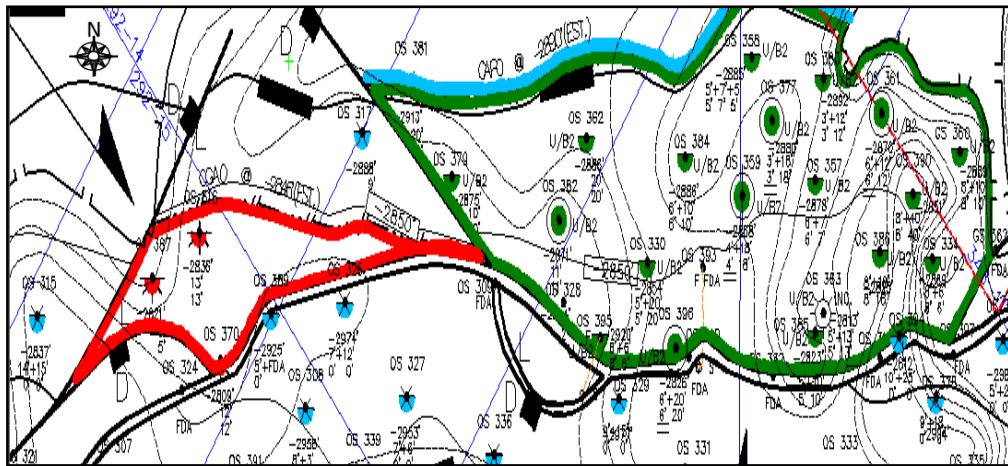


Figura 5.31 Yacimiento B1 OS 370 y yacimiento B1, 2 OS 359.

Los yacimientos B2 OS 302, B2 OS 321 y B2 OS 316 se encuentran delimitados al Sur por una falla principal de tipo normal que recorre todo el campo Ostra, además para los yacimientos B2 OS 302 y B2 OS 316 presentan dos fallas de tipo normal tanto al este como al Oeste de los mismos, que genera cierres estructurales en estas direcciones y al norte por límites de fluidos, un CGAO para el B2 OS 302 a $-2850'$ y un CPAO para el B2 OS 316 a la profundidad de $-2901'$. El yacimiento B2 OS 321 presenta cierre estructural en todas las direcciones compartamentalizando de forma estructural al yacimiento (Figura 5.32).

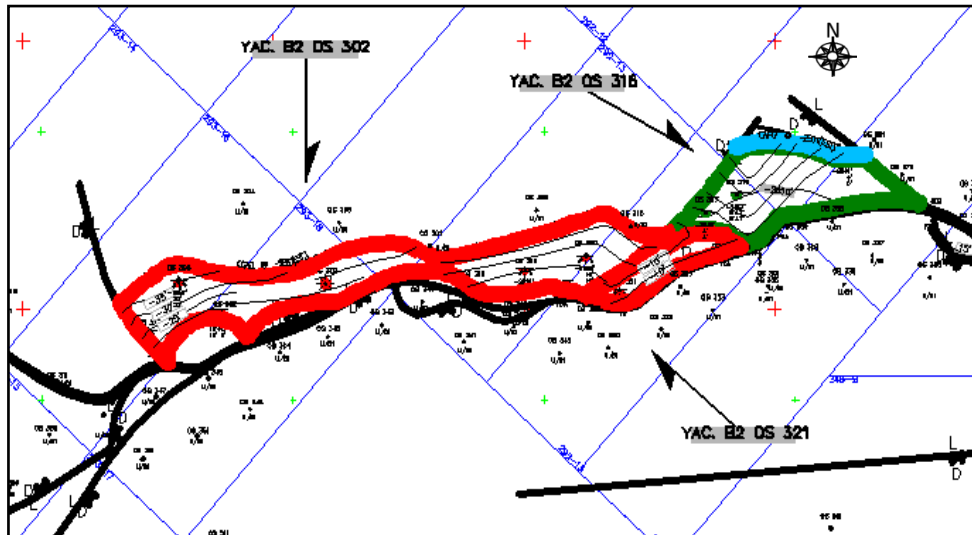


Figura 5.32 Yacimiento B2 OS 302, OS 316 y OS 321.

5.7 Estimación del POES, GOES y reservas en el área de estudio

Uno de los objetivos más importantes de este estudio, es determinar los volúmenes originales de hidrocarburos en sitio (petróleo y gas seco), a través del método volumétrico por medio de las ecuaciones que se presentaron en el capítulo IV, para así conocer de esta manera las reservas actualizadas de los yacimientos en los niveles estratigráficos B1 y B2.

Una vez realizado el mapa Isópaco-estructural actualizado para los yacimientos en estudio para estimar las reservas, se procedió a calcular en primer lugar el área y volumen de cada uno de los mismos, a través de la herramienta corporativa *SIGEMAP* 3.0, posteriormente con los valores de porosidad y saturación de agua irreducible obtenidos de la evaluación petrofísica y haciendo uso del factor volumétrico de formación de petróleo inicial (boi) para el caso del POES y factor volumétrico de formación de gas inicial (bgi) para el GOES, se procedió a calcular su valores, obteniendo los siguientes resultados para cada yacimiento.

A continuación, se muestran los resultados de los yacimientos de petróleo (Apéndice E1, E2).

Tabla 5.5. Cálculo de POES Yac B1,2 OS 359.

| Yacimientos | B1,2 OS 359 | Unidad |
|-----------------------------|--------------------|---------------------|
| Volumen | 9255 | acres-pies |
| Porosidad | 0,24 | adimensional |
| Swi | 0,07 | adimensional |
| Boi | 1,1628 | BY/BN |
| Constante | 7758 | |
| POES Yac B1,2 OS 359 | 13782099,01 | MMBN |

Tabla 5.6. Cálculo de POES Yac B1,2 OS 316.

| Yacimientos | B2 OS 316 | Unidad |
|-----------------------------|--------------------|---------------------|
| Volumen | 1415 | acres-pies |
| Porosidad | 0,22 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Boi | 1,0792 | BY/BN |
| Constante | 7758 | |
| POES Yac B1,2 OS 316 | 2058802,973 | MMBN |

A continuación, se muestran los resultados de los yacimientos de gas seco (Apéndice E3, E4, E5, E6, E7).

Tabla 5.7. Cálculo de GOES Yac B1 OM 50.

| Yacimientos | B1 OM 50 | Unidad |
|--------------------------|-------------------|---------------------|
| Volumen | 5890 | acres-pies |
| Porosidad | 0,27 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01515716 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B1 OM 50 | 4204718467 | MMPCN |

Tabla 5.8. Cálculo de GOES Yac B1 OS 370.

| Yacimientos | B1 OS 370 | Unidad |
|---------------------------|------------------|---------------------|
| Volumen | 895 | acres-pies |
| Porosidad | 0,22 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,0151645 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B1 OS 370 | 520346287 | MMPCN |

Tabla 5.9. Cálculo de GOES Yac B1,2 OM 57.

| Yacimientos | B1,2 OM 57 | Unidad |
|----------------------------|-------------------|---------------------|
| Volumen | 3473 | acres-pies |
| Porosidad | 0,23 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01515743 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B1,2 OM 57 | 2111945693 | MMPCN |

Tabla 5.10. Cálculo de GOES Yac B2 OS 302.

| Yacimientos | B2 OS 302 | Unidad |
|---------------------------|-------------------|---------------------|
| Volumen | 4990 | acres-pies |
| Porosidad | 0,28 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01350122 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B2 OS 302 | 4147259984 | MMPCN |

Tabla 5.11. Cálculo de GOES Yac B2 OS 321.

| Yacimientos | B2 OS 321 | Unidad |
|---------------------------|-------------------|---------------------|
| Volumen | 4990 | acres-pies |
| Porosidad | 0,19 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01515888 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B2 OS 321 | 2506471264 | MMPCN |

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. En la actualización de la base de datos se realizaron cambios en los topes de las arenas en los yacimientos B1,2 OS 359, B1,2 OS 316 y B1,2 OM 57. Además se actualizaron los siguientes pozos que no presentaban información, pozos OM 59 y MS 312. La elaboración de la base de datos llevada a cabo a través de la correlación de registros en físico, aclaro incógnitas de pozos con falta de información en sus propiedades
2. El análisis de las secciones estratigráficas demostraron que existe continuidad lateral de los niveles B1 y B2 observándose cambios de espesores desde 5 a 10 pies, también que existe una coalescencia de cuerpos, por lo que se interpreta que las arenas B1 y B2 se unen y crean un solo nivel estratigráfico en ciertas zonas del campo.
3. Las arenas B1 y B2 se depositaron, según la interpretación del paleoambiente, en un ambiente deltaico con influencia fluvial, caracterizadas por facies de canales distributarios y facies de barras intermareales limitados por zonas lutíticas asociadas a facies de la llanura de inundación, con dirección de aporte de sedimentos en sentido Suroeste-Noreste.
4. La validación, a través de la revisión del mapa de falla, de la falla principal y las series de fallas secundarias que separan los yacimientos en ambos niveles, definió que éstas son de tipo normal y permitió concluir que en esta zona ocurrieron esfuerzos extensivos.

5. Basado en la interpretación de las secciones estructurales se detalló que la falla principal constituye el límite Sur de varios yacimientos tanto en el nivel B1 como B2, con dirección generalizada SW-NE. La estructura predominante en el Campo Ostra es un monoclinial buzante con dirección promedio (S-SE). Los niveles estratigráficos B1 y B2 pertenecientes al Campo Ostra, no se realizaron modificaciones debido a que no se presentaron cambios significativos en el mismo.

6. Los yacimientos B1 OS 370 y B1,2 OS 359 se encuentran delimitados al Sur por una falla principal de tipo normal que recorre todo el Campo Ostra, además el yacimiento B1 OS 370 presentan dos fallas de tipo normal tanto al este como Oeste que genera cierres estructurales en estas direcciones y al Norte por un límite de fluido (CGAO) a la profundidad de -2850'

7. Mediante la evaluación petrofísica se estimaron las siguientes propiedades de la roca para el nivel B1: Sw mayor a 39,75% producción de hidrocarburo con agua; Sw menor a 39,75% saturado de hidrocarburo. Vsh mayor a 19,25% intervalo moderadamente arcilloso. Porosidad menor a 18% baja porosidad efectiva. Permeabilidad menor a 835 mD baja permeabilidad.

8. Para el nivel B2: Sw mayor a 36% producción de hidrocarburo con agua; Sw menor a 36% saturado de hidrocarburo. Vsh mayor a 12,5% intervalo moderadamente arcilloso. Porosidad menor a 25% baja porosidad efectiva; Permeabilidad menor a 775 mD baja permeabilidad.

9. El Cálculo de POES y GOES de los yacimientos definidos empleando el método volumétrico arrojaron los siguientes resultados: POES Yac B1,2 OS 359: 13782099,01-MMBN; POES Yac B1,2 OS 316: 2058802,973- MMBN; GOES Yac B1 OM 50: 4204718467-MMPCN; GOES Yac B1 OS 370: 520346287- MMPCN;

GOES Yac B1, 2 OM 57: 2111945693- MMPCN; GOES Yac B2 OS 302: 4147259984- MMPCN.

Recomendaciones

1. Realizar la extracción de núcleos en los pozos nuevos a perforar, a nivel de las arenas B1 y B2, de manera que se le pueda dar mayor grado de certidumbre al modelo sedimentológico y petrofísico.

2. 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.

3. Tomar muestras de agua de los intervalos B1 y B2 en diferentes pozos interpretados agua para verificar el contacto agua petróleo.

4. Continuar el apoyo a futuros estudios de caracterización de yacimientos para lograr modelos que permitan optimizar la recuperación de los hidrocarburos remanentes.

5. Realizar un estudio dinámico, para la caracterización de los parámetros que controlan las propiedades de los fluidos en los yacimientos de los niveles stratigráficos B1 y B2 del campo y así definir lo más exacto posible a los mismos.

REFERENCIAS

- Alcalá, Eudis (2005) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. PDVSA San Tomé, pp 2-8.
- Alcalá, E. (2012) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES A TRAVÉS DE REGISTROS DE POZOS**. San Tomé, Anzoátegui-Venezuela, pp 70.
- Alfonsi, P. (1999) **FACIES CLÁSTICAS**. Gerencia de Proyectos Exploratorios y de Delineación, División Oriente. PDVSA Exploración y Producción. Puerto La Cruz, pp 9-18.
- Alfonsi, P. (1999) **SEDIMENTOLOGIA DE CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. CIED Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo. Venezuela, pp 115.
- Allen, G.P, y F. Segura. (1989) **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS CLÁSTICOS**. Total Exploration Laboratory. pp 44-82.
- Almarza, R. (1998) **CAMPOS PETROLIFEROS PIRITAL –OROCUAL-MANRESA**. PDVSA: Léxico Estratigráfico de Venezuela. Recuperado en abril 15 de 2010 de <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp053.htm>
- Balestrini, M., (1997) **COMO SE ELABORA EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. BL Consultores Asociados. Servicio Editorial. Caracas, pp 25-28.
- Bosset, J.C. & Gou, Y. (2004). **CAMPO SANTA BARBARA / PIRITAL REVISION MODELO ESTRUCTURAL**. Monagas, Venezuela, P 38.
- Di Croce, J. et al (1999) **SEQUENCE STRATIGRAPHY OF THE EASTERN VENEZUELA BASIN**. Amsterdam pp 419-176.
- Francisco Yoris & Marino Ostos (1997) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA. WEC. SLB 1997**. Capítulo 1, pp 32-37.
- Felder, B. et al. (1980) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN VENEZUELA**. Schulumberger. pp 14- 27.
- Funes D., J. Itriago (1994) **EXPLOTACIÓN DE TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. CORPOVEN pp. 119-126.

González De Juana, C. (1980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**, Tomo I y II. Ediciones Foninves, pp 643-645.

Hernández, J. (1979) **RECOLECCION DE DATOS**. New York, pp 57.

Hernando, L. (1985) **FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**, Universidad de Oriente Núcleo de Bolívar.

Hedberg, H. et al (1947) **OIL FIELDS OF THE GREATER OFICINA AREA, CENTRAL ANZOATEGUI, VENEZUELA**. Bulletin American of Petroleum Geologist, V.31 N°12: pp1089-2169

Holmes, A. (1962) **GEOLOGÍA FÍSICA**. Editorial OMEGA. Barcelona, España.

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

PDVSA-Intevep. (2002) **MODELO ESTRUCTURAL REGIONAL EN PROFUNDIDAD DEL NORTE DE MOANAGAS**. Los Teques, Venezuela, P126.

PDVSA E&P (2010) **PROPUESTA DE HOMOLOGACION DE NOMENCLATURA ESTRATIGRAFICA NORTE DE MONAGAS**. Puerto la Cruz, Pp 102.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) - Centro internacional de educación y desarrollo (CIED). (1999) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**. Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, Venezuela, pp 34-40.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) - Centro internacional de educación y desarrollo (CIED). (1997) **REGISTROS DE POZOS**. Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, Venezuela, pp 7-33

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) - Centro internacional de educación y desarrollo (CIED). (1998) **INTERPRETACIONDE PERFILES DE POZOS**. Centro de Educación y Desarrollo.

Rivadulla, R. (2004) **CARTOGRAFÍA DE SUPERFICIE Y SUBSUELO**. Fundageominas, Ciudad Bolívar, Venezuela, pp 417.

Rosales, E., (2006) **CRITERIO PARA LA INTERPRETACIÓN DE ELECTROFACIES** PDVSA San Tomé, pp 25

Sabino, C. (1992) **EL PROCESO DE INVESTIGACIÓN**. Editorial Panapo, Caracas, Venezuela, pp 216.

Schlumberger. (1997) **EVALUACION DE FORMACIONES**. CIED-PDVSA, Puerto la Cruz, Venezuela.

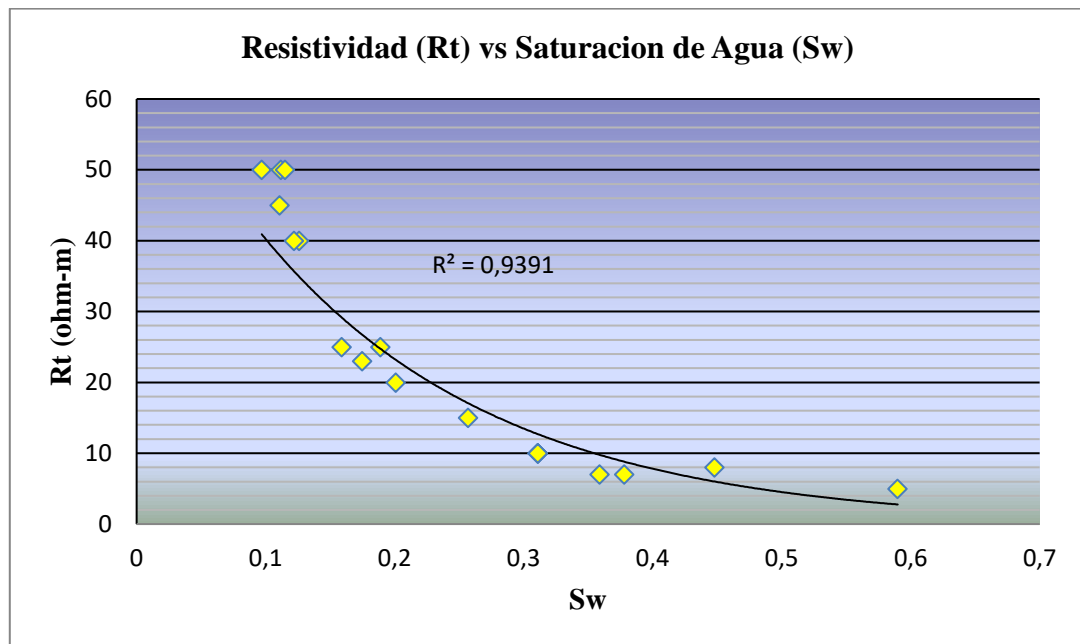
Tamayo, M. (2000) **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA**. Prentice Hill, Barcelona España, pp. 51,115.

Tarbuck, E. J. y Lutgens, F. K. (2005). **CIENCIAS DE LA TIERRA** Octava Edición. Pearson Educación S. A.,Madrid, España.

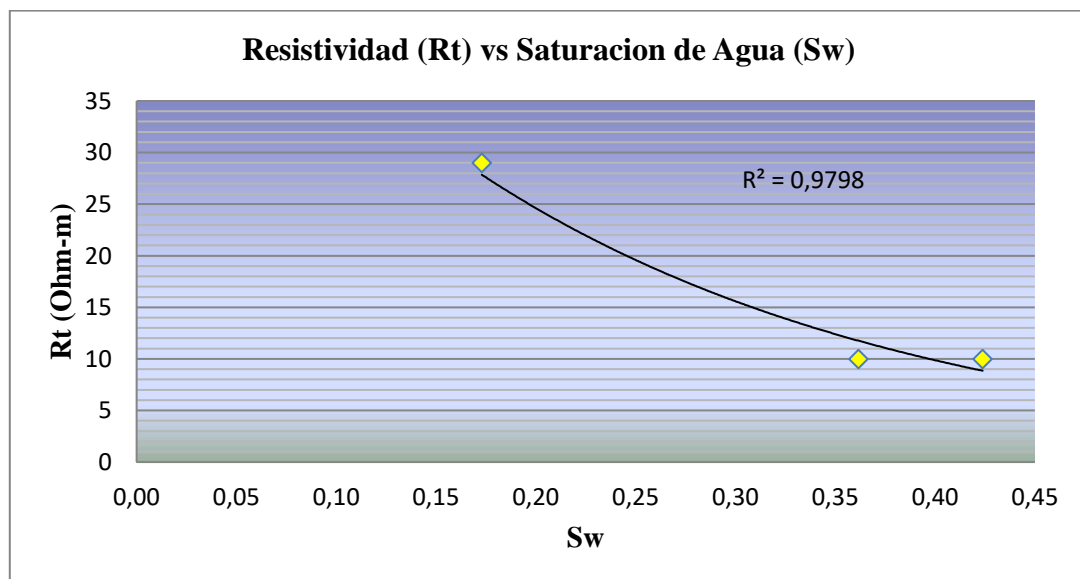
Yoris, F. y Ostos, M. (1997) **GEOLOGIA DE VENEZUELA**. WEC.SLR. Capítulo 1, pp 32-37

APÉNDICES

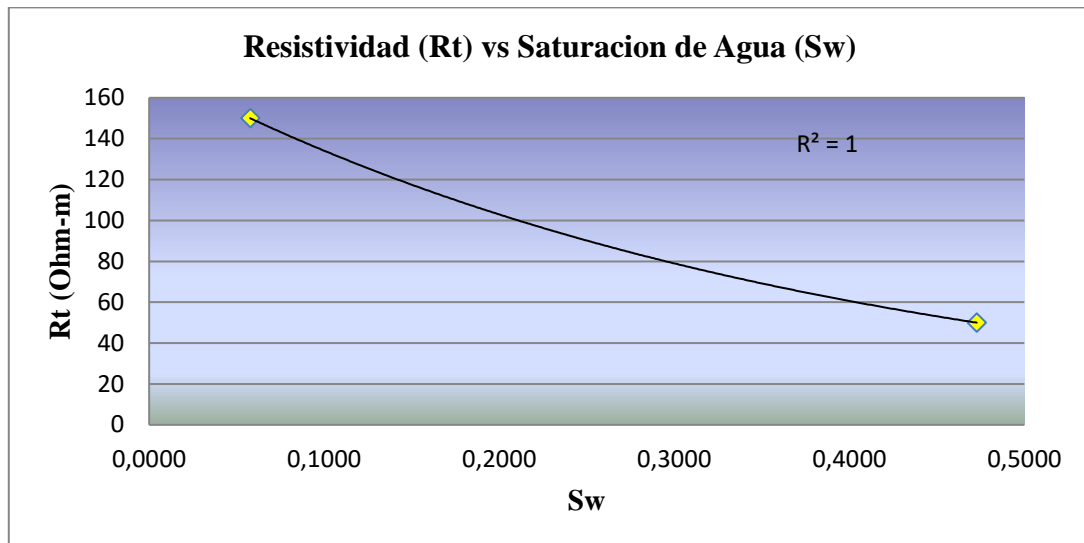
APÉNDICE A
Propiedades petrofísicas corte de arena B1



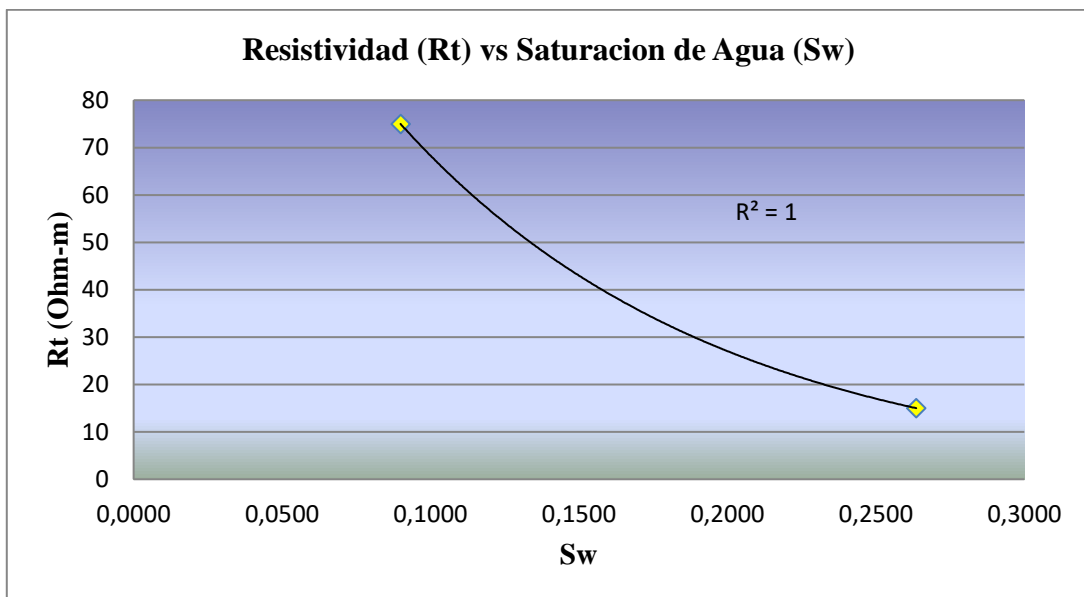
A.1 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 359



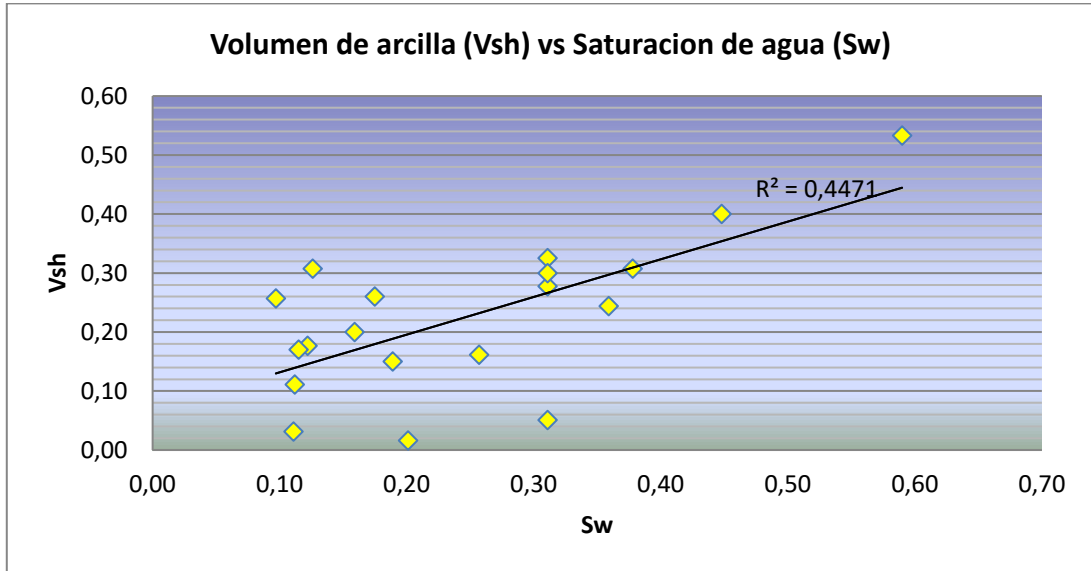
A.2 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 370



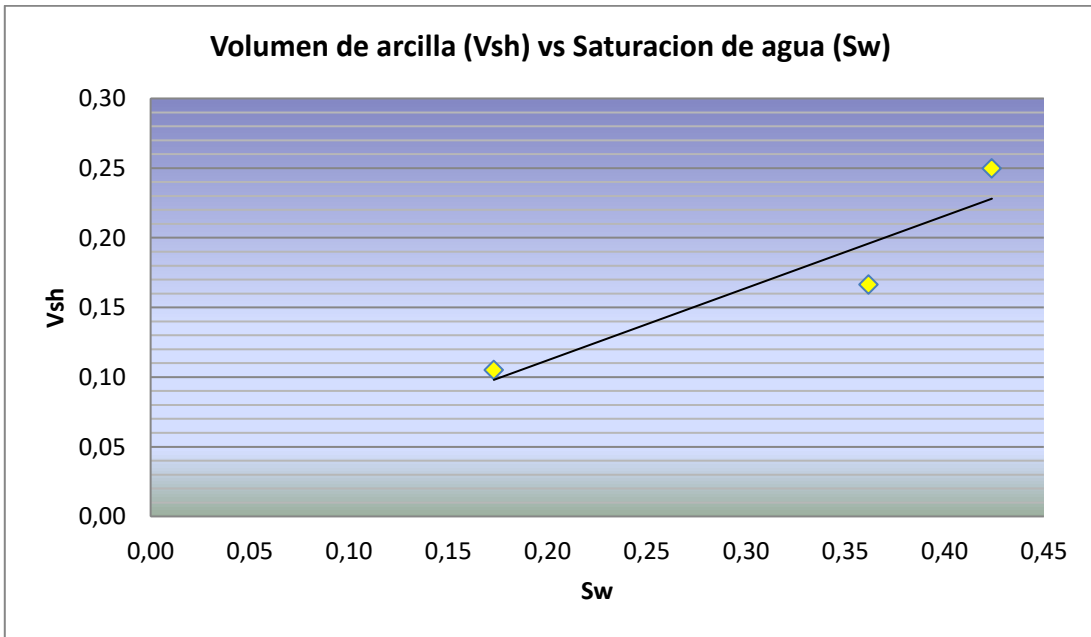
A.3 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 50



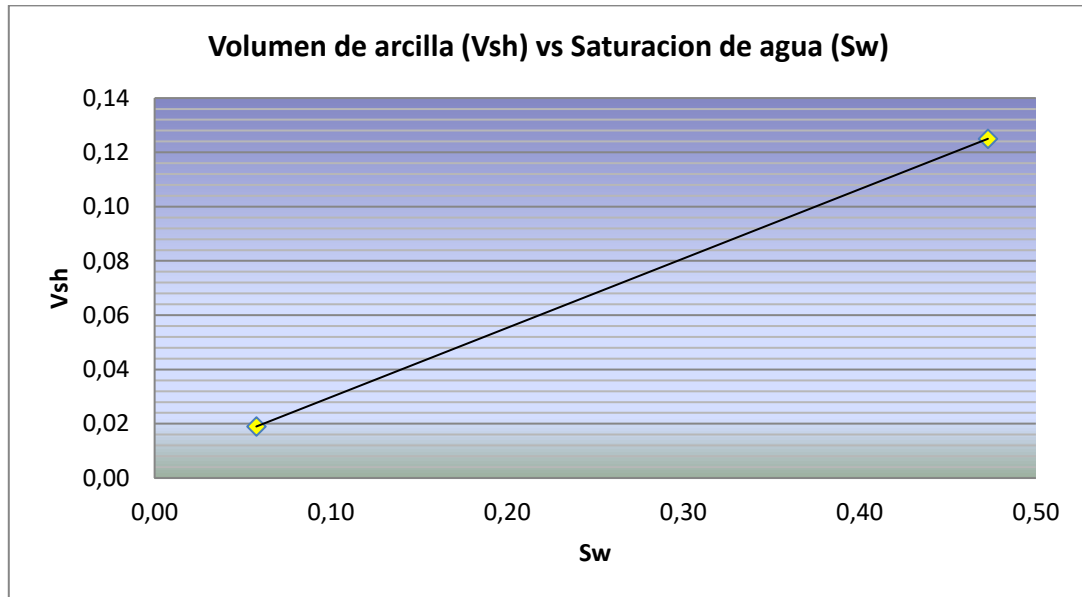
A.4 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 57



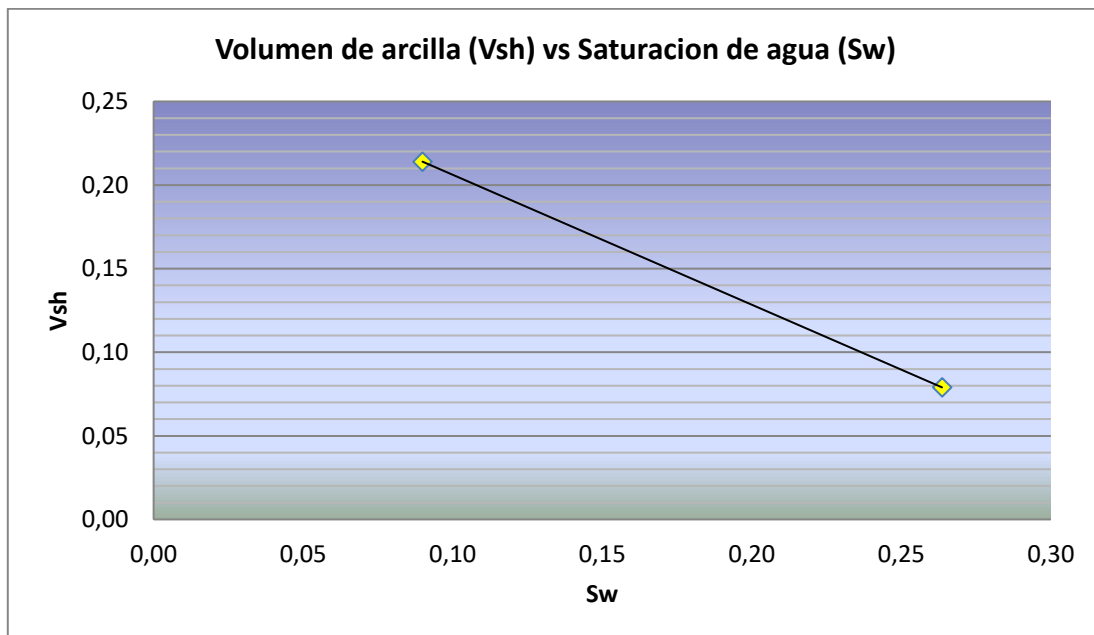
A.5 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 359



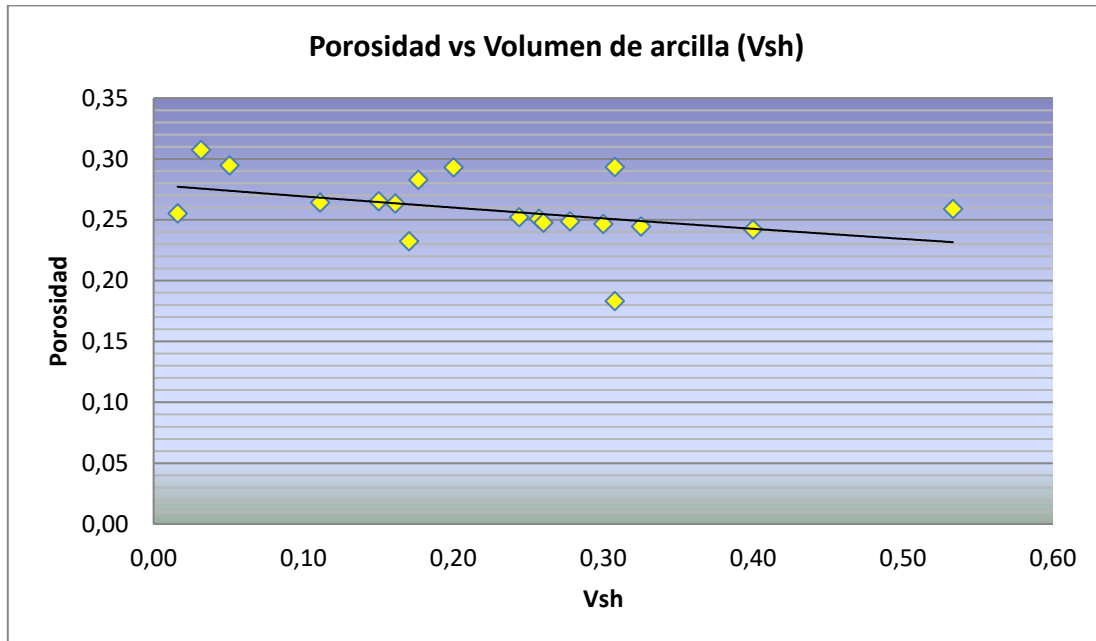
A.6 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OS 370



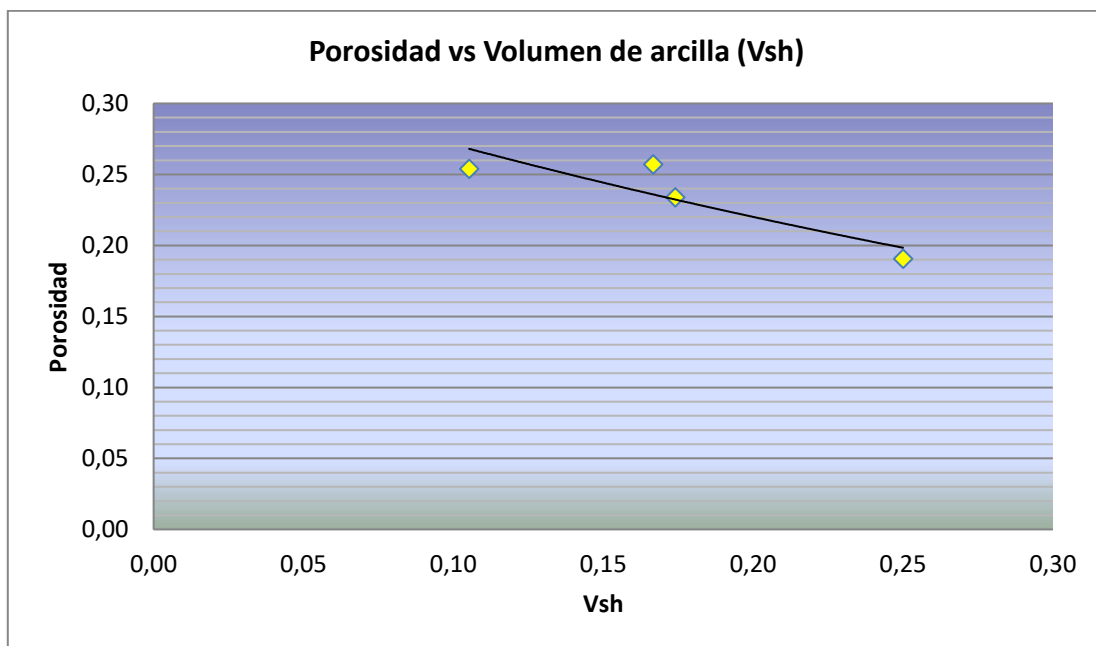
A.7 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 50



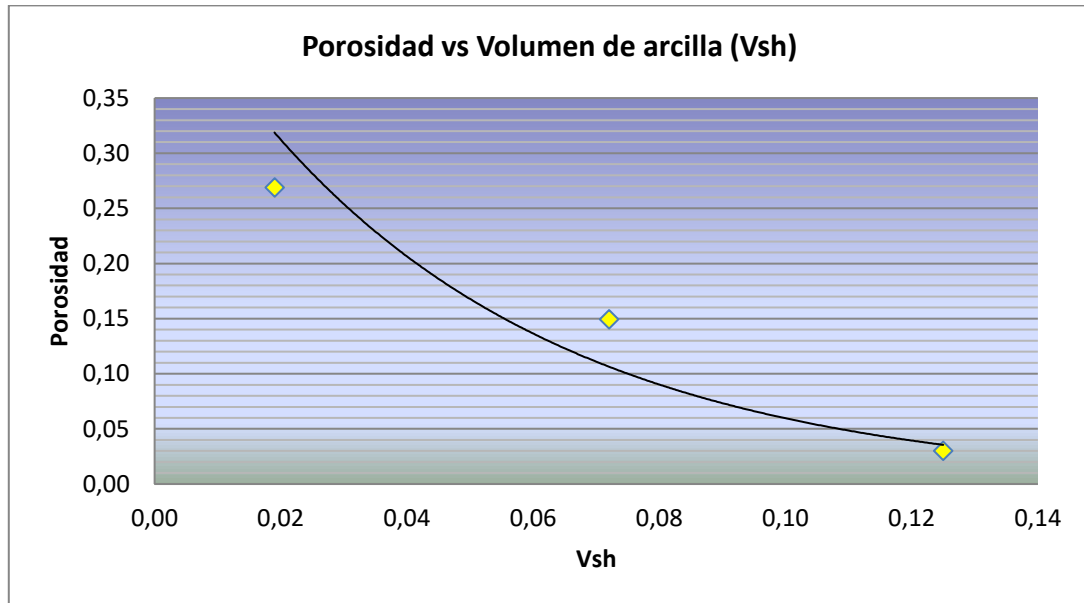
A.8 Rt vs. Sw, Yacimiento B1 OM 57



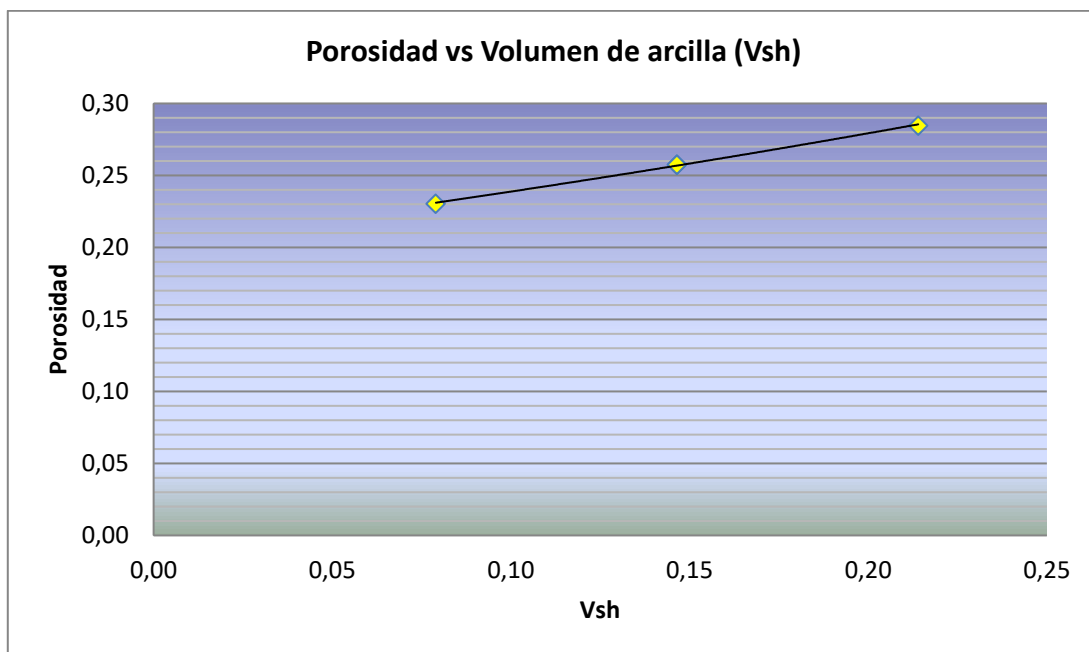
A.9 Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OS 359



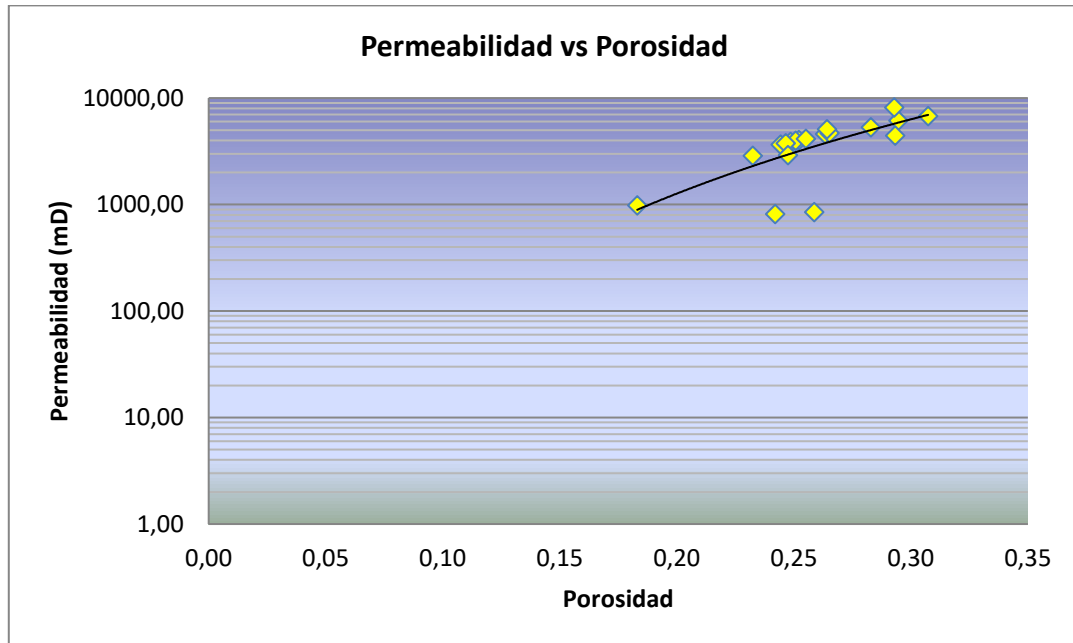
A.10 Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OS 370



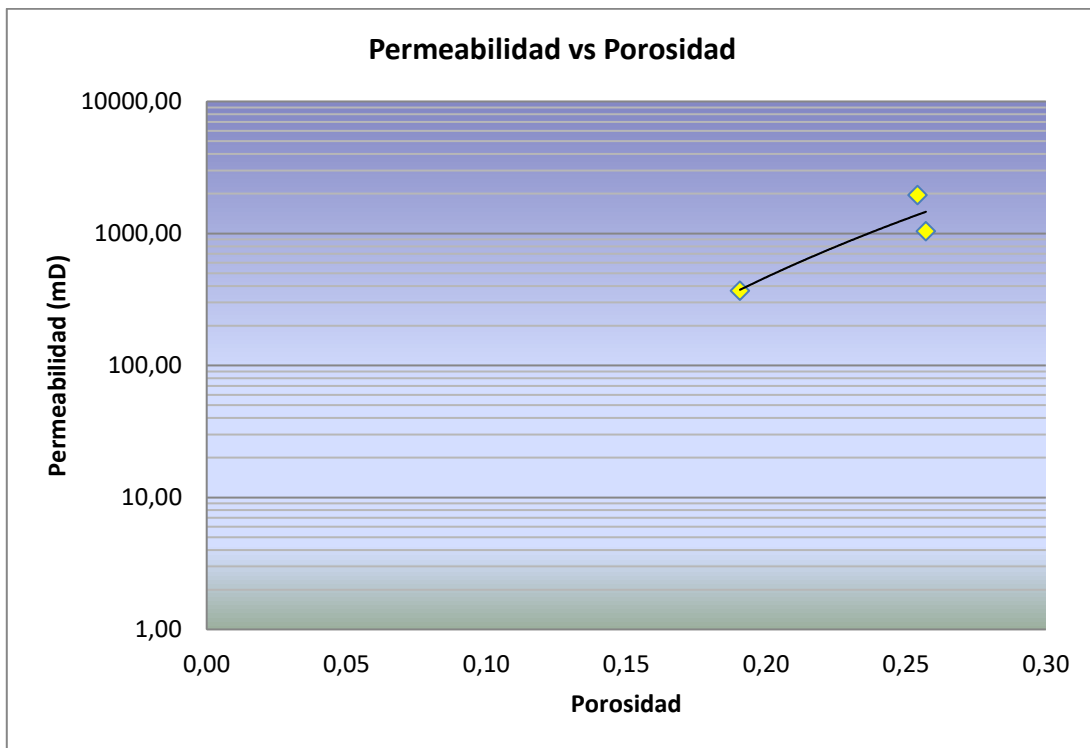
A.11 Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OM 50



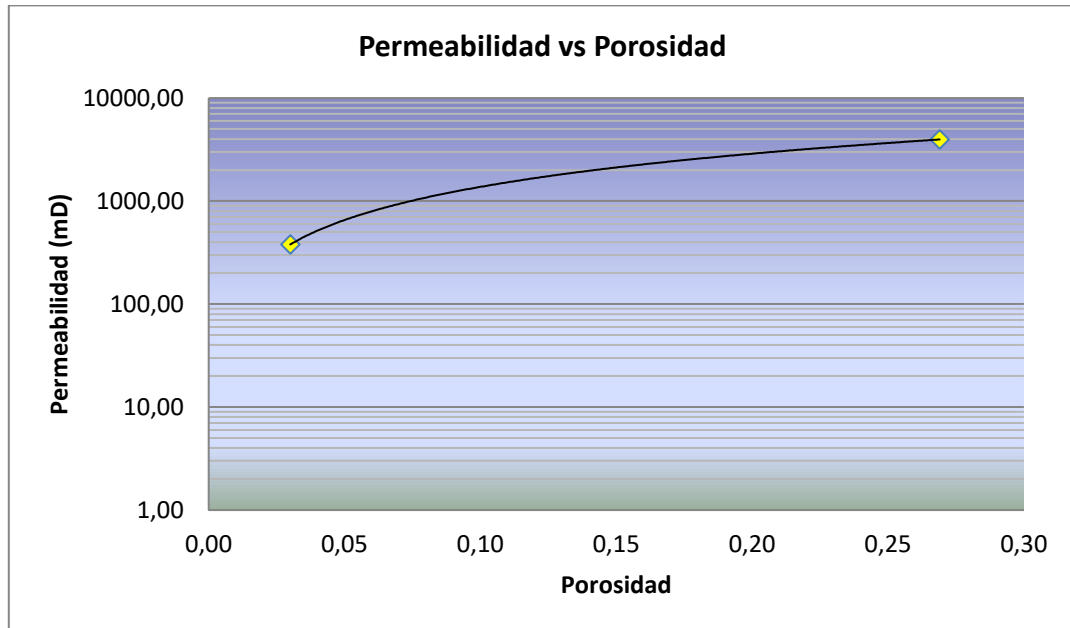
A.12 Porosidad vs. Vsh, Yacimiento B1 OM 57



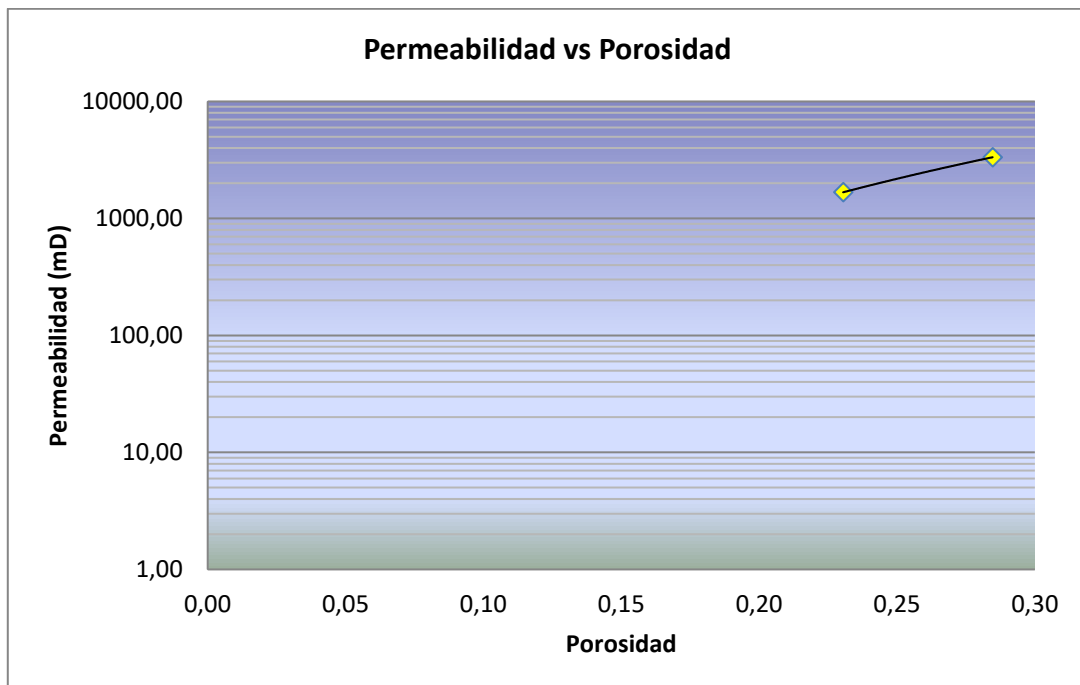
A.13 Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OS 359



A.14 Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OS 370



A.15 Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OM 50



A.16 Porosidad vs. Perm, Yacimiento B1 OM 57

APÉNDICE B
Promedios de propiedades petrofísicas corte de arena B1-B2

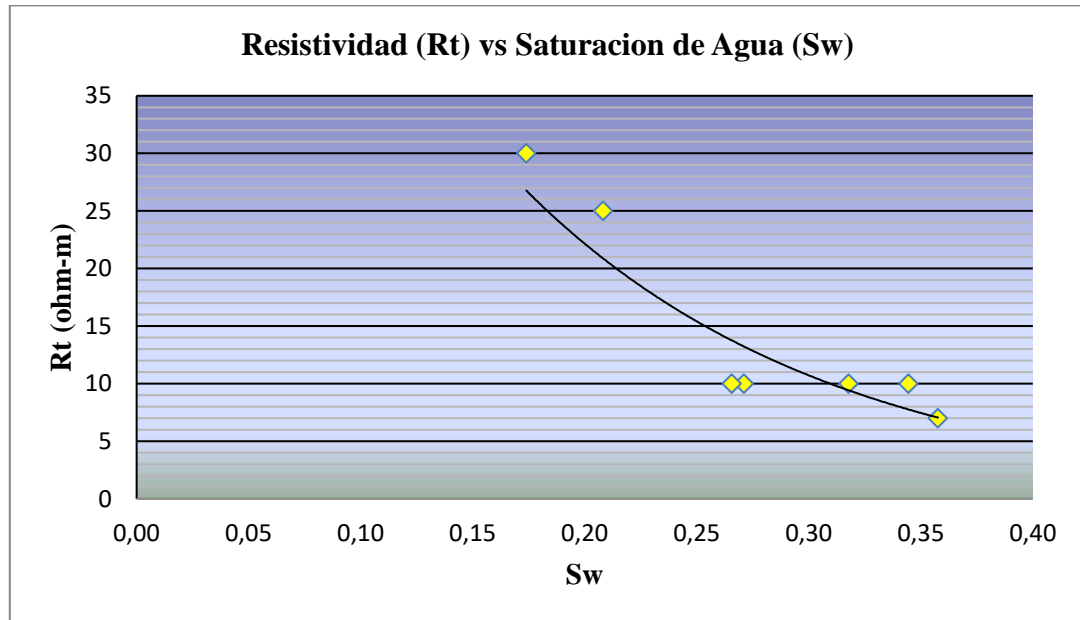
| Nivel Estratigráfico B1 | Promedio de Propiedades Petrofísicas | | | |
|--------------------------------|---|----------------|--------------|---------------|
| Nombre del Yacimiento | Sw (%) | Vsh (%) | Ø (%) | K (mD) |
| B1,2 OS 359 | 25 | 23 | 26 | 4054 |
| B1 OS 370 | 32 | 17 | 23 | 1125 |
| B1 OM 50 | 27 | 7 | 15 | 2168 |
| B1,2 OM 57 | 18 | 15 | 26 | 2505 |

B.1 Promedio de Propiedades Petrofísicas Corte B1

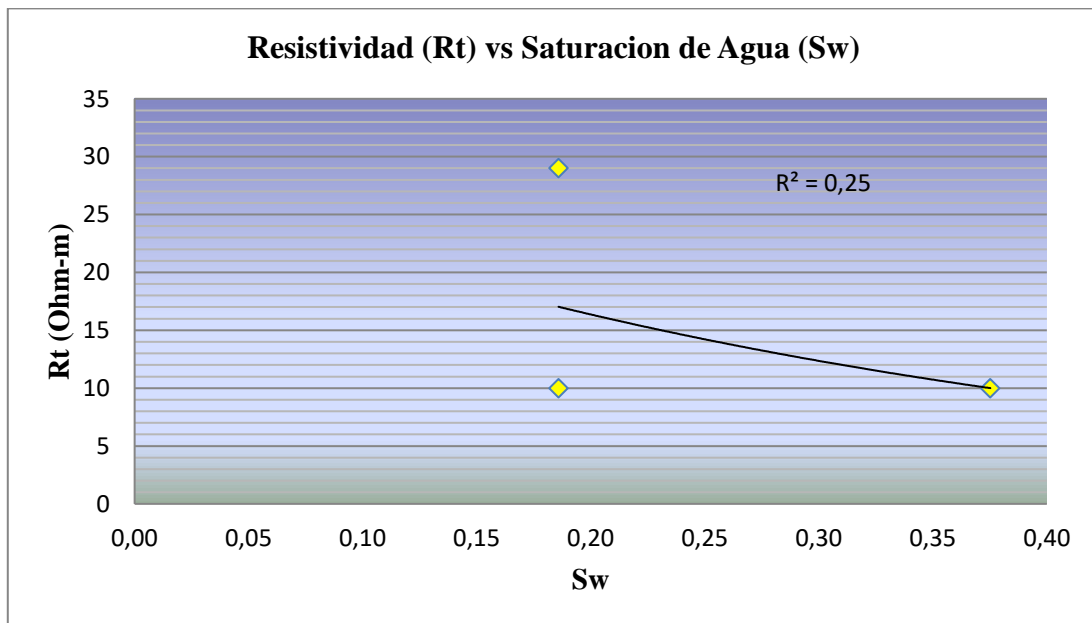
| Nivel Estratigráfico B2 | Promedio de Propiedades Petrofísicas | | | |
|--------------------------------|---|----------------|--------------|---------------|
| Nombre del Yacimiento | Sw (%) | Vsh (%) | Ø (%) | K (mD) |
| B2 OS 302 | 28 | 16 | 27 | 4614 |
| B2 OS 316 | 25 | 12 | 22 | 1015 |

B.2 Promedio de Propiedades Petrofísicas Corte B2

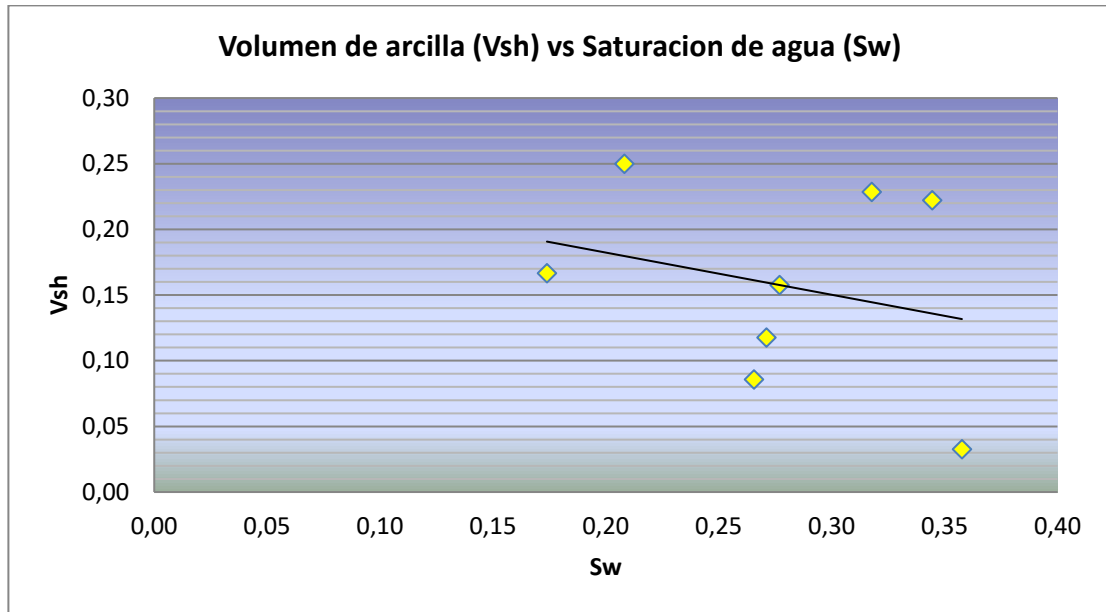
APÉNDICE C
Propiedades petrofísicas corte de arena B2



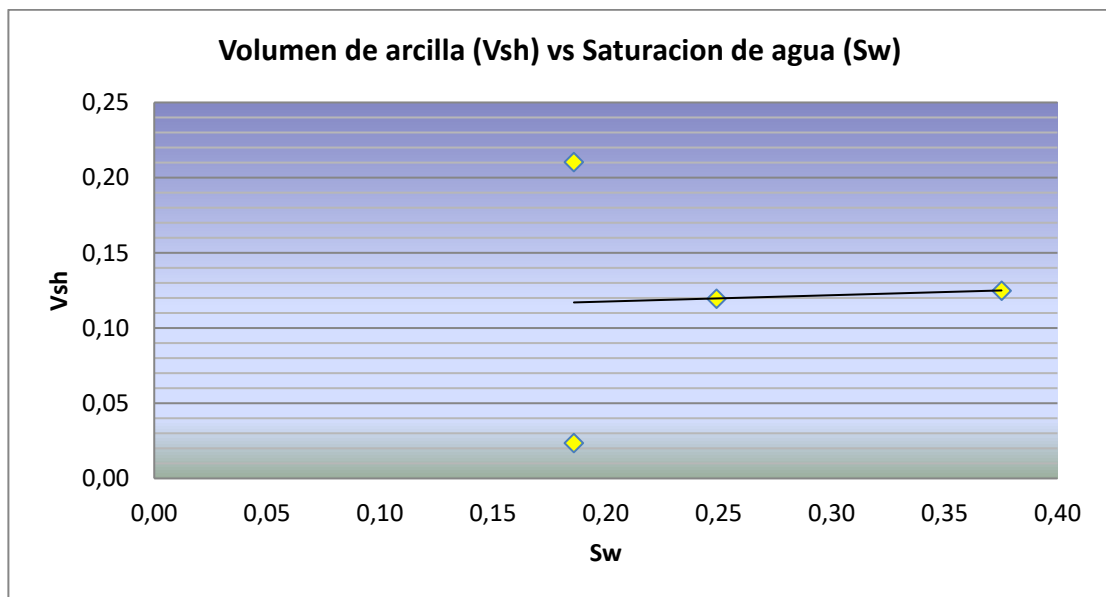
C.1 Rt vs. Sw, Yacimiento B2 OS 302



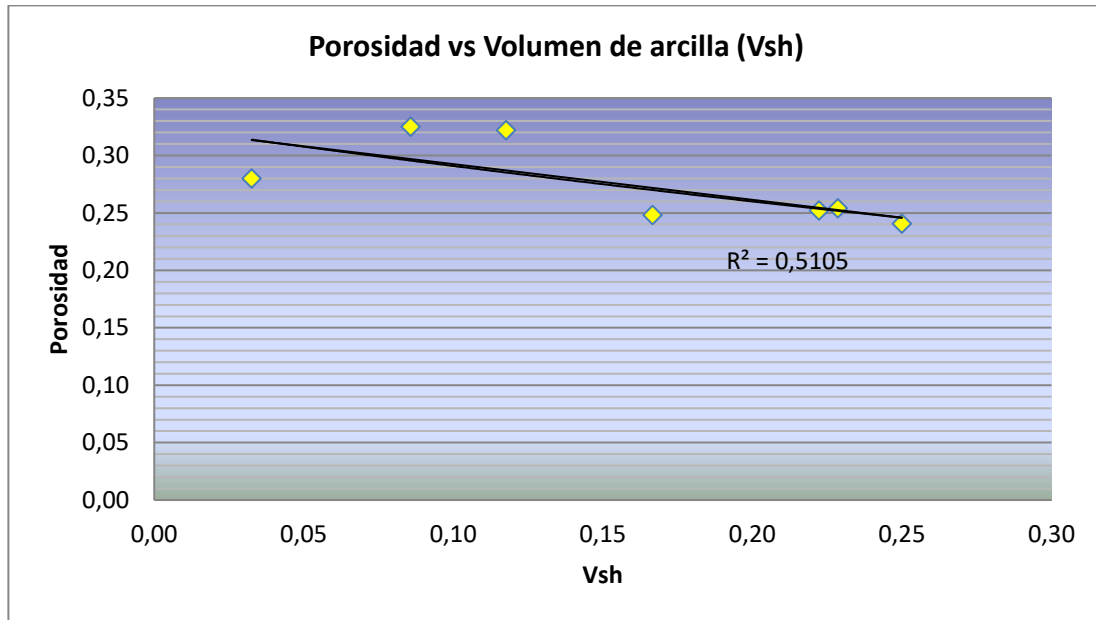
C.2 Rt vs. Sw, Yacimiento B2 OS 316



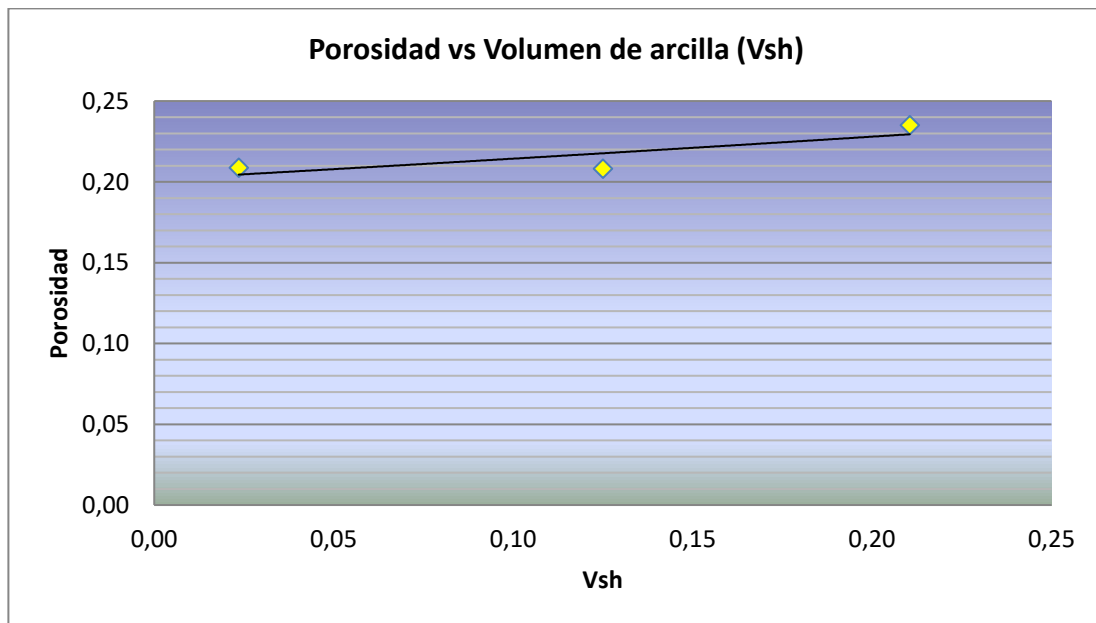
C.3 Vshc vs Swc Yacimiento B2 OS 302



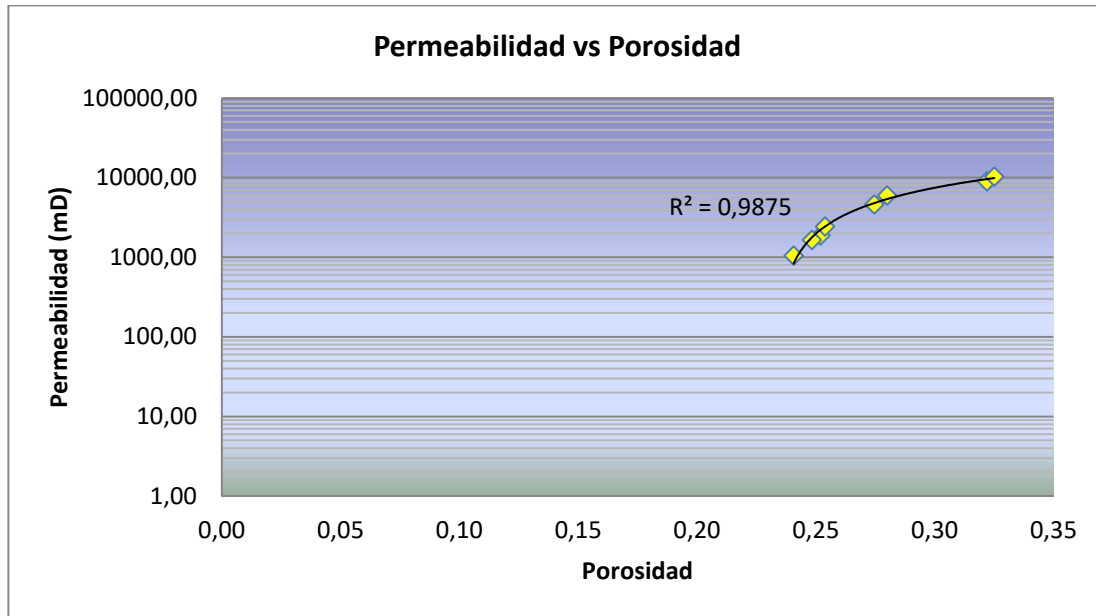
C.4 Vshc vs Swc Yacimiento B2 OS 316



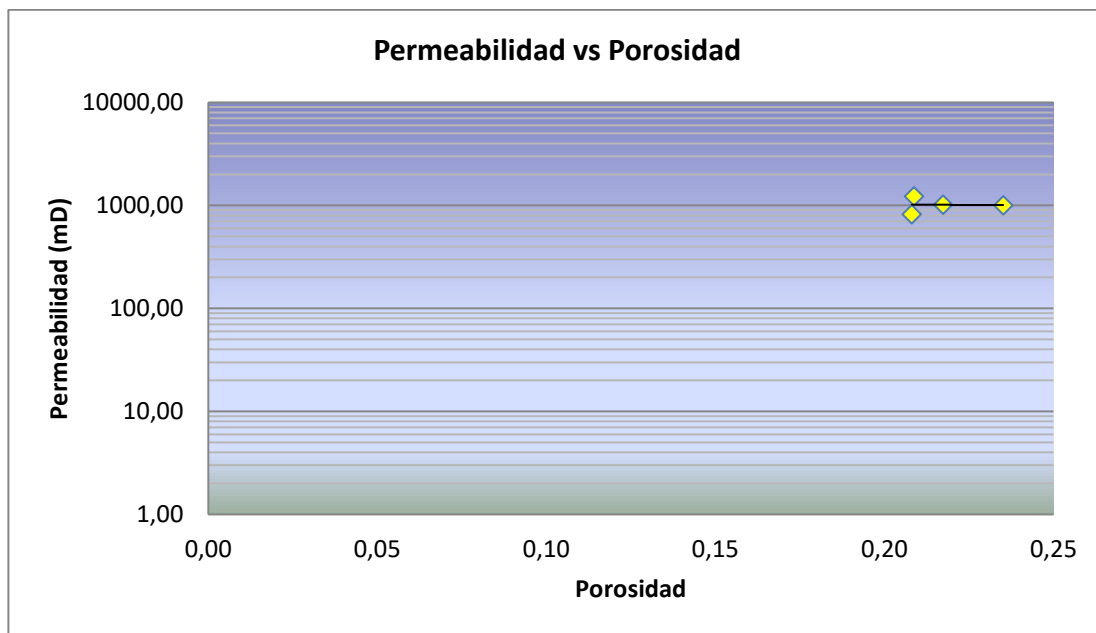
C.5 Porosidad vs Vshc Yacimiento B2 OS 302



C.6 Porosidad vs Vshc Yacimiento B2 OS 316



C.7 Porosidad vs Perm Yacimiento B2 OS 302



C.8 Porosidad vs Perm Yacimiento B2 OS 316

APÉNDICE D
Datum pozos B1-B2

| NOMBRE | NIVEL | TVD | KB | TVDSS | AN | ANP |
|--------|-------|------|----------|-------|-----|-----|
| GS 350 | B1 | 3686 | 821 | -2865 | 10' | 0' |
| GS 351 | B1 | 3621 | 793 | -2828 | 12' | 0' |
| GS 352 | B1 | 3580 | 792 | -2788 | 9' | 0' |
| GS 353 | B1 | 3793 | 864 | -2929 | 13' | 0' |
| GS 354 | B1 | 3747 | 836 | -2911 | 4' | 0' |
| GS 355 | B1 | 3695 | 824 | -2871 | 14' | 0' |
| GS 357 | B1 | 3852 | 894 | -2958 | 3' | 0' |
| GS 358 | B1 | 3746 | 844 | -2902 | 12' | 0' |
| GS 359 | B1 | 3756 | 834 | -2922 | 8' | 0' |
| GS 361 | B1 | 3610 | 794 | -2816 | 8' | 0' |
| GS 503 | B1 | 3792 | 808 | -2984 | 9' | 0' |
| GS 641 | B1 | | | -2884 | 7' | 0' |
| GVI 1 | B1 | 3779 | 850 | -2929 | 8' | 0' |
| GVI 2 | B1 | 3856 | 843 | -3013 | 7' | 0' |
| GVI 3 | B1 | 3735 | 825 | -2910 | 10' | 0' |
| GVI 4 | B1 | 3869 | 850 | -3019 | 7' | 0' |
| GVI 5 | B1 | 3780 | 834 | -2946 | 8' | 0' |
| GVI 6 | B1 | 3760 | 841 | -2919 | 8' | 0' |
| GVI 7 | B1 | 3740 | 839 | -2901 | 10' | 0' |
| GVI 8 | B1 | 3775 | 837 | -2938 | 6' | 0' |
| MG 353 | B1 | 3523 | 776 | -2747 | 10' | 0' |
| MS 301 | B1 | 3553 | 793 | -2760 | 10' | 0' |
| MS 302 | B1 | 3640 | 797 | -2843 | 8' | 0' |
| MS 303 | B1 | 3568 | 794 | -2774 | 9' | 0' |
| MS 304 | B1 | 3562 | 792 | -2770 | 7' | 0' |
| MS 305 | B1 | 3534 | 796 | -2738 | 15' | 0' |
| MS 306 | B1 | 3567 | 792 | -2775 | 8' | 0' |
| MS 308 | B1 | 3462 | 786 | -2676 | 13' | 0' |
| MS 309 | B1 | 3570 | 808 | -2762 | 11' | 0' |
| MS 310 | B1 | 3560 | 795 | -2765 | 10' | 0' |
| MS 312 | B1 | | 3573 816 | -2757 | 11' | 0' |
| OM 3 | B1 | 3432 | 836 | -2596 | 28' | 0' |
| OM 4 | B1 | 3617 | 905 | -2712 | 20' | 0' |
| OM 5 | B1 | 3426 | 824 | -2602 | 20' | 0' |
| OM 50 | B1 | 3259 | 750 | -2509 | 41' | 41' |
| OM 51 | B1 | 3313 | 719 | -2594 | 33' | 0' |
| OM 52 | B1 | 3424 | 817 | -2607 | 13' | 0' |
| OM 53 | B1 | 3637 | 904 | -2733 | 10' | 0' |
| OM 54 | B1 | 3280 | 765 | -2515 | 25' | 0' |
| OM 55 | B1 | 3405 | 739 | -2666 | 0' | 0' |
| OM 56 | B1 | | 773 | FDA | | |
| OM 57 | B1 | 3300 | 754 | -2546 | 5' | 5' |
| OM 59 | B1 | 3350 | 822 | -2528 | | |
| OM 168 | B1 | | | -2616 | 10' | 0' |
| OS 28 | B1 | 3537 | 855 | -2682 | 18' | 0' |
| OS 301 | B1 | 3707 | 859 | -2848 | 12' | 0' |
| OS 302 | B1 | 3692 | 877 | -2815 | 8' | 0' |
| OS 303 | B1 | 3688 | 851 | -2837 | 3' | 0' |

D.1 Datum Pozos Arena B1

| | | | | | | |
|--------|--------|--------|--------|--------|----------|----------|
| OS 304 | B1 | 3827 | 865 | -2962 | 8' | 0' |
| OS 305 | B1 | | 871 | FDA | | |
| OS 306 | B1 | 3607 | 828 | -2779 | 6'+4' | 0' 0' |
| OS 307 | OS 307 | OS 307 | OS 307 | OS 307 | OS 307 | OS 307 |
| OS 308 | OS 308 | OS 308 | OS 308 | OS 308 | OS 308 | OS 308 |
| OS 309 | OS 309 | OS 309 | OS 309 | OS 309 | OS 309 | OS 309 |
| OS 310 | OS 310 | OS 310 | OS 310 | OS 310 | OS 310 | OS 310 |
| OS 311 | OS 311 | OS 311 | OS 311 | OS 311 | OS 311 | OS 311 |
| OS 312 | OS 312 | OS 312 | OS 312 | OS 312 | OS 312 | OS 312 |
| OS 313 | OS 313 | OS 313 | OS 313 | OS 313 | OS 313 | OS 313 |
| OS 314 | OS 314 | OS 314 | OS 314 | OS 314 | OS 314 | OS 314 |
| OS 315 | OS 315 | OS 315 | OS 315 | OS 315 | OS 315 | OS 315 |
| OS 316 | OS 316 | OS 316 | OS 316 | OS 316 | OS 316 | OS 316 |
| OS 317 | OS 317 | OS 317 | OS 317 | OS 317 | OS 317 | OS 317 |
| OS 318 | OS 318 | OS 318 | OS 318 | OS 318 | OS 318 | OS 318 |
| OS 319 | OS 319 | OS 319 | OS 319 | OS 319 | OS 319 | OS 319 |
| OS 320 | OS 320 | OS 320 | OS 320 | OS 320 | OS 320 | OS 320 |
| OS 321 | OS 321 | OS 321 | OS 321 | OS 321 | OS 321 | OS 321 |
| OS 322 | OS 322 | OS 322 | OS 322 | OS 322 | OS 322 | OS 322 |
| OS 323 | OS 323 | OS 323 | OS 323 | OS 323 | OS 323 | OS 323 |
| OS 324 | OS 324 | OS 324 | OS 324 | OS 324 | OS 324 | OS 324 |
| OS 325 | OS 325 | OS 325 | OS 325 | OS 325 | OS 325 | OS 325 |
| OS 326 | OS 326 | OS 326 | OS 326 | OS 326 | OS 326 | OS 326 |
| OS 327 | OS 327 | OS 327 | OS 327 | OS 327 | OS 327 | OS 327 |
| OS 328 | OS 328 | OS 328 | OS 328 | OS 328 | OS 328 | OS 328 |
| OS 329 | OS 329 | OS 329 | OS 329 | OS 329 | OS 329 | OS 329 |
| OS 330 | OS 330 | OS 330 | OS 330 | OS 330 | OS 330 | OS 330 |
| OS 331 | OS 331 | OS 331 | OS 331 | OS 331 | OS 331 | OS 331 |
| OS 332 | OS 332 | OS 332 | OS 332 | OS 332 | OS 332 | OS 332 |
| OS 333 | OS 333 | OS 333 | OS 333 | OS 333 | OS 333 | OS 333 |
| OS 334 | OS 334 | OS 334 | OS 334 | OS 334 | OS 334 | OS 334 |
| OS 335 | OS 335 | OS 335 | OS 335 | OS 335 | OS 335 | OS 335 |
| OS 336 | OS 336 | OS 336 | OS 336 | OS 336 | OS 336 | OS 336 |
| OS 337 | OS 337 | OS 337 | OS 337 | OS 337 | OS 337 | OS 337 |
| OS 338 | OS 338 | OS 338 | OS 338 | OS 338 | OS 338 | OS 338 |
| OS 339 | OS 339 | OS 339 | OS 339 | OS 339 | OS 339 | OS 339 |
| OS 340 | OS 340 | OS 340 | OS 340 | OS 340 | OS 340 | OS 340 |
| OS 341 | OS 341 | OS 341 | OS 341 | OS 341 | OS 341 | OS 341 |
| OS 342 | OS 342 | OS 342 | OS 342 | OS 342 | OS 342 | OS 342 |
| OS 343 | OS 343 | OS 343 | OS 343 | OS 343 | OS 343 | OS 343 |
| OS 341 | B1 | 3772 | 851 | -2921 | 9'+5' | 0' 0' |
| OS 342 | B1 | 3777 | 871 | -2906 | 2'+4'+2' | 0' 0' 0' |
| OS 343 | B1 | 3764 | 857 | -2907 | 12' | 0' |
| OS 344 | B1 | 3715 | 856 | -2859 | 12' | 0' |
| OS 345 | B1 | 3800 | 871 | -2929 | 5' | 0' |

Continuación tabla D1

| | | | | | | |
|--------|----|------|-----|-------|----------|----------|
| OS 346 | B1 | 3779 | 858 | -2921 | 9' | 0' |
| OS 347 | B1 | 3700 | 845 | -2855 | 10' | 0' |
| OS 348 | B1 | 3771 | 853 | -2918 | 8' | 0' |
| OS 349 | B1 | 3688 | 830 | -2858 | 12' | 0' |
| OS 350 | B1 | 3625 | 823 | -2802 | 8' | 0' |
| OS 351 | B1 | 3720 | 843 | -2877 | 11' | 0' |
| OS 352 | B1 | 3695 | 873 | -2822 | 7' | 0' |
| OS 353 | B1 | 3763 | 832 | -2931 | 2'+5' | 0' 0' |
| OS 354 | B1 | 3785 | 880 | -2905 | 0' | 0' |
| OS 355 | B1 | 3766 | 895 | -2871 | 6' | 0' |
| OS 356 | B1 | 3738 | 884 | -2854 | 8' | 0' |
| OS 357 | B1 | 3718 | 840 | -2878 | 6' | 6' |
| OS 358 | B1 | 3728 | 843 | -2885 | 5'+7'+6' | 5' 0' 0' |
| OS 359 | B1 | 3720 | 852 | -2868 | 4' | 4' |
| OS 360 | B1 | | | -2830 | 12' | 0' |
| OS 361 | B1 | 3780 | 849 | -2931 | 24' | 0' |
| OS 362 | B1 | 3730 | 844 | -2886 | 20' | 20' |
| OS 363 | B1 | 3655 | 842 | -2813 | 6' | 6' |
| OS 364 | B1 | 3770 | 843 | -2927 | 14' | 0' |
| OS 365 | B1 | 3833 | 892 | -2941 | 16' | 0' |
| OS 366 | B1 | 3670 | 917 | -2753 | 20' | 0' |
| OS 367 | B1 | 3672 | 900 | -2772 | 45' | 0' |
| OS 368 | B1 | 3658 | 849 | -2809 | 12' | 12' |
| OS 369 | B1 | 3481 | 751 | -2730 | 10'+1' | 0' 0' |
| OS 370 | B1 | 3650 | 841 | -2809 | 0' | 0' |
| OS 371 | B1 | 3812 | 827 | -2985 | 4' | 0' |
| OS 372 | B1 | 3638 | 897 | -2741 | 38' | 0' |
| OS 373 | B1 | 3814 | 834 | -2980 | 12' | 0' |
| OS 374 | B1 | 3719 | 839 | -2880 | 3' | 3' |
| OS 375 | B1 | 3824 | 830 | -2994 | 9' | 0' |
| OS 376 | B1 | 3707 | 832 | -2875 | 10' | 10' |
| OS 377 | B1 | | | -2679 | 12' | 0' |
| OS 378 | B1 | 3684 | 878 | -2806 | 12' | 0' |
| OS 379 | B1 | 3740 | 827 | -2913 | 20' | 0' |
| OS 380 | B1 | 3710 | 839 | -2871 | 11' | 11' |
| OS 381 | B1 | 3722 | 830 | -2892 | 3' | 3' |
| OS 382 | B1 | 3730 | 844 | -2886 | 6' | 6' |
| OS 383 | B1 | 3658 | 835 | -2823 | 14'+5' | 14' 5' |
| OS 384 | B1 | 3669 | 844 | -2825 | 6' | 6' |
| OS 385 | B1 | 3680 | 859 | -2821 | 5' | 5' |
| OS 386 | B1 | 3770 | 875 | -2895 | 12' | 0' |
| OS 387 | B1 | 3770 | 845 | -2925 | 5' | 0' |
| OS 388 | B1 | | | -2814 | 7'+3' | 0' 0' |
| OS 389 | B1 | 3690 | 839 | -2851 | 8' | 8' |
| OS 390 | B1 | 3790 | 855 | -2935 | 40' | 0' |
| OS 391 | B1 | 3750 | 863 | -2887 | 10' | 0' |
| OS 392 | B1 | | 852 | FDA | | |
| OS 393 | B1 | 3651 | 839 | -2812 | 10' | 0' |
| OS 394 | B1 | 3784 | 864 | -2920 | 8' | 8' |
| OS 395 | B1 | 3690 | 864 | -2826 | 9' | 9' |
| OS 396 | B1 | | 841 | FDA | | |

Continuación tabla D.1

| NOMBRE | ARENA | KB | TVD | TVDSS | AN | ANP |
|--------|-------|-----|------|-------|-----------|----------|
| GS 350 | B2 | 821 | 3696 | -2875 | 0' | 0' |
| GS 351 | B2 | 793 | 3633 | -2840 | 27' | 0' |
| GS 352 | B2 | 792 | 3590 | -2798 | 17' | 0' |
| GS 353 | B2 | 864 | 3810 | -2946 | 9' | 0' |
| GS 354 | B2 | 836 | 3753 | -2917 | 0' | 0' |
| GS 355 | B2 | 824 | 3710 | -2886 | 5' | 0' |
| GS 357 | B2 | 894 | 3866 | -2972 | 8' | 0' |
| GS 358 | B2 | 844 | 3763 | -2919 | 12' | 0' |
| GS 359 | B2 | 834 | 3765 | -2931 | 2'+3' | 0' 0' |
| GS 361 | B2 | 794 | 3620 | -2826 | 5'+2'+12' | 0' 0' 0' |
| GS 503 | B2 | 808 | 3802 | -2994 | 17' | 0' |
| GS 64I | B2 | | | -2901 | 5' | 0' |
| GVI 1 | B2 | 850 | 3787 | -2937 | 8' | 0' |
| GVI 2 | B2 | 843 | 3867 | -3022 | 31' | 0' |
| GVI 3 | B2 | 825 | 3753 | -2928 | 10' | 0' |
| GVI 4 | B2 | 850 | 3880 | -3026 | 10' | 0' |
| GVI 5 | B2 | 834 | 3798 | -2964 | 7' | 0' |
| GVI 6 | B2 | 841 | 3770 | -2929 | 6' | 0' |
| GVI 7 | B2 | 839 | 3758 | -2913 | 22' | 0' |
| GVI 8 | B2 | 837 | 3792 | -2948 | 6' | 0' |
| MG 353 | B2 | 776 | 3534 | -2758 | 14' | 0' |
| MS 301 | B2 | 793 | 3566 | -2773 | 22' | 0' |
| MS 302 | B2 | 797 | 3650 | -2853 | 5'+3' | 0' 0' |
| MS 303 | B2 | 794 | 3577 | -2783 | 30' | 0' |
| MS 304 | B2 | 792 | 3570 | -2778 | 28' | 0' |
| MS 305 | B2 | 796 | 3552 | -2756 | 15' | 0' |
| MS 306 | B2 | 792 | 3576 | -2784 | 12'+5' | 0' 0' |
| MS 308 | B2 | 786 | 3475 | -2689 | 20' | 0' |
| MS 309 | B2 | 808 | 3582 | -2774 | 16' | 0' |
| MS 310 | B2 | 795 | 3572 | -2777 | 26' | 0' |
| MS 312 | B2 | 816 | 3588 | -2772 | 29' | 0' |
| OM 3 | B2 | 836 | | n/B1 | | |
| OM 4 | B2 | 905 | 3640 | -2735 | 26' | 0' |
| OM 5 | B2 | 824 | 3460 | -2622 | 21' | 0' |
| OM 50 | B2 | 750 | | n/B1 | | |
| OM 51 | B2 | 719 | | n/B1 | | |
| OM 52 | B2 | 817 | 3440 | -2623 | 20' | 0' |
| OM 53 | B2 | 904 | 3670 | -2744 | 12' | 0' |
| OM 54 | B2 | 765 | 3290 | n/B1 | | |
| OM 55 | B2 | 739 | 3425 | -2671 | 14' | 0' |
| OM 56 | B2 | 773 | | FDA | | |
| OM 57 | B2 | 754 | | n/B1 | | |
| OM 59 | B2 | 822 | | n/B1 | | |
| OM 168 | B2 | | | -2630 | 6'+3' | 0' 0' |
| OS 28 | B2 | 855 | | -2700 | 33' | 0' |
| OS 301 | B2 | 859 | 3721 | -2868 | 16' | 0' |
| OS 302 | B2 | 877 | 3700 | -2823 | 24' | 24' |
| OS 303 | B2 | 851 | 3705 | -2841 | 35' | 10' |

D.2 Datum Pozos Arena B2

| | | | | | | |
|--------|----|-----|------|-------|---------|-------|
| OS 304 | B2 | 865 | 3836 | -2972 | 25' | 0' |
| OS 305 | B2 | 871 | | FDA | | |
| OS 306 | B2 | 828 | 3620 | -2791 | 2'+14' | 0' 0' |
| OS 307 | B2 | 862 | 3815 | -2953 | 8' | 0' |
| OS 308 | B2 | 841 | 3810 | -2968 | 3' | 0' |
| OS 309 | B2 | 835 | | FDA | | |
| OS 310 | B2 | 849 | | FDA | | |
| OS 311 | B2 | 829 | | FDA | | |
| OS 312 | B2 | 836 | 3863 | -3027 | 6' | 0' |
| OS 313 | B2 | 826 | 3752 | -2919 | 3' | 0' |
| OS 314 | B2 | 743 | 3430 | -2687 | 15' | 0' |
| OS 315 | B2 | 876 | 3731 | -2855 | 15' | 0' |
| OS 316 | B2 | 858 | 3713 | -2855 | 5'+7' | 5' 7' |
| OS 317 | B2 | 832 | 3732 | -2901 | 4' | 0' |
| OS 318 | B2 | 854 | 3686 | -2833 | 10' | 10' |
| OS 319 | B2 | 868 | 3682 | -2815 | 10' | 10' |
| OS 31I | B2 | | | -2875 | 5' | 0' |
| OS 320 | B2 | 875 | 3796 | -2921 | 3' | 0' |
| OS 321 | B2 | 886 | 3708 | -2822 | 13' | 13' |
| OS 322 | B2 | 876 | 3818 | -2944 | 6' | 0' |
| OS 323 | B2 | 868 | 3823 | -2955 | 4' | 0' |
| OS 324 | B2 | 858 | | FDA | | |
| OS 325 | B2 | 854 | 3813 | -2962 | 7' | 0' |
| OS 326 | B2 | 843 | 3827 | -2984 | 12' | 0' |
| OS 327 | B2 | 845 | 3808 | -2963 | 4'+2' | 0' 0' |
| OS 328 | B2 | 852 | 3705 | -2853 | 18' | 18' |
| OS 329 | B2 | 862 | 3849 | -2987 | 5' | 0' |
| OS 32I | B2 | | | 2864 | 2' | 0' |
| OS 330 | B2 | 859 | 3722 | -2863 | 20' | 20' |
| OS 331 | B2 | 849 | 3836 | -2987 | 12' | 0' |
| OS 332 | B2 | 843 | | FDA | | |
| OS 333 | B2 | 835 | 3820 | -2985 | 10'+10' | 0' 0' |
| OS 334 | B2 | 840 | 3722 | -2882 | 6' | 6' |
| OS 335 | B2 | 836 | 3822 | -2986 | 25' | 0' |
| OS 336 | B2 | 855 | 3822 | -2967 | 13' | 0' |
| OS 337 | B2 | 863 | 3838 | -2975 | 5' | 0' |
| OS 338 | B2 | 840 | 3837 | -2997 | 6'+7' | 0' 0' |
| OS 339 | B2 | 854 | 3828 | -2974 | 0' | 0' |
| OS 33I | B2 | | | u/B1 | | |
| OS 340 | B2 | 864 | 3808 | -2945 | 8' | 0' |
| OS 341 | B2 | 851 | 3787 | -2937 | 7' | 0' |
| OS 342 | B2 | 871 | 3795 | -2924 | 6' | 0' |
| OS 343 | B2 | 857 | 3777 | -2920 | 10' | 0' |
| OS 344 | B2 | 856 | 3728 | -2872 | 8' | 0' |
| OS 345 | B2 | 871 | 3806 | -2942 | 10' | 0' |
| OS 346 | B2 | 858 | 3788 | -2930 | 27' | 0' |
| OS 347 | B2 | 845 | 3712 | -2867 | 20' | 0' |
| OS 348 | B2 | 853 | 3780 | -2927 | 24' | 0' |

Continuación tabla D.2

| | | | | | | |
|--------|----|-----|------|-------|--------|--------|
| OS 351 | B2 | 843 | 3743 | -2900 | 7' | 0' |
| OS 352 | B2 | 873 | 3692 | -2829 | 13'+5' | 8' |
| OS 353 | B2 | 832 | 3778 | -2940 | 3' | 0' |
| OS 354 | B2 | 880 | 3788 | -2910 | 9' | 0' |
| OS 355 | B2 | 895 | 3773 | -2881 | 14' | 0' |
| OS 356 | B2 | 884 | 3753 | -2869 | 14' | 0' |
| OS 357 | B2 | 840 | 3728 | -2884 | 6' | 6' |
| OS 358 | B2 | 843 | 3750 | -2903 | 10'+6' | 10' 0' |
| OS 359 | B2 | 852 | 3730 | -2878 | 18' | 18' |
| OS 351 | B2 | | | -2844 | 29' | 0' |
| OS 360 | B2 | 849 | | u/B1 | | |
| OS 362 | B2 | 844 | 3752 | u/B1 | | |
| OS 363 | B2 | 842 | 3682 | -2840 | 13' | 13' |
| OS 364 | B2 | 843 | 3786 | -2943 | 4'+4' | 0' 0' |
| OS 365 | B2 | 892 | 3850 | -2958 | 15' | 0' |
| OS 368 | B2 | 917 | 3670 | -2753 | 30' | 0' |
| OS 369 | B2 | 900 | 3672 | -2801 | 35' | 0' |
| OS 370 | B2 | 849 | 3702 | -2834 | 4' | 4' |
| OS 371 | B2 | 751 | 3500 | -2750 | 20' | 0' |
| OS 373 | B2 | 841 | 3660 | -2816 | 25' | 25' |
| OS 374 | B2 | 827 | 3828 | -2990 | 0' | 0' |
| OS 375 | B2 | 897 | | u/B1 | | |
| OS 376 | B2 | 834 | 3830 | -2994 | 10' | 0' |
| OS 377 | B2 | 839 | 3728 | -2885 | 18' | 18' |
| OS 378 | B2 | 830 | 3836 | -3003 | 18' | 0' |
| OS 379 | B2 | 832 | | u/B1 | | |
| OS 371 | B2 | | | -2700 | 15' | 0' |
| OS 380 | B2 | 878 | 3700 | -2822 | 16' | 16' |
| OS 381 | B2 | 827 | | u/B1 | | |
| OS 382 | B2 | 839 | | u/B1 | | |
| OS 383 | B2 | 830 | 3732 | -2895 | 12' | 12' |
| OS 384 | B2 | 844 | 3750 | -2892 | 16' | 16' |
| OS 385 | B2 | 835 | 3670 | -2842 | 20' | 20' |
| OS 386 | B2 | 844 | 3674 | -2831 | 18' | 18' |
| OS 387 | B2 | 859 | 3705 | -2847 | 5'+7' | 5'+7' |
| OS 388 | B2 | 875 | 3790 | -2914 | 5' | 0' |
| OS 389 | B2 | 845 | | FDA | | |
| OS 381 | B2 | | | -2825 | 24' | 0' |
| OS 390 | B2 | 839 | 3710 | -2860 | 50' | 40' |
| OS 391 | B2 | 855 | | u/B1 | | |
| OS 392 | B2 | 863 | 3760 | -2897 | 14' | 0' |
| OS 393 | B2 | 852 | | FDA | | |
| OS 394 | B2 | 839 | 3661 | -2822 | 26' | 26' |
| OS 395 | B2 | 864 | 3792 | -2928 | 4' | 4' |
| OS 396 | B2 | 864 | 3699 | -2835 | 15' | 15' |
| OS 397 | B2 | 841 | | FDA | | |
| OS 511 | B2 | | | -2875 | 24' | 0' |
| OS 561 | B2 | | | -2863 | 2' | 0' |
| OS 63 | B2 | | | -2963 | 16' | 0' |

Continuación tabla D.2

APÉNDICE E
Datum POES GOES pozos B1-B2

| Yacimientos | B1,2 OS 359 | Unidad |
|-----------------------------|--------------------|---------------------|
| Volumen | 9255 | acres-pies |
| Porosidad | 0,24 | adimensional |
| Swi | 0,07 | adimensional |
| Boi | 1,1628 | BY/BN |
| Constante | 7758 | |
| POES Yac B1,2 OS 359 | 13782099,01 | MMBN |

E.1 POES yacimiento B1, 2 OS 359

| Yacimientos | B2 OS 316 | Unidad |
|-----------------------------|--------------------|---------------------|
| Volumen | 1415 | acres-pies |
| Porosidad | 0,22 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Boi | 1,0792 | BY/BN |
| Constante | 7758 | |
| POES Yac B1,2 OS 316 | 2058802,973 | MMBN |

E.2 POES yacimiento B1, 2 OS 316

| Yacimientos | B1 OM 50 | Unidad |
|--------------------------|-------------------|---------------------|
| Volumen | 5890 | acres-pies |
| Porosidad | 0,27 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01515716 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B1 OM 50 | 4204718467 | MMPCN |

E.3 GOES yacimiento B1 OM 50

| Yacimientos | B1 OS 370 | Unidad |
|---------------------------|------------------|---------------------|
| Volumen | 895 | acres-pies |
| Porosidad | 0,22 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,0151645 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B1 OS 370 | 520346287 | MMPCN |

E.4 GOES yacimiento B1 OS 370

| Yacimientos | Yacimientos | Yacimientos |
|----------------------------|--------------------|---------------------|
| Volumen | 3473 | acres-pies |
| Porosidad | 0,23 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01515743 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B1,2 OM 57 | 2111945693 | MMPCN |

E.5 GOES yacimiento B1,2 OM 57

| Yacimientos | B2 OS 302 | Unidad |
|---------------------------|-------------------|---------------------|
| Volumen | 4990 | acres-pies |
| Porosidad | 0,28 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01350122 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B2 OS 302 | 4147259984 | MMPCN |

E.6 GOES yacimiento B2 OS 302

| Yacimientos | B2 OS 321 | Unidad |
|---------------------------|-------------------|---------------------|
| Volumen | 4990 | acres-pies |
| Porosidad | 0,19 | adimensional |
| Swi | 0,08 | adimensional |
| Bgi | 0,01515888 | PCY/PCN |
| Constante | 43560 | |
| GOES Yac B2 OS 321 | 2506471264 | MMPCN |

E.7 GOES yacimiento B2 OS 321