

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



**REINTERPRETACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS
YACIMIENTOS JM 263 – RC 3, ARENA MOC, FORMACIÓN
SAN JOAQUÍN/EL ROBLE, PERTENECIENTE AL ÁREA
MAYOR DE ANACO**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR EL BACHILLER
SALAZAR JUAN PARA
OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, FEBRERO 2018

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



ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado “**REINTERPRETACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS JM 263 – RC 3, ARENA MOC, FORMACIÓN SAN JOAQUÍN/EL ROBLE, PERTENECIENTE AL ÁREA MAYOR DE ANACO**”, presentado por el bachiller **Salazar Juan Bautista**, cedula de identidad N° **V-22.588.694**, como requisito parcial para optar por el título de **INGENIERO GEÓLOGO**, ha sido **APROBADO**, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombres:

Firmas:

Profesora Berenice Sandoval
(Asesor)

Francisco Monteverde

(Jurado)

José Simón González

(Jurado)

Prof. Javier Ramos Madrid
Jefe de Departamento
Ingeniería Geológica

Prof. Francisco Monteverde
Director de Escuela
Ciencias de la tierra

Ciudad Bolívar _____ de _____ 2018.

DEDICATORIA

En primer lugar le dedico este trabajo a Dios y a la Virgencita, por darme vida y salud e iluminar mi camino y permitirme lograr una mis metas que me he propuesto. A mi abuela Emilia, gracias a ti soy todo lo que soy, por ser mi motivación, ya que eres mi pilar de vida, te prometo que este no será el único que te dedique, gracias por todo.

A mi madre Hilian y mis tías Ángela, Jesusita y mi novia Saiddys, por acompañarme en todo momento, por enseñarme hacer las cosas bien y nunca faltar a mis estudios, siempre han querido lo mejor para mi, gracias por todo su cariño y amor, las amo.

A mi abuelo Jaime, por siempre estar presente y brindarme su apoyo cuando más lo necesito. También a Robinson por estar pendiente de mí en todos estos años de trayectoria, de igual manera a Yoel por prestarme su apoyo incondicional.

A mis tíos(as), Violeta Ferrer y Luis Sifones, por su compañía, cariño y colaboración durante mi carrera universitaria. Mis tías Yennis y Cecilia por formar parte de las enseñanzas en mi desarrollo como persona las quiero

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la ilustre Universidad De Oriente, por haberme formado como profesional.

A la empresa PDVSA GAS, en el área de Gerencia General de EEII, por permitirme realizar este trabajo de grado dentro de sus instalaciones.

A mi tutora Académica, Berenice Sandoval por haberme orientado y apoyado en el desarrollo de este trabajo.

A mi tutor Industrial Jean Rivera, por la colaboración prestada durante el desarrollo de este trabajo.

A los Ingenieros Alexander Sánchez, Jhonatan González, Misael Pinto y Simón Sánchez por colaborar y utilizar parte de su tiempo para el desarrollo del trabajo.

RESUMEN

Los yacimientos JM 263 y RC 3, de la arena MOC, de la Formación Oficina del Campo San Joaquín/ El Roble, de edad Mioceno inferior medio, se encuentra ubicado en el Área Mayor de Anaco, Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. El área de estudio se ubica aproximadamente a 8 Kms al Sureste de la ciudad de Anaco en el Estado Anzoátegui. El estudio consistió en la revisión del Modelo Estático de la Arena MOC, Yacimientos JM-263 y RC 3, para una nueva cuantificación de sus reservas. La metodología a seguir en la realización de este estudio consistió primero en la búsqueda y selección de información (pruebas de pozos, registros, informes, etc.), correlación de los pozos pertenecientes al yacimiento y elaboración de secciones estratigráficas, y estructurales con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales de los yacimientos, análisis de electrofacies para la definición paleoambiental. Posteriormente se realizó, la interpretación petrofísica, y mapas de isopropiedades (utilizando la herramienta *SIGEMAP* 3.0) y finalmente el cálculo de reservas utilizando el método volumétrico. Con el análisis de registros de pozos y la elaboración de mapas de electrofacies, se ratificó la continuidad lateral del las arenas y interpretó el ambiente fluvio deltaico que presenta un canal con abanico de rotura y llanura de inundación. Con la ayuda de las secciones estratigráficas realizadas se pudo ver la continuidad de la arena MOC. Mediante la evaluación petrofísica realizada a 15 pozos pertenecientes al yacimiento RC 3 y a 48 pozos pertenecientes al yacimiento JM 263, se obtuvo también el promedio de porosidad de 31% y permeabilidad de un 2.169 mD. Posteriormente se determinaron las reservas para los yacimientos de gas húmedo a partir del método volumétrico; donde se obtuvo un gas húmedo original en sitio (GHOES) de 9.966 MMPCN, un condensado original en sitio (COES) de 233 MBN. El cálculo de las reservas recuperables y remanentes del gas son 7.347 MMPCN y 4160 MMPCN, y las de liquido es 175 MBN y 151 MBN, esto perteneciente al yacimiento JM 263. Y las reservas para el yacimiento RC 3 se obtuvo un gas húmedo original en sitio (GHOES) de 7.674 MMPCN, un condensado original en sitio (COES) de 324 MBN. El cálculo de las reservas recuperables y remanentes del gas son 5.583 MMPCN y 5.279 MMPCN, y las de liquido es 243 MBN y 229 MBN, respectivamente.

CONTENIDO

	Página
ACTA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABLAS.....	xvi
LISTA DE APÉNDICES.....	xvii
LISTA DE ANEXOS.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	3
1.1 Situación objeto de estudio.....	3
1.2 Objetivos de la investigación.....	5
1.2.1 Objetivo general.....	5
1.2.2 Objetivo específico.....	5
1.3 Justificación de la investigación	6
1.4 Alcance de la investigación.....	6
1.5 Limitaciones de la investigación	7

CAPÍTULO II.....	8
GENERALIDADES.....	8
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	8
2.1.1 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	9
2.1.1.1 Subcuenca de Guárico.....	10
2.1.1.2 Subcuenca de Maturín.....	11
2.1.2 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	14
2.1.2.1 Corrimiento frontal de Guárico.....	16
2.1.2.2 Corrimiento de Anaco.....	16
2.1.2.3 Sistema de corrimiento al Sur de la Serranía interior Oriental.....	17
2.1.2.4 Flanco Meridional de la cuenca.....	17
2.2 Geología local.....	18
2.2.1 Área operacional del distrito Anaco.....	18
2.2.2 Área mayor de Anaco (A.M.A).....	20
2.2.3 Antecedentes históricos.....	21
2.2.4 Estratigrafía del Área mayor de Anaco.....	21
2.2.4.1 Formación Mesa.....	23
2.2.4.2 Formación las piedras.....	23
2.2.4.3 Formación Freites.....	23
2.2.4.4 Formación Oficina.....	23
2.2.4.5 Formación Merecure.....	26
2.2.4.6 Formación San Antonio.....	26
2.2.4.7 Formación San Juan.....	27
2.2.4.8 Formación Vidoño.....	27

2.2.5 Campo San Joaquin.....	27
2.2.6 Estructuras del Campo San Joaquin.....	28
2.2.7 Yacimiento en estudio (MOC JM 263 y RC 3).....	29
 CAPÍTULO III.....	 30
MARCO TEORICO.....	30
3.1 Antecedentes de la investigación.....	30
3.2 Fundamentos teóricos.....	30
3.2.1 Terminología general en las medidas de los registros.....	30
3.2.1.1 EKB (<i>Elevation Kelly Busing</i>).....	31
3.2.1.2 MD (<i>Measure Depth</i>) o profundidad medida.....	31
3.2.1.3 TVD (<i>True Vertical Depth</i>) o profundidad vertical verdadera.....	31
3.2.1.4 TVDSS (<i>True vertical Depth Sub Sea</i>) o profundidad vertical del nivel del mar.....	32
3.2.2 Yacimiento.....	32
3.2.2.1 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que contienen.....	32
3.2.3 Reservas.....	36
3.2.3.1 Clasificación de las reservas.....	36
3.3 Definición de términos básicos.....	41
3.3.1 Cuencas sedimentarias.....	41
3.3.2 Ambientes sedimentarias.....	42
3.3.2.1 División de los ambientes sedimentarias.....	43
3.3.3 Geología del subsuelo.....	51
3.3.4 Entrampamiento de hidrocarburos.....	52

3.3.4.1 Trampas estructurales.....	53
3.3.4.2 Trampas estratigráficas.....	54
3.3.4.3 Trampas combinadas.....	56
 CAPÍTULO IV.....	 57
METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	57
4.1 Tipo de investigación.....	57
4.2 Diseño de la investigación.....	57
4.2.1 Investigación documental.....	58
4.3 Etapas de la investigación.....	58
4.4 Recopilación y validación de la información.....	60
4.4.1 Revisión bibliográfica.....	60
4.4.2 Datos y mapas oficiales del yacimiento.....	60
4.4.3 Registros de pozos.....	61
4.4.4 Historia de pozos.....	61
4.5 Determinación de la continuidad lateral de la arena MOC.....	62
4.5.1 Correlación geológica.....	62
4.5.2 Elaboración de secciones estratigráficas.....	64
4.6 Identificación de las estructuras presentes.....	67
4.6.1 Validación de topes.....	68
4.6.2 Elaboración de secciones estructurales.....	68
4.6.3 Actualización del modelo estructural.....	71
4.7 Identificación del ambiente de sedimentación de la arena MOC.....	71
4.7.1 Interpretación de las electroformas.....	72
4.7.2 Elaboración del mapa de electrofacies.....	74

4.7.3 Interpretación de los paleoambientes.....	76
4.8 Evaluación petrofísica del yacimiento.....	76
4.8.1 Estimación de la resistividad del agua de formación (Rw).....	77
4.8.2 Elaboración de mapas de isopropiedades.....	81
4.9 Establecimiento de los límites del yacimiento.....	82
4.9.1 Validación de los contactos originales de fluidos.....	82
4.9.2 Elaboración del mapa isópaco – estructural.....	82
4.10 Estimación de las reservas.....	83
4.10.1 Método volumétrico.....	84
4.10.2 Cálculo de reservas recuperables y remanentes por el método volumétrico.....	85
 CAPÍTULO V.....	 87
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	87
5.1 Determinación de la continuidad lateral de la arena MOC.....	87
5.1.1 Correlación geológica.....	87
5.1.2 Secciones estratigráficas.....	88
5.1.2.1 Sección estratigráfica A-A’.....	88
5.1.2.2 Sección estratigráfica B-B’.....	89
5.1.2.3 Sección estratigráfica C-C’.....	89
5.1.2.4 Sección estratigráfica D-D’.....	89
5.1.2.5 Sección estratigráfica E-E’.....	90
5.2 Identificación de las estructuras presentes lateral de la arena MOC.....	91
5.2.1 Secciones estructurales.....	92
5.2.1.1 Sección estructural A-A’.....	92

5.2.1.2 Sección estructural B-B'	93
5.2.1.3 Sección estructural C-C'	93
5.2.1.4 Sección estructural D-D'	93
5.2.1.5 Sección estructural E-E'	94
5.3 Identificación del ambiente de sedimentación presentes lateral de la arena MOC.....	94
5.3.1 Revisión de las electrofacies.....	94
5.3.2 Mapas de electrofacies.....	95
5.3.3 Interpretación de los paleoambientes.....	95
5.4 Evaluación petrofísica de los yacimientos.....	96
5.4.1 Parámetros de corte.....	96
5.4.2 Interpretación de los resultados petrofísicos.....	100
5.4.3 Mapas de isopropiedades de los yacimientos JM 263 y RC 3.....	101
5.4.3.1 Mapa de iso-arcillosidad.....	101
5.4.3.2 Mapa de iso-permeabilidad.....	101
5.4.3.3 Mapa de iso-porosidad.....	102
5.4.3.4 Mapa de saturación de agua.....	102
5.5 Establecimiento de los límites del yacimiento.....	103
5.5.1 Validación de los contactos de los fluidos.....	103
5.5.2 Mapa isópaco-estructural.....	104
5.6 Estimación de las reservas.....	106
5.6.1 Área y volumen.....	106
5.6.2 Análisis del método volumétrico y estimación de las reservas.....	108
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	110

Conclusiones.....	110
Recomendaciones.....	112
REFERENCIAS.....	113
APÉNDICES.....	116
ANEXOS.....	129

LISTA DE FIGURAS

2.1 Ubicación geográfica y extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, 1999).....	9
2.2 Sección geológica, Norte – Sur, Cuenca Oriental de Venezuela (Felder, B. et al. 1980).....	12
2.3 Columna estratigráfica de la C.O.V. (PDVSA INTEVEP, 1997).....	14
2.4 Bloque diagramático del límite Sur de la placa Caribe (Di Croce et al, 1999)....	15
2.5 Principales estructuras de la C.O.V. (Felder, B. et al. 1980).....	16
2.6 Ubicación geográfica del Distrito Anaco (PDVSA , 2004).....	18
2.7 Campos del Área Mayor de Anaco (PDVSA Gas Anaco, 2004).....	20
2.8 Columna estratigráfica del A.M.A (Pérez H. 2003).....	22
2.9 Ubicación del Campo San Joaquín (Pérez H. 2003).....	28
3.1 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (PDVSA – INTEVEP, 1997).....	31
3.2 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen (Rojas, G. 1995).....	33
3.3 Delimitaciones del área de reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrollada (Ministerio de Energía y petróleo, 2005).....	40
3.4 Principales ambientes generadores de hidrocarburos (Total, 2000).....	43
3.5 Distribución de los ambientes o sistemas sedimentarios (Florencia, M. 2009)....	44
3.6 Distribución de los ambientes sedimentarios (Florencia, M. 2009).....	44
3.7 Principales tipos de canales (Modificado de Miall, 1977).....	46
3.8 Morfología y sedimentología de corrientes fluviales entrelazados (Allen, GP. y F. Segura. 1997).....	47
3.9 Morfología y sedimentología de corrientes fluviales meandriformes (Allen. GP	

y F. Segura. 1997).....	48
3.10 Morfología y sedimentología de corrientes fluviales anastomosados (Cant, J y Walter, G 1998).....	49
3.11 Morfología de un abanico aluvial (Atlas Wireline Services, 1988).....	50
3.12 Sismograma del subsuelo mostrando algunos reflectores con callamiento normal (Modificado CGV, PDVSA – INTEVEP, 1997).....	51
3.13 Trampas estructurales. Falla y plegamiento (Modificado CGV, PDVSA – INTEVEP, 1997).....	54
3.14 Trampas estratigráficas (Modificado CVG, PDVSA – INTEVEP, 1997).....	54
3.15 Trampa combinada (Modificado CVG, PDVSA – INTEVEP, 1997).....	56
4.1 Flujograma de trabajo.....	59
4.2 Correlación geológica.....	63
4.3 Secciones estratigráfica del yacimiento RC 3.....	65
4.4 Secciones estratigráfica del yacimiento JM 263.....	66
4.5 Secciones estructurales del yacimiento RC 3.....	69
4.6 Secciones estructurales del yacimiento JM 263.....	70
4.7 Criterio para la interpretación de Electrofacies (Acosta, R. 2006).....	73
4.8 Mapa de electroformas del yacimiento JM 263.....	75
4.9 Mapa de electroformas del yacimiento RC 3.....	75
4.10 Registro JM_233.....	79
5.1 Corte en tiempo, en el que se observa las estructuras del Campo San Joaquín con fuerte buzamiento en comparación con el campo El Roble que posee un suave buzamiento (V.E.I, PDVSA – Puerto la Cruz).....	91
5.2 Gráfico de resistividad (Rt) vs saturación de agua (Sw).....	97
5.3 Gráfico de porosidad ($\emptyset$) vs Saturación de agua (Sw).....	98
5.4 Gráfico de permeabilidad (k) vs porosidad ($\emptyset$).....	99
5.5 Gráfico de volumen de Arcilla (Vsh) vs Saturación de agua (Sw).....	99

5.6 Nueva interpretación del mapa isopaco- estructural del yacimiento JM 263.....	105
5.7 Nueva interpretación del mapa isopaco- estructural del yacimiento RC 3.....	105
5.8 Comparación de los valores del área de los yacimientos JM 263 y RC 3.....	107
5.9 Comparación de los valores de volumen de los yacimientos JM 263 y RC 3....	107

LISTA DE TABLAS

3.1 Clasificación del petróleo negro según su gravedad API (Rojas, G, 1995).....	35
3.2 Caracterización de fluidos de yacimiento en base a información de pruebas de producción y análisis cromatográficos (Rojas, G. 1995).....	36
3.3 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.....	37
4.1 Secciones estratigráficas con sus respectivos pozos.....	67
4.2 Secciones estructurales con sus respectivos pozos.....	70
4.3 Cálculo de R_w	79
5.1 Valores promedios obtenidos.....	100
5.2 Comparativa de estado oficial con respecto al cambio a Gas Húmedo del Yacimiento JM 263.....	108
5.3 Comparativa de estado oficial con respecto al cambio a Gas Húmedo del yacimiento RC 3.....	109

LISTA DE APÉNDICES

APÉNDICE A LISTADO DE POZOS QUE CONFORMAN EL YACIMIENTO JM 263 Y RC 3 QUE SE ENCUENTRAN DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO, CON LOS DATOS BÁSICOS COMO: ELEVACIÓN DE LA MESA ROTARIA, COORDENADAS DE SUPERFICIE, Y LAS PROFUNDIDADES DEL NIVEL ESTRATIGRÁFICO DE INTERÉS EN MD (MEASURED DEPTH), TVS (TRUE VERTICAL DEPTH) Y TVDSS (TRUE VERTICAL DEPTH SUBSEA).	117
A.1 Listado de pozos que conforman el yacimiento JM 263.....	118
A.2 Listado de pozos que conforman el yacimiento RC 3.....	121
APÉNDICE B MODELO MATEMÁTICO DE SIMANDOUX MODIFICADO...	122
B.1 Modelo matemático de simandoux modificado.....	123
APÉNDICE C RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA REALIZADA A LA ARENA MOC.....	124
C.1 Resultados de la evaluación petrofísica.....	125
APÉNDICE D DATOS BÁSICOS Y RESULTADOS DE CÁLCULOS DE RESERVAS PARA LOS YACIMIENTOS JM 263 Y RC 3.....	126
D.1 Datos básicos y resultados de cálculos de reservas para el yacimiento JM 263.....	127
D.2 Datos básicos y resultados de cálculos de reservas para el yacimiento RC 3.....	128

LISTA DE ANEXOS

- 1 Sección estructural A-A'
- 2 Sección estructural B-B'
- 3 Sección estructura C-C'
- 4 Sección estructural D-D'
- 5 Sección estructural E-E'
- 6 Sección estratigráfica A-A'
- 7 Sección estratigráfica B-B'
- 8 Sección estratigráfica C-C'
- 9 Sección estratigráfica D-D'
- 10 Sección estratigráfica E-E'
- 11 Mapa de electrofacie del yacimiento JM 236
- 12 Mapa de electrofacie del yacimiento RC 3
- 13 Mapa de isoarcillosidad del yacimiento RC3
- 14 Mapa de isopermeabilidad del yacimiento RC 3
- 15 Mapa de isoporosidad del yacimiento RC 3
- 16 Mapa de saturación de agua del yacimiento RC 3
- 17 Mapa de isoarcillosidad del yacimiento JM 236
- 18 Mapa de isopermeabilidad del yacimiento JM 236
- 19 Mapa de isoporosidad del yacimiento JM 236
- 20 Mapa de saturación de agua del yacimiento JM 236
- 21 Mapa oficial isopaco estructural de la arena MOC
- 22 Mapa a oficializar isopaco estructural de la arena MOC

INTRODUCCIÓN

Al oriente de Venezuela PDVSA Gas cuenta con un área de operación de gran envergadura como es el Área Mayor de Anaco, en este se encuentran los mayores yacimientos de gas en todo el país, y parte de los campos que comprenden dicha área son San Joaquín/ El Roble donde se encuentran los yacimientos MOC JM263 – RC 3. Debido a la importancia que estos yacimientos representan para la industria se planteo realizarle una reinterpretación del modelo geológico con la finalidad de evaluar los volúmenes y sus reservas.

Este proyecto tiene como objetivo principal la Reinterpretación del Modelo estático de los yacimientos JM-263 – RC 3, Arena MOC, Formación Oficina, Campo San Joaquín/El Roble, perteneciente al Área Mayor de Anaco. Con la finalidad de determinar la continuidad lateral de la arena MOC a través de la correlación de pozos y la elaboración de secciones estructurales y estratigráficas; además de definir la estructura interpretada a través de la elaboración del mapa isópaco-estructural y estimar las reservas de hidrocarburo que se encuentran en los yacimientos a través del método volumétrico.

La presente investigación se estructura en cinco capítulos. En el capítulo I se presentan; la situación objeto de estudio, los objetivos de la investigación, justificación, alcances y sus limitaciones. El capítulo II corresponde a las generalidades, enmarcado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Anaco, donde se encuentra el Campo San Joaquín/El Roble. El capítulo III, muestra el marco teórico, antecedentes, fundamentos teóricos y términos básicos.

En el capítulo IV se muestra la metodología empleada para el desarrollo de la investigación. El capítulo V se destinó a la presentación y análisis de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología aplicada. Por último, se presentarán las conclusiones y recomendaciones generadas del análisis de los resultados como consecuencia final del estudio.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

Al Oriente de Venezuela, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), GAS cuenta con un área de operaciones de gran envergadura, como lo es el Área Mayor de Anaco, en la cual es una de las más importantes para el desarrollo y comercialización del país. Por sus altos volúmenes de gas condensado y asociados.

Para generar enriquecimiento de gas en el país, se necesitan realizar actualizaciones del modelo estático de los Yacimientos MOC JM 263 – RC 3. La finalidad de este proyecto, es buscar las nuevas estimaciones para la explotación de los yacimientos, para así obtener una producción de hidrocarburos de buena calidad y rentabilidad; para ello se necesita una caracterización de los mismos; de tal manera, que se definan sus volúmenes, potenciales de producción, factores y límites que rigen el comportamiento que tiene el fluido en la formación.

El Área Mayor de Anaco es la zona gasífera más relevante de Oriente, en ésta se encuentran los mayores yacimientos de gas de todo el país y uno de los más grandes del mundo, como lo es el Campo San Joaquín/El Roble, el cual pertenece geológicamente a la Cuenca Oriental de Venezuela. Operacionalmente se ubica en el Área Mayor de Anaco en el bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, con un rumbo aproximadamente N 50° E, caracterizada por la presencia de campos alineados y controlados con el evento geológico estructural de mayor significación del corrimiento de Anaco, además esta área posee múltiples estructuras dómicas que

presentan las más grandes e importantes acumulaciones de hidrocarburos del tipo Gas Condensado y Crudo Liviano en Venezuela.

El Yacimiento JM 263 se encuentra ubicado en el Campo San Joaquín, este yacimiento presenta un área de gas húmedo el cual empezó su producción en Noviembre de 2011, actualmente cuenta con dos (2) pozos activos. Para Diciembre de 2016, las reservas recuperables de petróleo mostradas en el Libro Oficial de Reservas son 0 BN y posee una producción acumulada de 0 BN, debido a que se encuentra interpretado gas seco. Con relación al gas, las reservas recuperables son 11.289.000 MPCN y la producción acumulada de 3.186.720 MPCN, por lo tanto, para el 2016 las reservas remanentes de gas son 8.102.280 MPCN.

El yacimiento RC 3 se encuentra ubicado en el Campo El Roble, al norte del Campo San Joaquín, en el flanco Noreste de la Cuenca Oriental de Venezuela, en el lado levantado del corrimiento de anaco de dirección Noreste – Suroeste, perteneciente al Municipio Anaco del Estado Anzoátegui. Este inicio su producción en abril de 2012, Para Diciembre de 2016 las reservas recuperables de petróleo mostradas en el Libro Oficial de Reservas son 0 BN y posee una producción acumulada de 0 BN, debido a que se encuentra interpretado gas seco. Con relación al gas, las reservas recuperables son 6.946.000 MPCN y la producción acumulada de 303.698 MPCN, por lo tanto, para el 2016 las reservas remanentes de gas son 6.642.302MPCN.

Debido a la importancia que representan estos yacimientos para la industria, se planteó la necesidad de realizarle una reinterpretación del modelo geológico con la finalidad de evaluar los volúmenes de los yacimientos y sus reservas. Por tal motivo, este proyecto se orienta a la definición del modelo estático de los yacimientos JM 263 y RC 3 de la arena MOC, de la Formación Moreno, de la cual se realizaran

evaluaciones estratigráficas y sedimentológicas del área de interés, así como un análisis petrofísico y estructural, para calcular los volúmenes reales de los yacimientos. Al realizar las evaluaciones necesarias se podrán estimar las nuevas reservas de hidrocarburo que contienen los yacimientos JM 263 y RC 3.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Reinterpretar el Modelo Estático de los yacimientos JM-263 – RC 3, Arena MOC, Formación Oficina, Campo San Joaquín/El Roble, perteneciente al Área Mayor de Anaco.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Determinar continuidad lateral de la arena MOC, a través de la correlación de pozos y la elaboración de secciones estratigráficas.
2. Identificar las estructuras presentes, mediante la elaboración de secciones estructurales, para la validación de cierres estructurales.
3. Identificar el ambiente de sedimentación de la arena MOC, mediante el análisis de electrofacies.
4. Realizar evaluaciones petrofísicas del yacimiento, para la identificación de las zonas prospectivas.
5. Establecer los límites del yacimiento y los contactos entre los fluidos, a partir de la elaboración del mapa isópaco – estructural.

6. Estimar las reservas de hidrocarburo que se encuentran en el Yacimiento JM 263, a través del método volumétrico.

1.3 Justificación de la investigación

De acuerdo a los últimos estudios sobre los yacimientos JM 263 y RC 3, que han arrojado resultados negativos en las reservas de gas húmedo. Se propuso elaborar una nueva interpretación del modelo estático de los yacimientos, con la finalidad de cuantificar las reservas remanentes presentes. Para ello es necesario realizar una reinterpretación del modelo sedimentológico y petrofísico, en los cuales se incluyen mapas de isopropiedades, con la finalidad las áreas más prospectas. A demás se realizará un modelo estructural, para actualizar el mapa isopaco-estructural de los yacimientos. Al realizar estos procedimientos y obtener las nuevas interpretaciones, se procederá a calcular las nuevas reservas de los yacimientos, utilizando el método volumétrico.

1.4 Alcance de la investigación

El siguiente trabajo permitirá La reinterpretación de los yacimientos JM 263 – RC 3, fundamentándose en la evaluación petrofísica de los pozos nuevos perforados perteneciente al área de estudio, elaboración de secciones estratigráficas y estructurales, mapa de paleoambiente, mapas de isopropiedades, definición del modelo sedimentológico, definición de la geometría y límites del yacimiento, cálculos de reservas; mediante el uso de la plataforma de Open Works para expandir y mejorar la producción de los yacimientos.

1.5 Limitaciones de la investigación

1. En el área de estudio se encuentran algunos pozos, de la cual posee una ausencia de información de registros eléctricos, se pueden encontrar registros eléctricos de antigüedad relativa, de la cual no se puede tener mucha información.
2. En los Yacimientos JM 263 y RC 3, no disponen de análisis de agua y pruebas de núcleos para hacer un estudio detallado del área.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

Según González de Juana *et, al.* (1980), 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.

La Cuenca Oriental de Venezuela topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área que esta comprendida por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, una pequeña parte de Sucre y Delta Amacuro, prolongándose hasta la plataforma deltana y Sur de Trinidad. Abarca 164.000 Km² de superficie, que la hace primera en extensión superficial de Venezuela (Figura 2.1).

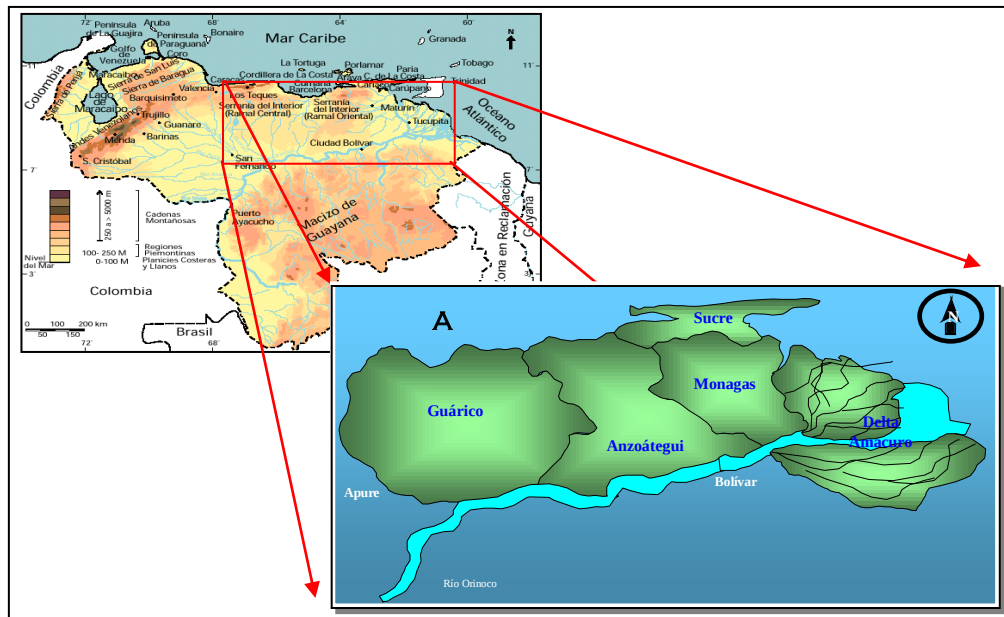


Figura 2.1 Ubicación geográfica y extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, 1999).

2.1.1 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental contiene más de 20000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos, Terciarios, entre las cadenas montañosas Terciarias situadas al Norte y el Escudo Guayanés, emplazado al Sur. La Cuenca Oriental por su contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud en Venezuela y América del Sur, solo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América.

Esta cuenca mide aproximadamente 200 Km. de anchura en sentido Norte-Sur, por unos 600 Km. de longitud en sentido Este-Oeste. Sus columnas sedimentarias constan casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el

Cámbrico inferior al Pleistoceno. Esta cuenca es asimétrica, con el flanco Sur buzando suavemente hacia el Norte, hasta que es interceptada por una zona compleja, perturbaciones tectónicas y plegamientos que constituye el flanco Norte. Toda la cuenca se inclina hacia el Este, de manera que la parte más profunda de ella se encuentra hacia el Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pueden haberse acumulado 40000 pies de sedimentos. En el flanco Sur. El entrampamiento es el resultado de los siguientes mecanismos estructurales: 1. Una falla normal hacia el Sur. 2. Buzamiento regional hacia el Noreste. 3. Acuñaamiento arenoso lateral. Estas son las condiciones que caracterizan a las típicas trampas de la Formación Oficina. Hacia el extremo oriental y el flanco Norte de la cuenca las trampas presentan mayor complejidad estructural y estratigráfica, en particular, en los campos próximos al frente de montañas. La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido subdividida basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas en dos subcuencas, las cuales son: la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín. (González de Juana *et al.* 1980).

2.1.1.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del Estado Guárico y parte del Norte del Estado Anzoátegui. El flanco Norte de la cuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, y con acuñaamiento de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. La roca madre principal constituida por grupos Guayuta y Tembladora se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del Norte de Guárico.

La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al Sur del frente de montañas sea de gas y no de petróleo. Los principales campos petroleros, de Oeste a Este: Palacios, Las Mercedes, Yucal-El Placer, Tucupido, El Jobal y Mocoya. En especial, Yucal-El Placer es un campo de gas por excelencia. Hacia el Sur del Estado Guárico, las unidades Cretácicas y Terciarias se acuñan gradualmente, generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado La Faja del Orinoco, de yacimientos Neogénos y cuya emigración parece haber ocurrido de Norte a Sur. Los sellos lutíticos más importante se encuentran dentro de las mismas unidades yacimientos, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina. Las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales). (González de Juana *et, al.* 1980).

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 acuñamientos de las unidades estratigráfica hacia el Sur definen dos dominios operacionales: El primero al Norte del corrimiento de Pirital y el segundo hacia el Sur. La Estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco Norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico inferior hasta el Pleistoceno. El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía sencilla, semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en la parte inferior como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno–Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvios-deltaico y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

Hacia el sur de la cuenca de Maturín en los campos Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina con sellos de lutitas extensa dentro de estas mismas unidades.

En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, principalmente por la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble del espesor de su equivalente (Formación La Luna) en Venezuela Occidental. Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco Norte de la Subcuenca, no se puede establecer con claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades Cretácicas hacia el Grupo Temblador del Sur; sin embargo, se estima para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido semejante, con generación por una roca madre cercana. Las dos Subcuencas, localizadas al Noreste de Venezuela, son de tipo “*foreland*”; y están separadas por unos anticlinales en superficie, y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas, Felder, B. *et al*, 1980 (Figura 2.2).

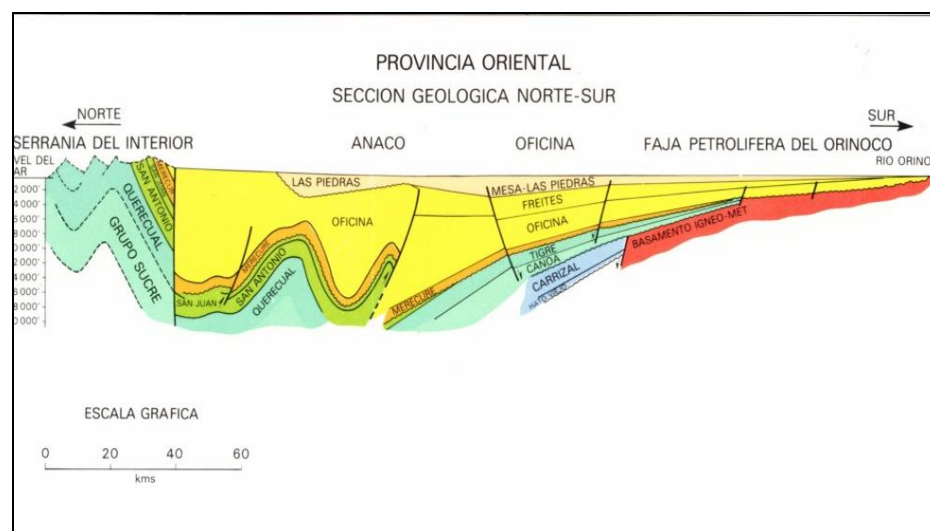


Figura 2.2 Sección geológica, Norte – Sur, Cuenca Oriental de

Venezuela (Felder, B. et al, 1980.)

La Cuenca Oriental es asimétrica y 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 hidrocarburos (González de Juana *et, al.* 1980).

González de Juana, *et, al.* (1980), dividió la Cuenca Oriental de Venezuela en varias subregiones o áreas principales productora de petróleo, desde el punto de vista operacional, y diferenciadas entre sí ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas (Figura 2.3), ellas son:

1. Área Mayor de Oficina.
2. Norte de Anzoátegui: Área de Guaribe – Chaparro en el extremo Noroccidental.
3. Área Mayor de Anaco Hacia el Sur, y el Área de Urica hacia el Este.
4. Área Centro de Anzoátegui y Monagas.
5. Área Norte de Monagas: Quiriquire, Jusepín, Santa Bárbara.
6. Área de Guárico.
7. Área Mayor de Temblador.
8. Pedernales (Delta).
9. Faja Petrolífera del Orinoco.

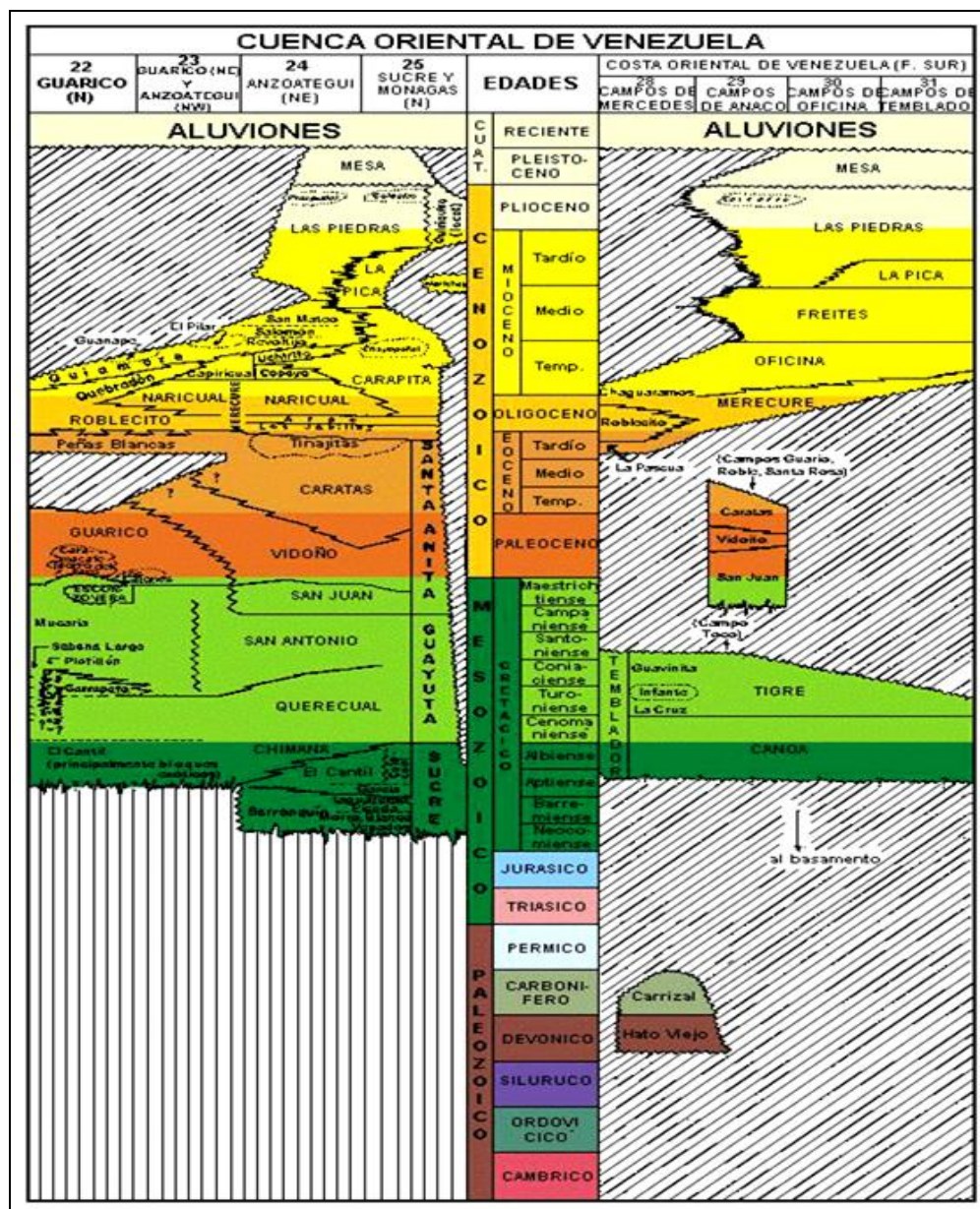


Figura 2.3 Columna Estratigráfica de la C.O.V. (PDVSA INTEVEP, 1997).

2.1.2 Marco estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado final de la colisión oblicua de la placa del Caribe contra la placa de Sudamérica, que presenta un movimiento

relativo Noroeste. Dicha cuenca es de ante-país directamente asociada con las transgresiones al Norte de Venezuela (Di Croce *et al*, 1999) (Figura 2.4).

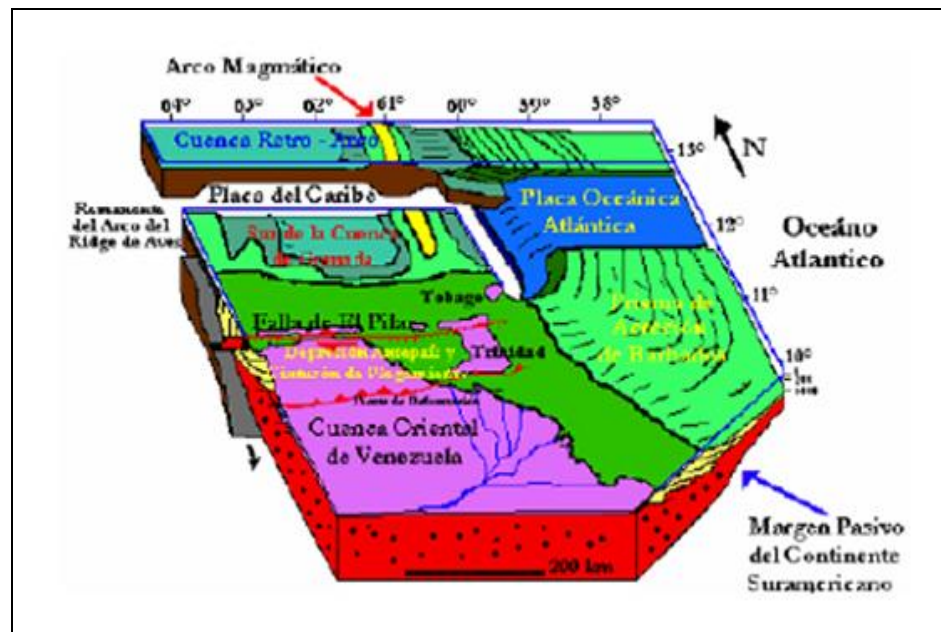


Figura 2.4 Bloque diagramático del límite Sur de la placa Caribe (Di Croce *et al*, 1999).

Entre los principales elementos estructurales que presenta la Cuenca Oriental de Venezuela, los cuales sugieren que la misma sufrió una compleja evolución, podemos mencionar: El Corrimiento Frontal de Guárico, El Corrimiento de Anaco, el Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas, y el Sistema de corrimientos al Sur de la Serranía del Interior Oriental (Figura 2.5).

Km. desde el Sur del Campo El Toco hasta el este del Campo La Ceiba, se caracteriza por una línea de corrimiento con rumbo Noroeste y buzamiento promedio de 45 grados al Noreste, en cuyo lado Norte aparece una serie de domos asociados en el bloque levantado, que es donde se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de Suroeste a Noreste son: Campo de El Toco, Campo San Joaquín, Campo Santa Rosa y Campo La Ceiba (González de Juana *et al.* 1.980).

2.1.2.3 Sistema de Corrimiento al Sur de la Serranía Interior Oriental

Este sistema de corrimientos se detecta en el subsuelo de la planicie al Sur de la Serranía del Interior, principalmente mediante estudios sismográficos y en algunos lugares por medio de perforaciones. Hacia el Este a partir de la falla de Urica, el sistema de corrimientos continúa hasta alcanzar la Falla de San Francisco y desde allí hasta la Falla de Los Bajos en el Golfo de Paria, alcanzando aproximadamente 200 Km en extensión (González de Juana *et al.* 1.980).

2.1.2.4 Flanco Meridional de la Cuenca

La característica más destacada del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es un sistema de fallas normales de rumbo este-oeste y buzamiento hacia el sur y a veces hacia el eje de la cuenca. Prácticamente todas las acumulaciones de petróleo asociadas con estas fallas se encuentran en el labio norte. Tales fallas han sido consideradas fracturas de gravedad con crecimiento sin sedimentario, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna fuerza orogénica externa (González de Juana *et al.* 1.980).

2.2 Geología local

2.2.1 Área operacional del distrito Anaco

El Distrito Anaco ubicado geográficamente en la parte central del estado Anzoátegui abarcando parte del estado Monagas y Guárico con un área aproximada de 13.400 km². Este fue nombrado “Centro Gasífero de Venezuela” en el año 1999, consolidándose progresivamente como el centro de producción y manejo de gas para el país (Figura 2.6).

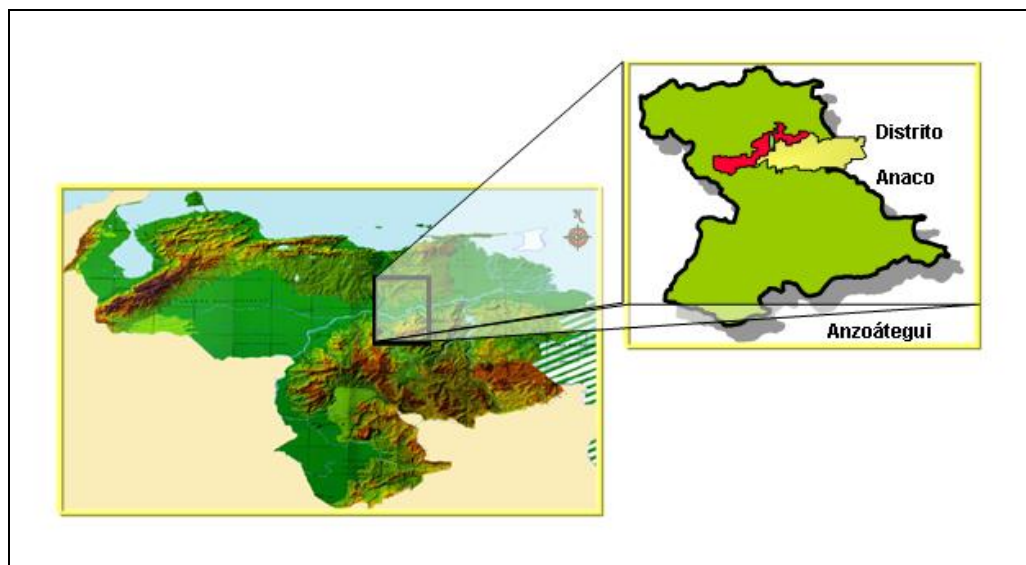


Figura 2.6 Ubicación geográfica del Distrito Anaco (PDVSA, 2004).

El Distrito de Anaco posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. Dichas producciones son manejadas por las superintendencias de producción: Área Mayor de Oficina (AMO), ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km². integrada por los Campos de Soto, Mapire,

La Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay. El Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 km². La cual se divide en dos áreas de operación como: Área I y Área II. La primera esta conformada por el campo Santa Rosa, el cual es el objetivo de evaluación y la segunda área esta conformada por los campos San Joaquín, El Roble, El Toco, Santa Ana y Guario. Es importante destacar que la historia estructural de esta área se encuentra altamente influenciada por esfuerzos de tensión y de compresión, que han dado origen a numerosos levantamientos y plegamientos en la zona (PDVSA, (2004)

Desde el punto de vista operacional y en lo que respecta al área de responsabilidad del Distrito Anaco, se puede dividir a la Cuenca Oriental de Venezuela en cinco áreas con sus respectivos y principales campos:

1. Área Mayor de Anaco: Santa Rosa, San Joaquín, Guario, El Roble, Santa Ana, Rosa, San Roque y Aragua.
2. Área Mayor de Oficina: Oscurote, Nigua, Nardo, Mata Oeste, Soto, Boca Mapiri, Kaki, Galán, Cantaura, La Ceibita, Zeta (Zapatos, Zarza, Zulus, Zacarías, Mata R, Mata 10), Maulpa, Guamacha y Patacón.
3. Área Mayor de Urica: La Ceiba, La Vieja Quiamare, Santa Rosa Norte y Tácata.
4. Área Centro de Anzoátegui y Monagas: Carisito, Aguasay, La Florida, Pato, Onado, Caro, Mata y Acema.

5. Área Norte de Monagas: El Carito, Mulata, El Furrial, Carito Norte, Santa Barbara, El Tejero, Pirital, Bosque, Casupal, Punta Gorda, Mata Grande y Tacat.

2.2.2 Área Mayor de Anaco (A.M.A)

El área mayor de anaco (AMA), se encuentra ubicado en la cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín. Esta situada en el bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado N50°E a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y las cuales han dado origen a los campos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble y San Roque (Hidelfonso Martínez 2007) (Figura 2.7)



Figura 2.7 Campos del Área Mayor de Anaco (PDVSA Gas Anaco, 2004).

2.2.3 Antecedentes históricos

Desde los comienzos de la exploración petrolera en Anzoátegui las cuadrillas de geología de superficie reconocieron manifestaciones gasíferas y algunos pequeños volcanes de lodo, en las cercanías de las poblaciones Santa Ana y San Joaquín. Las formaciones miocenas se encontraban aflorando en las cimas de unos domos, y los ríos Guarío y Aragua desviaban su rumbo rodeando las estructuras.

La presencia de hidrocarburos fue descubierta en 1936 con la perforación del pozo Santa Ana N° 1 (AM-1) de la Mene Grande Oil Company, ubicado mediante geología de superficie, hasta la profundidad de 2.591 metros. Siguieron, por geología de campo, San Joaquín-Guarío (1939, 1.997 m) y El Roble (1939, 1.067 m).

La geología de superficie, las fotografías aéreas y, más tarde, los levantamientos sismográficos y los sondeos estructurales aportaron la información que justificaba la exploración por taladro. Se mencionaron flujos de gas, de hasta 400.000 pies³/día, en la perforación de los puntos de disparo que efectuaban las cuadrillas sismográficas.

2.2.4 Estratigrafía del Área Mayor de Anaco

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco, se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prospectividad petrolífera, depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretácico y el Mioceno Superior del Terciario. Estudios interdisciplinarios han identificado en el subsuelo del área las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados con Mesa y Freitas (Figura 2.9).

En El Toco, Santa Ana y el Suroeste de San Joaquín aflora la Formación Freites, igual que en una amplia faja al Oeste de Santa Ana, que se extiende hacia el Norte. En la Cumbre de Santa Ana aparece la Formación Oficina, y en las tres culminaciones de San Joaquín.

Para el Área Mayor de Anaco desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, ha sido la Formación Oficina de gran importancia por poseer las principales arenas que producen hidrocarburos y extendiéndose desde la faja petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la Cuenca. Por otra parte, las lutitas de Oficina han sido consideradas por varios autores como rocas madres del petróleo para las arenas de esa misma formación (Pérez H. 2003).

EDAD	FORM.	DESCRIPCIÓN	
MIOCENO INFERIOR-MEDIO	OFICINA 1050'-8000'	Lutitas y areniscas alternadas, Limolitas y Lignitos Los cuerpos de Arena son: Canales y Lentas	BLANCO
			AZUL
OLIGOCENO	MEREKURE 1200-1900'	Areniscas masivas y carbonaceas delgadas	MORENO
			NARANJA
CRETACICO	VIDOÑO	Lutitas con areniscas Locales glauconíticas Areniscas duras, grises de grano fino a medio, Calizas y lutitas	VERDE
			AMARILLO
			COLORADO
			ME-A / ME-T4,5
	SAN JUAN		VIDOÑO
			SJ-A/SJ-N
			SA-A/SA-X
	SAN ANTONIO		

Figura 2.8 Columna estratigráfica del A.M.A. (Pérez H. 2003)

2.2.4.1 Formaciones Mesa

La Formación Mesa del Cuaternario (Pleistoceno). Se ubica en los estados Monagas, Sucre, Bolívar. Litológicamente formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones (González de Juana *et al.* 1.980).

2.2.4.2 Formación Las Piedras

La Formación Las Piedras del terciario (Mioceno Tardío-Plioceno). Se ubica en el estado Monagas. Litológicamente Está formada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos. La aparición de trazas de Dolomita y Chert parece marcar la transición de esta unidad continental a una marina (González de Juana *et al.* 1.980).

2.2.4.3 Formación Freites

La Formación Freites del terciario (Mioceno Medio a Mioceno Tardío basal). Se ubica en el estado Anzoátegui. Litológicamente se caracteriza por una gruesa sección de Lutitas gris verdosas (marina Somera) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos, predominantemente glautoníticas (González de Juana *et al.* 1.980).

2.2.4.4 Formación Oficina

La Formación Oficina del terciario (Mioceno Temprano- Medio). Se ubica en los estados Anzoátegui y Monagas. Litológicamente se caracteriza por la presencia de lechos intercalados de areniscas cuyo color varia de gris a crema claro, con lutitas

grises, lignitos, intercalaciones calcáreas delgadas y arcillas verdes en menor cantidad.

La Formación Oficina ha sido separada en siete miembros individuales, en base a sus cualidades litológicas y paleontológicas. Las areniscas comprendidas en ésta Formación, han sido agrupadas en unidades de arenas, las cuales en orden estratigráfico descendente son conocidas con los nombres de Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado. La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los Estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las Unidades de la Cuenca Oriental. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado (González de Juana *et al.* 1.980).

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, las arenas de la Formación Oficina, constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los Campos de la Cuenca Oriental. La edad de la Formación Oficina va desde el Oligoceno medio, al Mioceno medio, y en el Área Mayor de Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en intervalos de uso práctico, basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, entre otros; llamados Miembros que en orden estratigráfico desde el más joven al más antiguo se designan con los nombres que se indican a continuación:

1. Miembro Blanco

En la parte inferior del área se puede observar que está depositado discordantemente encima del miembro azul. El miembro blanco está compuesto por arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No contiene yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico (Hidelfonso Martinez 2007)

2. Miembro Azul

Está formado por lutitas limosas, color grisoscuro, con areniscas arcillosas micáceas, de granos finos y de color gris claro. En ésta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres (Hidelfonso Martinez 2007).

3. Miembro Moreno

Tiene unos 1.150 pies de espesor en el Domo Sur al Norte de San Joaquín y 1.320 pies en San Joaquín Norte. Litológicamente está formado mayormente por lutitas fosilíferas, de color gris, con intercalaciones de lutitas y areniscas de igual color. La secuencia también incluye capas delgadas de areniscas de grano fino, lignitos, calizas arenosas y argilítas (Hidelfonso Martinez 2007).

4. Miembro Naranja

Varía de 1.310pies a 1.440 pies del domo Sur al Norte de San Joaquín. Éste Miembro está formado por lutitas fosilíferas, color gris con intercalaciones de lutitas y areniscas de igual color. La secuencia también incluye capas delgadas de areniscas de grano fino, lignitos, calizas arenosas y argilítas (Hidelfonso Martinez 2007).

5. Miembro Verde

Presenta un espesor variable del orden de 900 pies. Su litología consiste principalmente de lutitas y areniscas ínter laminada, capas delgadas de areniscas de grano fino a medio, lutitas y lignitos así como capas ocasionales de calizas arenosas (Hidelfonso Martinez 2007).

6. Miembro Amarillo

Tiene un espesor de alrededor de 700 pies. Su litología se compone de lutitas gris oscuro con intercalaciones de capas delgadas de arenas de grano fino a medio (Hidelfonso Martinez 2007).

7. Miembro Colorado

Representa la parte basal de la Formación Oficina, con un espesor variable y valores de 1.325 pies en San Joaquín Norte. Está formado predominantemente por lutitas grises, con capas de areniscas gris claro, de grano fino y algunas de grano grueso (Hidelfonso Martinez 2007).

2.2.4.5 Formación Merecure

La Formación Merecure del Terciario (Oligoceno- Mioceno Temprano). Se ubica en los estados Anzoátegui y Monagas. Litológicamente se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal escogidas, con estratificaciones cruzadas, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente. Se hace difícil su correlación entre áreas, entre campos e incluso entre pozos debido al carácter arenoso y masivo de la unidad y a la ausencia de marcadores regionales.

2.2.4.6 Formación San Antonio

La Formación San Antonio del Cretácico (Maastrichtiense Tardío). Se ubica en el estado Anzoátegui. Litológicamente en esta formación predominan las lutitas oscuras, grises, duras, finas y frecuentemente calcáreas.

2.2.4.7 Formación San Juan

La Formación San Juan del Cretácico (Maastrichtiense Tardío): Se ubica en el Estado Anzoátegui. Litológicamente es areniscas masivas, bien estratificadas, casi sin interrupción. Presentan buena porosidad, son de grano fino a medio bien escogido, ocasionalmente areniscas calcáreas.

2.2.4.8 Formación Vidoño

La Formación Vidoño del Cretácico (Campanéense) y Terciario (Eoceno Temprano). Se ubica en el estado Anzoátegui. Litológicamente esta formación de carácter transgresivo es casi exclusivamente lutítica.

2.2.5 Campo San Joaquín

El Campo San Joaquín fue descubierto en el año 1.954, se encuentra ubicado aproximadamente a 8 km al Sureste de la población de Anaco y a 150 km. al Sureste de Maturín, en la parte central del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela, Sub-Cuenca de Maturín, en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región. Este campo abarca un área aproximada de 450 Km², donde también forman parte los Campos El Roble y Guarío, individualizados por razones administrativas. Este campo como tal se divide en tres áreas bien diferenciadas: San Joaquín Central, San Joaquín Norte y San Joaquín Sur. El Guarío y San Joaquín son esencialmente el mismo campo, simplemente la convención de nomenclatura se heredó de los operadores originales (Figura 2.9).

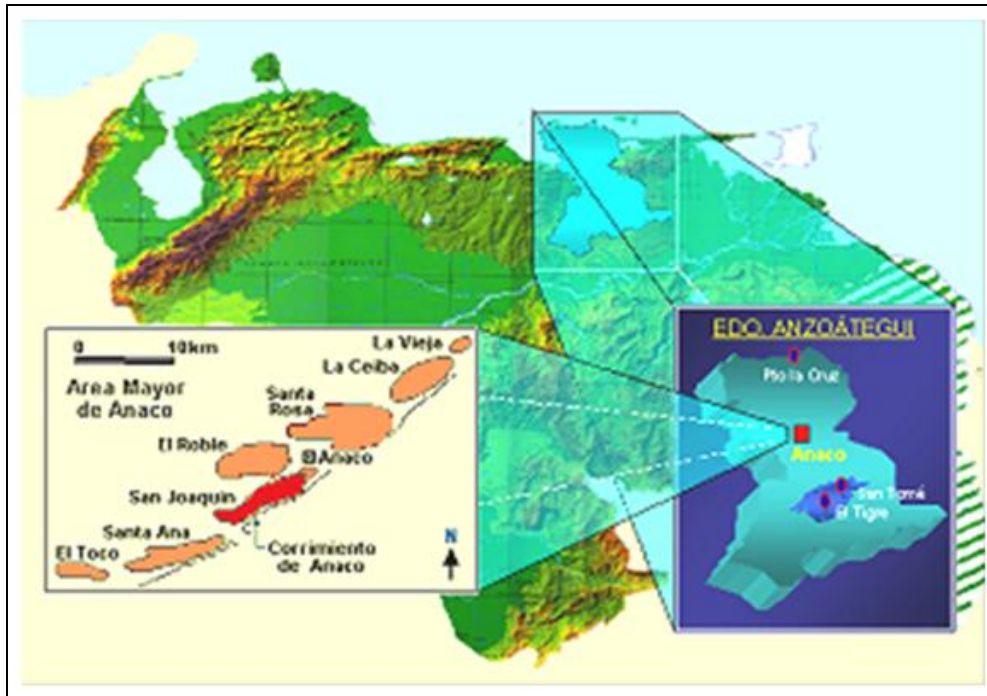


Figura 2.9 Ubicación del Campo San Joaquín (Pérez H. 2003).

Los puntos resaltantes de los domos de Anaco fueron descritos ya hacia el año 1947, en un informe de geólogos de la empresa Mene Grande Oíl (H.D.Herdberg, H.J.Funkhouser, L.C.Sass,1947).

2.2.6 Estructuras del Campo San Joaquín

En San Joaquín, las características estructurales principales son los cierres asimétricos de los domos y un anticlinal amplio, de bajo relieve, con buzamiento al Noroeste y que es la estructura de entrapamiento para el campo de El Roble. El buzamiento estructural en el lado Este del Campo San Joaquín puede ser bastante pronunciado (posiblemente más de 45 grados), mientras que en el flanco Noroeste, el campo muestra buzamientos relativamente suaves (hasta 25 grados). Esta área se caracteriza por la presencia de campos alineados y controlados por un evento

geológico estructural de gran significación como es el Corrimiento de Anaco que limita el flanco Sureste del área. Las acumulaciones de hidrocarburos del Campo El Roble fueron controladas por cierres estructurales y estratigráficos.

Este campo como tal se divide en tres áreas bien diferenciadas: San Joaquín Central, San Joaquín Norte y San Joaquín Sur. El Guario y San Joaquín son esencialmente el mismo campo, simplemente la convención de nomenclatura se heredó de los operadores originales. En San Joaquín, las características estructurales principales son los cierres asimétricos de los domos y un anticlinal amplio, de bajo relieve, con buzamiento al noroeste y que es la estructura de entrampamiento para el Campo de El Roble. El buzamiento estructural en el lado este del Campo San Joaquín puede ser bastante pronunciado (posiblemente más de 45 grados), mientras que en el flanco noroeste, el campo muestra buzamientos relativamente suaves (hasta 25 grados).

2.2.7 Yacimientos en estudio (MOC JM 263 y RC 3)

Los yacimientos involucrados en el estudio fueron interpretados como gas húmedo, se encuentran ubicados en los campos San Joaquín/El Roble pertenecientes al área mayor de Anaco.

Hasta el momento en el mapa oficial no se encuentran pozos completados, solamente interpretados y un (1) pozo probado perteneciente al yacimiento RC 3.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

El presente proyecto no posee antecedentes de trabajos anteriores que puedan suministrar datos e información de los yacimientos a estudiar. Por tal motivo, se procede a la recopilación de nueva data que permita desarrollar la investigación actual.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Terminología general en las medidas de los registros

El conocimiento de varias medidas de profundidad en los registros es importante para convertir las profundidades de los registros a profundidades usadas para el mapeo. La siguiente es una lista de medida, sus abreviaciones, y definiciones de términos en profundidad. (Schlumberger, 1990) (Figura 3.1).

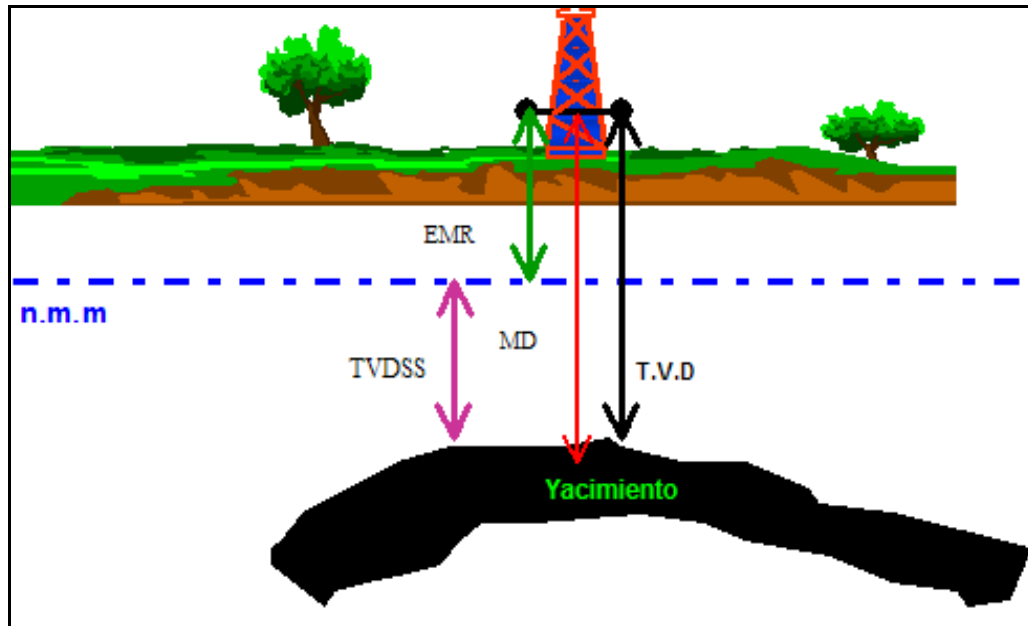


Figura 3.1 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (PDVSA-INTEVEP, 1997).

3.2.1.1 E.K.B (*Elevation Kelly Busing*)

Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar (PDVSA-INTEVEP, 1997).

3.2.1.2 MD (*Measure Depth*) o profundidad medida

Distancia medida a lo largo de la senda de un pozo taladrado desde el KB al TVD (profundidad total del pozo) o cualquier punto de correlación entre ellos (PDVSA-INTEVEP, 1997).

3.2.1.3 TVD (*True Vertical Depth*) o profundidad vertical verdadera

Distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo (PDVSA-INTEVEP, 1997).

3.2.1.4 TVDSS (*True Vertical Depth Sub Sea*) o profundidad vertical verdadera del nivel del mar

Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo. La medida TVDSS es la única medida de profundidad que hace referencia al nivel del mar. Por lo tanto, TVDSS es la profundidad más frecuente usada para el mapeo. El registro de las mediadas de profundidad de un pozo vertical o direccional para el mapeo son usualmente corregidas para TVDSS (PDVSA-INTEVEP, 1997).

3.2.2 Yacimiento

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/ Permeabilidad (Escobar, H. 2009).

3.2.2.1 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que contienen

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

1. Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas petróleo (o condensado), gravedad API y color del líquido de tanque, etc.

2. Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de líquido o petróleo (Figura 3.2).

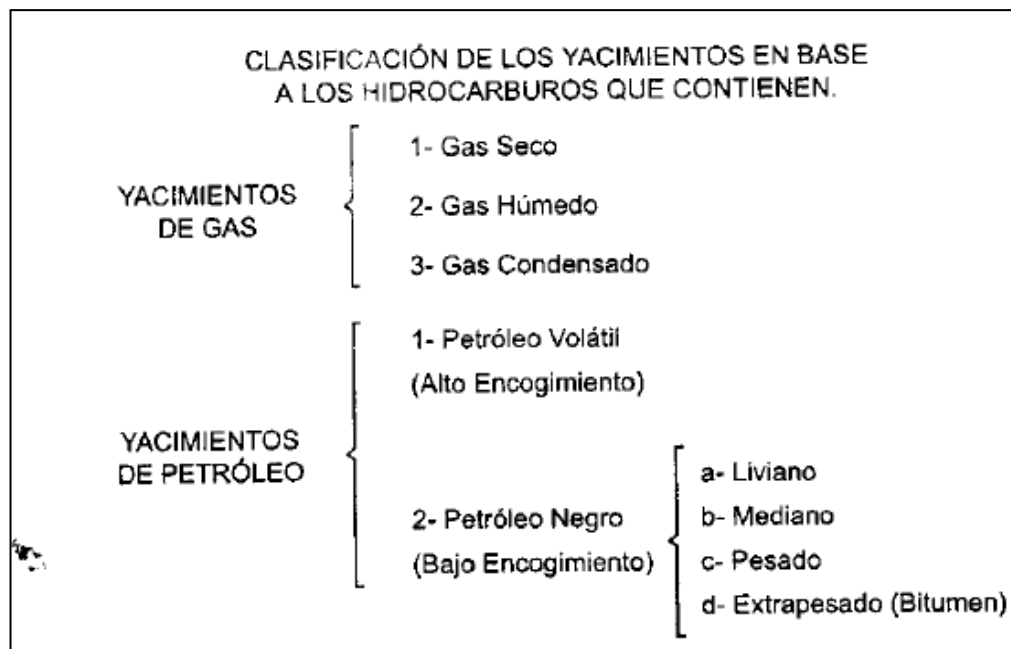


Figura 3.2 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen (Rojas, G. 1995).

Los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas seco, gas húmedo y de gas condensado. A su vez, los yacimientos de líquidos pueden ser de petróleo volátil (alto encogimiento) o de petróleo negro (bajo encogimiento).

Dependiendo de la gravedad API, los yacimientos de petróleo negro pueden subdividirse en yacimientos de crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado. (Rojas, G. 1995).

- Yacimientos de gas seco: Existen en estado gaseoso a cualquier presión y a temperaturas mayores a la cricondentérmica. La fase gaseosa es la única en el yacimiento y permanece en ese estado durante su producción. Contienen principalmente metano (C1) % C1 > 90 con pequeñas cantidades de pentano (C5) y componentes más pesados % C5+ < 1. (Rojas, G. 1995).

- Yacimiento de gas húmedo: Al igual que los yacimientos de gas seco, existen en estado gaseoso a condiciones de yacimiento. A condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases, generando relaciones gas líquido que varían entre 60.000 y 100.000 PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro y con gravedad API mayor a 60 ° (Rojas, G. 1995).

- Yacimiento de gas condensado: Estos yacimientos existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica. Bajo esta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío y se produce una condensación de parte de la mezcla. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío.

La zona retrógrada está limitada a la parte superior por la curva de rocío entre el punto crítico y el cricondentérmica y en la inferior por la curva que une los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad. La curva de rocío retrógrado es típica para un gas condensado y la importancia de su conocimiento reside en que a

presiones por debajo de la presión de rocío retrogrado empieza a ocurrir la condensación retrograda. En la composición de la mezcla de este tipo de hidrocarburos, el contenido C1 es mayor de 60 % y el de C7+ menor de 12,5% (Rojas, G. 1995).

- Yacimientos de petróleo volátil: La mezcla de hidrocarburos en el yacimiento se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico y su temperatura es ligeramente menor que la crítica. El equilibrio de las fases de estos yacimientos es muy pobre, produciéndose un encogimiento del crudo, hasta de 45%, cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. La Relación Gas Petróleo (RGP) de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2.000 a 5.000 PCN/BN y el petróleo de tanque tiene un color amarillento oscuro a negro y una gravedad API generalmente mayor de 40° (Rojas, G. 1995).

- Yacimientos de petróleo negro: A condiciones de yacimiento la temperatura es muy inferior a la temperatura crítica. El petróleo es de baja volatilidad y tiene un alto porcentaje de C7 + > 40. En el tanque, el petróleo tiene una gravedad API menor de 40° y un color negro o verde oscuro. La clasificación de los crudos negros dependiendo de la gravedad (o densidad) se muestra en la tabla 3.1, y la tabla 3.2 indica un resumen de los valores que caracterizan cada uno de los tipos de fluidos (Rojas, G. 1995).

Tabla 3.1 Clasificación del petróleo negro según su Gravedad API (Rojas, G, 1995)

Livianos	$30 < ^\circ\text{API} < 40$
Medianos	$20 \leq ^\circ\text{API} \leq 30$
Pesados	$10 \leq ^\circ\text{API} \leq 20$
Extrapesados	$^\circ\text{API} < 10$

Tabla 3.2 Caracterización de Fluidos de yacimientos en base a información de pruebas de producción y análisis cromatográficos (Rojas, G. 1995)

	RGP	°API	C ₇₊	C ₁	Color
Gas Seco	>100.000	---	<0.7%	>90%	---
Gas Humedo	>15.000	<70	<4	<90	Incolor
Gas Condensado	>3200	>40	<12.5	>60	Amar. Claro
Petroleo Volatil	>1750	>40	>12.5	<60	Amar. Claro
Petroleo Negro	<1750	<45	>20	<50	Negro- Verde

3.2.3 Reservas

“Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensados, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante” (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.2.3.1 Clasificación de las reservas

Según la certidumbre de Ocurrencia, las facilidades de Producción o el Método de recuperación, las reservas se clasifican según se mostrara en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Clasificación de las reservas de Hidrocarburos

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	–Probadas –Probables –Posibles
Facilidades de Producción	–Probadas Desarrolladas –Probadas No Desarrolladas
Método de Recuperación	–Primarias –Suplementarias

- Reservas probadas: las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

Dentro de estas categorías se incluyen:

1. Los volúmenes contenidos en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
2. Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, en donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
3. Los volúmenes producibles del área de un yacimiento que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables.
4. Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, métodos térmicos, etc.)
5. Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria siempre y cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de desplazamiento similares.
6. En ciertas ocasiones, se considerarán como Reservas Probadas los volúmenes producibles de pozos cuyos análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

- **Reservas probables:** las Reservas Probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

- **Reservas posibles:** las Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

- **Probadas desarrolladas:** las Reservas Probadas Desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles.

Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

- Reservas probadas no desarrolladas: las Reservas Probadas No Desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005). (Figura 3.3).

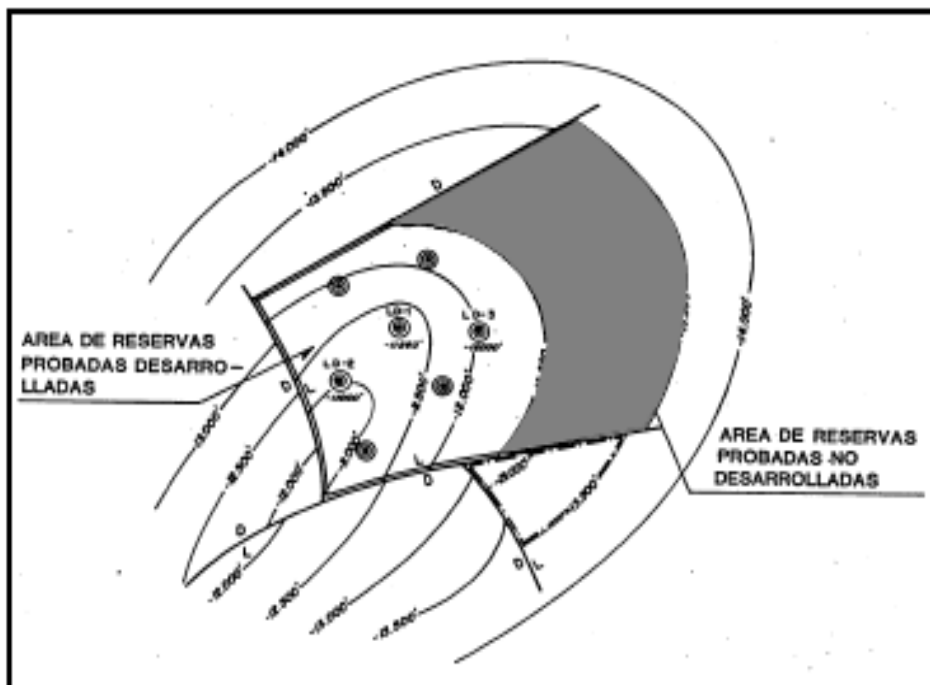


Figura 3.3 Delimitaciones del área de reservas Probadas Desarrolladas y reservas Probadas No desarrolladas (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

- Reservas primarias: son las cantidades de Hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

- **Reservas suplementarias:** son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

- **Reservas remanentes:** son en el momento en que se efectúa la estimación o el cálculo, la porción de reservas que no ha sido extraída hasta entonces, mediante la aplicación de los mejores métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen extraído para la fecha del volumen calculado como recuperable. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3 Definición de términos básicos

3.3.1 Cuencas sedimentarias

Las cuencas sedimentarias son las áreas de la superficie terrestre en las que se han podido acumular grandes espesores de sedimentos durante un largo intervalo de tiempo. (Torres, V. 1994).

Las cuencas sedimentarias constituyen depresiones circulares, alongadas o de forma irregular, que poseen tamaños variables, generalmente en el orden de 100km de largo y decenas de kilómetros de ancho. De acuerdo con la deformación tectónica sufrida. Las cuencas sedimentarias se clasifican en tres tipos:

1. Cuencas sedimentarias activas: son áreas en las que se han depositado y actualmente se siguen depositando materiales.
2. Cuencas sedimentarias inactivas: son áreas pero en las que ya término la sedimentación.
3. Cuencas fuertemente deformadas: que usualmente forman cadenas montañosas, y en las que el relleno originario ha sido parcialmente eliminado por erosión.

Debido a lo complejo y extenso de la clasificación de cuencas sedimentarias, realizar una descripción detallada de cada tipo de cuenca sedimentaria se torna poco relevante para efectos del estudio realizado; por lo cual se hace referencia a las cuencas de tipo extensional por tener las características aplicables al subsuelo del sur de Monagas. La subcuenca de maturín por dominio tectónico que posee y el patrón estratigráfico característico entra en la clasificación de este tipo de cuencas, es decir, cuencas extensionales sin basamento asociado (Alfonsi, 1999).

3.3.2 Ambientes sedimentarios

Un ambiente sedimentario o ambiente deposicional no es mas que un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales

En cualquier momento la situación geográfica y las condiciones ambientales de un ambiente sedimentario determinan la naturaleza de los sedimentos que se acumulan. Por consiguiente, se pueden estudiar atentamente los sedimentos en los

ambientes deposicionales actuales porque los rasgos que encuentran también pueden observarse en rocas sedimentarias antiguas.

Los ambientes sedimentarios suelen estar localizados en una de las tres categorías: continental, marina o de transición (línea de costa). Cada uno consiste en un área donde el sedimento se acumula y donde los organismos viven y mueren. Cada uno produce una roca o una agrupación sedimentaria característica que refleja las condiciones predominantes (Tarbuck 2005) (Figura 3.4).

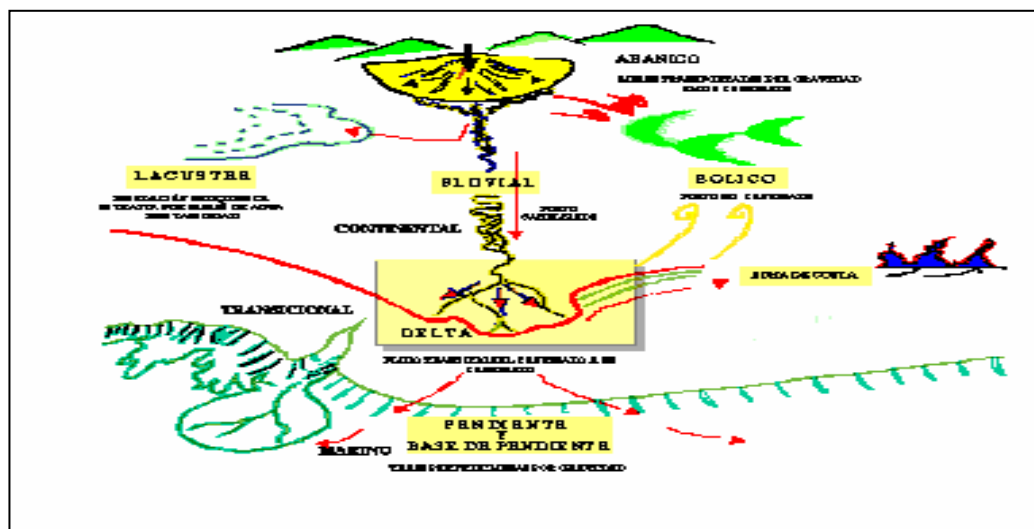


Figura 3.4 Principales ambientes generadores de hidrocarburos (Rivera, Jean C).

3.3.2.1 División de los ambientes sedimentarios

Los ambientes sedimentarios se dividen en continentales, transicionales y marinos; entre los continentales se encuentran el desértico, fluvial, glacial y lacustrino; en los ambientes transicionales tenemos el costero, islas de barreras, mareal y el deltaico; los ambientes marinos incluyen plataformas clásticas, arrecifes, margen continental y marino profundo (Figuras 3.5 y 3.6).



Figura 3.5 Distribución de los ambientes o sistemas sedimentarios
(Florescia, M. 2009)

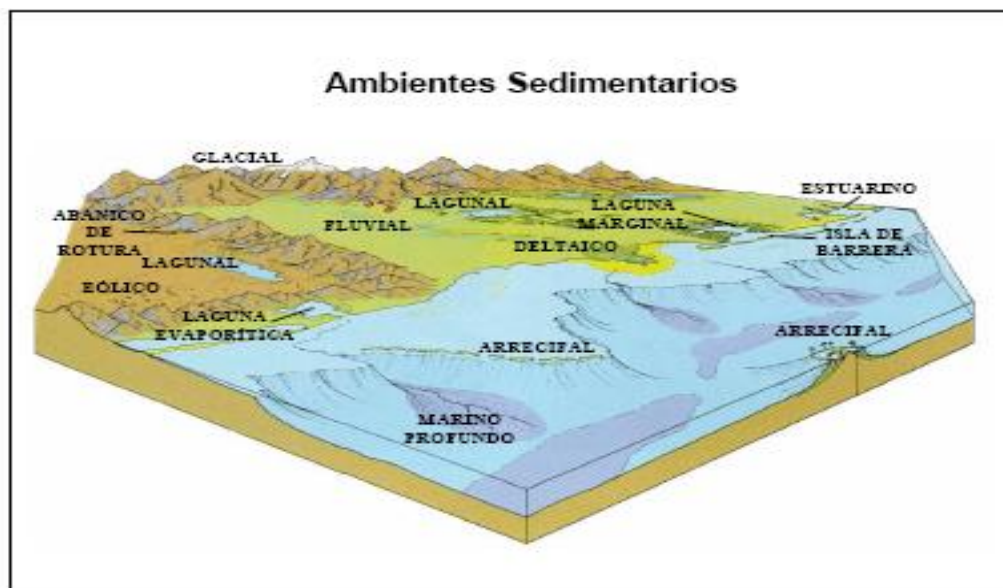


Figura 3.6 Distribución de los ambientes sedimentarios (Florescia, M. 2009).

- Ambientes continentales: los ambientes continentales están dominados por la erosión y la depositación asociadas a corrientes. En algunas regiones frías, las masas de hielo glacial en movimiento sustituyen el agua corriente como proceso dominante. En las regiones áridas (así como en algunos puntos litorales) el viento asume mayor importancia. Es evidente que la naturaleza de los elementos depositados en los ambientes continentales recibe una fuerte influencia del clima.

Las corrientes son el agente dominante de la alteración del paisaje, erosionando más tierra y transportando y depositando más sedimentos que cualquier otro proceso. Además de los depósitos fluviales, se depositan grandes cantidades de sedimentos cuando las crecidas periódicas inundan valles amplios y llanos (denominados *llanuras de inundación*). Donde emergen corrientes rápidas de un área montañosa hacia una superficie más llana, se forma una acumulación sedimentaria en forma de cono inconfundible conocida como abanico aluvial. (Tarbuck 2005).

- Ambiente fluvial: el aporte de sedimentos a casi todo el resto de sistemas sedimentarios, está controlado por los ríos y, por tanto, el estudio detallado de las redes de drenaje y de los sistemas fluviales proporciona gran cantidad de información sobre la evolución geológica y geomorfológica de una región. Además, en determinados contextos en los que la subsidencia favorece la acumulación de sedimentos, los depósitos fluviales, pueden ser el mayor o incluso el componente dominante del relleno de una cuenca (p. ej., llanuras costeras subsidente, cuencas de antepaís, fases iniciales del relleno en cuencas de tipo *rift*, etc.). La mayor parte de la energía potencial del sistema se transforma en energía cinética de forma que el flujo producido actúa sobre la superficie modificándola.

Los tipos de curso de agua pueden ser dividido; Según Miall (1977) y Rust (1978), los cuatro tipos básicos de canales fluviales son: rectos, entrelazados, meandriformes y anastomosados (Arche, 2010). (Figura 3.7)

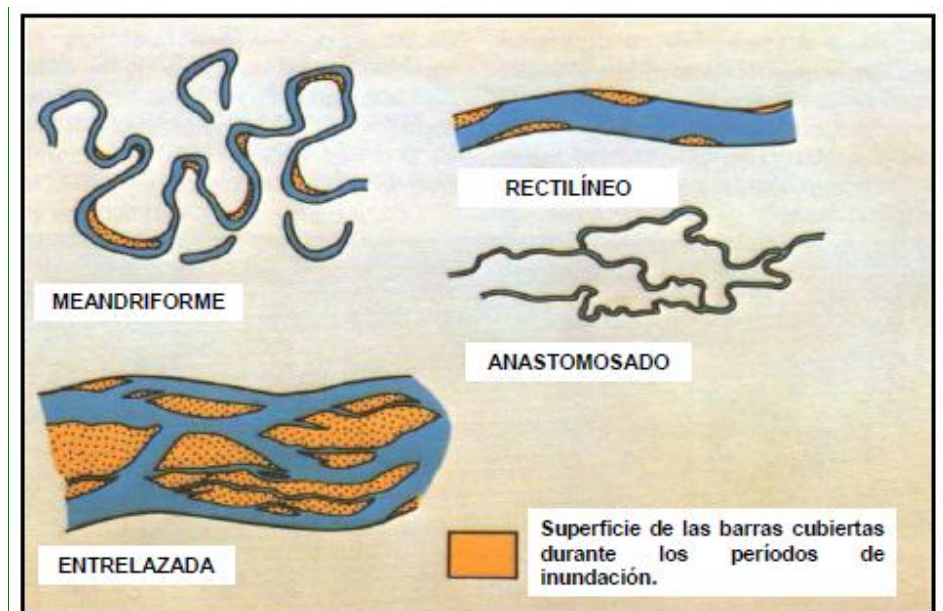


Figura 3.7 Principales tipos de canales (Modificado de Miall, 1977).

Canales rectilíneos: los cauces rectos son relativamente raros. Las corrientes que fluyen en valles fácilmente erosionables tienen cauces rectos que pocas veces llegan a tener más de 10 veces el ancho del canal; en valles estrechos los cauces pueden extenderse por varias millas. El flujo de estos cauces rectos generalmente toma un curso sinuoso y llega a producir pequeñas barras (barras de meandros) en los lados del canal. El relleno de estos canales puede ser vertical o lateral, y puede además ser similar a los depósitos de barras de meandros o a los de complejos de ríos entrelazados (Alfonsi, 1999).

Ríos entrelazados: forman canales de sinuosidad baja con barras internas y canales secundarios abundantes, se forman en zonas de pendiente altas, donde el aporte de sedimento es alto y la carga sedimentaria se caracteriza por una alta relación arena- grava/lodo.

Tienden a migrar lateralmente a través de una llanura aluvial arenosa y forman extensos mantos constituidos por arenas de relleno de canal conectadas y por conglomerados.

Estos sistemas ricos en arena y grava pueden formar excelentes yacimientos de hidrocarburos, muy espesos y extensos lateralmente (Allen G.P y F. Segura. 1997) (Figura 3.8).

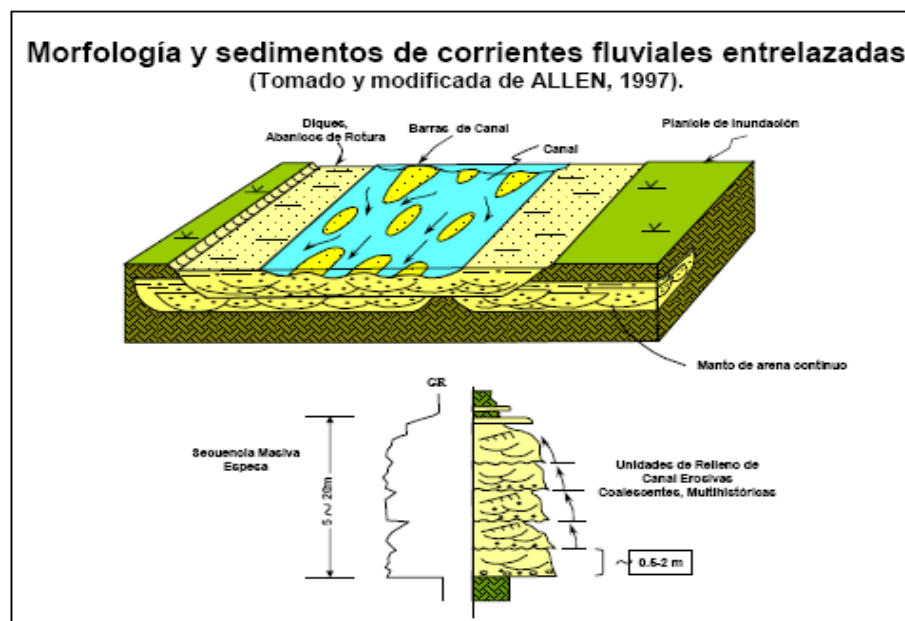


Figura 3.8 Morfología y sedimentología de corrientes fluviales entrelazadas (Allen. G.P y F. Segura. 1997).

Ríos meandriformes: se forman en llanuras aluviales de baja pendiente donde el aporte sedimentario se caracteriza por una alta relación lodo/arena. Forman canales meandriformes de alta sinuosidad. Son más estables que los ríos entrelazados. El rasgo sedimentológico principal es la acumulación de arena bajo forma de barras (barras de meandros) en el lado convexo de los meandros.

Adyacente al canal y paralelo a este se forman los diques naturales. Las áreas entre canales forman una llanura de inundación plana, baja y pantanosa, sujeta a inundaciones periódicas. Durante las inundaciones pueden romperse los diques y depositarse lóbulos de arena en la llanura de inundación que reciben el nombre de abanicos de rotura

Adyacente al canal y paralelo a este se forman los diques naturales. Las áreas entre canales forman una llanura de inundación plana, baja y pantanosa, sujeta a inundaciones periódicas. Durante las inundaciones pueden romperse los diques y depositarse lóbulos de arena en la llanura de inundación que reciben el nombre de abanicos de rotura (Allen G.P y F. Segura. 1997) (Figura 3.9).

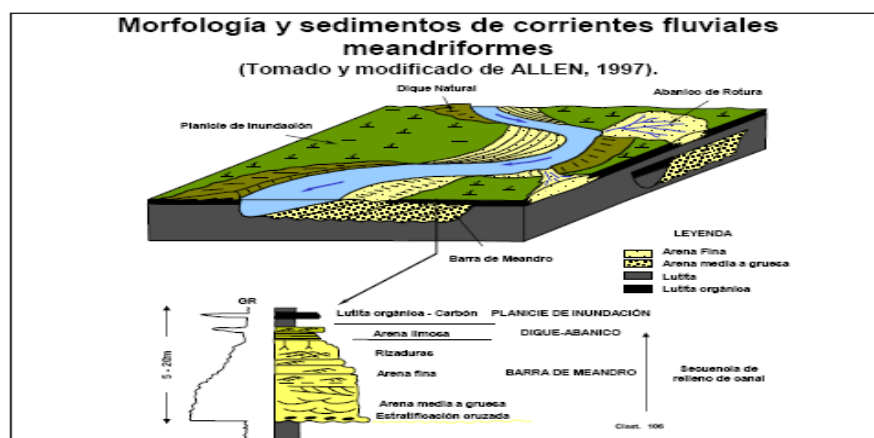


Figura 3.9 Morfología y sedimentología de corrientes fluviales meandriformes (Allen. G.P y F. Segura. 1997).

Los ríos anastomosados: son estudiados tan extensamente como los meandriformes y entrelazados. Estos ríos se presentan en áreas de muy baja pendiente y en ríos con una relación lodo/arena muy alta. Forman una red de canales delgados interconectados regularmente, los cuales son muy estables y no migran lateralmente. Se caracterizan por riveras muy estables fijadas por la vegetación, aunque también se pueden encontrar en climas semiáridos.

La acumulación del sedimento en este tipo se produce por agradación vertical de los canales y de las llanuras de inundación. Estos depósitos de canales constituyen una especie de cinturones de arenas alargadas, en las cuales quedan aisladas en las lodositas de la llanura aluvial (Allen. G.P y F. Segura. 1997) (Figura 3.10).

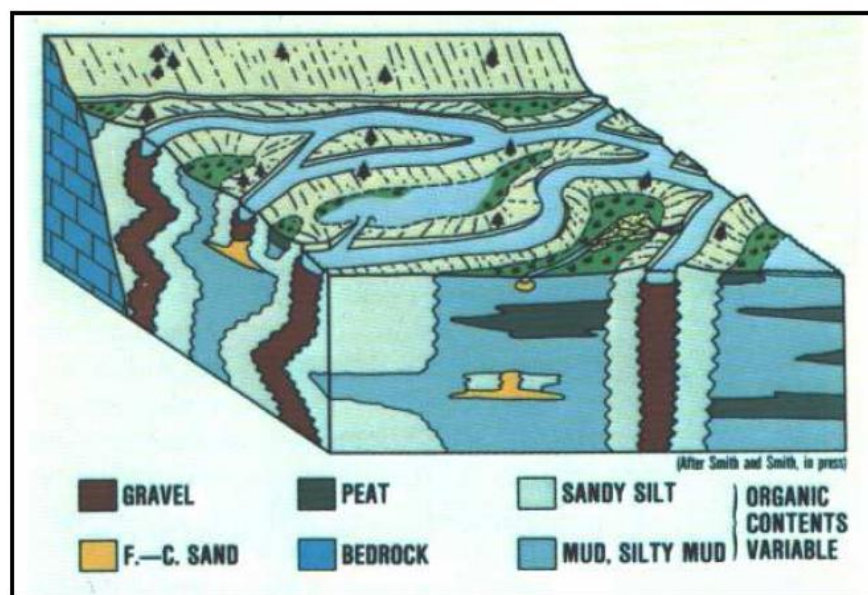


Figura 3.10 Morfología y sedimentología de corrientes fluviales anastomosados (Cant, J. y Walter, G 1998)

- **Abanicos aluviales:** Los abanicos aluviales constituyen unos cuerpos muy característicos con morfología conoidal en planta y corresponden a una acumulación sedimentaria de materiales detríticos. Se hallan localizados generalmente en una zona donde se produce una ruptura significativa de pendiente y acostumbran a estar constituidos por materiales clásticos de granulometría gruesa, que muestran paleocorrientes dispersivas radiales.

La movilización y el transporte de los sedimentos granulares mediante concurso de corrientes hidráulicas, se realiza en función de las pendientes topográficas longitudinales de los canales (gradiente), de la profundidad y de la velocidad del flujo. La sedimentación se produce cuando las condiciones del flujo disminuyen de tal manera que se detiene el transporte de los sedimentos y estos empiezan a acumularse en función de su granulometría y de su densidad (Allen G.P y F. Segura. 1997) (Figura 3.11).

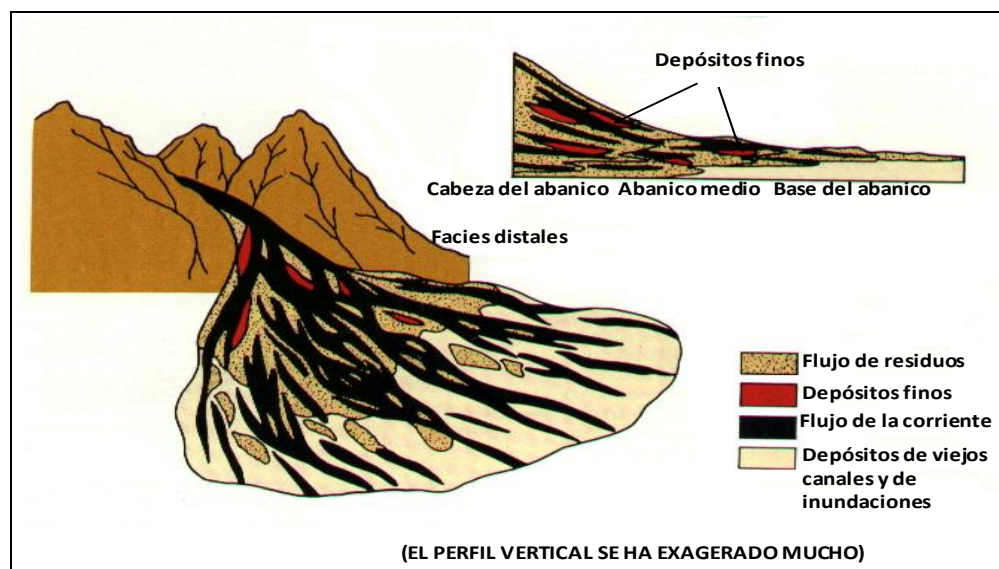


Figura 3.11 Morfología de un abanico aluvial (Atlas Wireline Services, 1988).

3.3.3 Geología del 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. La Geología del subsuelo aumenta en utilidad y comprensión cuando más perforaciones son hechas en una región debido a que:

1. A 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 (Figura 3.12).
2. A mayor exploración y desarrollo, mayor cantidad de datos disponibles para el estudio y su comparación con otros más antiguos.

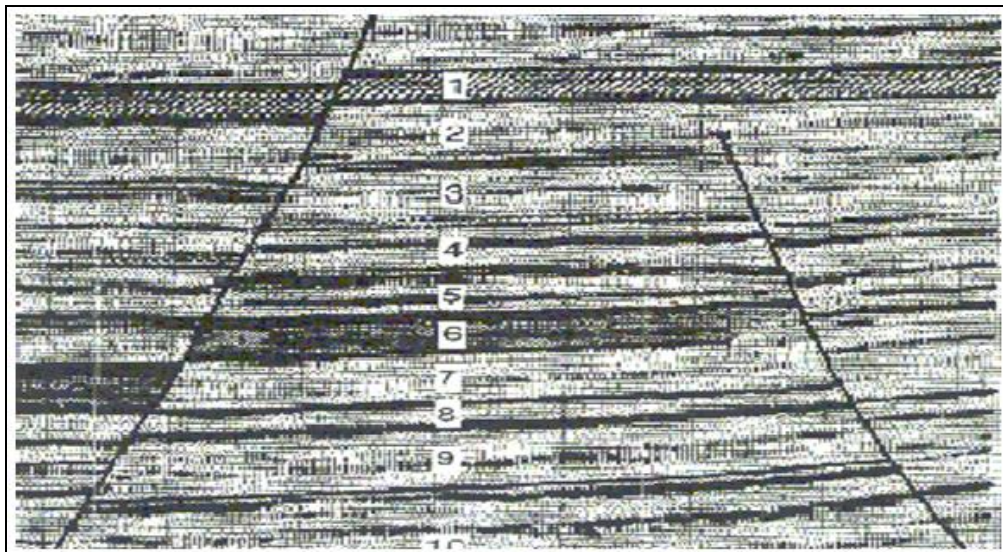


Figura 3.12 Sismograma del subsuelo mostrando algunos reflectores con callamiento normal. (Modificado CGV, PDVSA-INTEVEP, 1997).

De acuerdo a lo expuesto en el Código Estratigráfico de Venezuela (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.

Los métodos de subsuelo no sólo son esenciales, sino que su utilidad aumenta a medida que se hace más difícil hallar trampas por métodos geológicos-geofísicos superficiales. La tendencia en el trabajo de subsuelo es hacia mediciones más precisas de muchas clases de datos geológicos, una variedad más amplia de mapas para considerar los datos y la inclusión de más variables en el pensamiento del geólogo.

3.3.4 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, los hidrocarburos (o el gas) están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca yacimiento.

De una forma general, se puede decir que toda anomalía geológica cuyo origen sea tectónico (pliegue anticlinal, flexión, falla), estratigráfico (acuñamiento, arrecife) o litológico (perdida de permeabilidad), que da al techo del almacén, comprendido en su sentido mas amplio de una zona donde porosidad y permeabilidad desaparecen, una forma cóncava hacia la base, puede constituir una trampa (CGV, PDVSA-INTEVEP, 1997)

1. La trampa: es el elemento geológico base, indispensable para la acumulación de hidrocarburos. Pero por numerosas razones una trampa efectiva que presente un cierre estructural también puede ser estéril. Por el contrario, si hay acumulación de petróleo o gas, hay necesariamente trampa.
2. El yacimiento: es la unidad de acumulación de hidrocarburos, representada por un volumen continuo de terreno impregnado. La acumulación en un único yacimiento, puede ser controlada por una única trampa, en el caso, de un almacén en anticlinal regular o por varias trampas combinadas.
3. Un campo: finalmente está constituido por la reunión en una misma zona restringida, de varios yacimientos. Puede estar formado por un mismo tipo de trampa. Como en el caso de un anticlinal que afecta a varios horizontes-almacén, netamente separados unos de otros por lechos impermeables.

Los criterios geológicos de clasificación se basan en las formas físicas de la parte sólida del yacimiento, tipificándolas como trampas dentro de las cuales destacan:

3.3.4.1 Trampas estructurales

Son consecuencia directa de las deformaciones producidas por las fuerzas subterráneas luego de la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre este tipo se encuentran los pliegues y las fallas; en cuanto a los pliegues, sólo los de tipo anticlinal son capaces de entrapar hidrocarburos durante su migración ascendente debido a su forma convexa. Las fallas son igualmente efectivas para el entrapamiento porque en virtud del desplazamiento de las capas ofrecen una barrera

abrupta a la migración de los hidrocarburos (CGV, PDVSA-INTEVEP, 1997) (Figura 3.13).

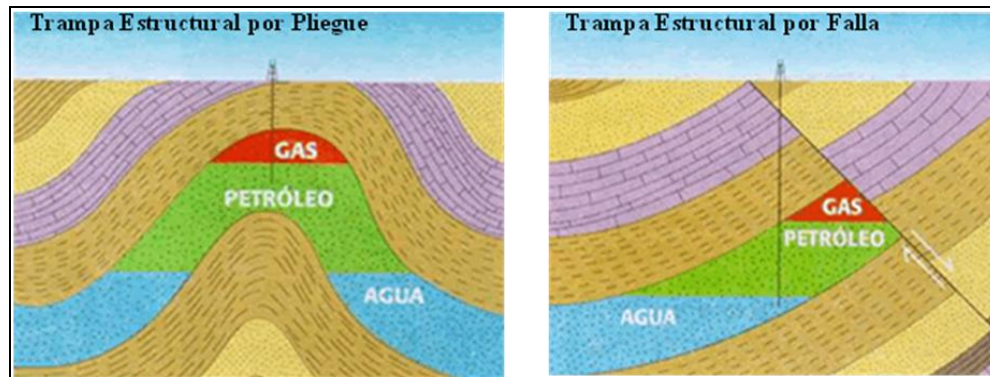


Figura 3.13 Trampas estructurales .Falla y Plegamiento. (Modificado CGV, PDVSA-INTEVEP, 1997).

3.3.4.2 Trampas estratigráficas

Son aquellas en las que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación, su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca (Figura 3.14).

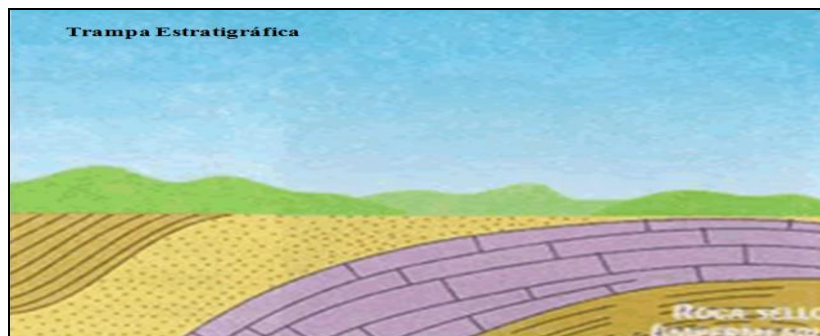


Figura 3.14 Trampa estratigráfica. (Modificado CGV,PDVSA-INTEVEP, 1997).

Este tipo de trampas se subdividen en locales y regionales, al primer grupo pertenecen las arenas que rellenan los canales fluviales, las arenas de médanos, las barreras de arena que se sedimentan a lo largo de una costa o los arrecifes calcáreos compuestos de algas y corales; mientras que el segundo grupo se forma como consecuencia de la sedimentación repetida o cíclica del primer grupo sobre extensas regiones de la cuenca (CGV, PDVSA-Intevep, 1997).

Estas trampas resultan de la presencia local de un cierto volumen de roca almacén aisladas por formaciones impermeables, tanto vertical como lateralmente, debido a cambios de facies o truncamientos y otros cambios estratigráficos (CGV, PDVSA-Intevep, 1997). Las trampas estratigráficas se deben a anomalías tales como:

1. Variaciones de Facies con paso lateral gradual o abrupto de un horizonte poroso y permeable a un conjunto compacto e impermeable (aparición local de un cuerpo arenoso en una masa arcillosa; caliza arrecifal porosa que pasa lateralmente a facies más finas).
2. Variación de los caracteres petrográficos de una formación que conserva aún una litología similar (arena que se va haciendo arcillosa o se cementa).
3. Acuñaamiento de un horizonte almacén en una formación impermeable transgresiva o discordante.
4. Aparición local de una zona porosa en un conjunto compacto o impermeable, por efecto de una modificación química (dolomitización por ejemplo) o de una alteración (karstificación).

3.3.4.3 Trampas combinadas

Son aquellas que asocian las fallas ó estructuras generadas por la dinámica de la tectónica en la zona, con límites estratigráficos ó factores que obedecen a un entrapamiento estratigráfico, al generarse una trampa ligada y dependiente por elementos estructurales ó estratigráficos, es clasificada como trampas combinadas (CGV, PDVSA-INTEVEP, 1997) (Figura 3.15).

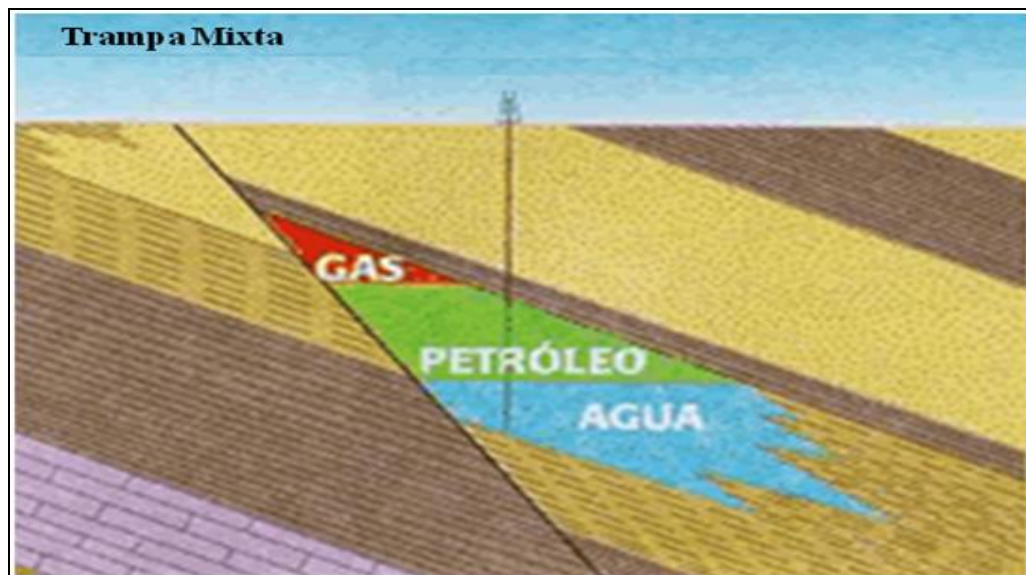


Figura 3.15 Trampa combinadas (Modificado CGV, PDVSA-INTEVEP, 1997).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Para establecer una revisión geológica a un modelo estático es necesario estudiar las propiedades y las características de la roca, así como contar con información previa suministrada por la data de producción para la evaluación de la arena de interés.

Por tal motivo el proyecto que se desarrolla se clasifica como una investigación descriptiva, basándose en la acotación hecha por (Arias, F. 2012) “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuos o grupos, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”.

4.2 Diseño de la investigación

“Su objeto es proporcionar un modelo de verificación que permita contrastar hechos con teorías, y su forma es la de una estrategia o plan general que determina las operaciones necesarias para hacerlo” (Sabino, C., 1992).

4.2.1 Investigación documental

“El principal beneficio que el investigador obtiene mediante una indagación bibliográfica es que puede incluir una amplia gama de fenómenos, ya que no sólo tiene que basarse en los hechos a los cuales él tiene acceso de un modo directo sino que puede extenderse para abarcar una experiencia inmensamente mayor” (Sabino, C., 1992).

4.3 Etapas de la investigación

Para cumplir con los objetivos propuestos se estructuró la metodología adecuada, con la finalidad de obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible.

Dicha metodología comprende una serie de etapas a seguir, donde cada uno de ellas aporta valor a la ejecución del proyecto, siendo dependiente una de la otra. La cual se describe detalladamente a través del Flujograma de trabajo de la figura 4.1.

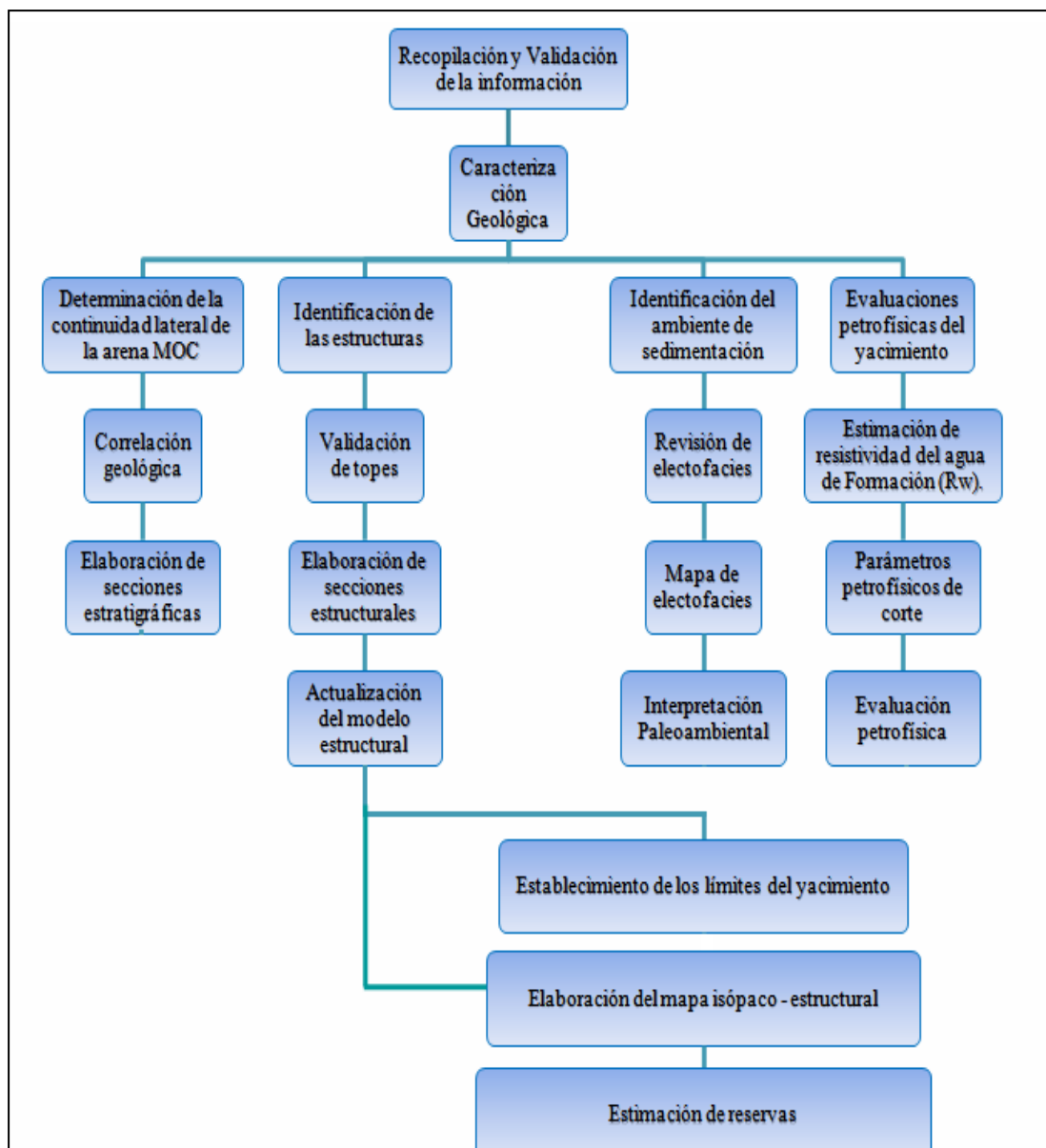


Figura 4.1 Flujograma de trabajo.

4.4 Recopilación y validación de la información

4.4.1 Revisión bibliográfica

En esta etapa se realiza la revisión de todo material bibliográfico que contenga la información necesaria referida al tema, con la finalidad de facilitar el entendimiento del tema en estudio y mejorar el desenvolvimiento del mismo, para ellos se utilizaron: tesis de grados, informes técnicos, intranet PDVSA.

4.4.2 Datos y mapas oficiales del yacimiento

Se realizó una consulta con los operadores de la sala de SIGEMAP, los mapas oficiales, mapa base, isopaco- estructural de la Arena MOC y los datos básicos (GCOES, GOES, RGPi, Presión inicial, etc) en el SIRE (Sistema de Reservas).

Al obtener los mapas oficiales del nivel estratigráfico estudiado, se le realizaron sus respectivos estudios a los pozos que se encuentran dentro y alrededor del área de interés, para así de esta forma saber que pozos penetraron y cuales no la arena, además para saber el estado actual en que se encuentran los pozos, si están completados, interpretados (agua o gas) o/y sin interpretación.

El área que corresponde al yacimiento MOC RC 3 posee una cantidad de 28 pozos de los cuales uno (1) es probado y (1) interpretado gas y dieciséis (16) interpretados agua y de los 12 pozos restantes se encuentran (NR –NP) y/o sin interpretación.

El área que corresponde al yacimiento MOC JM 263 posee una cantidad de 96 pozos de los cuales diecisiete (17) son interpretados gas y treinta y cuatro (34) interpretados agua, uno (1) completado agua, y uno (1) probado agua y de los 43 pozos restantes se encuentran (NR –NP) y/o sin interpretación.

4.4.3 Registros de pozos

Se logro recopilar toda la información por cada pozo que penetra el horizonte, en este caso los perfiles eléctricos (AH, AT, FT, RD, RM, RT, SN, AIT, ILD, ILM, CILD, REIM, REID, SP), Microlog (Microinversa $R_{1''x1''}$, Micronormal R_2''), Radiactivos (GR, NPHI, RHOB, DRHO), todos a escala 1:500 para correlacionar, hacer secciones estructurales y estratigráficas, y 1:200 para la evaluación petrofísica. De los encabezados de los registros se obtuvieron datos como las coordenadas de superficie y fondo, elevación de la mesa rotaria, profundidad final del pozo, y los topes y base oficiales de la arena en estudio y mediante la correlación de los pozos, partiendo de un registro tipo donde se observe la secuencia estratigráfica completa, para así obtener los topes y base del intervalo de interés, con el fin de elaborar y validar la base de datos que facilitara el desarrollo del trabajo.

4.4.4 Historia de pozos

Se revisaron los sumarios mensuales de producción para corroborar el estado actual de los pozos completados, así como también las historias de los mismos, tanto en físico, en las carpetas de pozos disponibles en Archivos Técnicos, como en formato digital, a través de la intranet en SIMDE (Sistema de Manejo de Datos Electrónicos). Todo esto, en busca de información como análisis químicos realizados a nivel de la arena de interés, de manera que facilitaran la obtención de la Resistividad del Agua de Formación (R_w), pruebas de fluidos, puntos de presión,

datos de producción, etc. Cabe destacar que no se encontraron análisis químicos, ni de núcleos para la arena de interés.

4.5 Determinación de la continuidad lateral de la arena MOC

4.5.1 Correlación geológica

El objetivo principal de esta fase de investigación fue identificar las unidades que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica, con el fin de observar la continuidad y comportamiento tanto lateral como vertical de la Arena MOC. Por medio de la correlación se obtuvieron los topes y bases de la arena en estudio, profundidad, litología y espesor de las zonas de hidrocarburo.

Para realizar la correlación se tomaron los registros eléctricos Rayos Gamma (GR), inducción, Potencial Espontáneo (SP), a escala 1:500, de los pozos que atravesaron el área de estudio, y tomando como base la ubicación en el mapa oficial, la cual consistió en un sistema de mallado triangular para observar la continuidad de la arena y sus posibles cambios, hasta cubrir toda el área de estudio donde se siguen los principios generales que se muestran a continuación (Figura 4.3):

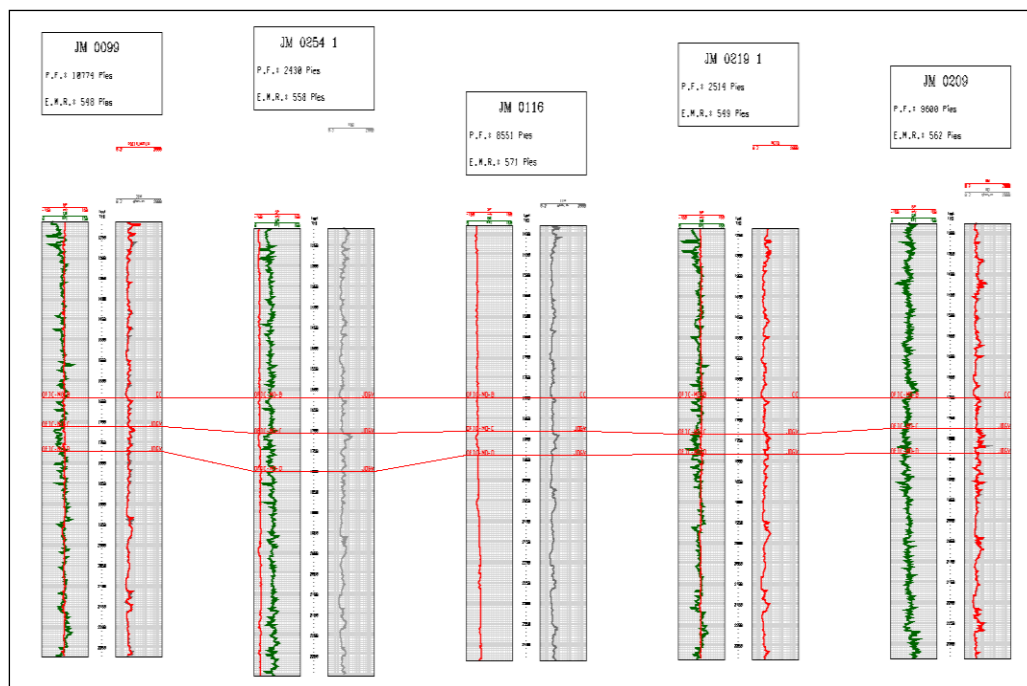


Figura 4.2 Correlación geológica.

1. Se selecciona un registro base del área, en este caso el pozo JM-99, por poseer la columna estratigráfica completa del Área Mayor de Anaco. Para el yacimiento JM 263 y el pozo RC 3 para el yacimiento RC 3
2. Se debe utilizar un marcador lutítico, de mayor conductividad relativa a su concentración salina.
3. La correlación debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés.

Una vez ya ubicado el marcador lutítico, se procede a realizar la correlación geológica, de la cual consiste en unir los pozos uno al lado del otro, utilizando un

espacio regular, y 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.

Una vez terminada y corregida la correlación geológica de los pozos, se fue creando en la herramienta Microsoft Office Excel una tabla con los datos necesarios para la arena en estudio con el nombre del pozo, elevación de la mesa rotaria (EMR), tope en MD (*Measured depth*) 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 y coordenadas de superficie y de fondo, utilizado en geología del subsuelo para elaborar los mapas estructurales (Apéndices A.1 y A.2).

El motivo de este modelo es mostrar el esquema de los yacimientos presentes en la arena MOC y su incidencia en la concepción del modelo sedimentológico. Este modelo se hizo a partir de los registros de pozos y correlacionándolos partiendo del pozo JM 99 para el yacimiento JM 263 y del pozo RC 3 del yacimiento RC 3, tomando como referencia los marcadores litológicos como las lutitas ya que estas presentan una buena continuidad lateral y son fáciles de visualizar en los registros.

4.5.2 Elaboración de secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas nos permiten identificar el comportamiento de unidades semejantes que permiten establecer la continuidad de las mismas y sus relaciones tanto verticales como horizontales.

El objetivo fundamental de realizar las secciones estratigráficas es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos.

Para definir el modelo estratigráfico de la Formación Moreno de su nivel MOC, en el Campo San Joaquín/El Roble, se elaboraron un total de cinco (5) secciones estratigráficas, abarcando el área de estudio de interés, tres (3) de ellas fueron realizadas en el yacimiento RC 3 dos (2) de ella en dirección W-E paralelas a la sedimentación, a manera de mostrar la extensión lateral de las arenas en estudio, y una sección (1) con dirección S-N (Figura 4.3), Así como también del yacimiento JM 263 una (1) secciones en dirección W-E y la otra en dirección S-N. Todo esto con el fin de mostrar los verdaderos espesores de dichas arenas y los cambios de facies (Figura 4.4).

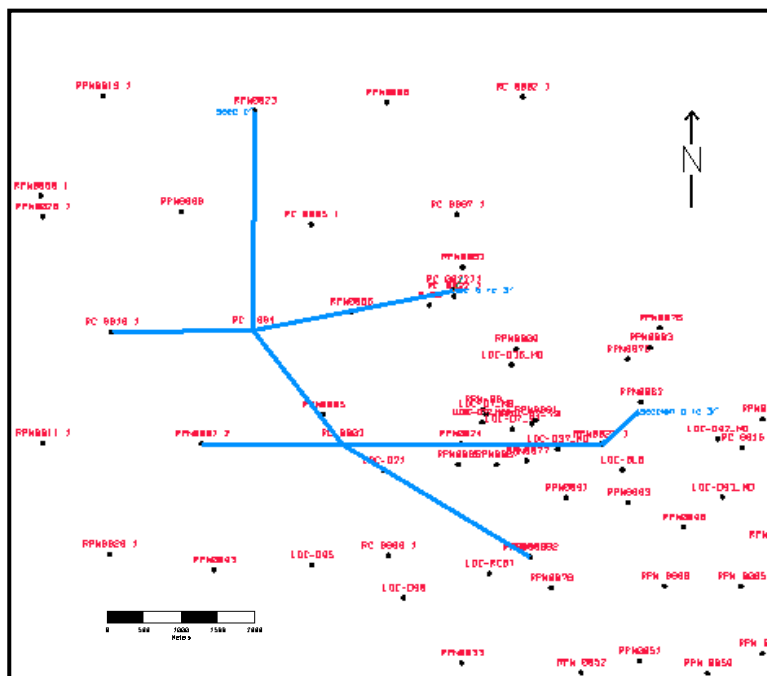


Figura 4.3 Secciones estratigráficas del yacimiento RC 3.

CANVAS. Una vez establecidas se procedió a colocarle el color según la nomenclatura correspondiente a las respuestas eléctricas.

Tabla 4.1 Secciones estratigráficas con sus respectivos pozos

YACIMIENTOS	RC-3			JM- 263	
SECCIONES	A-A'	B-B'	C-C'	D-D'	E-E'
POZOS	RPN- 1	RC- 10	RPN-38	JM- 259	G-34
	RC- 3	RC- 4	RC- 3	JM- 200	JM- 43
	RPN- 24	RPN-83	RC- 4	JM-31	JM-26
	RPN -22		RPN-23	JM- 263	JM.219
	RPN - 82			JM-253	JM-99
	RPN- 76			JM- 26	JM- 116
				JM - 209	JM-143
				G- 87	JM-277
				G-85	JM-40
				G -13	

4.6 Identificación de las estructuras presentes

Acá se pretende determinar la orientación y geometría de los elementos del área de estudio. La construcción del modelo estructural se basa en la sísmica 3D y en los registros de pozos perforados, teniendo como objetivo primordial las diferentes profundidades de la estructura, a través de mapas estructurales referidos a topes de las arenas.

4.6.1 Validación de topes

Para generar el mapa estructural de la arena MOC; todos los topes de la arena se deben comparar con los topes oficiales por medio de la correlación para observar si hay variaciones, en algunos casos se observaron variaciones debido al criterio geológico del individuo. Con la nueva información suministrada de los pozos nuevos dentro del yacimiento en estudio y los topes obtenidos por medio de la correlación son de gran ayuda para actualizar la nueva estructura oficial, ya que por medio de los nuevos topes que se obtuvieron en la correlación se pudo tener la nueva forma de los contornos estructurales. En el apéndice A se colocó la información de los topes nuevos en MD, TVD y TVDSS, así como también las elevaciones de la mesa rotaria y coordenadas de fondo.

4.6.2 Elaboración de secciones estructurales

El objetivo de elaborar las secciones estructurales es para mostrar las deformaciones sufridas por los estratos, posterior a su deposición, son de gran importancia para ver o resolver en forma gráfica algunos problemas que en los mapas no se pueden apreciar. Las líneas que unen unidades litologicamente iguales, representan el buzamientos de los bloques y las deformaciones de las capas también se muestran tal como son. Como datum de referencia clásico, se toma el nivel medio del mar (nmm), al cual se le asigna profundidad cero (0) y a este nivel se referenciaron todas las mediciones. Se debe tomar en cuenta que los valores de las profundidades medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de la mesa rotaria. De allí que para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la elevación del suelo y la mesa rotaria en el caso de los Pozos considerados como verticales; con los pozos desviados primeramente se verticalizan y luego se sustrae la elevación del terreno y de la mesa rotaria.

Para definir el modelo estructural de la Formación Moreno de su nivel MOC, en el Campo San Joaquín/El Roble, se elaboraron un total de cinco (5) secciones estructurales, abarcando el área de estudio de interés, tres (3) de ellas fueron realizadas en el yacimiento RC 3 dos (2) de ella en dirección W-E, para de esta forma mostrar si se encuentran fallas existentes con sus rumbos y buzamiento, y una sección (1) con dirección S-N (Figura 4.5), paralelas al corrimiento para comprobar la estructura que controla al yacimiento (anticlinal). Así como también del yacimiento JM 263 una (1) secciones en dirección W-E y la otra en dirección S-N (Figura 4.6).

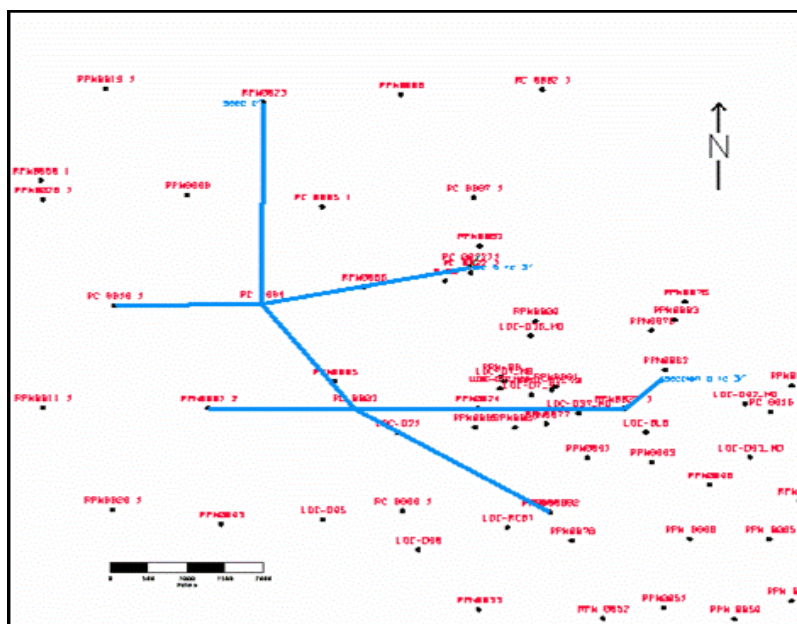


Figura 4.5 secciones estructurales del yacimiento RC 3.

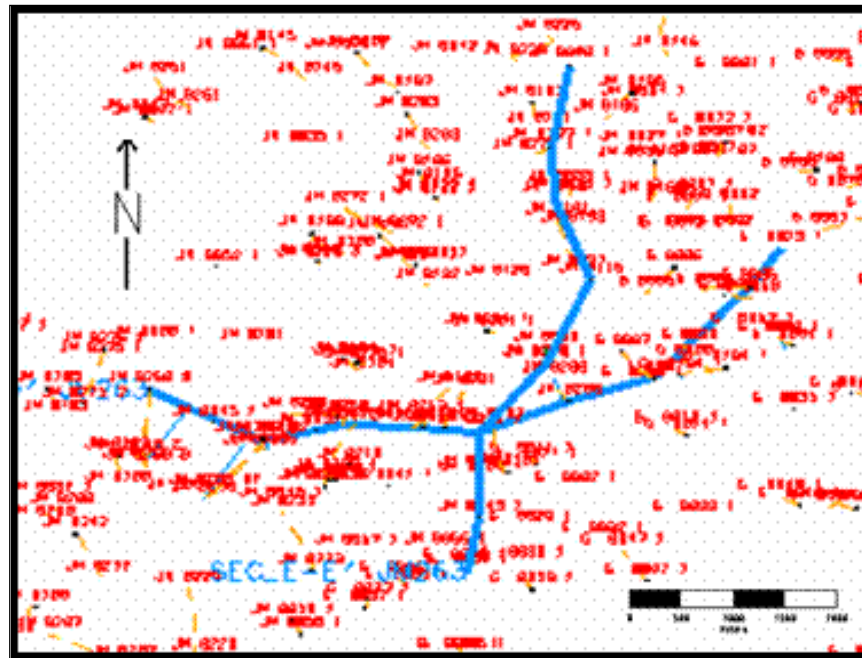


Figura 4.6 Secciones estructurales del yacimiento JM 263

En la tabla 4.2 se presentan las cinco (5) secciones con sus respectivos pozos.

Tabla 4.2 Secciones estructurales con sus respectivos pozos

YACIMIENTOS	RC-3			JM- 263	
SECCIONES	A-A'	B-B'	C-C'	D-D'	E-E'
POZOS	RPN- 1	RC- 10	RPN-38	JM- 259	G-34
	RC- 3	RC- 4	RC- 3	JM- 200	JM- 43
	RPN- 24	RPN-83	RC- 4	JM-31	JM-26
	RPN -22		RPN-23	JM- 263	JM.219
	RPN - 82			JM-253	JM-99
	RPN- 76			JM- 26	JM- 116
				JM - 209	JM-143
				G- 87	JM-277
				G-85	JM-40
				G -13	

4.6.3 Actualización del modelo estructural

La actualización del modelo estructural del área en estudio, consistió en la elaboración de los contornos estructurales con los nuevos topes de la arena, Los contornos estructurales nos informan sobre la orientación del estrato mapeado (rumbo), la inclinación y magnitud del estrato, relacionado al plano horizontal (buzamiento), la morfología de la estructura (pliegues, anticlinales, homoclinales, etc.), etc.

Para la generación del mapa estructural de la arena MOC del área estudiada, se utilizó como data valores estructurales, tales como: las coordenadas de fondo, la profundidad de los topes de la arena referidos al nivel del mar (TVDSS), los cuales se obtuvieron de la base de datos creada por la aplicación de OpenWords. Conjuntamente con la aplicación SIGEMAP 3.0 se digitalizaron los contornos estructurales resultantes de la interpolación de los topes antes mencionados y las trazas de fallas, quedando cargados en la base de datos del sistema, para su posterior aplicación en la realización del mapa Isópaco – Estructural.

4.7 Identificación del ambiente de sedimentación de la arena MOC

El modelo sedimentológica de los yacimientos comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientaciones, distribuciones y calidad física de los depósitos. La interpretación del ambiente sedimentario se realiza a partir del estudio de los resultados del análisis de facies y unidades sedimentarias, de su evolución vertical (secuencias sedimentarias) y de la información bioestratigrafía disponible.

Esta información es integrada con las de otras disciplinas, lo que permite establecer las analogías y por tanto, descifrar el ambiente sedimentario responsable del origen de la secuencia bajo estudio. Se requiere así mismo, definir la extensión areal de las unidades sedimentarias y de las unidades de flujo, en base a criterios sedimentológicos, bioestratigráficos y petrofísicos.

El desarrollo de este modelo se llevó a cabo a través de tres fases: Definición y análisis de las electrofacies de cada pozo, la elaboración del mapa electrofacies y la posterior interpretación de los paleoambientes.

4.7.1 Interpretación de las electroformas

Se elaboró una revisión a las respuestas eléctricas que mostró la arena MOC en los distintos pozos que se encuentran cerca de los yacimientos en la zona de interés, para así tomar las mejores respuestas y colocarlas en un mapa de distribución de electrofacies, por lo cual permitirá mediante la interpretación de las mismas diferenciar cada una de las unidades sedimentarias, para así definir el ambiente sedimentario en el cual se depositan las arenas.

Esta verificación se le realizó a 73 pozos del yacimiento JM 263 y a 22 pozos del yacimiento RC 3 que penetraron la arena MOC a través de los registros de Potencial Espontáneo (SP), Rayos Gamma (GR) y Resistividad. En el estudio, la interpretación de las electroformas de los registros fue la fundamental para definir los ambientes de sedimentación, por la falta de información de núcleos cortados en el área.

Se diferenciaron variación de respuestas, unas tipos cilíndricas y otras granodecrecientes (*fining up*), por tal motivo se clasificaron como canales, además de estas se identificaron respuestas tipo embudo granocrecientes hacia el tope

(*coarsening up*), estas se clasificaron como abanico de rotura. Agrupar todas estas respuestas similares fue de gran importancia a la hora de delimitar las diferentes facies sedimentarias plasmadas en el mapa de electrofacies. Cabe destacar que para el análisis de las electroformas se utilizaron como guías los modelos de respuestas eléctricas asociadas al ambiente de sedimentación según criterio de Acosta Rosales (Figura 4.7).

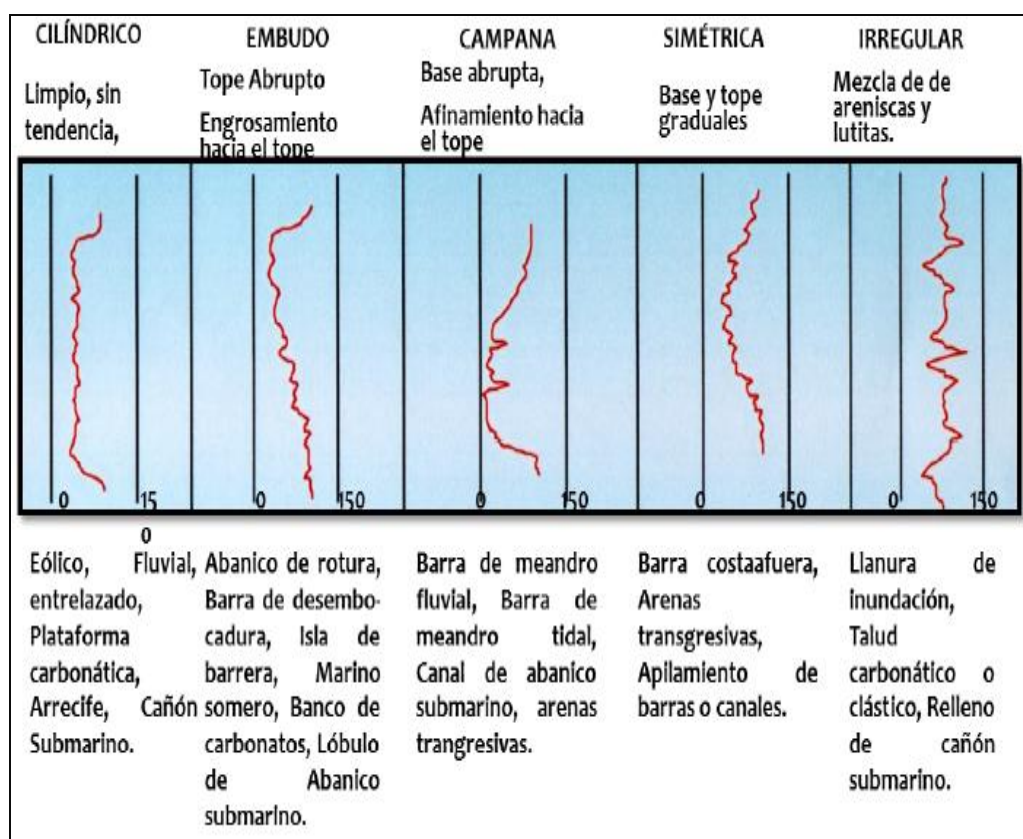


Figura 4.7 Criterio para la interpretación de Electrofacies (Acosta, R. 2006).

4.7.2 Elaboración del mapa de electrofacies

Para la elaboración de un mapa de electrofacies, se debe realizar partiendo de cada interpretación de electroforma del mapa base de la zonas de estudios, de esta forma se conforman las unidades sedimentarias identificadas, se debe acotar que para la elaboración de este mapa se fundamentó en la interpretación de los perfiles de pozos, de tal forma no se habla de un mapa de facies sino de electrofacies, por no contar con información de núcleos tomados a nivel de la arena MOC. El lugar donde se depositan los sedimentos es por el motivo principal en la elaboración de este tipo de mapa.

La elaboración de los mapas electrofacies se realizó de la siguiente manera; Utilizando las curvas de SP, Rayos Gamma y Resistividad de las arenas a evaluar. Los registros eléctricos se trabajaron desde la Plataforma de OpenWorks en la aplicación MapView donde automáticamente se coloca cada curva en su respectivo pozo en un mapa base del Campo San Joaquín/El Roble de esta manera poder interpretar el ambiente, así como también la dirección de la sedimentación de cada intervalo como se muestra en la figura 4.8 para el yacimiento JM 263 y la figura 4.9 para el yacimiento RC 3.

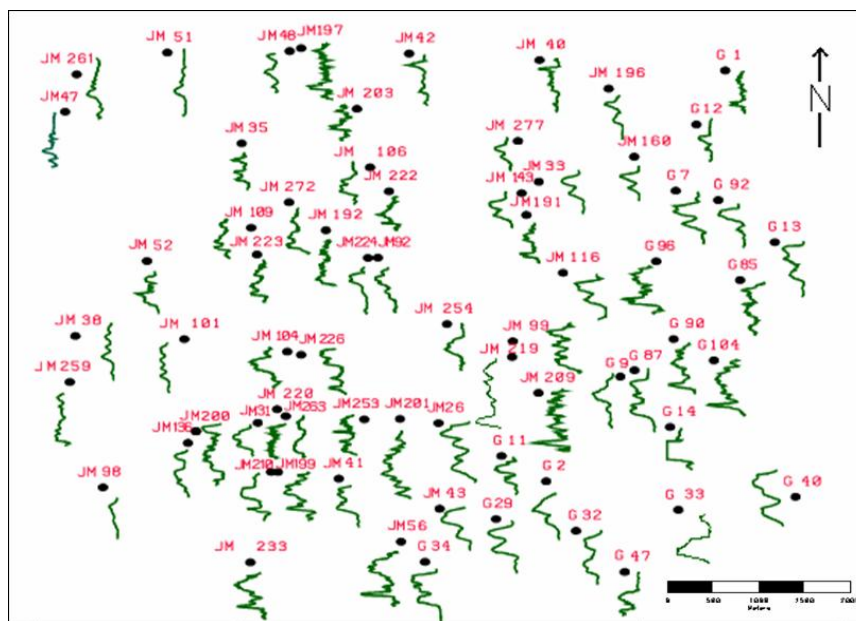


Figura 4.8 Mapa de electroformas del yacimiento JM 263.

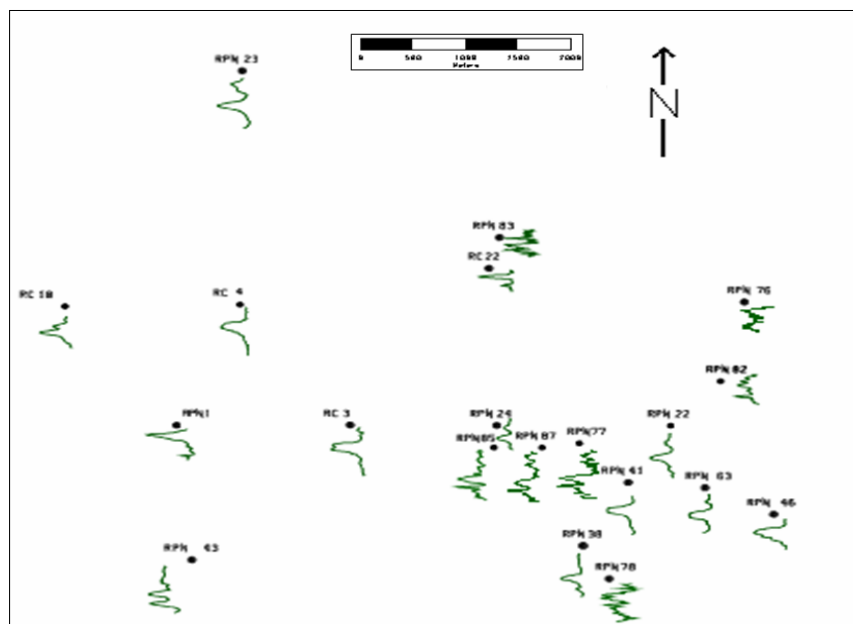


Figura 4.9 Mapa de electroformas del yacimiento RC 3.

4.7.3 Interpretación de los paleoambientes

Una vez ya interpretada las electroformas del mapa base del nivel MOC, se procede a agrupar las respuestas eléctricas similares y delimitar las unidades sedimentarias identificadas, interpretando de esta forma los tipos de ambientes que dan lugar a la sedimentación de la zona de estudio.

La única forma para identificar las facies sedimentarias es comparar los perfiles eléctricos con núcleos; en este estudio no se cuenta con informes de Bioestratigrafía y Sedimentológica, debido a que ninguno de los pozos ubicados en el área de estudio se les ha extraído núcleos hasta el nivel de interés. Por tal motivo es que se realizó la definición del ambiente sedimentario mediante el análisis de electroformas.

4.8 Evaluación petrofísica del yacimiento

La evaluación petrofísica se inicia con los análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para así visualizar y corregir los problemas con los datos o para calibrar algunos perfiles. Mediante formulas matemáticas, se determinan los parámetros petrofísicos, para así obtener relaciones de Porosidad(ϕ), Permeabilidad (K), arcillosidad (Vsh), saturación de agua (Sw), etc., así tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico. De los 96 pozos que abarcan la zona de interés del yacimiento JM 263 se le realizó evaluación petrofísica a 48 pozos y de los 28 pozos de yacimiento RC 3 se le realizaron la evaluación a 15 pozos, ya que son los que les corrieron registros Densidad-Neutrón y Microlog. Para la evaluación petrofísica se empleó el modelo matemático de Simandoux modificado para estimar la Saturación de Agua, Timur para la Permeabilidad y las porosidades obtenidas con los perfiles de Densidad y Neutrón fueron corregidas por arcillosidad.

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

La determinación de la resistividad del agua de formación R_w , se realizó por varios métodos; a partir de la curva de potencial espontáneo (SP) y utilizando la ecuación de Archie; esto debido a que no se dispone de análisis químicos de agua de formación en esta arena.

En muchos casos es posible obtener un valor representativo de R_w a partir de la curva de SP, registradas en formaciones limpias sin arcillas. Conociendo el valor de diferencia de potencial espontáneo (SSP) en una arena limpia, se puede transformar en una relación de Resistividad R_{mfe}/R_{we} y obtener una resistividad de agua de Formación equivalente (R_{we}), para posteriormente obtener un valor de R_w a temperatura de Formación.

Donde:

SP: es el valor del potencial espontáneo de la arena de interés

SSP: es el potencial mayor de una arena que este por arriba o por debajo o que no se encuentre muy lejana a la arena de interés

R_{mfe} : es la resistividad de fluido de lodo equivalente

R_{we} : es la resistividad del agua de formación equivalente

R_{mf} : es la resistividad del lodo del fluido. Este valor es tomado del cabezal del registro de un pozo de agua en la arena de interés y queda referido a la temperatura de yacimiento.

Temperatura de formación (T_f): es la temperatura máxima leída del yacimiento:

$T_{\text{formación}}: ((T_{\text{Prof.Total}} - T_{\text{superficie}}) / (\text{profundidad total})) * (\text{profundidad de la formación de interés} + T_{\text{superficie}})$

Conversión de Rmf a Temperatura del yacimiento:

$$Rmf(T \text{ yac}) = (R \text{ inicial} * (T \text{ inicial} + 6.77)) / (T \text{ yacimiento} + 6.77)$$

Conversión de Rmf a Rmf equivalente: para ello se consideraron las siguientes ecuaciones, que dependerán del valor de Rmf:

$$1- \text{ si } Rmf@75^{\circ} > 0.1 \text{ ohm-m se usa:} \quad (4.1)$$

$$Rmfe = 0.85 * Rmf$$

$$2- \text{ si } Rmf@75^{\circ} < 0.1 \text{ ohm-m se usa la ecuación de charbook (sp-1):}$$

Para nuestro caso se utilizó la ecuación 4.1

Para la arena MO-C se tomaron parámetros empíricos utilizados tradicionalmente en el área, basados en formulas matemáticas que buscan recrear el comportamiento de las arenas, tomando como base el pozo de agua JM-233 a una profundidad 2.459 pies, y así tomando la información requerida del registro (Figura 4.10) para obtener el R_w siguiente (Tabla 4.3):

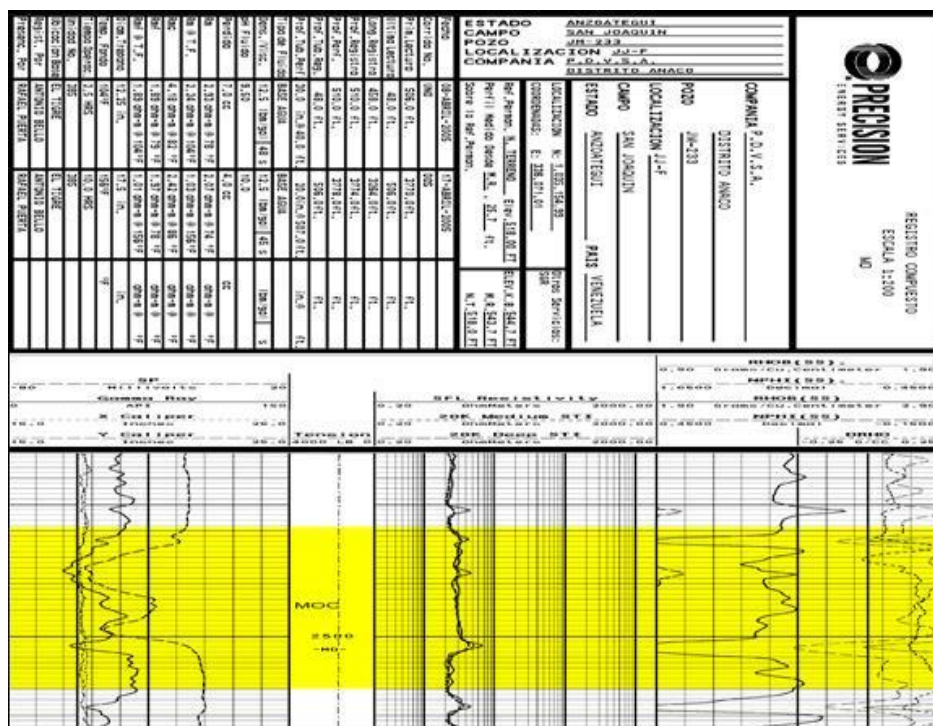


Figura 4.10. Registro JM_233.

Tabla 4.3. Cálculo de R_w .

CÁLCULO DE R_w					
Rweq del SSP (ARENAS DE AGUA)					
POZO: JM-233					
ARENA:	MOC	Fm:	OFICINA	TOPE:	2.459
				BASE:	2.520
*** DATOS ***					
Temperatura		Filtrado		SP	
Tsuper (°F)=	80	RMF(ohmm)=	1.97	SParenas (mv)=	-60
Tfondo (°F)=	156	Tfiltrado(°F)=	78	SPlutitas(mv)=	-20
Profundidad					
Prof Total (F)=	3.778				
Prof Formación (F)=	2.459				
*** CALCULOS ***					
SSP=	-61	Tformación=	129.47	RMF @ Tformación=	1.23
				RMFeq @ Tformación=	1.04
*** RESULTADOS ***					
		Rweq @ Tformación=	0.169 ohmm		
		Rw @ Tformación=	0.161 ohmm		

Para la evaluación petrofísica se contaron con 63 pozos de los yacimientos JM 263 y RC 3, que poseían registros de Densidad-Neutrón (FDC/CNL), Resistividad, Rayos Gamma (GR) y Potencial Espontáneo (SP), a los cuales se les calcularon los siguientes parámetros: porosidad (ϕ), permeabilidad (K), volumen de arcilla (Vsh) y saturación de agua (S_w) empleando el modelo de Simandoux, mostrados en el apéndice B. Los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica se muestran en el Apéndice C.

Los espesores de arena neta (AN) fueron evaluados dependiendo del tipo de perfil disponibles, así para aquellos pozos que poseen Microperfiles se determinó la AN seleccionando la arena de acuerdo al espesor permeable, donde la micronormal ($R2''$) es mayor que la microinversa ($R1''X1''$). El valor de la resistividad verdadera de la formación fue leída de los registros eléctricos tomando la lectura de las curvas", ILD, ILM, RT, RM, RD, REID, REIM debido a que tienen mejor resolución vertical.

Los espesores de arena neta total (ANT) fueron evaluados estableciendo un promedio entre Rayos Gamma (GR) mínimo y máximo para cada pozo, y los espesores de arena neta petrolífera (ANP) se determinaron seleccionando la arena de acuerdo al espesor poroso, esto se da donde cuando la curva de densidad es menor a la de neutrón o donde estas se acercaban, también llamado efecto balón. El valor de la resistividad verdadera de la formación fue leído de los registros eléctricos tomando la lectura de la curva ILD debido a que tienen mejor resolución vertical. Un parámetro de relativa importancia en la evaluación petrofísica, es el volumen de arcilla (Vsh).

Es importante resaltar que las propiedades petrofísicas son claves en un estudio de este tipo, permiten generar los mapas de isopropiedades del yacimiento donde se pueden observar la distribución areal del mismo, y realizar los cálculos correspondientes al GCOES, COES y GOES.

4.8.2 Elaboración de mapas de isopropiedades

Por medio de los resultados de la evaluación petrofísica y la interpretación geológica de los yacimientos, y teniendo los promedios calculados de las porosidades, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla y arena neta petrolífera, obtenidos en cada pozo y de las arenas en conjunto, se procede a elaborar los mapas de isopropiedades.

Los mapas de isopropiedades nos permiten observar la distribución y el comportamiento que se tiene dentro de los yacimientos de estudios de cada una de las propiedades petrofísicas y están ligadas íntimamente a los patrones sedimentarios. Antes de la digitalización de los mapas se plasmaron los valores de cada parámetro en el mapa base, para realizar el contorno de las isolíneas, siguiendo la dirección preferencial de la interpretación paleoambiental, considerando los límites tanto estructurales como estratigráficos establecidos en los yacimientos. Una vez ya dibujados los mapas con sus respectivos datos e isolíneas se digitalizan en el programa CANVAS para agregarles el color según la tabla CTA y referenciarlos

4.9 Establecimiento de los límites del yacimiento

4.9.1 Validación de los contactos originales de fluidos

Con la finalidad de validar los resultados obtenidos por el modelo estático, se determinaron las profundidades de los contactos agua–gas (CGAO) por medio de la comparación y revisión de los contactos en los mapas, las resistividades y el desarrollo de las arenas en los registros eléctricos. Estos contactos se soportaron con los análisis de las pruebas de producción de los pozos completados, con el propósito de hacer comparaciones de las características de las muestras de fluidos producidos (gas, petróleo, agua) en las arenas y así establecer semejanzas o diferencias de gravedad API, entre los mismos.

4.9.2 Elaboración del mapa isópaco-estructural

La elaboración de mapas de los yacimientos son herramientas de integración de toda la información que se recopila a través de los registros de pozos, valores de espesor, pozos completados, datos de la evaluación petrofísica, y todo los datos posibles que ayuden a visualizar mejor los eventos geológicos del área de interés. De esta forma facilitar la recomendación de trabajos de reacondicionamiento (Ra/Rc) a pozos, trabajos de completación, así como también la ubicación de localizaciones para la perforación de nuevos pozos de acuerdo a los planes de explotación.

El mapa isopaco-estructural, fue realizado utilizando el sistema de generación de mapas (SIGEMAP) en el cual se prosiguió a digitalizar las líneas o contornos de arena neta petrolífera (ANP) de la cual se dispuso de la información aportada por la evaluación petrofísica, de la cual se obtuvieron los verdaderos espesores de ANP de la arena MOC.

Previamente se necesitaba de una evaluación en el ámbito de los yacimientos para definir el tipo de fluido presente en los pozos, la profundidad a la cual serian cartografiadas los límites y el estado actual de los mismos. Este mapa fue realizado primeramente a mano, tomando como base el mapa oficial para su posterior digitalización en Sigemap 3.0 utilizando la mesa digitalizadora. Este mapa fue elaborado a escala oficial 1:20.000.

El mapa isópaco-estructural representa el producto final del modelo estático, a partir de él se determinó el área y el volumen para poder realizar los cálculos de los hidrocarburos originales en sitio, con el fin de obtener las reservas de hidrocarburo del nuevo yacimiento.

4.10 Estimación de las reservas

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

4.10.1 Método volumétrico

Para empezar la construcción del método volumétrico se debe tener como objetivo establecer los límites de los yacimientos en los mapas estructurales e isopacos, con la finalidad de calcular el fluido original en sitio y las reservas.

El método volumétrico permite la estimación de hidrocarburo original en sitio (GHOES, GSOES, COES) con base en el modelo geológico, a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca, Ministerio de Energía y Petróleo(2005). Para luego calcular las reservas recuperables multiplicando los volúmenes de fluido en sitio por un factor de recobro del yacimiento. Los yacimientos en estudio son de gas húmedo, por tal motivo se utilizan las ecuaciones correspondientes a este tipo de fluido, las cuales se muestran a continuación:

Para el cálculo de reservas de gas húmedo se utiliza la ecuación (4.2)

1. Gas Humedo Original en Sitio:

$$\text{GHOES} = \text{Gas por Unidad de Volumen} \times V ; (\text{PCY/PCN}) \quad (4.2)$$

$$\text{Gas por Unidad de Volumen} = 43.560 \times \Phi \times S_{gi} \times (1/B_{gi})$$

V: Volumen de la Roca

Φ : Porosidad

S_{gi} : saturacion de Gas Inicial

B_{gi} : Factor Volumetrico del Gas

43.560: Factor de conversion para llevar de acres-pies a pies cubicos.

Para el cálculo de reservas de gas seco se utiliza la ecuación (4.3)

2. Gas Seco Original en Sitio:

$$GSOES = GHOES * fg; (MMPCN) \quad (4.3)$$

fg: Fraccion del gas

Para el cálculo de condensado original en sitio se utiliza la ecuación (4.4)

3. Condensado Original en Sitio:

$$COES = GSOES/RGC; (MBN) \quad (4.4)$$

RGC: Relacion gas-condensado original

4.10.2 Cálculo de reservas recuperables y remanentes por el método volumétrico

Para el cálculo de las reservas recuperables y remanentes se toma en cuenta que tipo de fluido se encuentra en el yacimiento, en este caso es gas húmedo, y se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$Res.Rec.Gas = (GHOES * fg) * FR_g [MMPCN] \quad (4.5)$$

$$Res.Remanentes.Gas = ResRec + GasIny - ProdAcum [MMPCN] \quad (4.6)$$

$$Res.Rec.Cond = COES * FR_c[MBN] \quad (4.7)$$

$$Res.Remanentes.Cond = ReservasRecTotales - Producción.Acum[MBN] \quad (4.8)$$

Donde:

GHOES = Gas Húmedo Original En Sitio, MMPCN.

FRg = Factor de Recobro de Gas, fracción.

COES= Condensado Original En Sitio, MBN.

FRc= Factor de recobro del condensado, fracción.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Obtenida ya la información requerida de la metodología aplicada y validar la información obtenida para el estudio preliminar de la revisión del modelo estático de la arena MOC, yacimientos JM 263 y RC3 perteneciente a la Formación Moreno, campos San Joaquín/El Roble, se procede al análisis e interpretación de la data obtenida en las diferentes etapas del estudio.

5.1 Determinación de la continuidad lateral de la arena MOC

5.1.1 Correlación geológica

Se aplicó una correlación de tipo litoestratigráfica a 124 pozos perteneciente a los campos San Joaquín/ El Roble de los cuales 73 pertenecen al yacimiento JM 263 y 22 pozos al yacimiento RC 3 de la cual se poseen registros.

Para la elaboración de las secciones estratigráficas se tomo como Datum el tope del intervalo MORENO-B (MOB) de la formación MORENO, perteneciente al Área Mayor de Anaco, por que posee una gran extensión a nivel regional y poca heterogeneidad litológica, con un horizonte que se deposite prácticamente al mismo tiempo en toda su extensión.

La correlación que se le realizó a todos los pozos dio como resultado la actualización de los nuevos topes de la arena MOC que parte de un registro tipo como es el pozo JM 99 y RC 3 e ir correlacionando todos los pozos.

5.1.2 Secciones estratigráficas

A continuación se presenta una descripción de las secciones elaboradas en los yacimientos en este estudio.

5.1.2.1 Sección estratigráfica A-A'

Esta sección se realizó en el yacimiento RC 3 en dirección Oeste- este, perpendicular a la sedimentación. Está comprendida por los pozos RPN 1- RC 3 – RPN 24- RPN 22 – RPN 82 y RPN 76, en la sección se observa la continuidad lateral de las arenas En el pozo RPN 1 se observa un comportamiento de las curvas de GR y SP en forma de embudo, eso quiere decir que son granocrecientes, esto permite inferir la presencia de abanicos de rotura. Es importante resaltar los cambios de facies en los pozos RPN 82 Y RPN 76, por la presencia de lignitos con gran extensión en estos pozos, lo que corrobora la interpretación paleoambiental, por otra parte los pozos RC 3 – RPN 24 y RPN 22 presentan un comportamiento de las curvas de SP en forma mas redondeadas, de la cual se representan como canales, en este caso estos pozos pertenecen al canal distributivo interpretado en el modelo sedimentológico.

Por lo largo de toda la sección A-A' se observa el cambio de facies, pasando de abanico de rotura RPN 1 a facies de canal (RC 3 – RPN 24 y RPN 22). En esta sección se observa los espesores reales de la arena, la cual alcanza su espesor mayor en el pozo RC-3, en el cual esta ubicado en la zona central del canal distributivo y muestra un espesor de 10' de AN (Anexo 1).

5.1.2.2 Sección estratigráfica B-B'

Esta sección también fue realizada en el yacimiento RC 3 en dirección Oeste-Este, esta comprende de los pozos (RC 10 – RC 4 y RPN 83), perpendicular a la sedimentación. Al oeste en el pozo RC-10 se puede mostrar en las curvas de GR de tipo granocreciente, interpretados así como abanico de rotura, mientras que en el pozo RC 4 presentan una respuesta en la curva SP en forma de campana, esto quiere decir que se representan como canales. Por el cambio de facie del pozo RPN 83 por la presencia de lignitos con gran extensión en el pozo se le dio la interpretación paleambiental. El espesor mayor se encuentra en el pozo RC 4 en lo cual presenta un espesor de 10' de AN (Anexo 2).

5.1.2.3 Sección estratigráfica C-C'

Esta sección está elaborada con los pozos (RPN 38 – RC 3 – RC 4 y RPN 23), pertenecientes al yacimiento RC 3, esta sección esta direccionada de S-N, paralela a la dirección de la sedimentación. El cual representa el canal principal, esto se puede visualizar por los cuerpos de arenas mostradas en los registros SP de dichos pozos, son de tipo campana esto indica un ambiente de sedimentación continua, típico de los ambientes fluviales. Los espesores de arena neta (AN) en esta sección se mantiene aproximadamente entre 8' a 10' (Anexo 3)

5.1.2.4 Sección estratigráfica D-D'

Esta sección se trazó en el yacimiento JM 263 con sentido Oeste- Este, paralela a la sedimentación representada por los pozos (JM 259 – JM 200 – JM 31 – JM 263 – JM 253- JM 26 – JM 209 – G 87- G 85 –G 13). En ella se pueden observar la

continuidad lateral de la arena en estudio a lo largo del yacimiento. Los pozos JM 31 – JM 263 – JM 253- JM 26 – JM 209 – G 87 – G 85 y G 13 muestran en las curvas de GR y SP, respuestas de forma redondeadas, esto es representado por canales. Mientras que al oeste en el pozo JM 200 se pueden observar la respuesta cónica (abanico de rotura) y el pozo JM 259 por su presencia de lignito, Ya con esto se le da la interpretación paleoambiental. El espesor de arena mayor en esta sección se puede notar en el pozo JM 263 con 49' de AN (Anexo 4).

5.1.2.5 Sección estratigráfica E-E'

Esta sección tiene una dirección Sur-Norte, perpendicular a la dirección de sedimentación y se conforma por los pozos (G 34 – JM 43 – JM 26 – JM 219 – JM 99 – JM 116- JM 143 – JM 277- JM 40) en la cual pertenecen al yacimiento JM 263. Los pozos G 34 – JM 43- JM 26 – JM 219 – JM 99 y JM 116, muestran los cuerpos de arena redondeados en las curvas de SP y GR dando esto a entender que es un ambiente de sedimentación. Y los pozos JM 143 y JM 277 presentan en sus registros las curvas de GR y SP lecturas de forma cónicas representando una zona de abanico de ruptura, y el pozo JM 40 tiene presencia extensa de lignito, por tal motivo se le da la interpretación paleoambiental. El espesor de arena mayor en esta sección se presenta en el pozo JM 116 con un espesor de 14' de AN (Anexo 5).

La elaboración de secciones estratigráficas permitió observar la extensión lateral de la arena en estudio, sus cambios de facies, cambios de espesor y límites verticales, determinando así su geometría en tiempo y espacio de sedimentación.

5.2 Identificación de las estructuras presentes en la arena MOC

El Campo San Joaquín es uno de varios campos ubicados en cierres estructurales, a lo largo de esta tendencia. En la Figura 5.1, se pueden observar los diferentes cierres de los tres Domos en el Campo San Joaquín, donde la estructura de El Roble se puede identificar fácilmente. La Falla principal (Corrimiento) separa el suave buzamiento al Noroeste, en el bloque deprimido, de los flancos fuertemente buzantes de los Anticlinales.

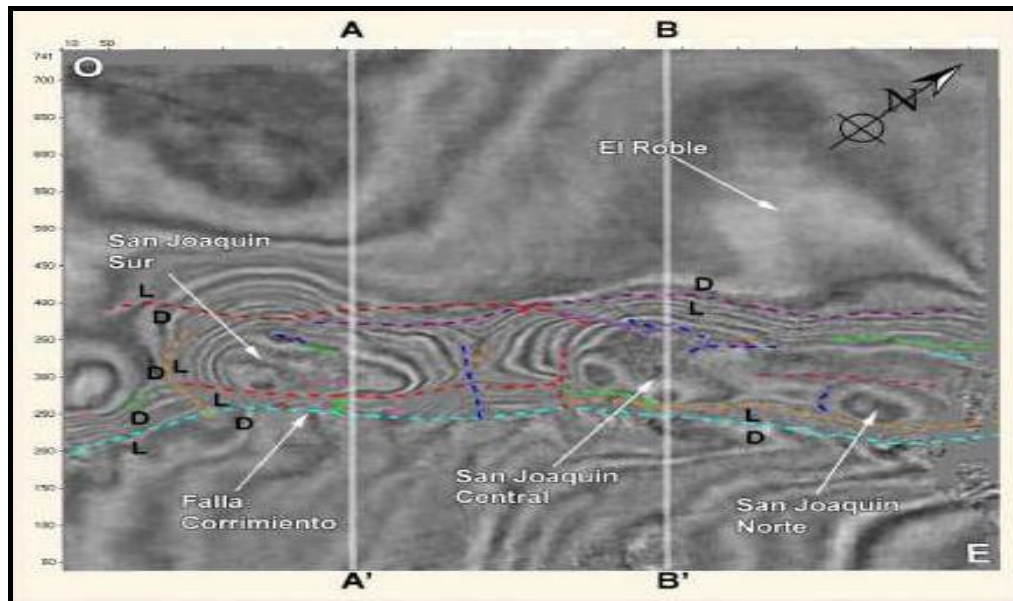


Figura 5.1 Corte en tiempo, en el que se observa las estructuras del Campo San Joaquín con fuerte buzamiento en comparación con el Campo El Roble que posee un suave buzamiento (PDVSA-INTEVEP, 1997)

Este levantamiento abarca la totalidad del Campo San Joaquín, además del borde Sureste del Campo Guarío. El Campo San Joaquín está dividido en tres áreas bien diferenciadas: San Joaquín Sur, San Joaquín Central y San Joaquín Norte. En este campo, las características estructurales principales son los cierres de anticlinales asimétricos y un cierre bajo y ancho de relieve hacia el oeste. El buzamiento

estructural hacía el Este del Campo de San Joaquín, posee aproximadamente 25 grados, mientras que en el flanco Noroeste presenta un buzamiento relativamente suave de 15 grados.

5.2.1 Secciones estructurales

La elaboración de las secciones estructurales se construyeron con la finalidad de validar la información obtenida por la interpretación sísmica; es decir corroborar las estructuras presentes del Campo San Joaquín/El Roble. Para este estudio se elaboraron cinco (5) secciones estructurales, de la cual tres (3) de ellas pertenecen al yacimiento RC 3, dos (2) con sentido O-E y una (1) con sentido S-N, Las otras 2 secciones restantes se le realizaron al yacimiento JM 263 una (1) de las secciones en sentido O-E y la otra en dirección S-N. Estas secciones fueron elaboradas a través del módulo *Cross- Section* de la plataforma *OpenWords* y exportadas al programa *Canvas 9* para su mejor modificación.

5.2.1.1 Sección estructural A-A'

Esta sección se encuentra representada por los pozos (RPN 1- RC 3 – RPN 24- RPN 22 – RPN 82 y RPN 76), con una dirección Oeste-Este, perpendicular a la estructura del yacimiento, abarcando una extensión aproximada de 4.655 m, presenta un mayor buzamiento en la parte norte aproximado de +/- 45°, y q en su flanco sur disminuye presentando un buzamiento suave aproximado de 5°. Es evidente que los limbos o flancos del anticlinal no presentan fallamiento de ningún tipo. (Anexo 6).

5.2.1.2 Sección estructural B-B'

Esta sección se encuentra representada por los pozos (RC 10 – RC 4 y RPN 83), también con una dirección Oeste-Este, perpendicular a la estructura del yacimiento, abarcando una extensión aproximada de 3.110 m, presenta un buzamiento hacia la parte sur aproximado de +/- entre 8° -30°. Es evidente que los limbos o flancos del anticlinal no presentan fallamiento de ningún tipo. (Anexo 7).

5.2.1.3 Sección estructural C-C'

Esta sección se encuentra representada por los pozos (RPN 38 – RC 3 – RC 4 y RPN 23), con una dirección Sur-Norte, paralela a la estructura del yacimiento, abarcando una extensión aproximada de 5.251 m, presenta un buzamiento hacia al oeste de aproximadamente 8°-15° y hacia el flanco este es más pronunciado su buzamiento de entre 15°-45°. Es evidente que los limbos o flancos del anticlinal no presentan fallamiento de ningún tipo (anexo 8).

5.2.1.4 Sección estructural D-D'

Esta sección se trazó en el yacimiento JM 263 con sentido Oeste- Este, paralela al corrimiento de anaco representada por los pozos (JM 259 – JM 200 – JM 31 – JM 263 – JM 253- JM 26 – JM 209 – G 87- G 85 –G 13). Abarca una extensión aproximada de 4.019m, esta presenta un buzamiento bajo en sentido norte de +/-6°-20° y en su flanco hacia el sur aumenta su angulo +/- 15°-60°. Es evidente que los limbos o flancos del anticlinal no presentan fallamiento de ningún tipo (Anexo 9).

5.2.1.5 Sección estructural E-E'

Esta sección tiene una dirección Sur-Norte, perpendicular a la dirección de sedimentación y se conforma por los pozos (G 34 – JM 43 – JM 26 – JM 219 – JM 99 – JM 116- JM 143 – JM 277- JM 40). Abarca una extensión aproximada de 3.464m, esta presenta un buzamiento en sentido oeste de $\pm 10^{\circ}$ - 30° y en su flanco hacia el sur $\pm 10^{\circ}$ - 25° . Es evidente que los limbos o flancos del anticlinal no presentan fallamiento de ningún tipo (Anexo 10).

5.3 Identificación del ambiente de sedimentación presentes lateral de la arena MOC

La Formación Oficina es de época Mioceno Inferior a Medio, se sedimentó en un ambiente sedimentario fluvio deltaico, y está representada por arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos, estas arenas son de color claro y grano fino a grueso, relativamente delgadas separadas por intervalos lutíticos de espesor considerable, donde se presentan con frecuencia horizontes ligníticos.

5.3.1 Revisión de las electrofacies

La interpretación de las electroformas de los registros (Potencial Espontáneo, Rayos Gamma y Resistividad) fue la técnica usada para la definición del ambiente de sedimentación, por la falta de información de núcleos cortados en el área, como ya se mencionó previamente.

Se interpretaron varios tipos de respuestas para la arena MOC, Los paquetes de arena presentaban respuestas eléctricas similares, donde el predominio es la presencia

de formas cilíndricas, granocrecientes, granodecrecientes y gradual típicas de los canales fluviales. El análisis de las electroformas permitió definir unidades sedimentarias tales como canales, abanico de rotura y llanura de inundación, que ayudaron a la interpretación de los paleoambientes.

5.3.2 Mapas de electrofacies

Se pudo visualizar la distribución areal de los cuerpos arenosos, lo cual permitió interpretar la forma y orientación en que se depositaron las arenas en estudio. Estos mapas se elaboraron con el fin de determinar los ambientes sedimentarios en la cual se deposito la arena MOC.

Al detallar de las respuestas eléctricas de la arena MOC modeladas en el mapa base de la zona en estudio, se determinaron tres unidades sedimentarias como canal, abanico de rotura y llanura de inundación. Además de eso, el mapa de electrofacies de la arena del yacimiento RC 3 permitió visualizar la dirección de la sedimentación, la cual es Noroeste – Sureste. Y del yacimiento JM 263 tiene una dirección de la sedimentación, la cual es Suroeste-Noreste.

5.3.3 Interpretación de los paleoambientes

A partir de la identificación de las electroformas y de acuerdo a los mapas de electrofacies realizados en el estudio, se interpretó que para la arena MOC posee un ambiente fluvial, con canales meandriiformes, ambos yacimientos poseen zonas de desbordes representadas por abanicos de rotura.

La llanura de inundación fue interpretada por algunas respuestas de la cual presentan lignitos y por ciertas áreas en las que carece de pozos en estas zonas, de

manera que no se sobreestime la interpretación del mismo, como se ilustra en los mapas de paleoambientes de los yacimientos RC 3 y JM 263 (Anexo 11 y 12)

Los canales meandriiformes se forman en los llanos aluviales con débil gradiente, están marcados por un caudal más irregular que en los canales entrelazados y un mayor porcentaje en la carga de sedimentos arcillosos. Esta abundancia de sedimentos finos permite la construcción de vastas llanuras fluviales que estabilizan los márgenes de los canales frenando la migración lateral de los mismos. Sin embargo, durante crecidas particularmente fuertes, cuando la esorrentía es muy rápida y el nivel del agua alcanza una cota elevada, el río puede erosionar en algunos puntos y abrir brechas a través de diques, lo que permite a una parte de la esorrentía derramarse directamente a la llanura de inundación, formando lo que se conoce como abanicos de rotura, estos juegan un papel importante porque son depósitos constituidos por arenas finas a medias regularmente clasificadas donde podemos encontrar depósitos de hidrocarburos. La dirección del canal para el yacimiento RC 3 tiene un rumbo Noroeste, mientras que la dirección del canal del yacimiento JM 263 es hacia el Noreste

5.4 Evaluación petrofísica de los yacimientos

El análisis petrofísico del yacimiento RC 3 se realizó en 15 pozos, y del yacimiento JM 263 en 48 pozos ya que son los que contaban con registros de Densidad-Neutron y Microlog.

5.4.1 Parámetros de corte

Los parámetros de corte o *Cut off*, establecen límites en cuanto a la calidad de la arena, así como la presencia de hidrocarburos o agua en la misma. Estos son

establecidos de acuerdo a la evaluación de numerosos intervalos en los diferentes pozos del área, con el promedio de estos datos se determinan rangos, en los cuales las arenas presentan un comportamiento definido. Los valores de corte establecidos en la evaluación se hicieron para la porosidad (ϕ_e), permeabilidad (K), saturación de agua (S_w), resistividad de la formación (R_t) y el volumen de arcilla (V_{sh}).

Se hicieron varios gráficos para calcular los parámetros críticos, el primero donde se relaciona la Resistividad y la Saturación de agua usando los datos resultantes de la evaluación petrofísica, esta se hace con el fin de hallar el valor de saturación de agua de corte, al trazar una línea perpendicular al eje horizontal que representa el punto donde la curva comienza a ser asintótica. El valor de saturación de agua de corte resultante fue de 44% (Figura 5.2). Posteriormente, se realizó la gráfica donde se relaciona la porosidad y la saturación de agua para hallar el valor de corte de la porosidad, el cual fue 18%. Esto se calculo trazando una recta desde el valor de saturación de agua de corte obtenido en la gráfica anterior hasta la línea de tendencia, para encontrar el valor de corte de la porosidad en el eje de las Y. (Figura 5.3).

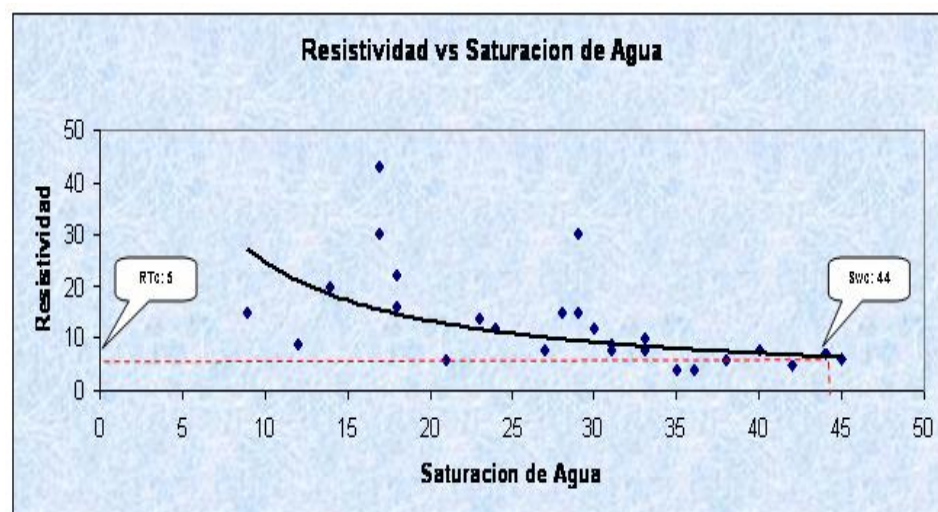


Figura 5.2 Grafico de Resistividad (R_t) vs Saturación de agua (S_w).

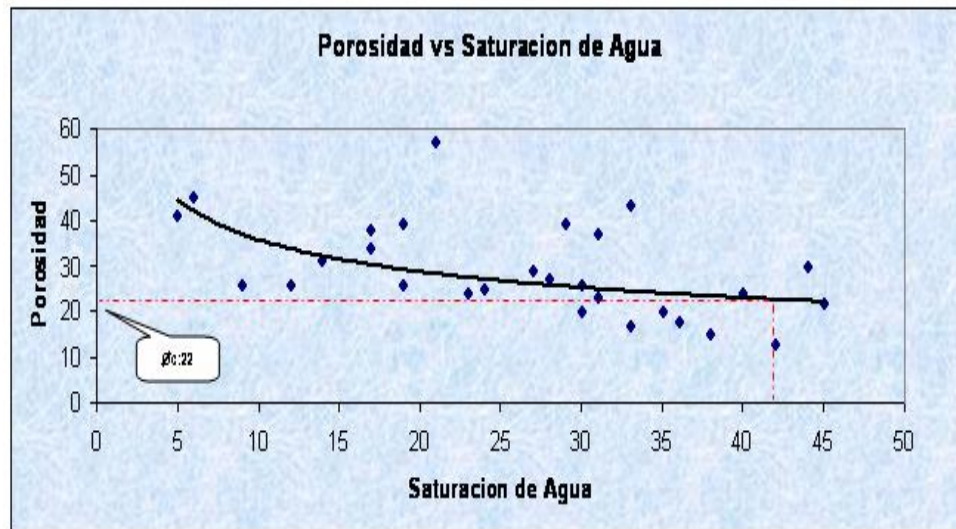


Figura 5.3 Grafico de Porosidad ($\emptyset$) vs Saturación de Agua (S_w).

También se estima el valor de permeabilidad crítica y su volumen de arcilla del área en estudio, haciendo una relación Porosidad versus Permeabilidad. Partiendo desde la porosidad corte de 18% hasta línea de tendencia, dando como resultado en el eje de las Y una permeabilidad mínima 100 mD. Como se muestra en la (Figura 5.4).

Para finalizar, se obtuvo un valor de corte de 35% 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 5.5).

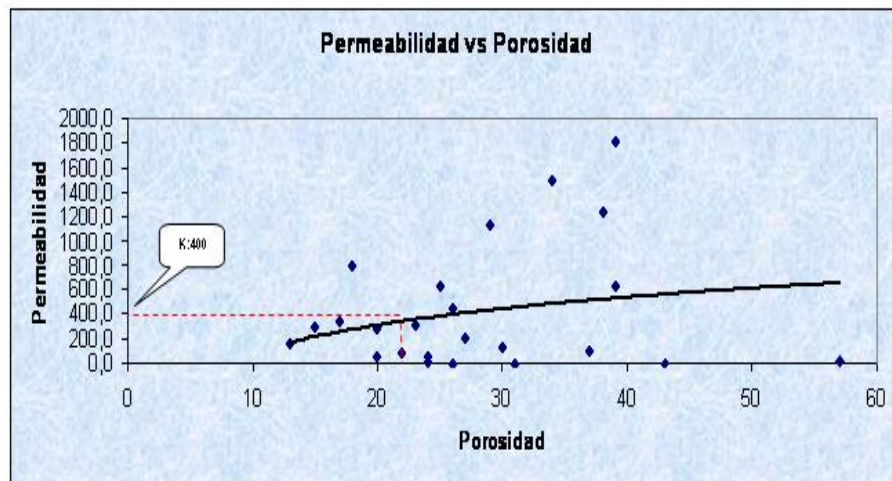


Figura 5.4 Grafico de Permeabilidad (K) vs Porosidad (Ø).

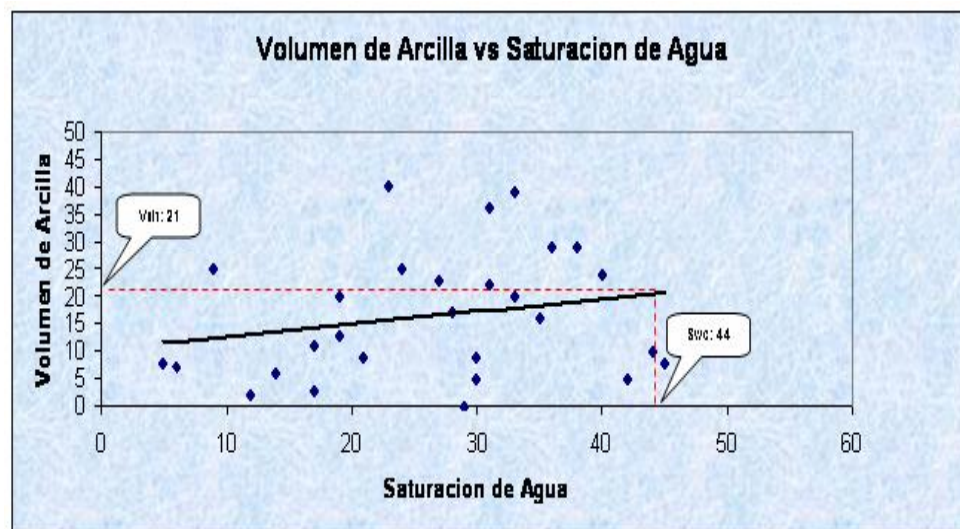


Figura 5.5 Grafico de Volumen de Arcilla (Vsh) vs Saturación de Agua (Sw).

Ya con los valores calculados de R_w , se determinaron otros valores que se mantienen constantes en el estudio petrofísico de los pozos a nivel de la Formación Moreno, referentes a la arena limpia y de agua representativa, para corregir los valores obtenidos en el intervalo de interés. Los parámetros calculados fueron porosidad y resistividad de la arena de agua (R_o y ϕ_{H_2O}), resistividad de la arcilla

(Rsh), saturación de agua irreducible (Swirred). La evaluación petrofísica se realizó en 32 pozos que poseían registros Densidad-Neutrón, esta se hizo mediante una hoja de cálculo en *Microsoft Excel* que contenía el modelo matemático de Simandoux. Los resultados de la evaluación petrofísica se muestran en el Apéndice C.

5.4.2 Interpretación de los resultados petrofísicos

Los resultados obtenidos en los gráficos mostrados anteriormente se interpretaron de la siguiente manera:

- 1 Sw mayor de 44% se estima agua.
- 2 Sw menor de 44% se estima que la arena está saturada de hidrocarburo.
- 3 Vsh mayor de 21% el intervalo se considera arcilloso.
- 4 Permeabilidad menor de 400 mD se considera la arena poco permeable.
- 5 Porosidad menor de 22% se considera baja porosidad efectiva.

Finalmente se realizó un promedio ponderado de cada una de las propiedades petrofísicas estimada de los yacimientos, es decir, Porosidad, Arcillosidad, Saturación de agua, Permeabilidad y Saturación de Hidrocarburos. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Valores Promedios Obtenidos

VALORES PROMEDIOS OBTENIDOS	
Porosidad Promedio (%)	31
Saturacion de Agua Promedio (%)	30
Saturacion de Hidrocarburo (%)	70
Permeabilidad Promedio (mD)	2169
Volumen de Arcilla promedio (%)	15

5.4.3 Mapas de isopropiedades de los yacimiento JM 263 y RC 3

Estos mapas se elaboraron con los promedios ponderados obtenidos durante la evaluación petrofísica y dichos mapas muestran la distribución de cada propiedad en el área de estudio.

5.4.3.1 Mapa de iso-arcillosidad

Este mapa refleja la distribución de los valores de arcilla de la arena MOC. En éste se observa un contraste de colores en donde las zonas de color rojo claro representan las áreas de mayor volumen de arcilla (<15%), asociado a la zona central del canal distributivo. Hacia los límites del yacimiento se aprecian menores volúmenes de arcilla (15%-30%), representado con los colores rojos más oscuro, asociados a la cercanía con la llanura de inundación. En donde el material arcilloso es más predominante (Anexos 13 y 17).

5.4.3.2 Mapa de iso-permeabilidad

Este mapa fue elaborado con los valores de permeabilidad obtenidos en la evaluación petrofísica, en él se muestra la distribución de la permeabilidad a lo largo del yacimiento. Se observa cierta similitud con la tendencia del mapa de isoporosidad, debido a que los valores de permeabilidad de los pozos estudiados fueron calculados utilizando la ecuación de Timur, dado que la misma relaciona ambos parámetros. Se puede apreciar un contraste de colores en esta propiedad, los colores más claros representan las permeabilidades más elevadas y los colores más oscuros a permeabilidades más bajas, las cuales se encuentran hacia los límites del yacimiento, ya que en esta zona se encuentran los mayores contenidos de arcilla, lo que influye negativamente en la conectividad entre los pozos. Existe mucha

variabilidad de esta propiedad dentro del yacimiento con valores en el orden de 20 mD en los pozos cercanos a los límites, hasta valores alrededor de 200 a 600 mD en los pozos ubicados en la parte central del mismo, con un valor promedio de 2000 mD (Anexos 14 y 18).

5.4.3.3 Mapa de iso-porosidad

La porosidad es una de las propiedades de la roca más importante porque nos permite saber en porcentaje la capacidad de almacenamiento de la misma y en este mapa esta compuesta por un degradado de colores que va de un verde oscuro hasta un verde claro, es decir, desde las zonas con mayor porosidad hasta las zonas con menor porosidad, respectivamente. El área de estudio tiene tres zonas con mayor potencial, donde el rango de porosidad es de 15 a 30%. Las zonas porosas de mejor potencial se encuentran en la parte central del canal distributivo. Esta propiedad disminuye progresivamente mientras nos acercamos a los límites del yacimiento ver (Anexos 15 y 19).

5.4.3.4 Mapa de saturación de agua

En el se observa un contraste de colores, en donde las zonas de color azul claro representan las áreas de mayor saturación de agua, hasta colores más oscuros para menores volúmenes de la misma. Para su elaboración se trabajó con valores calculados a partir del modelo matemático de Simandux Modificado. Ubicándose los mayores valores hacia la partes de los límites de los yacimientos. En la parte central de la estructura tenemos el mayor contenido de agua de 30%, por tal motivo, las zonas más poroso-permeable muestran valores menores tanto de saturación de agua como de volumen de arcillosidad. La saturación de agua promedio es igual a 19%, por lo tanto la saturación de hidrocarburo es de 81% (Anexos 16 y 20).

5.5 Establecimiento de los límites del yacimiento

5.5.1 Validación de los contactos de los fluidos

Se validó el contacto agua-petróleo original (CAPO), a través de una estimación petrofísica de aquellos pozos cercanos al contacto, seleccionándose los pozos RC-3 el cual arrojó una resistividad de 16 ohm-m a -3093 pies bajo el nivel del mar (p.b.n.m.) y según sus parámetros petrofísicos y pruebas de producción se interpretaron gas húmedo y el pozo RPN-1 con resistividades de 5 ohm-m respectivamente, según los parámetros de corte se interpretó agua a una profundidad de -3120 pies bajo el nivel del mar. Se estima que el contacto agua-petróleo se ubica entre -3103 y -3120 pies. Por lo que se estima un CAPO@-3120 para el yacimiento RC 3 (Figura 5.7).

También se validó el contacto agua-petróleo original (CAPO) del yacimiento JM 263, a través de una estimación petrofísica de aquellos pozos cercanos al contacto, seleccionándose el pozo JM 136 el cual arrojaron una resistividad de 30 ohm-m a -1550 pies bajo el nivel del mar (p.b.n.m.) y según sus parámetros petrofísicos y pruebas de producción se interpretaron gas húmedo y el pozo JM 131 con resistividades de 4 ohm-m respectivamente, según los parámetros de corte se interpretó agua a una profundidad de -1551 pies bajo el nivel del mar. Se estima que el contacto agua-petróleo se ubica entre -1550 y 1551 pies. Por lo que se estima un CAPO@-1550 (Figura 5.6).

5.5.2 Mapa isópaco-estructural

El mapa isópaco - estructural fue elaborado, a partir de los nuevos topes de los pozos y de la arena neta petrolífera previamente realizada (apéndice A), luego se digitalizó utilizando el software corporativo SIGEMAP 3.0. Este mapa, es el producto final de la actualización del modelo geológico de los yacimientos JM 263 y RC 3 y a partir de él se pudo calcular el área y el volumen, necesarios para el cálculo de las reservas remanentes de los yacimientos

La creación de este mapa permitió determinar los límites de los yacimiento JM 263 y RC3, quedando establecidos de la siguiente manera:

Para el yacimiento JM 263 en sus cuatro puntos cardinales se encuentra limitado por un contacto de gas-agua original a unos 1550 pies. Mientras que para el yacimiento RC 3 , se encuentra delimitado al Norte, Sur y Oeste por un contacto de gas-agua original @ -3120 pies y al este por una limitación de rocas (Figuras 5.6 y 5.7).

Figura 5.7 Nueva interpretación del mapa isopaco- estructural del Yacimiento RC 3

5.6 Estimación de las reservas

5.6.1 Área y volumen

Con el propósito de estimar las reservas de los yacimientos de gas se necesita como requisito fundamental el conocimiento del volumen original en sitio que es determinado mediante el método volumétrico. Después de haber determinado los límites del yacimiento y culminado el mapa Isópaco-Estructural, utilizando el sistema de generación de mapas SIGEMAP 3.0 se recalculó el área y volumen del yacimiento JM 263, dando como resultado un aumento de área de 981 a 1.246 acres equivalente a un 21% por encima del valor oficial, además se incrementó el volumen del yacimiento debido a una nueva interpretación de los espesores de los pozos existentes, ajustándose de esta forma la estructura presente en el área lo cual permitió redefinir el volumen del reservorio incrementando en un 25% pasando de 13.100 a 17.515 acre-pies, esto en base a los resultados de la petrofísica realizada a los pozos interpretados como gas húmedo.

También se recalculó el área y volumen del yacimiento MOC RC 3, el área de estudio fue modificada, al realizar el recálculo de la misma, dando como resultado un aumento de área de 1.022 a 1.190 acres equivalente a un 14% por encima del valor oficial, lo que evidencia un cálculo errado realizado en dicha área para el momento en que fue sometido, por lo que para los cálculos de reservas se utilizará la nueva área de 1.190 acres, además se incrementó el volumen del yacimiento debido a una nueva interpretación de los espesores de los pozos nuevos, ajustándose de esta forma la estructura presente en el área lo cual permitió redefinir el volumen del reservorio de 8.060 a 9.851 acre-pies, equivalente a un 18% por encima del valor oficial, esto en base a los resultados de la petrofísica realizada a los pozos interpretados como gas húmedo.

En las figuras 5.8 y 5.9 se comparan los valores oficiales de área y volumen de los yacimientos JM 263 y RC 3 con los obtenidos en el estudio. Una vez calculada el área y volumen se procede a determinar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio a través del método volumétrico.

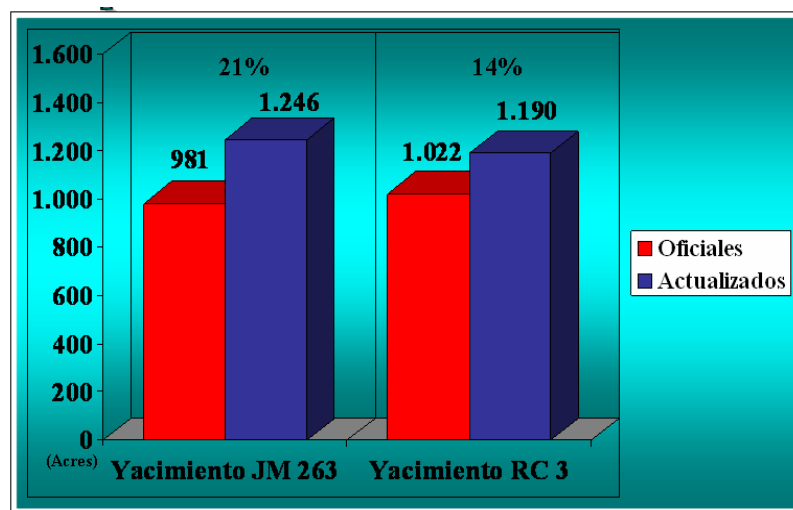


Figura 5.8 Comparación de los valores del área de los yacimiento JM 263 y RC 3.

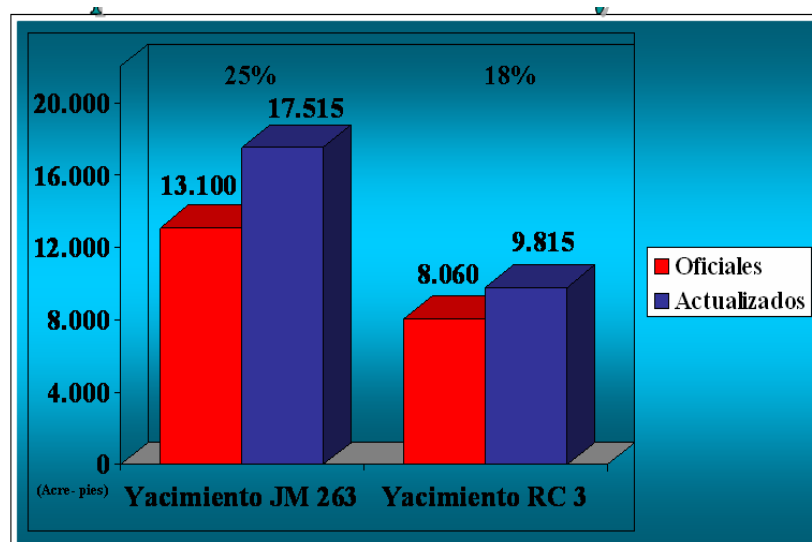


Figura 5.9 Comparación de los valores de volúmenes de los yacimiento JM 263 y RC 3.

5.6.2 Análisis del método volumétrico y estimación de las reservas

Después de haber realizado los cálculos de Gas seco original en sitio (GSOES) y condensado original en sitio (COES), en la siguiente tabla 5.2 se refleja los volúmenes originales en sitio y las reservas del Yacimiento MOC JM 263 oficiales en su condición de gas seco y sus valores calculados como gas húmedo con sus valores resultantes de revisión.

Para el yacimiento MOC JM 263, se obtuvo unas contribuciones de líquido de 233 MBN con un volumen de reservas remanentes de líquido de 151 MBN; dado su producción acumulada de líquido en 24 MB en el sumario de producción. En cuanto al Gas, el volumen de reservas remanentes de 4.160 MMPCN con unas reservas recuperables de 7.347 MMPCN teniendo una producción acumulada de 3.187 MMPCN.

Tabla 5.2 Comparativa de estado oficial con respecto al cambio a Gas Húmedo (JM 263)

MOC JM 263	OFICIAL	REVISIÓN	VARIACIÓN
GHOES (MMPCN)	-	9.966	9.966
GSOES (MPCN)	-	9.797	9.797
Reservas Recuperables de Gas.(MMPC)	11.289	7.347	-3.942
Reservas Remanentes de Gas.(MMPC)	8.102	4.160	-3.942
COES (MBN)	-	233	233
Reservas Recuperables de Líquido (MBN)	-	175	175
Reservas Remanentes de Líquido (MBN)	-	151	151

En el yacimiento RC 3, se realizó la comparación de los volúmenes originales en sitio y las reservas oficiales en su condición de gas seco; y sus valores calculados como gas húmedo con sus valores resultantes de revisión.

Para el yacimiento MOC RC 3, se obtuvo unas contribuciones de líquido de 243 MBN con un volumen de reservas remanentes de líquido de 229 MBN; dado su producción acumulada de líquido en 14 MB en el sumario de producción. En cuanto al Gas, el volumen de reservas remanentes de 5.279 MMPCN con unas reservas recuperables de 5.583 MMPCN teniendo una producción acumulada de 304 MMPCN (Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Comparativa de estado oficial con respecto al cambio a Gas Húmedo (RC 3)

MOC RC 3	OFICIAL	REVISION	VARIACION
GHOES (MMPCN)	-	7.674	7.674
GSOES (MPCN)	-	7.444	7.444
Reservas Recuperables de Gas.(MMPC)	6.946	5.583	-1.363
Reservas Remanentes de Gas.(MMPC)	6.642	5.279	-1.363
COES (MBN)	-	324	324
Reservas Recuperables de Líquido (MBN)	-	243	243
Reservas Remanentes de Líquido (MBN)	-	229	229

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. De acuerdo al análisis de secciones estratigráficas se determinó que existe continuidad lateral y vertical de las unidades geológicas atravesada por los pozos, con espesores de arena que oscilan entre 30'- 110'pies aproximadamente.
2. De acuerdo a la interpretación de las electrofacies se interpretó el ambiente como fluvial con un canal principal meandriforme, con zonas de desbordes representadas por abanicos de rotura y tienen una zona de sedimentación con rumbo noroeste para el yacimiento RC 3, y noreste para el yacimiento JM 263.
3. Las secciones estructurales ratificaron que la estructura que controla la zona de estudio; para el yacimiento RC 3 presenta una estructura anticlinal con buzamientos menores hacia el sur de 5° y mayores hacia el norte de 45°. Y para el yacimiento JM 263 presenta una estructura anticlinal con buzamientos menores hacia el norte de 6° y mayores hacia el sur de 60°.
4. Los resultados de la evaluación petrofísica dieron como resultado los siguientes promedios ponderados: Saturación de agua (S_w) de 30%, una porosidad (ϕ) de 31%, saturación de hidrocarburo (S_h) de 70%, una permeabilidad (K) de 2169 mD y un volumen de arcilla (V_{sh}) de 15%.

5. Los mapas de isopropiedades nos permitió observar la distribución y el comportamiento de los yacimientos RC3 y JM 263 dando como resultado que las mejores propiedades son: unas porosidades $>30\%$ y unas permeabilidades >1500 MD, en el centro del canal, una isoarcillosidad $>30\%$ en los bordes y $<15\%$ al centro del canal y la saturación de agua $<15\%$ en el centro del canal y $>30\%$ en los bordes del yacimiento
6. La actualización del mapa Isópaco-Estructural, permitió determinar los límites del yacimiento JM 263 RC3, Para el yacimiento JM 263 en sus cuatro puntos cardinales se encuentra limitado por un contacto de gas-agua original y el yacimiento RC 3, se encuentra delimitado al Norte, Sur y Oeste por un contacto de gas-agua original y al este por una limitación de rocas.
7. La revisión geológica y dinámica del yacimiento MOC RC 3, a partir de un GSOES de 7.216 MMPCN, un COES de 314 MBN, arrojó unas reservas remanentes en el orden de 5.108 MMPCN y 221 MBN, gas y condensado, respectivamente.
8. La revisión geológica y dinámica del yacimiento MOC JM 263, a partir de un GSOES de 9.797 MMPCN, un COES de 233 MBN, arrojó unas reservas remanentes en el orden de 4.160 MMPCN y 151 MBN, gas y condensado, respectivamente.

Recomendaciones

1. Se sugiere la extracción de núcleos de los pozos nuevos a perforar la arena MOC, para dar mas precisión al modelo sedimentológico
2. Tomar muestras de agua de pozos productores de la Arena MOC del campo San Joaquín/El Roble para validar el R_w obtenido en este estudio.
3. Someter ante el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) el nuevo modelo geológico de la arena MOC, para oficializar las reservas estimadas en este proyecto.

REFERENCIAS

Alfonsi, P. (1999) **FACIES CLÁSTICAS**. Gerencia de Proyectos Exploratorios y de Delineación, División Oriente. PDVSA Exploración y Producción. Puerto La Cruz, p 9-18.

Allen, G.P, y F. Segura. (1.997) **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS CLÁSTICOS**. Total Exploration Laboratory. pp 44-82.

Allen, P. y Allen, J. (1990) **BASIN ANÁLISIS: PRINCIPLES AND APPLICATIONS**. Blackwell Science; pp 68

Archi, A. (2010) **SEDIMENTOLOGIA DEL PROCESO FISICO DE LA CUENCA SEDIMENTARIA**. CSIC; pp 73-74-75

Atlas Wireline Services, (1988) **PALEOAMBIENTES Y ESTRUCTURAS**. Western Atlas, Argentina Simpic, pp 85.

Campos, V. A. Daal, A. González, J. Pinzón, H. Chopping De Janvry, G. B. Montes (1988) **SÍNTESIS TECTÓNICO-ESTRATIGRÁFICO DEL NORTE DE ANZOÁTEGUI-MONAGAS Y SU APLICACIÓN EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS**. III Simposio Bolivariano de Cuencas Petroleras SubAndinas. Caracas. Tomo I pp. 374-400.

Cant, D, J. y Walter, R, G (1998) **FLUVIAL PROCESSES AND FACIES SEQUENCES IN THE SANDY BRAIDED SOUTH SASKACHEWAN RIVER**, canada pp 323

COMITE INTERFILIAL DE ESTRATIGRAFIA Y NOMENCLATURA (1999) **CODIGO ESTRATIGRAFICO DE LAS CUENCAS PETROLERAS DE VENEZUELA**. [http\\:www.intevep.pdv.com](http://www.intevep.pdv.com)

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

Escobar, H (2009) **FUNDAMENTOS DE ING DE YACIMIENTOS**. Editorial Universidad surcolombiana; pp 13

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

Arias, F. (2012) **EL PROYECTO DE INVESTIGACION** Editorial Episteme, Caracas; pp 24-25

Florencia, M (2009) **LA HISTORIA DE LA TIERRA CONTADA DESDE EL SUR DEL MUNDO** Editorial Miradas de argentina pp 47-48

González De Juana, C. et, al. (1980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**, Tomo I y II. Ediciones Foninves, pp 286-291-484-607 643-644-645-671-712.

Martinez, Hidelfonso. (2007) **CARACTERIZACION DEL MODELO DINAMICO DEL YACIMIENTO JM.19 EN LA ARENA ME-C DEL CAMPO SAN JOAQUIN, EN LA ARENA MAYOR DE ANACO.**

Miall, A.D. (1977) **A REVIEW OF THE BRAIDED RIVER DEPOSITIONAL ENVIRONMENT**. Editorial Springer p 62

Ministerio de Energía y Petróleo (2005) **DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS**, Dirección general de Exploración Reservas y tierra pp 5-14-15

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)-Intevep (1997) **CÓDIGO GEOLÓGICO DE VENEZUELA (CGV)**, 14 de Noviembre 2001, [<http://www.pdv.com/lexico>].

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) (2004) **PRESENTACIÓN DEL PROYECTO GAS ANACO.**

Pérez, H. (2003). **CARACTERIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO NA-J1 (RG-52) DE LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO SANTA ROSA ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. 2003.

Rivera, Jean C (2009). **REINTERPRETACION DEL MODELO GEOLOGICO DEL YACIMIENTO JM-182, ARENA ME-T1,2, FORMACION MERECURE, DOMO CENTRAL DEL CAMPO SAN JOAQUIN, PERTENECIENTE AL AREA MAYOR DE ANACO.**

Rojas G (1995) **INGENIERIA DE YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO.PDVSA CIED** pp 20-21-22-23

Schlumberger, (1990) **PERFILES DE POZOS AVANZADO**. CEPET. pp 64-65.

Corpoven (1990) **MANUAL PARA EL GEÓLOGO DE OPERACIONES DEL DISTRITO ANACO**. Superintendencia de explotación del Distrito Anaco.

Tarbuck, E.J.; Lutgens, F.K., y Tasa, D. (2005) **CIENCIAS DE LA TIERRA**. Editorial Pearson Educación S.A., Madrid; pp 215

Torres, V. J.A. (1994) **ESTRATIGRAFIA, PRINCIPIOS Y METODOS**. Editorial Rueda, Madrid; pp 50-706-709-717

APÉNDICES

APÉNDICE A

Listado de pozos que conforman el yacimiento JM 263 que se encuentran dentro del área de estudio, con los datos básicos como: elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie, y las profundidades del nivel estratigráfico de interés en MD (Measured Depth), TVS (True Vertical Depth) y TVDSS (True Vertical Depth Subsea).

A.1 Listado de pozos que conforman el yacimiento JM 263

POZO	REF ELEV MESA	TOPE (MD)	TOPE (TVD)	TOPE TVDSS	BASE (MD)	BASE (TVD)	BASE TVDSS	COORD. X	COORD. Y
JM 26	552	1758	1758	-1217	1812	1812	-1271	337001.22	1036046.71
JM 29	620	1810	1810	-1256	1857	1857	-1237	336700.45	1037106.78
JM 30	540							337008.79	1035750.21
JM 31	566	1961	1961	-1395	2007	2007	-1441	336104.92	1036048.96
JM 33	575	1950	1950	-1375	2008	2008	-1433	337498.94	1037593.48
JM 36	573							337885.65	1037743.95
JM 41	540	2054	2054	-1514	2103	2103	-1563	336506.64	1035691.32
JM 99	548	1711	1711	-1163	1771	1771	-1223	337372.44	1036571.19
JM 104	584	1882	1882	-1298	1925	1925	-1341	336253.87	1036504.40
JM 106	592	2060	2060	-1468	2129	2129	-1537	336664.78	1037684.93
JM 109	615	2105	2104	-1489	2159	2159	-1543	336074.63	1037298.30
JM 116	571	1880	1880	-1309	1939	1939	-1368	337621.70	1037009.50
JM 120	564	NR						337101.97	1036989.57
JM 136	567	2082	2082	-1515	2154	2154	-1587	335761.94	1035919.54
JM 143	584	1937	1936	-1352	1993	1993	-1409	337416.25	1037519.82
JM 160	591	2122	2122	-1531	2175	2175	-1584	337974.77	1037753.63
JM 162	552	1760	1760	-1207	1806	1806	-1254	336693.47	1036073.64
JM 181	558	1942	1942	-1384	2002	2002	-1444	337161.53	1035788.77
JM 191	589	1860	1860	-1271	1913	1913	-1324	337440.00	1037380.00
JM 192	601	1950	1950	-1349	2014	2014	-1413	336445.99	1037282.00
JM 199	542	2048	2048	-1506	2100	2100	-1558	336204.24	1035733.76
JM 200	543	2073	2073	-1530	2141	2141	-1598	335801.45	1035994.56
JM 201	557	1754	1754	-1197	1810	1810	-1253	336813.47	1036073.64
JM 209	561,77	1776	1776	-1214	1836	1836	-1274	337500.15	1036239.73
JM 210	549,43	2076	2034	-1485	2128	2086	-1536	336173.91	1035734.35
JM 219	548,98	1734	1734	-1185	1784	1784	-1235	337365.94	1036470.96
JM 220	581,38	1925	1925	-1330	2027	2027	-1446	336204.00	1036135.36
JM 222	584,98	1981	1981	-1397	2045	2045	-1460	336755.98	1037531.97
JM 223	592,5	2013	2013	-1421	2077	2077	-1485	336101.01	1037126.99
JM 224	568,96	1833	1833	-1263	1879	1879	-1310	336651.15	1037105.63

Continuación de la tabla A.1

POZO	REF ELEV MESA	TOPE (MD)	TOPE (TVD)	TOPE TVDSS	BASE (MD)	BASE (TVD)	BASE TVDSS	COORD. X	COORD. Y
JM 226	583,07	1838	1838	1255	1881	1881	-1298	336320.01	1036484.94
JM 253	556,47	1785	1782	-1226	1874	1871	-1315	336633.05	1036071.28
JM 254	558,47	1708	1707	-1149	1800	1799	-1240	337043.41	1036681.79
JM 263	584,3	1908	1903	-1319	2021	2014	-1430	336243.86	1036091.67
JM 272	603,3	2088	2088	-1485	2142	2142	-1539	336260.07	1037462.01
JM 273	560,08	2103	2102	-1543	2159	2158	-1598	336141.50	1035693.39
JM 277	627,71	2108	2108	-1480	2155	2155	-1526	337395.10	1037854.33
G 7	569	2049	2049	-1480	2108	2107	-1538	338177.82	1037535.97
G 9	548	1873	1873	-1325	1910	1910	-1362	337902.84	1036344.76
G 11	544	1970	1970	-1426	2030	2030	-1486	337313.16	1035836.37
G 68	605	NR						338507.83	1036894.30
G 72	614	NP						338121.35	1037296.28
G 75	614	NP						338100.31	1037307.73
G 85	608	2175	2175	-1567	2226	2225	-1617	338499.85	1036962.73
G 87	564	1888	1888	-1324	1946	1946	-1382	337976.05	1036385.30
G 90	581,7	1980	1980	-1398	2037	2036	-1455	338170.27	1036685.13
G 96	616,7	1980	1980	-1363	2044	2044	-1427	338084.00	1037083.00
JM 27	604	NR						337895.96	1037845.26
JM 34	608	2216	2216	-1608	2267	2267	-1659	337908.03	1038129.82
JM 35	586	2267	2267	-1681	2323	2323	-1737	336024.98	1037839.29
JM 38	573	2246	2246	-1673	2299	2299	-1726	335200.32	1036605.04
JM 40	609	2230	2230	-1621	2280	2280	-1671	337502.22	1038372.88
JM 42	620	2299	2299	-1679	2354	2354	-1734	336855.47	1038414.63
JM 43	552	2229	2229	-1677	2286	2286	-1734	337007.04	1035498.58
JM 45	569							335534.16	1036096.58
JM 46	542							335900.19	1035586.98
JM 48	622	2492	2492	-1870	2550	2550	-1928	336263.20	1038429.94
JM 52	606	2229	2229	-1623	2278	2278	-1672	335555.07	1037085.31
JM 56	541	2560	2560	-2019	2608	2608	-2067	336815.68	1035287.51
JM 57	528							336318.63	1035286.19
JM 98	536							335340.18	1035634.75
JM 101	594	2097	2097	-1503	2157	2157	-1563	335743.51	1036684.54
JM 131	611							337290.59	1038130.57

Continuación de la tabla A.1

POZO	REF ELEV MESA	TOPE (MD)	TOPE (TVD)	TOPE TVDSS	BASE (MD)	BASE (TVD)	BASE TVDSS	COORD. X	COORD. Y
JM 196	623,69	2243	2242	-1618	2318	2317	-1694	337848.02	1038189.99
JM 197	624,28	2492	2491	-1866	2563	2562	-1938	336322.99	1038449.00
JM 203	623,6	2230	2230	-1607	2290	2290	-1667	336599.75	1038060.11
JM 225	675,07	2312	2311	-1636	2369	2368	-1693	337386.97	1038546.39
JM 233	543,32	2459	2459	-1915	2520	2520	-1976	336071.01	1035154.99
JM 259	604,25	2267	2267	-1663	2308	2308	-1704	335172.17	1036310.75
JM 275-2	599	2334	2329	-1730	2384	2379	1780	334921.18	1036562.15
G 1	579	2380	2380	-1801	2432	2432	-1853	338422.69	1038306.05
G 2	592	2231	2231	-1639	2289	2289	-1697	337535.13	1035674.73
G 4	554	NP						338736.35	1036591.28
G 12	574	2240	2240	-1666	2317	2317	-1743	338279.99	1037960.43
G 13	600	2254	2254	-1654	2303	2303	-1703	338669.06	1037206.06
G 14	551	2183	2182	-1631	2247	2246	-1695	338149.51	1036022.13
G 17	617	2716	2714	-2097	2760	2759	-2142	339113.92	1038131.53
G 27	551	2102	2102	-1551	2148	2148	-1597	338399.08	1036681.57
G 29	565	2432	2432	-1867	2492	2492	-1927	337286.31	1035432.52
G 34	542	2784	2784	-2242	2837	2836	-2294	336934.31	1035158.65
G 38	582	3054	3053	-2471	3111	3110	-2528	339409.98	1036905.95
G 67	567	NR						338515.10	1036689.41
G 70	606	NR						339140.50	1037629.26
G 71	580	NR						338362.38	1037881.16
G 89	625,8	2831	2831	-2206	2895	2895	-2269	339253.01	1038468.02
G 92	601,48	2191	2191	-1589	2250	2250	-1649	338391.30	1037475.52
G 95	592,1	NR						336911.01	1034627.00
G 99	634	2900	2900	-2264	2971	2970	-2334	339406.63	1038195.50
G 100	614,74	NR						338867.00	1037703.00
G 102	627,3	2844	2844	-2216	2907	2907	-2279	339290.56	1038457.64
G 104	573,9	2140	2139	-1566	2200	2200	-1625	338367.00	1036448.72

A.2 Listado de pozos que conforman el yacimiento RC 3

POZO	EMR	TOPE (MD)	TOPE (TVD)	TOPE TVDSS	BASE (MD)	BASE (TVD)	BASE TVDSS	COORD. X	COORD. Y
RC 3	599	3638	3638	-3039	3693	3693	-3094	329405.20	1041823.95
RC 4	569	3660	3660	-3091	3700	3700	-3131	328638.88	1042866.97
RC 5	615	NR						329141.15	1043842.39
RC 6	585	NR						329806.33	1040790.19
RC 10	565	3750	3750	-3185	3791	3791	-3226	327422.24	1042851.67
RC 22	638	3662	3662	-3024	3722	3722	-3084	330369.18	1043181.64
RPN 1	557	3684	3684	-3127	3728	3728	-3171	328199.16	1041821.64
RPN 8	593							329793.44	1044966.70
RPN 11	538	3783	3783	-3245	3834	3834	-3296	326831.13	1041825.69
RPN 12	569	3860	3860	-3291	3915	3915	-3346	329226.88	1045975.70
RPN 19	534	3904	3904	-3370	3955	3955	-3421	327349.32	1045025.87
RPN 22	645	3648	3648	-3003	3711	3711	-3066	331631.83	1041817.38
RPN 23	573	3800	3800	-3227	3848	3848	-3275	328654.06	1044893.13
RPN 24	635	3648	3648	-3013	3710	3710	-3075	330423.73	1041820.08
RPN 38	615	3678	3678	-3063	3740	3740	-3125	331024.85	1040776.90
RPN 41	623	3650	3650	-3027	3710	3710	-3087	331336.87	1041325.64
RPN 76	670,42	4240	3653	-2983	4348	3712	-3041	332144.20	1042889.17
RPN 77	665,86	3680	3665	-3033	3750	3735	-3103	330997.00	1041664.99
RPN 78	632,55	3700	3700	-3067	3768	3768	-3134	331203.98	1040491.87
RPN 79	645,02	NP						331865.68	1042602.24
RPN 81	645,21	NR						331074.83	1042038.91
RPN 82	662,32	3658	3658	-2996	3720	3720	-3057	331978.09	1042203.00
RPN 83	640,49	3674	3673	-3033	3732	3732	-3086	330442.41	1043448.33
RPN 85	647,92	3665	3665	-3014	3728	3725	-3077	330403.31	1041628.96
RPN 86	602	3630	3630	-3028	3694	3694	-3092	329482.00	1043039.01
RPN 87	636	3664	3664	-3013	3720	3720	-3084	330738.00	1041628.00

APÉNDICE B

MODELO MATEMATICO DE SIMANDOUX MODIFICADO

B.1 Modelo matemático de Simandoux modificado:

Modelo de Simandoux:

Simandoux modificado:

$$S_w = 0.4 * (R_w / \phi_e^m) * \left[\left(\sqrt{\frac{V_{sh}^2}{R_{sh}} + \left(\frac{5 * \phi_e^m}{R_w * R_t} \right)} \right) - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

Arcillas dispersas:

$$S_w = 0.4 * R_w / \Phi^2 \{ -V_{sh}/R_c + \sqrt{(V_{sh}/R_c)^2 + 5(\Phi^2/R_t * R_w)} \}$$

Donde:

S_w : Saturación de Agua (fracción).

a : Coeficiente de Tortuosidad (adimensional).

R_w : Resistividad del Agua (Ohm-m).

V_{sh} : Volumen de Arcilla (fracción).

R_t : Resistividad Verdadera de la Formación (Ohm-m).

ϕ_e : Porosidad Efectiva (fracción).

R_{sh} : Resistividad de la Arcilla cercana a la arena de interés (Ohm-m).

APÉNDICE C

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA REALIZADA A LA ARENAS MOC

C.1 Resultados de la Evaluación Petrofísica

POZO	Tope(MD)	Base(MD)	Rt(OHM-M)	AN(Pies)	ANP(Pies)	Vsh(Fracción)	Ot(Fracción)	Oe(Fracción)	Sw(Fracción)	Sg(Fracción)	K(mD)
JM-99	1711	1771	9	2	2	0,22	0,30	0,28	0,31	0,69	314
JM-104	1882	1925	7	4	4	0,10	0,33	0,27	0,44	0,56	134
JM-106	2080	2129	45	23	23	0,03	0,39	0,29	0,17	0,83	1.229
JM-136	2082	2154	30	6+14+5	25	0,05	0,21	0,19	0,30	0,70	62
JM-200	2073	2141	22	8+7+5	20	0,13	0,45	0,33	0,19	0,81	1.804
JM-209	1776	1836	16	3	3	0,20	0,33	0,36	0,19	0,81	2.671
JM-210	2076	2128	30	12	8	0,11	0,38	0,30	0,17	0,83	1.494
JM-219	1734	1784	12	2	2	0,25	0,33	0,29	0,24	0,76	639
JM-220	1925	2027	200	8+44	52	0,08	0,45	0,35	0,05	0,95	28.131
JM-222	1981	2045	8	13	4	0,08	0,24	0,25	0,45	0,55	95
JM-223	2013	2077	12	3+2	5	0,09	0,29	0,30	0,30	0,70	455
JM-224	1833	1879	8	5	5	0,23	0,38	0,35	0,28	0,72	1.125
JM-226	1838	1881	15	3+2	5	-	0,39	0,32	0,29	0,71	627
JM-233	2459	2520	6	3	0	-	0,25	0,34	0,43	0,57	413
JM-253	1785	1874	8	13+4	17	0,24	0,32	0,22	0,40	0,60	62
JM-254	1708	1800	15	14	14	0,17	0,33	0,24	0,28	0,72	207
JM-263	1908	2021	200	17+32	49	0,07	0,45	0,33	0,06	0,94	21.017
JM-272	2088	2142	8	2+2	4	0,20	0,21	0,29	0,33	0,67	348
JM-277	2108	2155	5	2	2	0,29	0,21	0,30	0,38	0,62	300
G-85	2175	2226	4	4	0	0,24	0,21	0,31	0,45	0,55	235
G-87	1888	1946	4	2	2	0,29	0,25	0,37	0,36	0,64	796
G-90	1980	2037	6	4	2	0,05	0,14	0,29	0,48	0,52	162
G-96	1980	2044	4	2	2	0,16	0,24	0,33	0,46	0,54	286
G-104	2140	2200	6	12	0	0,27	0,30	0,29	0,36	0,64	275
RPN-76	3420	3503	9	2	2	0,08	0,25	0,27	0,39	0,61	182
RPN-78	3700	3768	15	5	0	0,43	0,27	0,26	0,18	0,82	720
RPN-83	3674	3732	8	10	0	0,12	0,30	0,27	0,40	0,60	172
RPN-86	3630	3694	18	0	0	0,05	0,39	0,35	0,23	0,77	1.580
RPN-85	3665	3728	9	7	7	0,22	0,25	0,30	0,29	0,71	485
RPN-82	3686	3720	21	6	3	0,05	0,36	0,31	0,23	0,77	990
RPN-77	3665	3748	15	6	2	0,12	0,28	0,25	0,29	0,71	235
			PROMEDIO		264,00	0,15	0,31	0,30	0,30	0,70	2169,24

APÉNDICE D

DATOS BASICOS Y RESULTADOS DE CALCULOS DE RESERVAS PARA LOS YACIMIENTOS JM 263 Y RC 3

D.1 Datos básicos y resultados de cálculos de reservas para el yacimiento JM 263

DB-5		PDVSA				
CAMPO:	SAN JOAQUIN	JURISDICCION:		TIPO DE CAMBIO:		
YACIMIENTO:	MOC JM 0263	BARCELONA		REVISION CREACION POR MODIFICACION		
CO DIGO DE YACIMIENTO:	4C3004582P					
TIPO DE RESERVAS:	PROBADAS					
FECHA DE SOMETIMIENTO:	02/08/2017					
CARTA DE SOMETIMIENTO:	RES-GAS-17-18					
RESERVAS PROBADAS DE GAS HÚMEDO						
DATOS BASICOS	DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES
			Oficial	Cambio		
1 GRAVEDAD ESPECIFICA	yc			0,788	0,788	
2 GRAVEDAD * API DEL CONDENSADO				48,0	48,0	
3 POROSIDAD	Ø			26,0	26,0	%
4 SATURACION DEL GAS HUMEDO	Sgci			74,0	74,0	%
5 FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS HÚMEDO	Bgci			0,02279569	0,02279569	PCY/PCN
6 AREA DEL YACIMIENTO	A			1.241	1.241	acres
7 VOLUMEN DE ROCA YACIMIENTO	V			15.514	15.514	acres-pies
8 RELACION GAS CONDENSADO ORIGINAL	Rsi			42.000	42.000	PCN/BN
9 RELACION GAS CONDENSADO AL ABANDONO	Rsa			25.000	25.000	PCN/BN
10 TEMPERATURA ORIGINAL	T			131	131	°F
11 TEMPERATURA CRITICA	Tc			59	59	°F
12 TEMPERATURA CRUCOCENTERICA	Td			1	1	°F
13 PRESION ORIGINAL	pi			641	641	lppc
14 PRESION DE ABANDONO	pa			600	600	lppc
15 PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	pbnm			1.325	1.325	pbnm
16 GAS CONDENSADO POR UNIDAD DE VOL.	43,560*Ø*Sgi*(1/Bgi)			368	368	MPCN/acres-pies
17 RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO	QPM			2,0	2,0	GAL/MPCN
18 VISCOSIDAD DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL	µci			0,012	0,012	cP
19 LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	H.G			27	27	BN/MMPC
20 FRACCION MOLAR DE METANO	C1			60	60	%
21 FRACCION MOLAR DE HEPTANO Y MAS PESADOS	C7					%
22 PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k			6.040,0	6.040,0	mD
23 MECANISMOS DE PRODUCCION				RF	RF	
RESERVAS DE GAS						
24 GAS HUMEDO ORIG. EN SITIO (GHOES)	(7*16)/1000			5.709	5.709	MMPCN
25 FRACCION DEL GAS	fg			0,983	0,983	
26 GAS SECO ORIGINAL EN SITIO (GSOES)	(24*25)			5.612	5.612	MMPCN
27 FACTOR DE RECUBRO	FRg			75,0	75,0	%
28 RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	(26*27)/100			4.209	4.209	MMPCN
29 GAS INYECTADO	Gi					MMPCN
30 PRODUCCION ACUMULADA DE GAS	Qp			3.187	3.187	MMPCN
31 RESERVAS REMANENTES DE GAS	28+29-30			1.022	1.022	MMPCN
RESERVAS DE CONDENSADO						
32 CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (COES)	(26/8)*1000			134	134	MBN
33 FACTOR DE RECUBRO PRIMARIO	FRp			75,0	75,0	%
34 RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	(32*33)/100			100	100	MBN
35 FACTOR DE RECUBRO SECUNDARIO	FRsa					%
36 RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	(32*35)/100					MBN
37 RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	(34+36)			100	100	MBN
38 PRODUCCION ACUMULADA DE CONDENSADO	Np			24	24	MBN
39 RESERVAS REMANENTES DE CONDENSADO	(37-38)			76	76	MBN
ING. DE YACIMIENTOS/CIV		ING. DE RESERVAS/CIV				

D.2 Datos básicos y resultados de cálculos de reservas para el yacimiento RC 3

DB-5		PDVSA					
CAMPO:	EL ROBLE	JURISDICCION: BARCELONA		TIPO DE CAMBIO:			
YACIMIENTO:	MOC RC 3			REVISION CREACION POR MODIFICACION			
CODIGO DE YACIMIENTO:	4C3004581P						
TIPO DE RESERVAS:	PROBADAS						
FECHA DE SOMETIMIENTO:	02/08/2017						
CARTA DE SOMETIMIENTO:	RES-GAS-17-18						
		RESERVAS PROBADAS DE GAS HÚMEDO					
DATOS BASICOS	DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES	
			Oficial	Cambio			
1 GRAVEDAD ESPECIFICA	yc			0,791	0,791		
2 GRAVEDAD * API DEL CONDENSADO				47,5	47,5		
3 POROSIDAD	Ø			25,0	25,0	%	
4 SATURACION DEL GAS HUMEDO	Sgci			75,0	75,0	%	
5 FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS HUMEDO	βgci			0,01048000	0,01048000	PCY/PCN	
6 AREA DEL YACIMIENTO	A			1.228	1.228	acres	
7 VOLUMEN DE ROCA YACIMIENTO	V			9.357	9.357	acres-pies	
8 RELACION GAS CONDENSADO ORIGINAL	Rsi			23.000	23.000	PCN/BN	
9 RELACION GAS CONDENSADO AL ABANDONO	Rsa			10.000	10.000	PCN/BN	
10 TEMPERATURA ORIGINAL	T			170	170	°F	
11 TEMPERATURA CRITICA	Tc			50	50	°F	
12 TEMPERATURA CRJCONCENTRICA	Tcd					°F	
13 PRESION ORIGINAL	pi			1.391	1.391	lppc	
14 PRESION DE ABANDONO	pa			204	204	lppc	
15 PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	pbnm			3.070	3.070	pbnm	
16 GAS CONDENSADO POR UNIDAD DE VOL.	43,560*Ø*Sgi*(1/βgi)			779	779	MPCN/acres-pies	
17 RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO	GPM			2,0	2,0	GAL/MPCN	
18 VISCOSIDAD DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL	μo			0,015	0,015	cP	
19 LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	HLG			27	27	BN/MMPc	
20 FRACCION MOLAR DE METANO	C1			61	61	%	
21 FRACCION MOLAR DE HEPTANO Y MAS PESADOS	C7					%	
22 PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k			631,0	631,0	mD	
23 MECANISMOS DE PRODUCCION				RF	RF		
RESERVAS DE GAS							
24 GAS HUMEDO ORIG. EN SITIO (GHOES)	(7*16)/1000			7.289	7.289	MMPcN	
25 FRACCION DEL GAS	fg			0,970	0,970		
26 GAS SECO ORIGINAL EN SITIO (GSOES)	(24*25)			7.070	7.070	MMPcN	
27 FACTOR DE RECOBRO	FRg			75,0	75,0	%	
28 RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	(26*27)/100			5.303	5.303	MMPcN	
29 GAS INYECTADO	G					MMPcN	
30 PRODUCCION ACUMULADA DE GAS	Gp			304	304	MMPcN	
31 RESERVAS REMANENTES DE GAS	28+29-30			4.999	4.999	MMPcN	
RESERVAS DE CONDENSADO							
32 CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (COES)	(26/8)*1000			307	307	MBN	
33 FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	FRp			75,0	75,0	%	
34 RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	(32*33)/100			231	231	MBN	
35 FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO	FRs					%	
36 RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	(32*35)/100					MBN	
37 RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	(34+36)			231	231	MBN	
38 PRODUCCION ACUMULADA DE CONDENSADO	Np			14	14	MBN	
39 RESERVAS REMANENTES DE CONDENSADO	(37-38)			217	217	MBN	
ING. DE YACIMIENTOS/CIV		ING. DE RESERVAS/CIV					

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

Título	REINTERPRETACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS JM 263 – RC 3, ARENA MOC, FORMACIÓN SAN JOAQUÍN/EL ROBLE, PERTENECIENTE AL ÁREA MAYOR DE ANACO
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
SALAZAR JUAN B.	CVLAC	22.588.694
	e-mail	Juansalazar161194@gmail.com
	e-mail	Juansalazar111@hotmail.com
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Reinterpretación del modelo estático
Formación Oficina
Miembro Moreno
Secciones estratigráficas
Sección estructural
Mapas isópaco-estructurales

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ciencias de la Tierra	Ingeniería Geológica

Resumen (abstract):

Los yacimientos JM 263 y RC 3, de la arena MOC, de la Formación Oficina del Campo San Joaquín/ El Roble, de edad Mioceno inferior medio, se encuentra ubicado en el Área Mayor de Anaco, Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. El área de estudio se ubica aproximadamente a 8 Kms al Sureste de la ciudad de Anaco en el Estado Anzoátegui. El estudio consistió en la revisión del Modelo Estático de la Arena MOC, Yacimientos JM-263 y RC 3, para una nueva cuantificación de sus reservas. La metodología a seguir en la realización de este estudio consistió primero en la búsqueda y selección de información (pruebas de pozos, registros, informes, etc.), correlación de los pozos pertenecientes al yacimiento y elaboración de secciones estratigráficas, y estructurales con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales de los yacimientos, análisis de electrofacies para la definición paleoambiental. Posteriormente se realizó, la interpretación petrofísica, y mapas de isopropiedades (utilizando la herramienta SIGEMAP 3.0) y finalmente el cálculo de reservas utilizando el método volumétrico. Con el análisis de registros de pozos y la elaboración de mapas de electrofacies, se ratificó la continuidad lateral del las arenas y interpretó el ambiente fluvio deltaico que presenta un canal con abanico de rotura y llanura de inundación. Con la ayuda de las secciones estratigráficas realizadas se pudo ver la continuidad de la arena MOC. Mediante la evaluación petrofísica realizada a 15 pozos pertenecientes al yacimiento RC 3 y a 48 pozos pertenecientes al yacimiento JM 263, se obtuvo también el promedio de porosidad de 31% y permeabilidad de un 2.169 mD. Posteriormente se determinaron las reservas para los yacimientos de gas húmedo a partir del método volumétrico; donde se obtuvo un gas húmedo original en sitio (GHOES) de 9.966 MMPCN, un condensado original en sitio (COES) de 233 MBN. El cálculo de las reservas recuperables y remanentes del gas son 7.347 MMPCN y 4160 MMPCN, y las de liquido es 175 MBN y 151 MBN, esto perteneciente al yacimiento JM 263. Y las reservas para el yacimiento RC 3 se obtuvo un gas húmedo original en sitio (GHOES) de 7.674 MMPCN, un condensado original en sitio (COES) de 324 MBN. El cálculo de las reservas recuperables y remanentes del gas son 5.583 MMPCN y 5.279 MMPCN, y las de liquido es 243 MBN y 229 MBN, respectivamente.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL/	Código CVLAC	/ e-mail
Sandoval, Berenice	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☒ JU ☐	
	CVLAC	8.884.428	
	e-mail	beresandoval@hotmail.com	
	e-mail		
Monteverde, Francisco	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒	
	CVLAC	12.192.676	
	e-mail	monteverdefr@gmail.com	
	e-mail		
González , José Simón	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒	
	CVLAC	13.015.360	
	e-mail	jsgonzalez78@yahoo.es	
	e-mail		
	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☐	
	CVLAC		
	e-mail		
	e-mail		

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2018	02	23

Lenguaje Spa _____

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
Tesis- Reinterpretación del modelo estático de los yacimientos RC-3 y JM-263.docx
Tesis- Reinterpretación del modelo estático de los yacimientos RC-3 y JM-263.pdf

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: _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Pre-grado

Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería Geológica

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

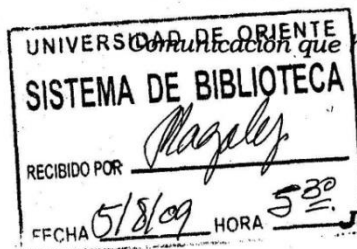
Cumaná, 04 AGO 2009

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.

Cordialmente,


JUAN A. BOLANOS CURVELO
Secretario



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

JABC/YGC/maruja

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."



Juan Salazar
AUTOR 1


Berenice Sandoval
TUTOR
Francisco Monteverde
JURADO
José González
JURADO